

STUDIE

Aufbau und Finanzierung von Wasserstoffspeichern in Deutschland

Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz

Impressum

Herausgeber:

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)

Chausseestraße 128 a

10115 Berlin

Tel.: +49 30 66 777-0

Fax: +49 30 66 777-699

E-Mail: info@dena.de

Internet: www.dena.de

Autorinnen und Autoren:

Friederike Altgelt, dena	Luis Kuehnen, Guidehouse	Dr. Christoph Luderer, Fraunhofer ISI
Eirin Becker, dena	Bastian Lotz, Guidehouse	Dr. Benjamin Lux, Fraunhofer ISI
Dr. Eva Schmid, dena	Dominik Peper, Guidehouse	Dr. Frank Sensfuss, Fraunhofer ISI
Fabio Weiß, dena	Matthias Schimmel, Guidehouse	
Dr. Tim Mennel, dena	Andrea Dertinger, Guidehouse	
Justin Hofmann, dena	Jakob Hoffmann, Guidehouse	
Hrvoje Brlecic-Layer, dena		
Dr. Jakob Schieder-Hestermann, dena		
Marius Höerneschemeyer, dena		

Projektabruf im Rahmenvertrag der Abteilung II des BMWK // AZ: 33401/015#003

Redaktion:

Dr. Tim Mennel (dena)

Bildnachweis:

DEEP.KBB GmbH

Stand:

Juli 2024

Bitte zitieren als:

Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena, 2024): Aufbau und Finanzierung von Wasserstoffspeichern in Deutschland

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	7
1 Einführung und Grundlagen	8
1.1 Hintergrund.....	8
1.2 Bedeutung von Wasserstoffspeichern	9
1.2.1 Funktion von Wasserstoffspeichern	9
1.2.2 Speichertechnologien und ihre Einsatzmöglichkeiten.....	11
1.2.3 Bedarf an Wasserstoffspeichern.....	12
1.3 Potenziale, technische Herausforderungen und Realisierungszeiten.....	13
1.3.1 Potenzialanalyse	13
1.3.2 Technologiereife der Typen von Wasserstoff-Untergrundspeichern	17
1.3.3 Herausforderungen bei der Entwicklung von Kavernenspeichern	19
1.3.4 Herausforderungen bei der Inbetriebnahme von Kavernenspeichern	21
1.3.5 Realisierungsdauern von Salzkavernen als Wasserstoffspeicher	25
1.4 Wasserstoffderivate	27
1.4.1 Bedeutung von Wasserstoffderivaten	27
1.4.2 Wechselwirkungen mit dem Wasserstoffsysteem und den Wasserstoffspeicherbedarfen.....	28
1.4.3 Bedeutung und Kosten der Speicherung von Wasserstoffderivaten	29
2 Von der Methan- zur Wasserstoffspeicherung	31
2.1 Grundlagen der Analyse.....	31
2.1.1 Bedarfsermittlung für Wasserstoffspeicher in den Langfristszenarien.....	31
2.1.2 Entwicklung von Transformationsszenarien	32
2.1.3 Relevante Strategien, Prozesse und Studien	32
2.2 Wasserstoffspeicherbedarf.....	33

2.2.1	Ergebnisse der Szenarioanalysen.....	33
2.2.2	Saisonalität und Speicher-Dispatch.....	34
2.2.3	Einflussfaktoren für den Wasserstoffspeicherbedarf.....	36
2.2.4	Analyse Importe	37
2.3	Resilienz: Beherrschung herausfordernder Situationen	40
2.3.1	Regionalisierung.....	41
2.4	Transformationsszenarien	42
2.4.1	Geplanter Neubau von Wasserstoffspeichern.....	42
2.4.2	Methanspeicherbedarfe und theoretische Umwidmungspotenziale	43
2.4.3	Beschreibung der Transformationsszenarien.....	47
2.4.4	Ergebnisse der Transformationsszenarien.....	49
2.5	Einordnung der Ergebnisse	54
2.5.1	Einordnung der Analyseergebnisse und Unsicherheiten	54
2.5.2	Relevante regulatorische Prozesse und Studien	56
3	Ökonomische Herausforderungen bei Wasserstoffspeichern	59
3.1	Ökonomische Herausforderungen und Risiken bei Wasserstoffspeichern	59
3.1.1	Allgemeine ökonomische Herausforderungen und Risiken bei Wasserstoffspeichern.....	60
3.1.2	Spezifische ökonomische Herausforderungen und Risiken für den Neubau von Wasserstoffspeichern und für die Umwidmung von Gas- zu Wasserstoffspeichern.....	65
3.2	Einordnung der ökonomischen Herausforderungen für das zu erarbeitende Finanzierungsmodell	68
4	Kosten und Finanzierungsbedarfe für Wasserstoffspeicher	71
4.1	Methodik und Annahmen	71
4.2	Kosten für Wasserstoffspeicher.....	72
4.3	Einnahmen durch Wasserstoffspeicher	73

4.4	Ergebnisse auf Kosten- und Einnahmenseite	75
4.5	Finanzierungsbedarfe für Wasserstoffspeicher	76
4.6	Implikationen für einen Finanzierungsrahmen	78
5	Finanzierungsmodelle für Wasserstoffspeicher	79
5.1	Zusammenwirken von Regulierungsrahmen und Fördersystem für Wasserstoffspeicher	80
5.2	Beschreibung und Bewertung ausgewählter Fördermechanismen	82
5.2.1	Nutzungsunabhängiger garantierter Minimalerlös (erlösbasierter Contract for Difference)	83
5.2.2	Nutzungsunabhängige (fixe) Erlösprämie	87
5.2.3	Nutzungsabhängige preisbasierte Prämienmodelle	89
5.2.4	Investitionskostenförderung	92
5.2.5	Staatliche Investitionsgarantien	93
5.2.6	Staatliche Beauftragung von Wasserstoffspeichern	95
5.2.7	Nachfrageseitige Instrumente (Förderung oder Quote)	96
5.2.8	Bewertungsübersicht	97
5.3	Beschreibung und Bewertung von Allokationsmechanismen	100
5.3.1	Wettbewerbliche Ausschreibungen	100
5.3.2	Zuwendungsverfahren mit projektspezifischer Festlegung der Förderung	101
5.3.3	Einheitliche, regelbasierte Festlegung der Förderung	102
5.3.4	Bewertungsübersicht	102
5.4	Beschreibung und Bewertung von Refinanzierungsmechanismen	104
5.4.1	Refinanzierung aus Haushaltsmitteln des Bundes	104
5.4.2	Refinanzierung über Amortisationskonto	104
5.4.3	Refinanzierung über Umlagemechanismus	106

5.4.4	Bewertungsübersicht.....	107
5.5	Handlungsempfehlungen.....	108
5.5.1	Regulierungsrahmen: Einführung sollte frühzeitig angestrebt werden... ..	108
5.5.2	Fördermechanismus: Erlösbasierte Contracts for Difference (Minimalerlösmodell) schaffen frühzeitige und effektive Investitionsanreize in der Hochlaufphase.....	110
5.5.3	Allokationsmechanismus: Wettbewerbliche Ausschreibungen können die Förderkosteneffizienz erhöhen und erlauben eine bedarfsgerechte Mengensteuerung	112
5.5.4	Refinanzierungsmechanismus: Ein Amortisationskonto ermöglicht eine zukünftige Refinanzierung von Förderkosten durch eine breitere Nutzerbasis und gegebenenfalls die Absicherung privatwirtschaftlicher Investitionen.....	113
6	Schlussfolgerungen.....	115
Abbildungsverzeichnis		116
Tabellenverzeichnis		118
Abkürzungen		119

Zusammenfassung

Der Wasserstoffsektor soll laut den Plänen der Europäischen Union und der Bundesregierung ein Pfeiler der zukünftigen klimaneutralen Energieversorgung werden. Dazu gehören auch Wasserstoffspeicher, die Flexibilität für das Wasserstoff- und das Stromsystem bereitstellen und damit einen unverzichtbaren Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten. Wie bei der heutigen Erdgasversorgung erfüllen die Speicher verschiedene Funktionen, unter anderem bei der Unterstützung des Handels und der Gewährleistung der Systemsicherheit. Langfristig werden die Speicherbedarfe jedoch durch das saisonale Gefälle der Nachfrage durch Wasserstoffkraftwerke dimensioniert werden. Aufgrund der engen Verflechtung der europäischen Energieversorgung müssen auch die Wasserstoffspeicher in den europäischen Nachbarländern stark ausgebaut werden. Aus technischer Perspektive eignen sich zur Speicherung der erheblichen Energiemengen, die künftig eingespeichert werden müssen, nur Wasserstoff-Untergrundspeicher. Aus verschiedenen technischen Gründen stehen dabei zumindest anfangs Salzkavernen im Fokus der Transformationsstrategie. Mittelfristig sollten aber auch Porenspeicher genutzt werden, weshalb eine Fortführung der laufenden Erprobungen bis hin zur Marktreife erfolgen muss. Der aktuell angekündigte Zubau von Wasserstoffspeichern deckt die Bedarfe nur bis ca. 2030 (wobei die finalen Investitionsentscheidungen noch ausstehen). Bis 2035 können die Speicherbedarfe noch vollständig durch den angekündigten Neubau und die konsequente Umwidmung von Erdgaskavernenspeichern gedeckt werden. Bei einer Verzögerung der Umwidmungen ist auch schon bis 2035 zusätzlicher Neubau erforderlich. Ab 2040 können die sehr stark ansteigenden Speicherbedarfe auch bei umfangreichen Umwidmungen (inklusive Porenspeichern) nur noch durch erheblichen Neubau gedeckt werden. Der erforderliche Arbeits- und Materialaufwand kann zu großen Herausforderungen durch Engpässe führen. Besonders problematisch ist der Dienstleistemangel. Das Speichervolumen in 2045 ist – der Projektion zufolge – ca. 60 % größer als das heute existierende Speichervolumen. Aufgrund der langen Realisierungszeiten sollte frühzeitig, möglichst schon in den kommenden Jahren, der Neubau von umfangreichen Kavernenspeicherkapazitäten angestoßen werden.

Dabei bedarf es auch eines politischen Zielbildes für die Wasserstoffspeicher. Nur so kann eine rechtzeitige Fertigstellung sichergestellt werden, denn vor dem Hintergrund bestehender Förderlücken und ökonomischer Risiken in der aktuellen Marktsituation können finale Investitionsentscheidungen für Wasserstoffspeicher ohne staatliche Unterstützung nicht getroffen werden. Für die Finanzierung von Wasserstoffspeichern ist vor allem der Ausgleich von Nachfragerisiken (Preis- und Mengenrisiken) für Speicherbetreiber entscheidend. Ohne ein stabiles Finanzierungsmodell, das ausreichend sichere Einnahmen zur Kostendeckung garantiert und relevante Risiken absichert, würden Investitionen in den benötigten H2-Speicherkapazitätsausbau voraussichtlich zu gering ausfallen. Dies wird in entscheidender Weise durch den durch die Bundesnetzagentur festzulegenden Regulierungsrahmen mitbestimmt werden. Dessen Einführung und ein damit einhergehendes staatlich abgesichertes Finanzierungsmodell in der Hochlaufphase sollten möglichst früh (bestenfalls ab Mitte 2026) erfolgen. Schon vor der Einführung ist eine möglichst frühzeitige Kommunikation des zukünftigen Regulierungs- und Finanzierungsrahmens entscheidend. Als Fördermechanismus eignen sich vor allem erlösbasierte Contracts for Difference (sogenanntes Minimalerlösmodell). Sie schaffen frühzeitige und effektive Investitionsanreize in der Markthochlaufphase und sollten im Rahmen von wettbewerblichen Ausschreibungen vergeben werden, da diese die Förderkosteneffizienz erhöhen können und eine bedarfsgerechte Mengensteuerung erlauben. Der Umfang der Ausschreibungen sollte dabei durch die politischen Ziele der Bundesregierung bestimmt werden. Zur Finanzierung sollte ein Amortisationskonto herangezogen werden, da es eine Refinanzierung durch eine in der Zukunft deutlich breitere Nutzerbasis ermöglicht.

1 Einführung und Grundlagen

1.1 Hintergrund

Die sichere Versorgung mit nachhaltigem, klimaneutralem Wasserstoff ist essenziell, um Klimaneutralität zu erreichen. Mit der Nationalen Wasserstoffstrategie (2020) und der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie (2023) hat die Bundesregierung einen kohärenten Handlungsrahmen für die künftige Erzeugung, den Transport und die Nutzung von Wasserstoff und seinen Derivaten gesetzt.¹ Bis 2030 geht die Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie von einem Gesamtwaterstoffbedarf von 95 bis 130 TWh aus, der sowohl Bedarfe für molekularen Wasserstoff als auch Derivate sowie den bereits heutigen Bedarf von rund 55 TWh umfasst. Um diesen Bedarf zunehmend mit klimaneutralem Wasserstoff zu decken, soll bis 2030 eine Elektrolysekapazität von 10 GW in Deutschland aufgebaut werden. Darüber hinaus soll der Bedarf zu 50 bis 70 % aus Importen von klimaneutralem bzw. emissionsarmem Wasserstoff und Wasserstoffderivaten gedeckt werden. Mit dem Wasserstoff-Kernnetz wird bis Mitte der 2030er Jahre die nötige Transportinfrastruktur geschaffen, um molekularen Wasserstoff von den Erzeugungs- und Importregionen zu den Nachfragezentren zu transportieren.²

Mit der fortschreitenden Umstellung von Produktionsprozessen in der Industrie und dem Einsatz von Wasserstoff im Umwandlungssektor und in weiteren Nachfragesektoren in den 2030er Jahren steigt der Wasserstoffbedarf in den 2030er Jahren stark an. Die Langfristszenarien des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) sehen je nach Szenario einen Bedarf an klimaneutralem molekularem Wasserstoff von 80 bis 161 TWh in 2035 vor, der bis 2045 im klimaneutralen Energiesystem auf rund 300 bis 600 TWh steigt.³ Neben einer umfangreichen inländischen Erzeugung aus Elektrolyse von 130 bis 188 TWh in 2045 muss ein Großteil dieses Bedarfs importiert werden; in den Szenarien erfolgt der Import molekularen Wasserstoffs kostenoptimiert fast ausschließlich per Pipeline aus Europa und der MENA-Region (Middle East and North Africa). Hinzu kommen umfangreiche Bedarfe an Wasserstoffderivaten (z. B. Ammoniak, Methanol, Naphtha und Kerosin), die vor allem per Schiff aus dem außereuropäischen Ausland aus Regionen mit besonders günstigen Voraussetzungen für erneuerbare Energien importiert werden können.

Wasserstoff und Wasserstoffderivate spielen für die Transformation der Nachfragesektoren, insbesondere für die Industrie, eine entscheidende Rolle. Klimaneutraler Wasserstoff und seine Derivate sowie eine umfangreiche Elektrifizierung ersetzen in den Szenarien bis 2045 fossile Energieträger sowohl beim energetischen als auch beim stofflichen Einsatz. In den weiteren Nachfragesektoren spielt Wasserstoff aufgrund von Effizienznachteilen gegenüber einer direkten Stromnutzung voraussichtlich eine untergeordnete Rolle. Lediglich im Verkehrssektor, insbesondere im Flug- und Schiffsverkehr, werden substantielle Mengen an Wasserstoffderivaten benötigt.

Neben der Nutzung von Wasserstoff in den Nachfragesektoren wird Wasserstoff vor allem im Umwandlungssektor eine zentrale Rolle zur Absicherung des Stromsystems spielen. Er kommt hier in Wasserstoffkraftwerken zum Einsatz, die in Zeiten geringer Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie in Deutschland und Europa die Residuallast decken. Diese Kraftwerke weisen in den Szenarien im Jahr 2045 eine hohe installierte

¹ Bundesregierung (2020): Nationale Wasserstoffstrategie, URL: <https://www.bmbf.de/SharedDocs/Downloads/files/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf>

² § 28q EnWG

³ Fraunhofer ISI / Consentec / ifeu / TU-Berlin (2024): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland – Orientierungs-szenarien, URL: www.langfristszenarien.de

Leistung von 60 bis 81 GW auf, werden jedoch nur in wenigen Stunden des Jahres, insbesondere im Winter, benötigt. Wasserstoff spielt also im zukünftigen Energiesystem auch eine entscheidende Rolle als Energiespeicher, mit dem das Energieangebot saisonal verschoben werden kann. Um diese saisonale Verschiebung zu ermöglichen, braucht es in erheblichem Umfang großvolumige Wasserstoffspeicher in Deutschland und Europa. Sie werden damit entscheidend zur Versorgungssicherheit des Gesamtsystems beitragen.

Wasserstoffspeicher können in Deutschland teilweise durch die Umrüstung bestehender Erdgas- bzw. Methanspeicher erschlossen werden. Allerdings müssen darüber hinaus voraussichtlich erhebliche Kapazitäten an Wasserstoffspeichern, insbesondere als Kavernen, neu gebaut werden, da Wasserstoff eine wesentlich geringere volumetrische Energiedichte als Methan aufweist und eine Umstellung von Methanspeichern erst dann möglich ist, wenn sie nicht mehr zur Sicherstellung der Methanversorgung benötigt werden.

Der Wasserstoffspeicherbedarf des Energiesystems wächst mit der Wasserstoffnachfrage und nimmt insbesondere mit der steigenden saisonalen Nachfrage der Wasserstoffkraftwerke stark zu. Aufgrund sehr langer Neubau- und Umstellungszeiten für Wasserstoffspeicher (5 bis 7 Jahre für die Umstellung und 7 bis 12 Jahre für den Neubau) ist es nötig, bereits kurzfristig Maßnahmen zu ergreifen, um einen ausreichenden Ausbau der Wasserstoffspeicherkapazitäten sicherzustellen. Neben der Klärung regulatorischer Rahmenbedingungen ist es vor allem von großer Bedeutung, frühzeitig Investitionen in Wasserstoffspeicher zu ermöglichen. Daher werden nachfolgend sowohl die voraussichtlich entstehenden Finanzierungsbedarfe als auch Instrumente zur Absicherung von Risiken analysiert.

Der Bericht ist wie folgt aufgebaut: Zunächst werden die Bedeutung von Wasserstoffspeichern im klimaneutralen Energiesystem (Kapitel 1.2), die Potenziale für die Errichtung von Untergrundspeichern sowie die technischen Grundlagen und Herausforderungen (Kapitel 1.3) analysiert und das Verhältnis zwischen dem Einsatz von Wasserstoffderivaten und Wasserstoffspeicherbedarfen wird untersucht (Kapitel 1.4). Darauf aufbauend werden die Wasserstoffspeicherbedarfe auf Grundlage der detaillierten technisch-ökonomischen Szenarien der BMWK-Langfristszenarien dargestellt (Kapitel 2.1 und 2.2), die wesentlichen Einflussfaktoren auf diese Bedarfe identifiziert und Analysen zu Importen und zur Resilienz durchgeführt (Kapitel 2.3). Schließlich werden Transformationsszenarien für die Umstellung bestehender Methanspeicher und den Neubau von Wasserstoffspeichern entwickelt, die aufzeigen, wie die Wasserstoffspeicherbedarfe unter Berücksichtigung der Versorgungssicherheit bei Methan im Zuge der Transformation gedeckt werden können (Kapitel 2.4). Anschließend werden die ökonomischen Risiken für die Errichtung von Wasserstoffspeichern analysiert (Kapitel 3), Kosten für die Umwidmung und den Neubau bestimmt und mögliche Einnahmen gegenübergestellt, um Finanzierungsbedarfe zu ermitteln (Kapitel 4). In Kapitel 5 werden verschiedene Finanzierungsmodelle untersucht und aufbauend auf Annahmen zu einer zukünftigen Regulierung von Speichern mögliche Förder- (Kapitel 5.2), Allokations- (Kapitel 5.3) und Refinanzierungsmechanismen (Kapitel 5.4) beschrieben und bewertet.

1.2 Bedeutung von Wasserstoffspeichern

1.2.1 Funktion von Wasserstoffspeichern

Energienachfrage und Energieangebot müssen jederzeit ausgeglichen sein, um eine sichere Versorgung zu gewährleisten. Dafür braucht das Energiesystem Flexibilität, also die Fähigkeit zur zeitlichen oder räumlichen Verschiebung von Energieerzeugung und Energieverbrauch. Die benötigte Flexibilität kann grundsätzlich von

der Erzeugungsseite, von der Nachfrageseite, durch Im- und Exporte sowie von Speichern bereitgestellt werden.

Wasserstoffspeicher werden in Zukunft benötigt, um Flexibilität für das Wasserstoffsystem zur Verfügung zu, und sind durch die zunehmende Kopplung der Sektoren zentral, damit Elektrolyseure und Kraftwerke auch Flexibilität für das Stromsystem bereitstellen können. Auf diese Weise tragen sie zur Versorgungssicherheit im Wasserstoff- und im Gesamtsystem bei.

Im Wasserstoffsystem stellen Wasserstoffspeicher Flexibilität insbesondere für folgende Zwecke zur Verfügung:

- **Aufnahme von Wasserstoff aus Elektrolyse**

Die Wasserstofferzeugung aus Elektrolyse richtet sich am Dargebot erneuerbarer Energien aus. Wasserstoffspeicher nehmen Wasserstoff in diesen Zeiten auf und erlauben es Elektrolyseuren, immer dann Wasserstoff zu produzieren, wenn ausreichend erneuerbarer Strom verfügbar ist.

- **Puffer für Importe und Exporte**

Wasserstoffspeicher dienen als Puffer für Wasserstoffimporte und -exporte sowohl in den Import- als auch in den Exportländern. Sie ermöglichen so eine Verstetigung der Wasserstoffversorgung aus Importen.

- **Verstetigung des Angebots für (industrielle) Nachfrage**

Wasserstoffspeicher stellen angesichts einer im Zeitverlauf variablen Wasserstofferzeugung sicher, dass die konstante Nachfrage nach Wasserstoff für industrielle Prozesse jederzeit gedeckt werden kann. Sollte Wasserstoff in weiteren Nachfragesektoren zum Einsatz kommen, erlauben Speicher auch hier eine zeitliche Verschiebung des Wasserstoffangebots, um die Wasserstoffnachfrage abzusichern.

- **Dienstleistungen für den Netzbetrieb**

Wasserstoffspeicher stellen Dienstleistungen für den Wasserstoffnetzbetrieb zur Verfügung. Insbesondere können Speicher Regelleistung für den Netzbetrieb bereitstellen, um den Druck innerhalb der für einen sicheren Betrieb nötigen Parameter zu halten.

Wasserstoffspeicher ermöglichen auch die Bereitstellung von Flexibilität für das Stromsystem, die angesichts eines zeitvariablen Erzeugungsprofils bei erneuerbaren Energien (EE) von großer Bedeutung für eine sichere Stromversorgung ist:

- **Aufnahme von Erneuerbare-Energien-Erzeugungsspitzen**

Elektrolyseure spielen auf der Nachfrageseite des Stromsystems künftig eine wichtige Rolle, um Erzeugungsspitzen erneuerbarer Energien flexibel aufzunehmen. Die Speicherung dieser Energie erfolgt anschließend in Wasserstoffspeichern. Durch die Sicherstellung der Abnahme des erzeugten Wasserstoffs ist es möglich, den Betrieb von Elektrolyseuren völlig am Dargebot erneuerbarer Energien auszurichten und das EE-Potenzial damit vollumfänglich zu verwerten.

- **Wasserstoffversorgung von Kraftwerken**

Wasserstoffkraftwerke werden künftig die Residuallast des Stromsystems in Zeiten geringer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien decken und damit eine wesentliche Quelle für erzeugungsseitige Flexibilität im Stromsystem sein. Eine Versorgung dieser Kraftwerke mit Wasserstoff ist aufgrund ihrer stark saisonal geprägten Verbrauchsprofile nur mit großvolumigen Wasserstoffspeichern möglich, die Wasserstoff für verbrauchsstarke Phasen insbesondere im Winter vorhalten.

Wasserstoffspeicher tragen also wesentlich dazu bei, die Versorgungssicherheit sowohl im Wasserstoffsyste m als auch im Stromsystem zu gewährleisten.

Wasserstoffspeicher stärken außerdem die Resilienz des Energiesystems insgesamt, indem sie einen Resilienzpuffer für besonders herausfordernde Situationen bereitstellen können, wie zum Beispiel für lange Perioden geringer Erzeugung aus erneuerbaren Energien oder Importunterbrechungen.

1.2.2 Speichertechnologien und ihre Einsatzmöglichkeiten

Zur Speicherung von Wasserstoff können verschiedene Technologien genutzt werden, die unterschiedliche Eigenschaften aufweisen und daher unterschiedliche Funktionen erfüllen können. Die Speicherung kleinerer Energiemengen kann oberirdisch in Tanks oder im Wasserstoffnetz erfolgen. Für die saisonale Verschiebung großer Energiemengen können, wie auch heute für Methan, unterirdische Speicher in Kavernen oder in porösen Felsformationen genutzt werden.

■ Speicherung in Tanks

Für die oberirdische Speicherung von Wasserstoff können verschiedene Varianten von Tanks genutzt werden. Gasförmig wird Wasserstoff in Druckspeichern stark komprimiert bei 30 bis 700 bar gespeichert. In flüssiger Form gibt es zwei Varianten der Speicherung: ohne Kompression bei -253,15 °C sowie auf 13 bar komprimiert bei einer Temperatur oberhalb von -240,15 °C.

Tanks sind eine erprobte Technologie zur Wasserstoffspeicherung. Aufgrund der geringen Speichervolumen (kWh bis GWh) und der hohen Kosten, die für Kompression bzw. Verflüssigung und Wiedervergasung anfallen, eignen sich diese Speicher insbesondere für die kleinskalige Speicherung, zum Beispiel für Industrieprozesse, in Häfen oder an Tankstellen. Oberirdische Tanks sind nicht für die großvolumige, saisonale Speicherung geeignet, wie sie zur Absicherung des deutschen und europäischen Energiesystems benötigt wird. Daher werden Tanks in der folgenden Untersuchung nicht weiter betrachtet.

■ Speicherung als Line-Pack

Wasserstoff kann in begrenztem Umfang im Wasserstoffnetz als sogenanntes *Line-Pack* gespeichert werden. Dabei wird durch eine Erhöhung des Drucks mehr Wasserstoff in bestimmte Netzabschnitte eingebbracht und so kurzfristig gespeichert. Line-Packs werden für den Betrieb des heutigen Methannetzes von den Netzbetreibern eingesetzt, um kurzfristig Flexibilität bereitzustellen, und sind dort ein erprobtes Verfahren. Der Einsatz von Line-Packs zur Bereitstellung kurzfristiger Flexibilität für den Netzbetrieb ist in einem gewissen Umfang auch im Wasserstoffnetz zu erwarten. Für Wasserstoffnetze sind Line-Packs allerdings nicht erprobt und es ist davon auszugehen, dass der Druckbereich, in dem das Netz betrieben werden kann, kleiner ist als bei Methan. Daher und aufgrund der geringeren volumetrischen Energiedichte von Wasserstoff wird die gespeicherte Energiemenge in Line-Packs geringer ausfallen als im heutigen Methannetz. Bei einer Druckdifferenz von 10 bar können in einer 24-Zoll-Pipeline über eine Länge von 100 km rund 660 MWh Wasserstoff gespeichert werden.⁴ Bei Ansatz der gleichen Druckdifferenz könnten in einer Methan-Pipeline 3.882 MWh gespeichert werden; die Speicherfähigkeit von Wasserstoff-Pipelines beträgt damit nur 17 % derjenigen von Methan-Pipelines.⁵ Der Umfang des Einsatzes von Line-Packs für

⁴ Breitschopf, Barbara et al. (2022): The role of renewable H2 import & storage to scale up the EU deployment of renewable H2, URL: <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/7ab70e32-a5a0-11ec-83e1-01aa75ed71a1/language-en>

⁵ Quarton / Samsatli (2020): Should we inject hydrogen into gas grids? Practicalities and whole-system value chain optimisation, URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S030626192030684X>

den Netzbetrieb hängt von den zukünftigen betrieblichen Erfordernissen des Wasserstoffnetzes ab. Da Line-Packs lediglich kurzfristige Flexibilität für den Betrieb des Netzes bereitstellen und keine Rolle bei der saisonalen Speicherung von Wasserstoff spielen, werden sie in der folgenden Untersuchung nicht weiter betrachtet.

■ **Speicherung in Kavernen**

Wasserstoff kann, wie heute Methan, in Salzkavernen gespeichert werden. Die Speicherkapazität von Kavernen übersteigt die von Obertagespeichern deutlich und kann unter anderem für die saisonale Speicherung genutzt werden. Die Speicherung von Wasserstoff in Salzkavernen ist technologisch weitgehend ausgereift. In Großbritannien wird bereits ein Wasserstoff-Kavernenspeicher betrieben und in Deutschland laufen aktuell rund 20 Pilotprojekte zur Erprobung eines Betriebs mit reinem Wasserstoff. Kavernenspeicher können aufgrund ihrer geologisch-technischen Eigenschaften auch mit einer höheren Zyklenzahl betrieben werden und daher verschiedene Flexibilitätsbedarfe decken. An einem Ende des Spektrums stellen sie in Form der Bereitstellung von Regelleistung kurzfristige Flexibilität zur Aufrechterhaltung der H₂-Netzstabilität zur Verfügung, am anderen Ende erfüllen sie durch ihre großen Speichervolumen eine saisonale Speicherfunktion im Gesamtenergiesystem. Sie werden daher von besonderer Bedeutung sein, um Flexibilität für das klimaneutrale Energiesystem bereitzustellen.

■ **Speicherung in porösen Gesteinsschichten (sogenannte Porenspeicher)**

Als Wasserstoffspeicher nutzbare Porenstrukturen können zum Beispiel erschöpfte Erdgas- und Erdöllagerstätten sowie Aquifere sein. Porenspeicher werden heute zur großvolumigen Speicherung von Methan verwendet. Ihr Speichervolumen übersteigt zumeist das von Kavernen, allerdings ist bei ihnen ein höherer Anteil an Kissengas erforderlich. Die Eignung von Porenspeichern für die Speicherung von Wasserstoff wird aktuell in verschiedenen Pilotprojekten erprobt. Aufgrund ihrer Eigenschaften kommen Porenspeicher vor allem für die saisonale Speicherung mit niedriger Zyklenzahl in Frage.

1.2.3 Bedarf an Wasserstoffspeichern

Der Wasserstoffspeicherbedarf wird langfristig aufgrund der großen zeitlich zu verschiebenden und dafür einzuspeichernden Energiemengen von saisonalen Unterschieden bei Angebot und Nachfrage bestimmt. Zwar spielen Wasserstoffspeicher auch eine wichtige Rolle beim kurzfristigen Ausgleich von Angebot und Nachfrage, allerdings sind die hierfür erforderlichen Kapazitäten wesentlich kleiner als die für eine saisonale Verschiebung benötigten und daher nicht entscheidend für die langfristige Dimensionierung des Wasserstoffspeicherbedarfs (siehe Kapitel 2.1 und 2.2).

Im Zuge des Hochlaufs der Wasserstoffwirtschaft werden sich zunehmend stabile saisonale Zyklen herausbilden. Dennoch bestehen einige Unsicherheiten, etwa hinsichtlich politischer Entscheidungen im Ausland oder der kurz- und langfristigen Entwicklung der Energie- und Wasserstoffnachfrage. Zur Beherrschung unerwarteter Situationen kann daher die Bildung von *Resilienzpuffern* sinnvoll sein, in concreto durch die Bereitstellung zusätzlicher (befüllter) Wasserstoffspeicher. Kapitel 2.3 befasst sich näher mit diesem Thema.

Die hohe Saisonalität der künftigen Speicherzyklen ergibt sich aus gegenläufigen Schwankungen auf Angebots- und Nachfrageseite. Auf der Angebotsseite weist die Wasserstofferzeugung durch Elektrolyse ein saisonales Profil auf, da sie am Dargebot erneuerbarer Energien orientiert ist, das in den Übergangsmonaten und im Sommer wesentlich höher ausfällt. Auf der Nachfrageseite ist die Nachfrage aus Wasserstoffkraftwerken (mit und ohne Wärmeauskopplung) zentral, da diese Kraftwerke vornehmlich im Winter bei hoher Strom- und Wärmenachfrage und gleichzeitig geringerer Erzeugung aus erneuerbaren Energien zum Einsatz

kommen. Zur Absicherung der Einsatzfähigkeit dieser Kraftwerke können Resilienzpuffer in Form zusätzlicher Wasserstoffspeicher erforderlich sein. Sollte Wasserstoff im Gebäudesektor zum Einsatz kommen, ergeben sich auch hier saisonale Ausprägungen, da die Wärmenachfrage im Winter wesentlich höher ist (siehe Kapitel 2.2).

Die industrielle Nachfrage nach Wasserstoff fällt hingegen, wie auch die Wasserstoffimporte, über das Jahr gesehen voraussichtlich weitgehend konstant aus. Ein überwiegend konstantes Importprofil von Wasserstoff setzt jedoch Wasserstoffspeicher in den Export- bzw. Transitländern voraus.

1.3 Potenziale, technische Herausforderungen und Realisierungszeiten

1.3.1 Potenzialanalyse

Für die saisonale Speicherung von Wasserstoff kommen Kavernenspeicher und Porespeicher in Frage. Sowohl Poren- als auch Kavernenspeicher können grundsätzlich von einem Betrieb mit Methan auf Wasserstoff umgestellt werden. Gleichzeitig gibt es in Deutschland und Europa bedeutende geologische Potenziale für den Neubau von Untergrundspeichern. Deutschland nimmt aufgrund der hohen Potenziale für Kavernenspeicher eine besonders wichtige Rolle in Europa ein.

Potenziale für die Umstellung von Wasserstoff-Untergrundspeichern

Aktuell gibt es in Deutschland Kavernenspeicher mit einer Energiespeicherkapazität von 140 bis 168 TWh Methan und Porespeicher mit einer Energiespeicherkapazität von 94 bis 125 TWh Methan.^{6,7} Aufgrund der im Vergleich zu Methan geringeren volumetrischen Energiedichte von Wasserstoff und des unterschiedlichen Kompressionsverhaltens können bestehende Methanspeicher allerdings nur etwa ein Fünftel dieser Energie menge als Wasserstoff aufnehmen. Entsprechend wird das Speicherpotenzial für Wasserstoff in bestehenden Methankavernen in Deutschland auf ca. 33 TWh (NWR 2021) bzw. 30,7 TWh (DBI 2022) eingeschätzt. Die potenzielle Wasserstoffspeicherkapazität bestehender Porespeichern wird auf ca. 18 TWh (DBI 2022) bzw. auf 29 TWh (Alms et al. 2023) geschätzt. Methan-Kavernenspeicher können grundsätzlich auf die Speicherung von reinem Wasserstoff umgerüstet werden. Bei Methan-Porespeichern kann die Eignung zur Umstellung auf reinen Wasserstoff hingegen nicht als gesichert gelten, sondern ist im Einzelfall zu prüfen.

Ein grundsätzliches Problem bei Umwidmungen von Untergrundspeichern – Kavernen- wie Porespeichern – ist die Kollision der steigenden Wasserstoffspeicherbedarfe mit den fortgesetzten Bedarfen an Erdgasspeichern, die zumindest für einige Jahre weiterhin bestehen werden. In bestimmtem Umfang schafft schon die Ausrichtung der Kraftwerksstrategie auf gasbetriebene Kraftwerke bis zu deren Umstellung auf Wasserstoff betrieb fortgesetzte Erdgasspeicherbedarfe. Umstellungen sind daher nur sinnvoll, soweit Untergrundspeicher nicht mehr für die Erdgasspeicherung benötigt werden. Zudem muss der lange Umrüstungszeitraum von einigen Jahren berücksichtigt werden, während dessen der Untergrundspeicher überhaupt nicht nutzbar ist.

⁶ NRW, Energy 4 Climate (2022): Factsheet: Wasserstoffkavernenspeicher, URL: <https://www.energy4climate.nrw/fileadmin/Service/Publikationen/industrie-und-produktion/factsheet-kavernenspeicher-cr-energy4climate.pdf>

⁷ Bundesnetzagentur (2023): Monitoringbericht 2023, URL: <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2023.pdf>

Insgesamt ist daher die Wasserstoffspeicherkapazität, die durch Umstellungen erschlossen werden kann, begrenzt. Die Standorte und Typen der bestehenden Methanspeicher in Deutschland sind in Abbildung 1 dargestellt.

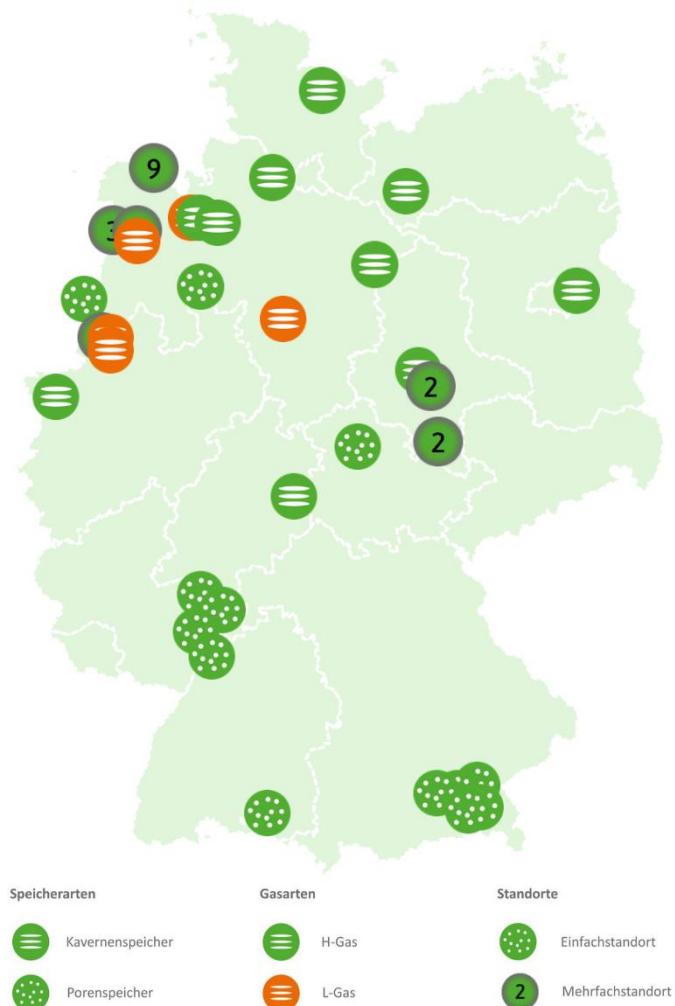


Abbildung 1 Bestehende Gasspeicher in Deutschland⁸

⁸ Quelle: INES-Speicher karte, URL: <https://energien-speichern.de/erdgasspeicher/gasspeicher-fuellstaende/>

Potenziale für den Neubau von Wasserstoff-Untergrundspeichern

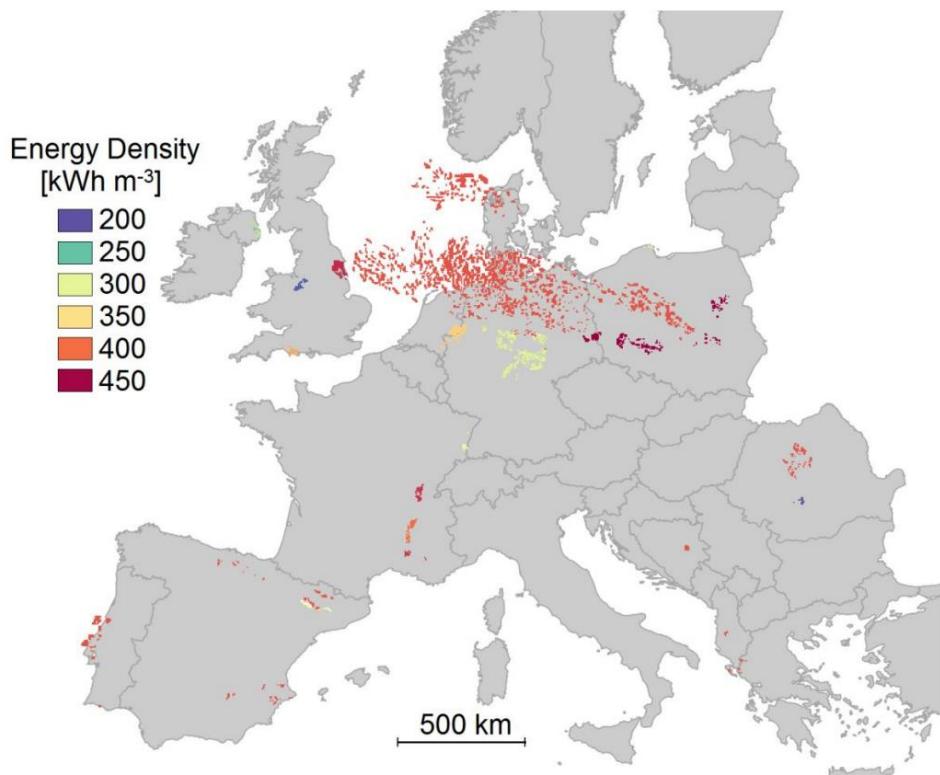


Abbildung 2 Verteilung potenzieller Salzkavernenstandorte in Europa mit den entsprechenden Energiedichten⁹

In Deutschland und Europa gibt es umfangreiche geologische Potenziale für den Neubau von Kavernen- und Porespeichern. Unterirdische Salzstrukturen, die für Kavernenspeicher benötigt werden, finden sich in Deutschland insbesondere im Norden des Landes, wobei vor allem die küstennah (an Land) gelegenen Kavernen gut erschließbar sind. Außerdem gibt es in Europa in Polen, Dänemark, Norwegen, den Niederlanden und Großbritannien ebenfalls große geologische Potenziale für Kavernenspeicher. Weitere Potenziale können in Frankreich, auf der Iberischen Halbinsel und in Südosteuropa gehoben werden (siehe Abbildung 2).

Ein wesentlicher Anteil der europäischen Kavernenstrukturen befindet sich allerdings in bzw. unter der Nordsee. Ihre Nutzung ist aufgrund der hohen infrastrukturellen Anforderungen unpraktikabel. Auch Kavernen, die weit im Landesinneren liegen, können aufgrund der Erfordernisse für die Solung (Frischwasser und Abtransport der Solung) nur eingeschränkt nutzbar gemacht werden. In der Summe sind dennoch hohe technische Potenziale für Untergrundspeicher in Europa vorhanden.

Das technische Potenzial für den Neubau von Kavernenspeichern in Deutschland liegt je nach Quelle bei einer Kapazität von 3.478 TWh (InSpEE-DS 2020) bzw. 35.600 TWh, davon 9.400 TWh an Land (Caglayan et al. 2020). Aufgrund der hohen Potenziale nimmt Deutschland eine besonders wichtige Rolle bei der Bereitstellung von Wasserstoffspeichern in Europa ein.

⁹ Quelle: Caglayan et al. (2020): Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe, in: International Journal of Hydrogen Energy (Vol. 45), URL: https://www.researchgate.net/publication/336607889_Technical_Potential_of_Salt_Caverns_for_Hydrogen_Storage_in_EuropeDBI_2022

Technische Potenziale für neue Porenspeicher bestehen zum Beispiel in Süddeutschland sowie in Österreich und weiteren europäischen Nachbarländern (siehe Abbildung 3). Für Deutschland wird ein Potenzial an zusätzlichen Wasserstoffspeicherkapazitäten in Porenspeichern zwischen 3.200 und 27.300 TWh (Alms et al. 2023) angenommen; andere Schätzungen gehen von einem deutlich höheren Potenzial aus.



Abbildung 3 Potentielle unterirdische Wasserstoff-Porenspeicher in Deutschland (grün schattierte Flächen)¹⁰

Abbildung 4 zeigt das Wasserstoffspeicherpotenzial für Wasserstoffspeicherung in bestehenden und möglichen neuen Porenspeichern in Europa. Die Berechnungen sind aufgrund der technischen Novität der Nutzung von Porenspeichern für Wasserstoff mit Unsicherheiten behaftet.

¹⁰ Quelle: Alms et al. (2023): Linking geological and infrastructural requirements for large scale underground hydrogen storage in Germany, URL: <https://www.frontiersin.org/journals/energy-research/articles/10.3389/fenrg.2023.1172003/full>

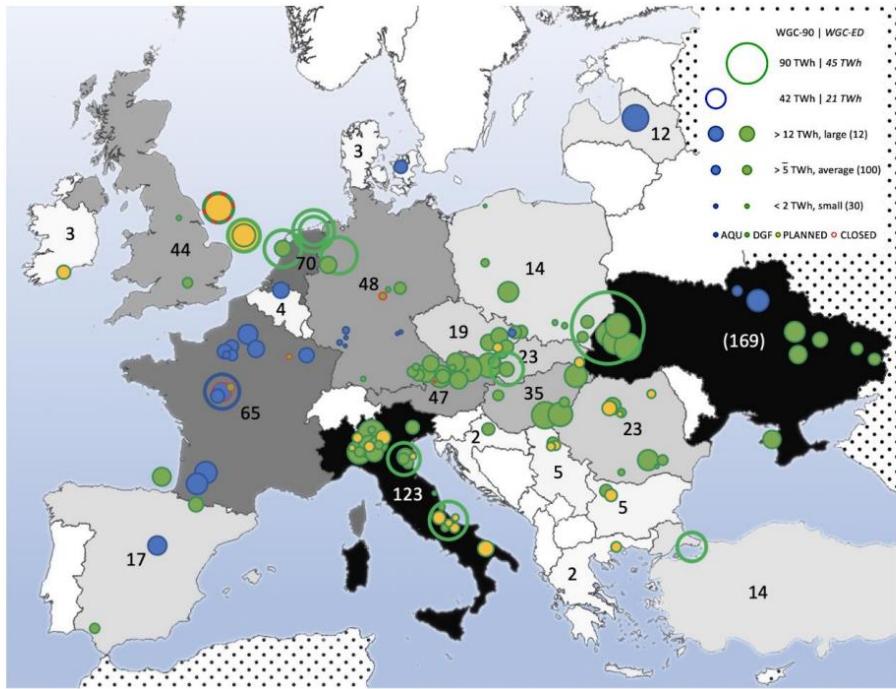


Abbildung 4 Potenzielles Wasserstoffspeichervolumen von Porespeichern in Europa¹¹

Aufgrund der sehr hohen technischen Potenziale für Neuerrichtungen von Wasserstoffspeichern insbesondere in Deutschland ist davon auszugehen, dass grundsätzlich alle entstehenden Speicherbedarfe gedeckt werden können. Allerdings können verschiedene lokale, planungsrechtliche und wirtschaftliche Faktoren die Erschließung dieser Speicherpotenziale hemmen oder einschränken. Insbesondere Flächenrestriktionen für die Oberfläche-Anlagen, die Wirtschaftlichkeit der Erschließung neuer Flächen und Speicher, die Verfügbarkeit von Wasser für die Solung, die Möglichkeiten zur Soleentsorgung bzw. -nutzung sowie die Nähe zum Wasserstoffnetz schränken die technischen Potenziale ein.

1.3.2 Technologiereife der Typen von Wasserstoff-Untergrundspeichern

Um festzustellen, welche Rolle den verschiedenen bereits beschriebenen Wasserstoffspeichermöglichkeiten in einer Transformationsstrategie zukommen soll, müssen die unterschiedlichen Faktoren wie technische Herausforderungen, Realisierungszeiten und systemische Erfordernisse zusammengeführt werden, um so die faktische Realisierbarkeit ihrer Potenziale im Zeitverlauf zu evaluieren und daraus insbesondere auch eine zeitliche Priorisierung abzuleiten.

Kavernenspeicher sind unterirdische künstliche Hohlräume in Salzstrukturen wie Salzstöcken oder Salzkissen. Ihre Eignung für die Speicherung von Wasserstoff wurde in mehreren Forschungsprojekten bestätigt und sie werden aktuell schon für die Speicherung großer (Erd-)Gasmengen genutzt. Kavernenspeicher bieten hervorragende Voraussetzungen für die Nutzung als Wasserstoffspeicher, da sie hohe Zyklenzahlen ermöglichen und somit eine sehr große Flexibilität bieten. Besonders vorteilhaft im Markthochlauf sind die geringen Kissengasanforderungen von nur 25 %. Technische Herausforderungen bestehen darin, dass gegebenenfalls eine Reinigung der Kaverne notwendig ist und es ein geringes Risiko für bakterielle Reaktionen gibt. Die

¹¹ Quelle: HyUSPRe (2022): Hydrogen storage potential of existing European gas storage sites in depleted gas fields and aquifers , abrufbar unter: https://www.hyuspre.eu/wp-content/uploads/2022/06/HyUSPRe_D1.3_Hydrogen-storage-potential-of-existing-European-gas-storage-sites_2022.06.29.pdf

langsame Konvergenz der Salzkavernen kann die Speicherkapazität langfristig leicht beeinflussen. So kann das Volumen um bis zu 1 % pro Jahr abnehmen.¹²

Porenspeicher befinden sich technisch noch in der Erprobungsphase. In Deutschland gibt es erste Projekte mit Beimischungen, allerdings liegen noch keine Erkenntnisse zu 100 % Wasserstoff in Porenspeichern vor. Die Eignung für die reine Wasserstoffspeicherung wird derzeit durch erste Forschungsprojekte untersucht. Porenspeicher bieten eine sehr hohe Speicherkapazität pro Speicher und sind daher gut zur saisonalen Flexibilitätsbereitstellung in großen Mengen geeignet. Allerdings stellt das notwendige Kissengasvolumen von über 50 % bei sehr hohen Speichervolumen eine große Herausforderung dar, besonders in der Markthochlaufphase. Aktuelle Forschungsergebnisse zeigen, dass es in Porenspeichern zu sehr starken Verunreinigungen des Wasserstoffs kommen kann, sodass aufwendige Aufbereitungen vorgenommen werden müssen und somit ein wirtschaftlicher Betrieb schwer möglich ist. Durch unreine Gasgemische besteht ein hohes Risiko für mikrobielle Aktivitäten, geochemische Reaktionen und Vermischungen mit verbleibenden Kohlenwasserstoffen. Bei Umwidmungen ist die Reinigung gegebenenfalls aufwendiger und kostenintensiver, da beispielsweise Ölrückstände ausgespült werden müssen. Unter Umständen sind eine zusätzliche Gasreinigung zur Abscheidung von Schwefelwasserstoff sowie eine Anpassung der technischen Infrastruktur an die Schwefelwasserstoff-Konzentration erforderlich, wofür andere Stahltypen benötigt werden. Die Gasabscheidung kann insbesondere bei hohen Ausspeicherleistungen die Kosten der oberflächigen Technik signifikant erhöhen.

Exkurs: Wasserstoffspeicherung in Österreich

In Österreich fehlen die geologischen Voraussetzungen für die Speicherung von Wasserstoff in Salzkavernen. Daher konzentrieren sich österreichische Unternehmen im Gegensatz zu deutschen Speicherbetreibern auf die Erforschung und Realisierung von Wasserstoff-Porenspeichern. In ersten Pilotprojekten konnte die grundsätzliche Realisierbarkeit der Wasserstoffspeicherung in Porenspeichern bereits bestätigt werden. Außerdem besteht in Österreich und generell in der Alpenregion ein hohes Aufkommen von porösen Strukturen im Untergrund, die zur Speicherung von Gasen genutzt werden können. In Zukunft könnten daher theoretisch große Speichervolumen für saisonale Flexibilität bereitgestellt werden. Die unterschiedlichen geografischen Gegebenheiten und die daraus resultierenden möglichen Speichertypen verdeutlichen die Wichtigkeit der europäischen Zusammenarbeit und der Entwicklung einer zusammenhängenden Wasserstoffinfrastruktur in Europa.

Aus den oben aufgeführten Gründen ergibt sich, dass Salzkavernen im Fokus der Transformationsstrategie stehen sollten, da sie grundsätzlich geringere technische Herausforderungen mit sich bringen. Dies liegt unter anderem an ihren geologischen und physikalisch-chemischen Eigenschaften, ihrer hohen Betriebsflexibilität und ihrem im Vergleich zu Porenspeichern höheren technologischen Reifegrad. Aus diesen Gründen eignen sie sich besonders für eine Nutzung schon in der Markthochlaufphase. Porenspeicher hingegen befinden sich derzeit noch in der Erprobungsphase hinsichtlich ihrer Eignung für die Wasserstoffspeicherung. Sie bieten ein hohes Potenzial für große, saisonale Speicherkapazitäten, das in der Marktreifephase stark an Bedeutung gewinnen wird, wenn substantielle Mengen Wasserstoff zur Verfügung stehen und bereithalten

¹² NRW. Energy 4 Climate (2022): Factsheet: Wasserstoffkavernenspeicher, URL: <https://www.energy4climate.nrw/fileadmin/Service/Publikationen/Industrie-und-Produktion/factsheet-kavernenspeicher-cr-energy4climate.pdf>

werden müssen. Für die frühzeitige Einbeziehung dieses Speichertyps in die Transformationsstrategie sind zum aktuellen Zeitpunkt jedoch noch zu viele Risiken und Herausforderungen mit dieser Technologie verbunden, um genauer auf Herausforderungen bei der Entwicklung und Inbetriebnahme sowie ihre Auswirkungen auf die Realisierungszeiten eingehen zu können. Allerdings wird fortlaufend, wie oben bereits gezeigt, ein Einblick aus österreichischen Forschungsprojekten gegeben, um den aktuellen Stand darzustellen.

1.3.3 Herausforderungen bei der Entwicklung von Kavernenspeichern

Die Speicherung von Wasserstoff in Salzkavernen stellt eine vielversprechende Methode zur Sicherung der Energieversorgung dar. Wie in Abschnitt 1.3.1 beschrieben, gibt es insbesondere im Norden Deutschlands großes Potenzial für die Neuerschließung solcher Kavernen. Bestehende Gasspeicherinfrastrukturen könnten jedoch potenziell umgewidmet werden, was ökonomische und zeitliche Vorteile bietet. Die Realisierungszeiten werden in Kapitel 1.3.5 detailliert erläutert.

Drei wesentliche Komponenten beeinflussen die Entstehung von Untergrundspeichern:

1. Obertägige Anlagen
2. Untertägige Anlagen
3. Planungs- und Genehmigungsverfahren

Die Planungs- und Genehmigungsverfahren sind ein grundlegender, nicht technischer Prozess, der jedoch essenziell für die vollständige Realisierung ist. Darunter zählen alle strategischen und planerischen Arbeiten in einem Unternehmen, die projektspezifischen Gestaltungspläne und rechtlich notwendige Genehmigungsverfahren vor Inbetriebnahme. Im folgenden Kapitel wird auf die Herausforderungen bezüglich der notwendigen Genehmigungsverfahren eingegangen. Die unternehmerischen Prozesse werden an dieser Stelle nicht weiter behandelt.

Die **Umwidmung** bestehender Salzkavernen für die Wasserstoffspeicherung ist eine effiziente Möglichkeit, vorhandene Infrastruktur zu nutzen. Die eigentliche Umwidmung umfasst allerdings nur die untertägige Infrastruktur, da die obertägigen Anlagen sämtlich durch neue, auf Wasserstoff ausgelegte Komponenten ersetzt werden müssen. Dabei sind mehrere Schritte und spezifische technische Herausforderungen zu berücksichtigen.

Umwidmung der untertägigen Anlagen

Die Umwidmung beginnt mit der Entleerung der bestehenden Kavernen, die bisher zur Speicherung von Erdgas oder anderen Stoffen genutzt wurden. Hierfür wird die Kaverne mit Wasser durchspült, um das vorhandene Gas und seine Rückstände zu entfernen. Anschließend wird eine etwa 1 bis 2 Meter dicke Salzschicht an den Wänden der Kaverne entfernt, um im Salz eingelagerte Rückstände vollständig zu beseitigen. Die technischen Anlagen, insbesondere die Verrohrung, werden umgerüstet und die Bohrungen verbreitert, um die Ein- und Ausspeicherleistung zu optimieren. Falls notwendig, wird die Form der Kaverne angepasst, um den optimalen Betriebsdruck für Wasserstoff zu gewährleisten.

Eine zentrale Herausforderung bei der Umwidmung ist die Entsorgung des salzhaltigen Wassers, die nur in geringen Mengen auf üblichen Abwasserwegen möglich ist. Dies könnte den Bau von geeigneten Abwasserleitungen oder -einrichtungen erforderlich machen.

Zudem ist die Reinheit von Kohlenwasserstoffen eine technische Anforderung bei Kavernen, da ihre Rückstände das Wachstum von Mikroorganismen fördern können, die Schwefelwasserstoff produzieren, der zu

Korrosion im Untergrundspeicher führt. Verbleibende Rückstände könnten auch zu Verunreinigungen des Wasserstoffs führen, was eine aufwendigere Aufbereitung nach sich zieht. Es können gegebenenfalls neben der grundsätzlich benötigten Qualitätsaufbereitung zusätzliche Verfahren wie Temperaturwechsel-Adsorption oder der Einsatz von Membranen erforderlich sein, um entstandene Verunreinigungen herauszufiltern.

Herausforderungen bei der Entwicklung von Porenspeichern

Besonders problematisch ist die Verunreinigung des Wasserstoffs mit Schwefelwasserstoffen durch mikrobiologische Prozesse. Praktische Erfahrungen erster Pilotprojekte in Österreich zeigen, dass Porenspeicher grundsätzlich zur Wasserstoffspeicherung fähig sind, die konkrete Eignung aber von den individuellen Gegebenheiten abhängt. In erster Linie ist eine vollständige Entleerung von Porenstrukturen aufgrund der Kapillarkräfte sehr schwierig und auch eine umfangreiche Entleerung nur mit hohen Kosten und langen Umwidmungsphasen realisierbar. Dies hat entsprechende negative Folgen für die Wirtschaftlichkeit.

Bei der Umwidmung von Porenspeichern müssen eine langwierige Entleerung und Reinigung des Speichers gegen den Aufbereitungsaufwand des Wasserstoffs bei der Ausspeicherung abgewogen werden. Es ist wahrscheinlich, dass ein gewisser Aufbereitungsaufwand unumgänglich ist und wirtschaftlicher als eine langwierige Reinigung.

Weitere technische Herausforderungen entstehen durch den Anpassungsbedarf der Verfahrenstechnik aufgrund der wasserstoffabhängigen thermodynamischen und strömungsmechanischen Eigenschaften, beispielsweise in Bezug auf die Zulässigkeit der bestehenden Verrohrung, insbesondere hinsichtlich der Stahlqualität und der speziellen Anforderungen des Wasserstoffs, oder aufgrund der Druck- und Temperaturschwankungen, die durch die chemischen Eigenschaften von Wasserstoff im Vergleich zu Erdgas entstehen. Diese Schwankungen, bekannt als Joule-Thomson-Effekt, müssen vor Inbetriebnahme bei der Auslegung der technischen Komponenten berücksichtigt werden, da sie sonst Sicherheitsrisiken darstellen können.

Neubau der obertägigen Anlagen

Neben der Umwidmung der untertägigen Kavernen ist der Neubau der obertägigen Infrastruktur erforderlich. Diese neuen Anlagen müssen mit speziell für Wasserstoff entwickelten Komponenten wie Verdichtern, Ventilen, Dichtungen und Aufbereitern ausgestattet werden. Verfügbarkeit und Zulassung dieser neuen Anlagenkomponenten sind entscheidend, da bestehende Erdgastechnologien nicht direkt übernommen werden können und technische Standards weitgehend noch nicht definiert sind. Ein weiteres wichtiges Element ist die Gasaufbereitung, die potenziell sehr energieintensiv sein kann. Zudem müssen gegebenenfalls auch die Elektrizitätsinfrastruktur und die Netzanbindung ausgebaut werden. Außerdem müssen weitere obertägige Anlagen wie Pipelines gebaut werden, um den Anschluss an das Wasserstoff-Kernnetz zu gewährleisten. Das Kernnetz ist der Plan der deutschen Gasnetzbetreiber, bis 2032 ein zusammenhängendes Pipeline-Netzwerk für Wasserstoff zu entwickeln. Neben der technischen Machbarkeit der Umwidmung muss bei der Standortwahl für die umzuwidmende Kaverne die Nähe zum Wasserstoffnetz berücksichtigt werden, da ein weit entfernter Anschluss zu weiteren Herausforderungen führen kann.

Beim **Neubau** von Wasserstoff-Untergrundspeichern gibt es zwei Möglichkeiten, zu beginnen. Beim sogenannten Brownfield-Startpunkt handelt es sich um einen bereits existierenden Anlagenkomplex, der um eine

Kaverne erweitert wird. Startet ein Projekt von Grund auf, spricht man von Greenfield, was den Vorteil der optimalen Standortwahl bietet, aber auch detaillierte Untersuchungen zur Standortbeschaffenheit im Hinblick auf geologische Voraussetzungen, die Sicherstellung von grundlegender Infrastruktur und Raumnutzungsrechte sowie die Durchführung von Genehmigungsverfahren erfordert.

Neubau der untertägigen Anlagen

Der Neubau einer Kaverne beginnt mit der Solung, die viel Zeit in Anspruch nimmt und für den größten Teil der Realisierungsdauer verantwortlich ist. Hierbei wird durch Bohrungen bis zur geeigneten geologischen Schicht vorgedrungen. Wasser wird in die Bohrung eingespeist und löst das Salz, anschließend wird das salzhaltige Wasser abgepumpt. Der daraus entstehende Hohlraum bildet in weiterer Folge den Speicher. Dieses Solungsverfahren ist technisch gut etabliert, sodass keine bisher ungelösten Problematiken bestehen. Allerdings werden für Solungen erhebliche Wassermengen benötigt, was vor allem bei einer Vielzahl parallel erfolgender Solungen in geografischer Nähe zueinander problematisch sein kann und auch Nutzungskonflikte mit anderen Wasserbedarfen verursachen könnte. Die Nutzung von Meerwasser bietet sich grundsätzlich an, ist allerdings nur dann eine Option, wenn eine geringe Distanz zwischen Speicher und Meerzugang die Transportkosten niedrig hält. Auch der Abtransport der entstehenden Sole muss möglichst effizient gewährleistet werden. In Küstennähe kann die Sole ins Meer geleitet werden, darüber hinaus sind alternative Entsorgungsmethoden erforderlich. Im Idealfall können industrielle Abnehmer, insbesondere aus der Chemieindustrie, für die Sole gefunden werden, sodass eine Art doppelte Wertschöpfung erzielt werden kann. Wenn der Abtransport hingegen nicht über den Verkauf des gewonnenen Salzes an Industriekunden erfolgen kann, könnte die Entsorgung sehr teuer werden und somit ein erhebliches wirtschaftliches Risiko darstellen.

Neubau der obertägigen Anlagen

Bei der Errichtung der Obertageanlagen bestehen keine großen Unterschiede zwischen Umrüstungen und Neuerrichtungen. Bei einem Greenfield-Projekt, also dem Bau auf einer unerschlossenen Fläche, müssen jedoch sämtliche Infrastruktur- und Genehmigungsprozesse von Grund auf neu durchgeführt werden. Dazu gehört der Aufbau der Netzanschlüsse für Strom und Wasserstoff sowie die Grundanbindung des Standorts inklusive Gebäuden und Straßen. Die vollständige Errichtung der technischen Anlagen und der zusätzlichen Infrastruktur am Standort erfordert umfangreiche Planungs- und Genehmigungsprozesse. Dabei müssen auch die Verfügbarkeit der benötigten Komponenten und ihre Zulassung für den Betrieb mit Wasserstoff sichergestellt werden.

1.3.4 Herausforderungen bei der Inbetriebnahme von Kavernenspeichern

Die Inbetriebnahme von Wasserstoff-Untergrundspeichern ist ein komplexer Prozess, der zahlreiche Genehmigungs- und Regulierungsfragen sowie technische Herausforderungen umfasst. Diese Faktoren können die Realisierungszeitleiste erheblich beeinflussen. Eine zentrale Herausforderung besteht in den bisher noch nicht spezifisch auf Wasserstoff ausgerichteten **Genehmigungsverfahren**. Hierzu zählen verschiedene miteinander verknüpfte Verfahren wie bergrechtliche Genehmigungen, Raumordnungsverfahren und wasserrechtliche Genehmigungen.

Bergrechtliche Genehmigungen: Das Bundesberggesetz (BBergG) regelt die Nutzung des Untergrunds. Für den Neubau und die Umwidmung von Untergrundspeichern auf Wasserstoffspeicher müssen bergrechtliche Genehmigungen eingeholt werden. Neben der Erteilung der erforderlichen Bergbauberechtigung und Geneh-

migung des Betriebsplanverfahrens sind auch ein Planfeststellungsverfahren und eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP, geregelt in der UVP-Verordnung) Teil des Genehmigungsverfahrens.

Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren: Die Raumordnung bezieht sich auf die Nutzung des Bodens und des Untergrunds. Wasserstoff-Untergrundspeicher erfordern eine raumordnerische Prüfung, um sicherzustellen, dass die geplanten Anlagen mit den regionalen und kommunalen Planungen übereinstimmen. Hierfür muss ein Raumordnungsverfahren (ROV) durchgeführt und gegebenenfalls müssen lokale Bebauungspläne angepasst werden. An dieses Verfahren schließt sich das rechtsverbindliche Planfeststellungsverfahren an. Teil dieses Verfahrens ist eine Umweltverträglichkeitsprüfung.

Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung bergbaulicher Vorhaben (UVP-V Bergbau): Mit der Verordnung wird geregelt, dass bergbauliche Prozesse hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf die Umwelt geprüft werden müssen. Hierzu zählt auch die Zulassung der für Wasserstoff ausgelegten technischen Anlagenkomponenten, was zum Teil noch zu Schwierigkeiten aufgrund fehlender Zertifizierungen führen kann.

Wasserrechtliche Genehmigungen: Die wasserrechtlichen Genehmigungen regeln den Umgang mit Wasserressourcen und den Schutz des Grundwassers. Für den Entzug und die Wiedereinleitung von Abwasser sowie für das Errichten und Betreiben von Anlagen, die das Grundwasser beeinflussen, ist eine Genehmigung nach dem Wasserhaushaltsgesetz (WHG) notwendig. Zusätzlich müssen Maßnahmen zum Schutz des Grundwassers ergriffen und entsprechend genehmigt werden. Diese Regelungen betreffen insbesondere die Entsorgung von Sole, die bei der Ausspülung von Kavernen zur Speicherung von Wasserstoff anfällt. Hierfür ist eine Einleitgenehmigung einzuholen, um Sole in Gewässer einzuleiten und eine unzulässige Beeinträchtigung der Wasserqualität auszuschließen. Außerdem ist gegebenenfalls eine abfallrechtliche Genehmigung erforderlich, sollte die Sole als Abfall angesehen werden.

Umwidmungsgenehmigung bzw. Stilllegungsnorm: Ein weiterer Aspekt betrifft die mittlerweile überholte Stilllegungsnorm des § 35h EnWG (Energiewirtschaftsgesetz), die zur Gewährleistung der Erdgasversorgungssicherheit geschaffen wurde. Sie wird aufgrund der veränderten geopolitischen Lage, insbesondere durch den schrittweisen Ersatz von Erdgasimporten aus Russland, zunehmend unpraktikabel und sollte gegebenenfalls an die Anforderungen der künftig hinzukommenden Wasserstoffspeicherbedarfe angepasst werden, sodass eine integrierte Betrachtung dieser konkurrierenden Anforderungen erfolgen kann.

Für den technischen Betrieb der Speicher ist der Erfolg der Erstbefüllung der Anlage entscheidend. Der Betrieb erfordert die Befüllung mit Kissengas, das zugleich den minimalen Speicherfüllstand beschreibt; bei Salzkavernen beträgt dieser Anteil etwa 25 %. Ohne das dafür benötigte Wasserstoffvolumen ist eine Inbetriebnahme nicht möglich. Eine große Herausforderung bei der Erstbefüllung besteht darin, die benötigten Mengen für sowohl das Kissengas- als auch das Arbeitsgasvolumen bereitzustellen, da die Verfügbarkeit von Wasserstoff in der Markthochlaufphase unter Umständen nicht durchgängig gewährleistet ist. Zudem werden in der frühen Marktphase die Wasserstoffpreise voraussichtlich sehr hoch sein, was für die Speicherbetreiber durch die entsprechend hohen Kosten für Kissengas eine weitere ökonomische Herausforderung darstellt. Um diesen Herausforderungen zu begegnen, existieren Überlegungen, die Erstbefüllung in der Markthochlaufphase durch nicht erneuerbaren Wasserstoff oder durch Elektrolyseleistung an der Speicher-Einheit während des Solungsprozesses zu gewährleisten. Außerdem gibt es die technische Möglichkeit, Wasserstoff nur für das durch die geringe Dichte oben im Speicher liegende Arbeitsgasvolumen zu nutzen und das benötigte Kissengasvolumen durch andere Gase mit höherer Dichte und somit tiefer liegend bereitzustellen.

Ein weiterer wichtiger Faktor ist die Abstimmung der Speichererrichtungen mit der zukünftigen Wasserstoffnetzplanung. Eine konkrete und an die Speicheranforderungen angepasste Netzentwicklung ist zwingend notwendig, um den Anschluss von Speichern an das Netz sicherzustellen und den Start der Befüllung mit Kissen-, aber auch mit Arbeitsgas in der Realisierungszeitleiste für Wasserstoffspeicher richtig auslegen zu können. Entsprechende Verzögerung in der Netzrealisierung wirken sich auf die Entwicklung der Speicher aus. Im ungünstigsten Fall könnte das Wasserstoffnetz gegebenenfalls zeitweise an potenziell umrüstbaren Speichern vorbeilaufen, sodass Speicher nicht wie geplant in Betrieb genommen werden können. Zur Bewältigung dieser Herausforderung soll der Netzentwicklungsplan (NEP) den Aufbau der Pipeline-Infrastruktur und den Speicherzubau koordinieren und in Einklang bringen. Bei der Festlegung des Trassenverlaufs im NEP ist es wichtig, von Anfang an mögliche Standorte von Wasserstoffspeichern einzubeziehen, da sie durch die geologischen Anforderungen an die Standorte der Speicher über keine örtliche Flexibilität verfügen.

Herausforderungen bei der Inbetriebnahme von Porenspeichern

Aufgrund ihrer großen Volumina steht bei Porenspeichern vor allem die saisonale Speicherung im Vordergrund, was voraussichtlich besonders wichtig in der Marktreifephase ist. Durch Anpassungen der Bohrungen sind aber auch kürzere Speicherzyklen möglich.

Bei einem frühen Markteintritt während des Wasserstoffhochlaufs mit begrenzter Verfügbarkeit von Wasserstoff gibt es im Gegensatz zu Kavernenspeichern die Möglichkeit, ein Gemisch aus Erdgas und Wasserstoff als Kissengas zu verwenden. Durch die andere Betriebsweise von Porenspeichern mit niedrigeren Ein- und Ausspeicherungsraten und die unterschiedliche geologische Struktur von Porenspeichern im Vergleich zu Kavernen ist eine weniger starke Vermischung der Gase zu erwarten. Bestätigt wurde diese Annahme in einem aktuell laufenden Forschungsprojekt in Bayern mit einem kleineren Porenspeicher, bei dem erfolgreich die Verwendung einer Mischung aus Methan und Wasserstoff als Kissengas erprobt wurde. Der über mehrere Monate eingespeicherte Wasserstoff wies bei der Ausspeicherung keine problematische Verunreinigung auf.

Allerdings ist noch abzuwarten, wie sich dieses Verhalten über einen längeren Einspeicherungszeitraum entwickelt, da die Verunreinigung naturgemäß zunehmen dürfte. Zum aktuellen Zeitpunkt ist nicht gesichert, ob dieses Vorgehen bei anderen, deutlich größeren Porenspeichern ähnlich gut funktioniert. Auch genehmigungsrechtlich ist noch unklar, ob ein gemischtes Kissengas erlaubt wird; hier müssten die Vorgaben entsprechend flexibel ausgestaltet werden, sodass eine Genehmigungsfähigkeit besteht. Dabei wäre insbesondere der zulässige Anteil von Methan relevant, der den Aufwand für die Aufbereitung des Wasserstoffs bestimmt. Falls diese Methode auch großskalig nutzbar werden sollte, könnte sie sowohl bei neu in Betrieb genommenen als auch bei umgewidmeten Porenspeichern angewandt werden. Für den Zeitraum der Mischung des Speichergases würden dann Anschlüsse des Porenspeichers sowohl an das Erdgas- als auch an das Wasserstoffnetz erforderlich sein.

Die geforderte Wasserstoffqualität im Netz ist ebenfalls noch in Planung und stellt auch für Wasserstoffspeicher ein wichtiges Kriterium dar. In Verhandlung stehen derzeit minimale Wasserstoff-Reinheitsgrade von 98 % bis 99,97 % für die Ausspeicherung in das Netz, die in der DVGW-Norm G 260 festgehalten werden. Beim Einspeichern ist ein gewisser Qualitätsstandard notwendig, um Verunreinigungen des einge-

speicherten Gases zu vermeiden. Dabei wird angenommen, dass insgesamt maximal 2 % andere Bestandteile im eingespeicherten Gas vorhanden sein dürfen, ohne unumkehrbare Reaktionen auszulösen, wie beispielsweise die Korrosion der Verrohrung. Wie problematisch die Verunreinigung des Wasserstoffs ist, hängt von den Nebenbestandteilen ab. Beim Lagern und Ausspeichern können weitere potenzielle Verunreinigungen auftreten, die eine Aufbereitung notwendig machen. Eine Reinheit von 98 % ist dabei für Wasserstoffspeicherunternehmen durch erprobte Aufbereitungsschritte problemlos möglich. Höhere Reinheitswerte als 98 % können sowohl technische als auch ökonomische Herausforderungen darstellen, da neben einer grundsätzlich notwendigen Aufbereitung des ausgespeicherten Wasserstoffs zusätzlicher Aufwand betrieben werden müsste.

Ein Qualitätsstandard von 98 % ist grundsätzlich für alle Wasserstoffnutzer ausreichend, die den Wasserstoff für energetische Prozesse einsetzen, wozu zum Beispiel die Verbrennung in Wasserstoffkraftwerken und die Wärmeerzeugung in der Keramik- und Roheisenindustrie zählen. Dagegen sind höhere Reinheitsgrade von über 99,5 % in der Chemieindustrie erforderlich, da hier die stoffliche Nutzung des Wasserstoffs im Vordergrund steht und, je nach Art, kaum Nebenbestandteile im Gas vorhanden sein dürfen. Für den Einsatz von Wasserstoff in Brennstoffzellen oder für synthetische Brennstoffe ist sogar eine noch höhere Reinheit von über 99,999 % notwendig, so gesehen fast nebenbestandsfreier Wasserstoff.

Ohne Aufbereitung können solche Reinheitsgrade in der Wertschöpfungskette nur durch Elektrolyseanlagen bereitgestellt werden. Andere potenzielle Wasserstoffquellen, wie Ammoniak-Aufspaltung oder Erdgasreformierung mit CCS (Carbon Capture and Storage), benötigen mit maximal 80 % Reinheit eine Aufarbeitung. Auch der Transport im Wasserstoffnetz kann, abhängig von der Beschaffenheit der Pipelines, Verunreinigungen von über 1 % Reinheitsgrad verursachen. An welcher Position in der Wertschöpfungskette die Aufbereitung aus technisch-ökonomischer Sicht stattfinden sollte, ist Untersuchungsgegenstand künftiger Studien.

Ein weiteres zu klärendes technisches Detail betrifft den Systembetriebsdruck im Wasserstoffnetz, der den Verdichtungsaufwand an der Speichereinheit beeinflusst. Bei Ein- und Ausspeicherung ist eine Anpassung des Drucks erforderlich, da der Druck im Transportnetz (40 bis 70 bar) vom Druck im Speicher (40 bis 260 bar) abweichen kann. Die technischen Anlagen müssen auf diese Druckunterschiede ausgelegt werden. Aktuell besteht noch Unklarheit über den Systemdruck im Transportnetz, wodurch für die Betreiber Unsicherheit hinsichtlich der Auslegung und der Kosten der Anlagentechnik sowie des Betriebsmodus des Speichers entsteht.

Eine zentrale Problemstellung stellt die Verfügbarkeit von Dienstleistern zur Erschließung von Kavernen sowie zum Aufbau von neuen Anlagen und neuer Infrastruktur dar. In der Speicherbranche wird weitgehend ein gravierender Mangel an für Speichererrichtungen erforderlichen Dienstleistern erkannt, der vor allem durch die nachfragebedingte Abwanderung in den letzten Jahren entstanden ist und sich absehbar durch stark zunehmende Aktivitäten zu Speichererrichtungen weiterhin verschärfen wird. Die Situation kann durchaus als ernst angesehen werden; derzeit besitzen nur noch fünf Unternehmen in Deutschland die benötigten Bohrrechte zur Erschließung neuer Kavernen. Wenn Dienstleister nicht ausreichend verfügbar sind, können erhebliche Verzögerungen bei der Errichtung von Untergrundspeichern auftreten.

Diese Thematik ist eng mit dem Fachkräftemangel verknüpft, sodass jedenfalls sichergestellt werden sollte, dass die bereits vorhandenen Fachkräfte aus dem Erdgasbereich sowohl für Anlagen als auch für Infrastruktur rechtzeitig umgeschult werden. Gleichzeitig werden Fachkräfte auch für die untertägigen Arbeiten benötigt, beispielsweise für die Bohrung oder Solung.

Des Weiteren ergeben sich aus den genannten technischen Herausforderungen und anzupassenden Prozessen bei der Entwicklung von Wasserstoff-Untergrundspeichern ökonomische Herausforderungen. Erhöhte Kosten für innovative, nicht marktstandardisierte Anlagen und Materialien, zeitliche Verschiebungen und Engpässe bei den Dienstleistern sind nur Teile der Herausforderungen für einen wirtschaftlichen Betrieb von Wasserstoffspeichern. Diese ökonomischen Herausforderungen und die Implikationen für Kosten und Finanzierungsbedarfe werden in Kapitel 3 und 4 näher beleuchtet.

1.3.5 Realisierungsdauern von Salzkavernen als Wasserstoffspeicher

Die in Kapitel 1.3.3. und 1.3.4 beschriebenen technischen Herausforderungen und die damit verbundenen zeitlichen Risiken bei der Umsetzung lassen sich insbesondere auf die Verfügbarkeit von Materialien, Komponenten und Dienstleistern sowie auf regulatorische Vorgaben zurückführen. Im Folgenden werden die Realisierungszeiten für die Umwidmung und den Neubau von Salzkavernen als Wasserstoffspeicher beschrieben, einschließlich möglicher Verzögerungen und Überlappungen der Prozessschritte.

Die Realisierungszeiträume sind sehr projektspezifisch und können daher stark variieren. Die hier angegebenen Zeiten sind nur indikative Schätzungen auf Basis bekannter Prozessdauern. Eine Analyse der möglichen Überlappungen und zwingenden Abfolgen zeigt zudem, welche Prozessschritte besonders zeitkritisch sind und welche notfalls auch länger dauern könnten.

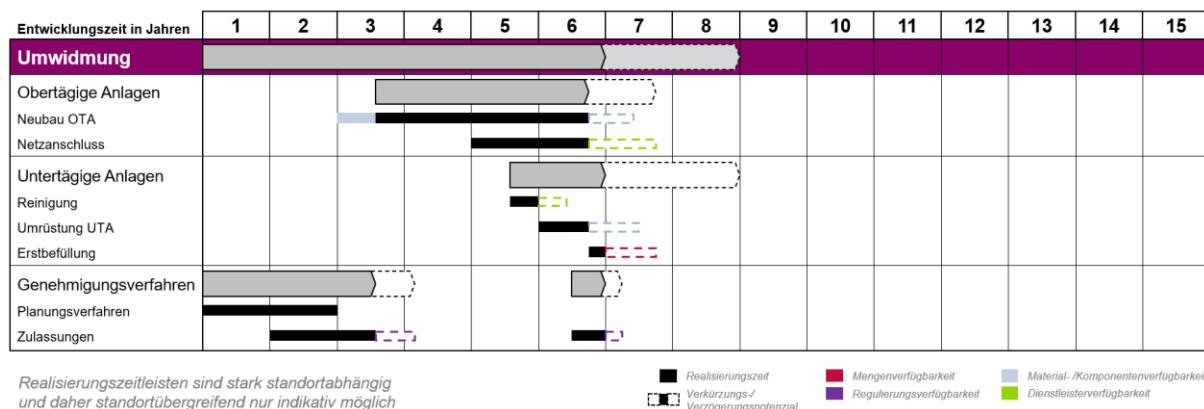


Abbildung 5

Realisierung von Wasserstoffspeichern in Salzkavernen – Umwidmung

Umwidmung von Salzkavernen

Die Umwidmung von Salzkavernen dauert in der Regel 6 Jahre, mit einem möglichen Verzögerungspotenzial von bis zu 2 Jahren. Die Entwicklung gliedert sich in drei Hauptbereiche:

1. Obertägige Anlagen: Der Bau neuer oberirdischer Anlagen dauert, abhängig von der Verfügbarkeit der Komponenten, zwischen 3 und 4 Jahren. Der Netzanschluss muss bis zum Start der Befüllung der Anlage gesichert sein, was 1,5 Jahre in Anspruch nimmt und sich je nach Verfügbarkeit von Material und Dienstleistern verzögern kann. Die Schritte zur Errichtung der obertägigen Anlagen können größtenteils unabhängig voneinander und somit parallel erfolgen, was die Einhaltung der geplanten Realisierungsdauer vereinfacht.

2. Untertägige Anlagen: Die Entwicklung der untertägigen Anlagen unterliegt einer klaren Reihenfolge. Die Anlage muss zunächst geflutet werden, bevor weitere Umrüstungsmaßnahmen erfolgen

können. Zudem müssen alle obertägigen Anlagen errichtet und die benötigten Wasserstoffmengen verfügbar sein, bevor die Erstbefüllung stattfinden kann. Wenn alles nach Plan läuft, können die untertägigen Arbeiten nach etwa 1,5 Jahren abgeschlossen sein. Aufgrund der sequenziellen Abfolge der Prozessschritte besteht jedoch das Risiko, dass sich Verzögerungen anstauen und eine Verlängerung um bis zu 2 Jahre möglich ist.

3. Planungs- und Genehmigungsverfahren: Vor Beginn der konkreten Bauarbeiten ist ein Planungs- und Genehmigungsverfahren erforderlich, das bis zu 2,5 Jahre dauern kann. Vorangehende unternehmensbezogene strategische Projektentwicklungsphasen sind hierin nicht enthalten und können je nach Unternehmen einen zusätzlichen wesentlichen Anteil an der Realisierungsdauer ausmachen.

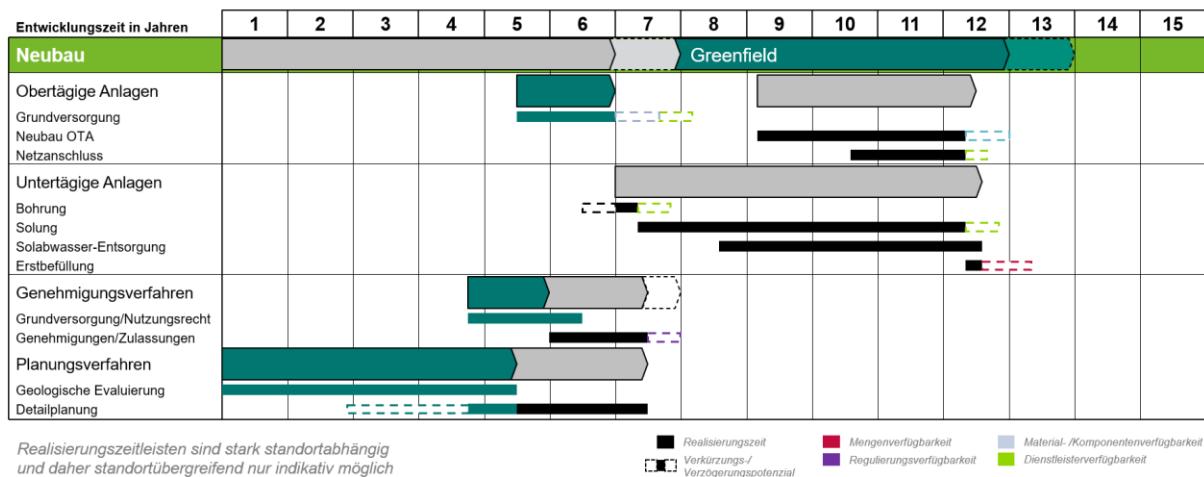


Abbildung 6 Realisierung von Wasserstoffspeichern in Salzkavernen – Neubau

Neubau von Salzkavernen

Der Realisierungszeitraum für den Neubau von Untergrundspeichern in Salzkavernen hängt stark vom Startpunkt des Projekts ab. Bei bestehender Infrastruktur (Brownfield) können ähnliche Realisierungszeiten wie bei Umwidmungen erreicht werden, nämlich 6 bis 7 Jahre. Bei Greenfield-Projekten hingegen können die Realisierungszeiträume bis zu 13 Jahre betragen. Der erhebliche Unterschied resultiert vor allem aus dem Planungsverfahren:

- 1. Planungs- und Genehmigungsverfahren:** Dieses kann durch geologische Evaluierungen und die optimale Standortfindung sowie die Einholung der notwendigen Genehmigungen wie Nutzungs- und Grundversorgungsrechten bis zu 5 Jahre dauern.
- 2. Untertägige Anlagen:** Der industrienormierte Solungsprozess ist grundsätzlich einheitlich und dauert etwa 5 Jahre für eine durchschnittlich große Salzkaverne. Dieser Prozess kann nicht verkürzt werden.
- 3. Obertägige Anlagen:** Diese Prozesse können parallel ausgeführt werden, was die Risiken von Verzögerungen minimiert. Die Herausforderungen und Risiken sind ähnlich wie bei der Umwidmung von Salzkavernen.

Realisierungszeiten von Porenspeichern

Grundsätzlich lassen sich nur schwer Aussagen über die Realisierungszeit von Porenspeichern treffen, da bisher nur Pilotprojekte existieren und die Erkenntnisse daraus auf die großskalige Speicherentwicklung nicht direkt anwendbar sind. Ersten Abschätzungen zufolge sind Neubauzeiten von maximal 10 Jahren zu erwarten. Ein wesentlicher Vorteil bei der Errichtung von Porenspeichern ist das Wegfallen der Solung, was Kosten und Zeit einspart. Potenziale zur Erschließung von neuen Speichern gibt es besonders in der Alpenregion wie dem südlichen Bayern oder über die Grenzen von Deutschland hinaus in Österreich und Italien. Hier kommen allerdings auch Umwidmungen in Frage, da bereits mehrere Porenspeicher mit Erdgas betrieben werden. Die Umwidmungszeiten sind sehr variabel und stark abhängig von der notwendigen Säuerung, die sehr zeitintensiv sein kann. Somit gibt es hier eine weite Spanne von 4 bis 8 Jahren, die für eine Umwidmung prognostiziert sind.



Zusammenfassend ist festzustellen, dass Neubauten auf Brownfield-Geländen ähnliche Realisierungszeiten wie Umwidmungen haben, jedoch mit einer Dauer von über 6 Jahren sehr zeitintensiv sind. Für die schnelle Umsetzung der Transformationsziele sind daher schnelle Entscheidungen und Vereinfachungen der Planungsprozesse erforderlich. Optimierte Genehmigungsverfahren und eine beschleunigte Zuteilung von Bohrrechten könnten die Realisierungszeiten potenziell verkürzen.

1.4 Wasserstoffderivate

1.4.1 Bedeutung von Wasserstoffderivaten

Neben molekularem Wasserstoff werden auch Wasserstoffderivate (z. B. Ammoniak, Methanol und Fischer-Tropsch-Produkte (unter anderem Naphtha und synthetische Kraftstoffe), synthetisches Methan (SNG) sowie Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC)) im klimaneutralen Energiesystem eine wichtige Rolle einnehmen. Wasserstoffderivate können unter anderem als Energieträger, Grundstoff oder Wasserstoffträger für den Wasserstofftransport eingesetzt werden. Generell weisen Wasserstoffderivate jeweils distinktive chemisch-physikalische Eigenschaften auf, mit unterschiedlichen Vor- und Nachteilen.

Heute finden in Deutschland Ammoniak, Methanol und Naphtha, hergestellt aus fossilen Kohlenwasserstoffen, breite Anwendung in der (petro-)chemischen Industrie. Perspektivisch könnten Derivate, vor allem Ammoniak oder Methanol, neben heutigen Nutzungspfaden auch als Kraftstoffe im Schiffs- und Flugverkehr zum Einsatz kommen. Als Grundstoff werden in Zukunft auf Basis von klimaneutral erzeugtem Wasserstoff hergestellte Wasserstoffderivate, insbesondere Ammoniak, Methanol und Naphtha, in der Chemieindustrie zum Beispiel zur Herstellung von Düngemittel oder von High Value Chemicals als Substitut für heutige Mineralölproduktspäne benötigt. Neben diesen direkten Anwendungen können Wasserstoffderivate zudem als Trägermedium für molekularen Wasserstoff für den Transport und die Speicherung insbesondere per Schiff aus dem außereuropäischen Ausland genutzt werden, sofern dort entsprechende Produktionskapazitäten aufgebaut werden.

Aufgrund der Effizienznachteile gegenüber einer direkten Nutzung von erneuerbarem Strom und molekularem Wasserstoff kommen Wasserstoffderivate voraussichtlich vor allem dort zum Einsatz, wo eine direkte Nutzung nicht möglich und ihre Verwendung alternativlos ist (häufig No-Regret- oder Hard-to-Abate-Anwendungen genannt). Insbesondere im Luftverkehr sowie in der (petro-)chemischen Industrie ist das der Fall.¹³ Wasserstoffderivate können aufgrund ihrer guten Speicher- und Transportfähigkeit auch in einem gewissen Umfang als Resilienzpuffer und zur Diversifizierung von Wasserstoffimporten dienen.

Wasserstoffderivate können aufgrund des hohen Energieaufwands bei ihrer Herstellung günstiger in Regionen mit hoher Verfügbarkeit erneuerbarer Energien (hohe Vollaststunden EE und Elektrolyse) hergestellt werden. Der Transport und die Speicherung von Derivaten sind im Vergleich zu Wasserstoff kostengünstiger auch per Schiff möglich und es können bestehende Infrastrukturen genutzt werden. Daher ist davon auszugehen, dass Wasserstoffderivate in Zukunft vor allem aus dem außereuropäischen Ausland importiert werden, sofern dort entsprechende Produktionskapazitäten aufgebaut werden.

1.4.2 Wechselwirkungen mit dem Wasserstoffsystem und den Wasserstoffspeicherbedarfen

Aus aktueller Sicht bestehen noch wesentliche Unsicherheiten bezüglich des Umfangs des zukünftigen direkten Derivate-Einsatzes im Verhältnis zur molekularen Nutzung von Wasserstoff. Diese Unsicherheiten liegen vor allem in schwer abzusehenden Entwicklungen der Wertschöpfungsketten der Industrie begründet. In Bezug auf die industrielle Nutzung als Grundstoff sind diverse Entwicklungen denkbar. So könnte entweder molekularer Wasserstoff im Inland erzeugt und daraus könnten Derivate hergestellt werden, um sie in etablierten Prozessrouten weiterzuverarbeiten. Alternativ könnte der erste, besonders energieintensive Prozessschritt in Regionen mit günstigeren Bedingungen für erneuerbare Energien verlagert werden. Die so erzeugten Wasserstoffderivate werden anschließend nach Deutschland importiert und dort weiterverarbeitet. Ähnliche Unsicherheiten bestehen bezüglich der Wertschöpfungsketten der Primärstahlproduktion. Hier könnte die Erzeugung von Eisenschwamm über die Direktreduktion mit Wasserstoff ebenfalls teilweise ins Ausland verlagert werden. Eisenschwamm könnte zur Weiterverarbeitung und Veredelung nach Deutschland importiert werden.

Ein gesteigerter Import von Derivaten und Vorprodukten hätte Auswirkungen auf die Nachfrage nach molekularem Wasserstoff in der Industrie und damit erhebliche Implikationen für die Gesamtnachfrage nach molekularem Wasserstoff in Deutschland. Da die Wasserstoffspeicherbedarfe langfristig jedoch wesentlich vom saisonalen Gefälle zwischen Erzeugung und Verbrauch bestimmt werden und dieses Gefälle insbesondere vom Wasserstoffbedarf der Kraftwerke im Winter getrieben ist, ist auch bei einem Rückgang der Wasserstoffnachfrage in der Industrie nicht von signifikanten Auswirkungen auf die Wasserstoffspeicherbedarfe insgesamt auszugehen. Dieser Befund wird von den Szenarioanalysen der Langfristszenarien (siehe Kapitel 2.2) bestätigt.

Ein verstärkter Einsatz von Derivaten im Umwandlungssektor, entweder als Brennstoff oder als Wasserstoffträger, könnte aufgrund der hohen Saisonalität der Nachfrage in diesem Sektor den Wasserstoffspeicherbedarf signifikant reduzieren. Allerdings ist nach aktuellem Kenntnisstand davon auszugehen, dass die direkte Nutzung von Wasserstoff aus Deutschland und dem europäischen Ausland aufgrund der Effizienzvorteile bei der Erzeugung und dem Transport günstiger ist als die Erzeugung von Derivaten und ihr Import per Schiff. Ein umfangreicher Einsatz von Derivaten im Umwandlungssektor ist daher unwahrscheinlich. Gleichwohl könnten Derivate aufgrund der relativ geringen Speicher- und Transportkosten als Resilienzpuffer oder

¹³ BMWK (2023): Zwischenbericht der Systementwicklungsstrategie

zur Diversifizierung der Importe auch für den Umwandlungssektor eine gewisse Rolle spielen. Sollten Wasserstoffderivate im Umwandlungssektor entweder direkt als Brennstoff oder als Transport- und Speichermedium zum Einsatz kommen, würde ein Bedarf für die Speicherung dieser Derivate entstehen.

1.4.3 Bedeutung und Kosten der Speicherung von Wasserstoffderivaten

Für die Speicherung von Wasserstoffderivaten können in großen Teilen bestehende Speicher und Infrastrukturen genutzt bzw. es kann auf erprobte Technologien zurückgegriffen werden. Im Fall von Kohlenwasserstoffen wie SNG, Methanol, E-Kerosin oder Naphtha können vorhandene Speicher und Infrastrukturen der fossilen Pendants (z. B. Tanklager, Kavernenspeicher, Schiffe, Züge, Pipelines) genutzt werden, sofern sie nicht auf eine Nutzung mit molekularem Wasserstoff umgestellt werden.

Ammoniak ist eine Basischemikalie und wird heute insbesondere für die Düngemittelproduktion (ca. 80 % der weltweiten Nachfrage) transportiert und gespeichert. Die kleinvolmige Ammoniak-Speicherung (<1,5 kt) erfolgt flüssig in Drucktanks (16 bis 18 bar) bei Umgebungstemperatur. Eine großvolumige Ammoniak-Speicherung (>5 kt), die zum Beispiel bei einem (direkten oder indirekten) Einsatz von Ammoniak im Umwandlungssektor nötig wäre, steht jedoch vor Herausforderungen. Die Speicherung erfolgt in flüssiger Form in gekühlten Tanks bei -33 °C. Dabei sind hohe Sicherheitsanforderungen zu beachten, da Ammoniak ein giftiges Gas mit hoher Löslichkeit in Wasser ist. Für große Mengen (4.500 bis 55.000 t NH₃) ist die Lagerung bei niedrigen Temperaturen (bei -33 °C und atmosphärischem Druck) wirtschaftlich sinnvoll.¹⁴ Der aktuell weltweit größte Ammoniaktank umfasst bis zu 50 kt Ammoniak, dies entspricht ca. 0,265 TWh. Ähnlich wie bei Flüssigtanks steigen die Investitionskosten für Ammoniaktanks mit der Größe um den Faktor 0,7. Die Gesamtinvestitionskosten für Ammoniaktanks mit 55.000 t Speichergröße werden absolut auf ca. 64 Millionen Euro geschätzt. Das entspricht spezifischen Kosten von ca. 1.160 Euro/t Ammoniak. Generell kann von einer Spanne bei den spezifischen Kosten von 600 bis 1.750 Euro/t Ammoniak ausgegangen werden.¹⁵ Die spezifischen Investitionskosten für die Speicherung betragen 6,5 Euro/kg H₂ und die fixen Betriebskosten 1,2 Millionen Euro/a.¹⁶

Methanol hat heute ein breites Anwendungsspektrum, vor allem als chemischer Grundstoff sowie in Reinform oder verdünnt als Kraftstoff. Unter atmosphärischen Bedingungen liegt Methanol in flüssiger Form vor. Dieser Umstand und eine hohe Wasserstoffspeicherdichte (99 kg H₂/m³ MeOH) machen Methanol zu einer vielversprechenden Option für die Wasserstoffspeicherung. Tanks für die oberirdische Lagerung von Methanol werden entweder aus Kohlenstoffstahl oder aus Edelstahl hergestellt. Kohlenstoffstahl hat den Vorteil geringerer Investitionskosten, aber den Nachteil höherer Lebenszykluskosten aufgrund des erhöhten Wartungsaufwands und der Kosten für den Korrosionsschutz. Die Größe der Methanol tanks hängt von der erforderlichen Lagermenge ab. Die geschätzten Kosten einer großskaligen Lagerung von Methanol (Fassungsvermögen von bis zu 50.000 m³, ca. 39.600 t Methanol) betragen ca. 19 Millionen Euro, ohne Rückumwandlungs-

¹⁴ ENTEC (2022): The role of renewable H₂ import & storage to scale up the EU deployment of renewable H₂, URL: https://energy.ec.europa.eu/publications/role-renewable-h2-import-storage-scale-eu-deployment-renewable-h2_en, und: IRENA (2022), Innovation Outlook: Renewable Ammonia, URL: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/May/IRENA_Innovation_Outlook_Ammonia_2022.pdf?rev=50e91f792d3442279fca0d4ee24757eahttps://energy.ec.europa.eu/document/download/31132746-2cb4-4948-b193-b4e8c7a58792_enhttps://energy.ec.europa.eu/document/download/31132746-2cb4-4948-b193-b4e8c7a58792_en

¹⁵ Fraunhofer ISI (2022): Haben LNG-Terminals eine klimaneutrale Zukunft? URL: <https://www.isi.fraunhofer.de/de/presse/2022/presseinfo-25-ing-terminals-wasserstoff-ammoniak.html>

¹⁶ ENTEC (2022): The role of renewable H₂ import & storage to scale up the EU deployment of renewable H₂, URL: https://energy.ec.europa.eu/publications/role-renewable-h2-import-storage-scale-eu-deployment-renewable-h2_en

kosten. Die spezifischen Investitionskosten liegen bei rund 473 Euro/t MeOH oder 3,8 Euro/kg H₂, während fixe Betriebskosten rund 37.000 Euro/a ausmachen.

Flüssige organische Wasserstoffträger (LOHC) sind Chemikalien, die Wasserstoff freisetzen können. Um den Wasserstoff zu extrahieren, sind zusätzliche chemische Umwandlungs- und Rückumwandlungsprozesse erforderlich. LOHC-Systeme haben den Vorteil, dass sie unter atmosphärischen Bedingungen in flüssiger Form vorliegen können und ähnliche Eigenschaften aufweisen wie herkömmliche flüssige Brennstoffe. Daher können sie in Tanks gelagert werden, die denen für herkömmliche Brennstoffe ähneln, das heißt in Ölfässern oder Tankern mit begrenzten bis gar keinen Änderungen beim Lagertank. LOHC-Tanks bieten kurz- bis mittelfristige Speicherdienste, die von Wochen bis zu Monaten reichen. Die spezifischen Investitionskosten für die Lagerung betragen 5,2 Euro/kg H₂, ohne die Kosten für den Dehydrierungsprozess, und die fixen Betriebskosten belaufen sich auf 88.000 Euro/a.¹⁷

Aufgrund der diversen Derivatpalette, die derzeit diskutiert wird, sowie der verschiedenen möglichen Anwendungsfelder für Wasserstoffderivate ist ein Umrüstungs- und Neubaubedarf für Derivatspeicher schwer abschätzbar.

¹⁷ Ebd.

2 Von der Methan- zur Wasserstoffspeicherung

2.1 Grundlagen der Analyse

Zur Ermittlung der zukünftigen Wasserstoffspeicherbedarfe im Verlauf der Transformation sowie zur Identifikation möglicher Transformationspfade von der Methan- zur Wasserstoffspeicherung wird im Folgenden zunächst der Wasserstoffspeicherbedarf im Zeitverlauf auf Basis der BMWK-Langfristszenarien ermittelt und es werden wesentliche Einflussfaktoren bestimmt. Basierend auf diesen Untersuchungen und der Entwicklung der Methanspeicherbedarfe sowie unter Berücksichtigung der Neubau- und Umstellungszeiten von Wasserstoffspeichern werden schließlich Szenarien für die Transformation der Speicher entwickelt.

2.1.1 Bedarfsermittlung für Wasserstoffspeicher in den Langfristszenarien

Die „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ sind hochauflöste techno-ökonomische Szenarien, die auf Basis einer detaillierten Nachfrage- und Angebotsmodellierung des Energiesystems mögliche kostenoptimierte Pfade für die Transformation hin zu einem klimaneutralen Energiesystem bis 2045 zeigen.¹⁸

Um einen möglichst breiten Lösungsraum abzubilden und robuste Entwicklungen zu identifizieren, wurden im Jahr 2022 zunächst drei Grundszenarien berechnet: die Szenarien T45-Strom, T45-H2 und T45-PtG/PtL. Die Szenarien unterscheiden sich mit Blick auf die Zusammensetzung der in den Verbrauchssektoren eingesetzten klimaneutralen Energieträger. Im Szenario T45-Strom steht eine weitgehende direkte Nutzung von Strom im Vordergrund, im Szenario T45-H2 kommt Wasserstoff verstärkt in weiteren Verbrauchssektoren zum Einsatz und im Szenario T45-PtG/PtL (Power-to-Gas/Power-to-Liquid) werden größere Mengen synthetischer Kohlenwasserstoffe importiert. Auf Basis dieser Szenarien wurden, unter anderem ausgehend von Impulsen aus dem Stakeholderdialog der Systementwicklungsstrategie¹⁹, weitere Szenarien berechnet, die unterschiedliche mögliche Entwicklungen sowie ihre Auswirkungen auf das Energiesystem aufzeigen. So wurde zum Beispiel untersucht, wie sich ein im Vergleich zur Windenergie stärkerer Ausbau von Photovoltaik-Anlagen und ein vermehrter Einsatz von Batterien auf das Energiesystem auswirken, aber auch welche Auswirkungen ein begrenzter Zubau von Wasserstoffspeichern auf das Energiesystem hätte.

Grundlage der folgenden Ableitung der Wasserstoffspeicherbedarfe sind die am 2. Juli 2024 vorgestellten Orientierungsszenarien O45-Strom und O45-H2, die methodisch weiterentwickelt wurden und den Lösungsraum der ursprünglichen Szenarien fokussieren. Dabei wurden wesentliche Erkenntnisse aus dem Stakeholderprozess der Systementwicklungsstrategie berücksichtigt. Die beiden hier dargestellten Szenarien unterscheiden sich insbesondere hinsichtlich des Umfangs des Einsatzes von Wasserstoff in den Verbrauchssektoren.

Die im Folgenden aufgezeigten Bedarfe für Wasserstoffspeicher in Deutschland und Europa sind ein modellendogenes Ergebnis der techno-ökonomischen Optimierung der Gesamtkosten in den Szenarien. In den hier ausgewiesenen Bedarfen ist daher die nötige Energiemenge des Arbeitsgases für den Ausgleich von

¹⁸ Fraunhofer ISI / Consentec / ifeu / TU-Berlin (2024): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland – Orientierungsszenarien, URL: www.langfristzenarien.de

¹⁹ BMWK (o.J.): Die Systementwicklungsstrategie: Ein Rahmen für die Transformation zum klimaneutralen Energiesystem, URL: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/ses.html>

Angebot und Nachfrage abgebildet, nicht jedoch gegebenenfalls zusätzlich nötige Speichervolumen, zum Beispiel für den wirtschaftlichen Betrieb oder zur Steigerung der Resilienz. Ebenso ist das für den Betrieb von Gasspeichern neben dem Arbeitsgas ebenfalls notwendige Kissengas, das ca. 25 % des gesamten Speichervolumens ausmacht, nicht in den ausgewiesenen Volumen berücksichtigt.

Für die Szenarien wurden ausschließlich Kavernenspeicher berücksichtigt, da hier die technische Reife und ein großes Potenzial belegt sind. In den weiteren Betrachtungen der Transformationsszenarien der vorliegenden Studie werden jedoch auch Porespeicher grundsätzlich in Betracht gezogen.

Um eine Abschätzung gegebenenfalls notwendiger zusätzlicher Speicherbedarfe zur Sicherstellung eines ausreichenden Resilienzniveaus zu ermöglichen, werden in Kapitel 2.2 die wesentlichen Einflussfaktoren auf die Speicherbedarfe ebenso wie besonders herausfordernde Situationen für den Speichereinsatz (z. B. kalte Dunkelflaute) näher untersucht.

2.1.2 Entwicklung von Transformationsszenarien

Der in den Langfristszenarien ermittelte Speicherbedarf sowie die Entwicklung der Methannachfrage sind Grundlage für die Entwicklung der Transformationsszenarien (siehe Kapitel 2.4). Unter der Annahme eines konstanten Verhältnisses von gespeicherter Energimenge zur Methannachfrage sowie der Berücksichtigung der Umstellungs- und Neubauzeiten wird zunächst ermittelt, wie viele Methanspeicher bis 2045 pro Jahr maximal umgestellt werden können. Daraufhin werden mittels einer Bandbreite von Umwidmungsraten zwei Szenarien aufgespannt, die zur Deckung der in den Langfristszenarien ermittelten Wasserstoffspeicherbedarfe führen.

Dem ersten Szenario wird eine hohe Umstellungsrate der bestehenden Methanspeicher zugrunde gelegt. Im zweiten Szenario verhindern technische oder wirtschaftliche Restriktionen eine frühzeitige Umstellung der potenziell freiwerdenden Methanspeicher, sodass früher mehr Speicherneubau nötig wird. Die beiden Szenarien spannen den Lösungsraum für die Umstellung und den Neubau von Wasserstoffspeichern auf. Diese Szenarien werden mit aktuell geplanten Wasserstoffspeicherprojekten abgeglichen, um ein belastbares Bild der zukünftig möglichen Transformationspfade zu entwickeln.

2.1.3 Relevante Strategien, Prozesse und Studien

Die vorliegende Studie berücksichtigt direkt oder indirekt für die Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft zentrale Prozesse und Strategien. So sind die Ziele der Nationalen Wasserstoffstrategie in den Langfristszenarien abgebildet, ebenso wie die vorläufige Einigung zur Kraftwerksstrategie. Außerdem werden die im Entwurf des Wasserstoff-Kernnetzes ausgewiesenen Wasserstoffspeicher in den Transformationsszenarien berücksichtigt.

Über die Langfristszenarien hinaus gibt es aktuell nur wenige Studien, die eine detaillierte, quantitative Untersuchung der Wasserstoffspeicherbedarfe vornehmen. Eine Einordnung weiterer Studienergebnisse erfolgt in Kapitel 2.5.

2.2 Wasserstoffspeicherbedarf

2.2.1 Ergebnisse der Szenarioanalysen

Die Langfristszenarien zeigen bereits ab 2030 einen signifikanten inländischen Wasserstoffspeicherbedarf, der in den 2030er Jahren sehr stark ansteigt (siehe Abbildung 7). Hintergrund ist die Saisonalität der H2-Nachfrage, vor allem durch H2-basierte Gaskraftwerke. Hinzu kommen Bedarfe an Systemdienstleistungen. So wird in den Szenarien 2030 bereits 2 TWh Speichervolumen benötigt. Dieser Bedarf steigt bis 2035 auf 14 bis 17 TWh an. Bis 2040 wird eine Wasserstoffspeicherkapazität von 52 bis 55 TWh und 2045, im klimaneutralen Energiesystem, von 76 bis 80 TWh benötigt. Die Unterschiede bei den Speicherbedarfen zwischen den beiden Szenarien O45-Strom und O45-H2 sind aufgrund des sehr ähnlichen saisonalen Profils der Erzeugung und der Nachfrage klein, obwohl im Szenario O45-H2 eine insgesamt wesentlich höhere Wasserstoffnachfrage besteht.

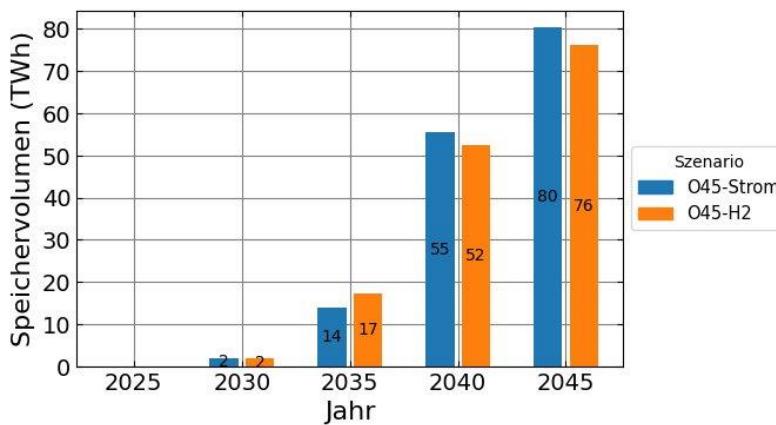


Abbildung 7 Inländische Speicherbedarfe in den Szenarien O45-Strom und O45-H2²⁰

Neben den Wasserstoffspeicherbedarfen im Inland bestehen weitere umfangreiche Speicherbedarfe in den europäischen Nachbarländern (siehe Abbildung 8). Insgesamt entwickelt sich der europäische Speicherbedarf fast synchron zum inländischen Bedarf. Bis 2045 steigt der Wasserstoffspeicherbedarf in Europa auf 223 bis 240 TWh.

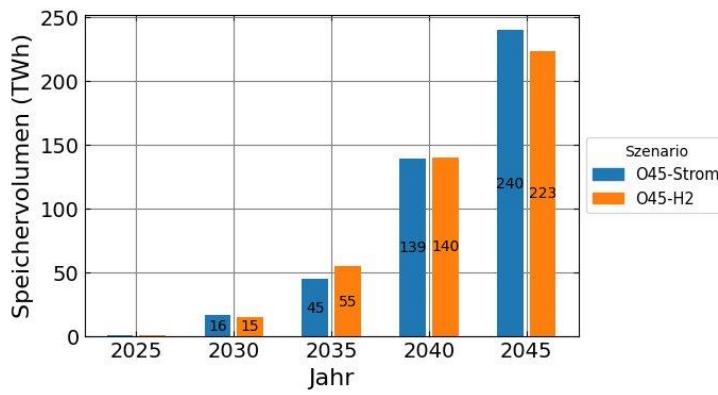


Abbildung 8 Europäische Speicherbedarfe in den Szenarien O45-Strom und O45-H2

²⁰ Diese und alle folgenden Grafiken und Tabellen zu den Langfristszenarien basieren auf den 2024 berechneten Langfristszenarien: Orientierungsszenarien O45-Strom und O45-H2. Ein Teil ihrer Annahmen und Ergebnisse findet sich auf der Website der Langfristszenarien, abrufbar unter: <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/>

2.2.2 Saisonalität und Speicher-Dispatch

Die Wasserstoffspeicherbedarfe werden wesentlich durch saisonale Ungleichgewichte zwischen Angebot und Nachfrage bestimmt. Auf der Nachfrageseite unterliegt insbesondere der Wasserstoffverbrauch von Wasserstoffkraftwerken starken saisonalen Schwankungen. Kommt Wasserstoff auch im Gebäudesektor zum Einsatz, ergibt sich auch hier ein saisonales Profil. Die industrielle Nachfrage ist im Gegensatz dazu über die Zeit konstant. Auf der Angebotsseite unterliegt auch die Wasserstofferzeugung per Elektrolyse saisonalen Schwankungen, die Erzeugung ist insbesondere in den Übergangsmonaten und im Sommer hoch. Die Wasserstoffimporte über Pipelines sind im Gegensatz dazu in den Szenarien nahezu konstant, was jedoch entsprechende Speicher in den Exportländern voraussetzt.

Abbildung 9 zeigt die Monatssummen der Wasserstoffnachfrage im Jahr 2025, aufgeschlüsselt nach den verschiedenen Nachfragern in den Szenarien O45-Strom und O45-H2. Der saisonale Verlauf, der insbesondere durch den Umwandlungssektor getrieben ist, ist hier deutlich zu erkennen.

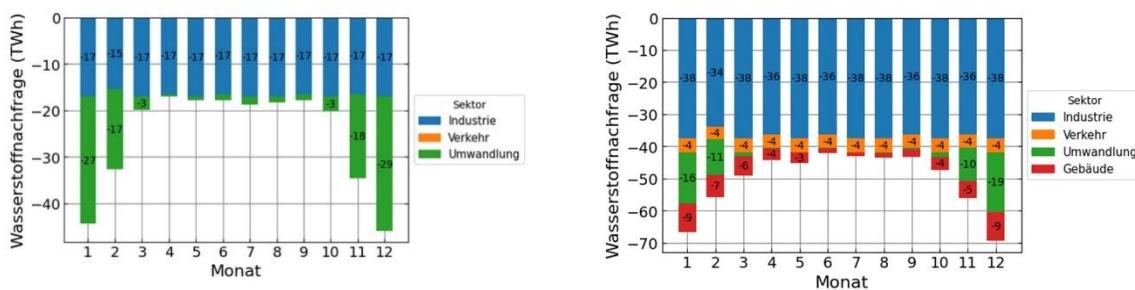


Abbildung 9 Monatssummen der Wasserstoffnachfrage im Jahr 2045 in den Szenarien O45-Strom (links) und O45-H2 (rechts)

Abbildung 10 zeigt die inländische Wasserstofferzeugung aus Elektrolyse im Jahr 2045 in den Szenarien O45-Strom und O45-H2. Deutlich erkennbar sind die niedrigere Erzeugung in den Wintermonaten (November, Dezember, Januar, Februar) sowie die deutlich höhere Erzeugung in den Sommer- und Übergangsmonaten.

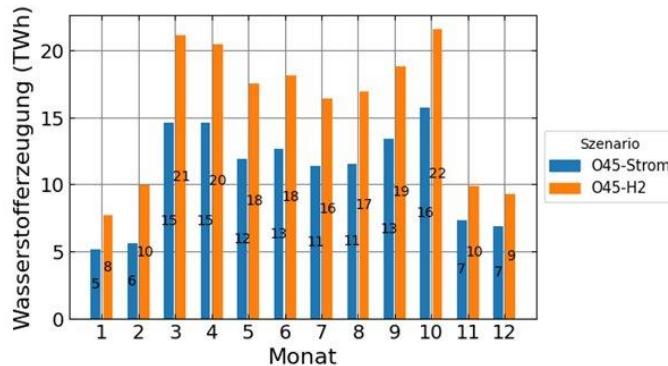


Abbildung 10 Monatssummen der Wasserstofferzeugung im Jahr 2045 in den Langfristszenarien

In Abbildung 11 ist der weitgehend konstante Verlauf der Wasserstoffimporte in den Szenarien im Jahr 2045 dargestellt. Ein solches konstantes Importprofil ist allerdings nur bei Verfügbarkeit von Speichern in den Exportländern möglich, was von den lokalen politischen Entscheidungen abhängig ist. Das kostenoptimierte Modell nimmt die Errichtung dieser Speicher an, da dadurch der im Vergleich teurere (internationale) Netzausbau beschränkt werden kann. Ohne die Entwicklung von Speichern im europäischen Ausland würde sich daher auch bei den Importen eine Saisonalität herausbilden, die auf dem Potenzial erneuerbarer Energien in den Exportstaaten basiert.

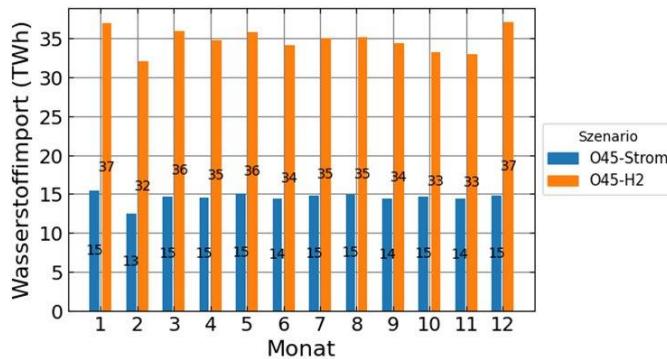


Abbildung 11 Monatssummen der Wasserstoffimporte im Jahr 2045 in den Langfristszenarien

Der saisonale Verlauf von Wasserstoffangebot und Wasserstoffnachfrage schlägt sich in den Szenarioanalysen im Dispatch der Speicher nieder (siehe Abbildung 12): Die Einspeicherung findet überwiegend in den Übergangs- und Sommermonaten statt, während die Ausspeicherung stark auf die Wintermonate konzentriert ist. Allerdings kommt es auch in den Sommer- und Übergangsmonaten zu Ausspeicherungen und vice versa im Winter zu Einspeicherungen.

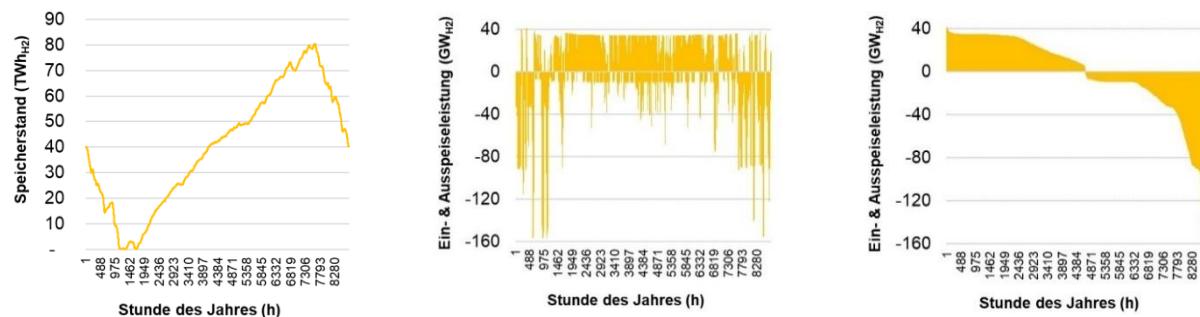


Abbildung 12 Speicherprofile 2045 im Szenario O45-Strom: Jahresverlauf Speicherstand (links), Aus- und Einspeicherung im Jahresverlauf (Mitte), Aus- und Einspeicherung sortiert (rechts)

Das saisonale Profil der Speichernutzung entwickelt sich im Zeitverlauf durch die wachsende Elektrolyseleistung einerseits und den zunehmenden Einsatz von Wasserstoffkraftwerken für die Rückverstromung andererseits. In der ersten Zeit etwa bis Mitte der 2030er Jahre kommen Wasserstoffspeicher hingegen noch hauptsächlich für den Ausgleich kurzfristiger Ungleichgewichte zwischen Angebot und Nachfrage zum Einsatz (siehe Abbildung 13). Dies schlägt sich auch in der Entwicklung der jährlichen Zyklenzahlen der Speicher nieder: Während die Speicher 2030 in den Szenarien noch mit 7 bis 9 Zyklen betrieben werden, sinkt die Zyklenzahl 2035 auf 3 bis 4 ab und bewegt sich 2045 bei unter 2.

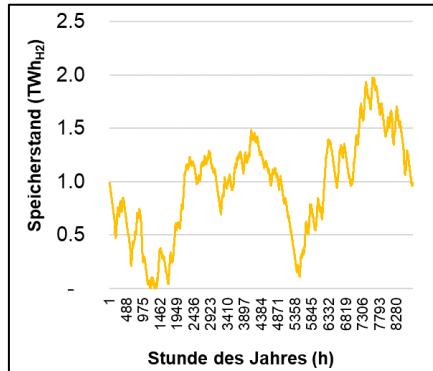


Abbildung 13 Speicherprofil 2030 im Szenario O45-Strom

In den Szenarien ergeben sich, insbesondere aufgrund der Nachfrage im Umwandlungssektor, in wenigen Stunden des Jahres sehr hohe Ausspeicherleistungen, im Jahr 2045 werden Maximalwerte von bis zu 160 GWh/h erreicht. Die maximal benötigte Ausspeicherleistung ergibt sich aus der Summe der Bedarfe der Wasserstoffkraftwerke und der konstanten Nachfrage im Industriesektor abzüglich der Leistung der gesicherten Importe. Die zeitweise sehr hohen benötigten Ausspeicherleistungen sowie häufige Wechsel zwischen Aus- und Einspeicherung müssen im Rahmen der Möglichkeiten bei der technischen Auslegung der Wasserstoffspeicher berücksichtigt werden. Hierbei sind auch lokale Gegebenheiten und die Netztopologie zu mit einzubeziehen und im Detail weiter zu untersuchen.

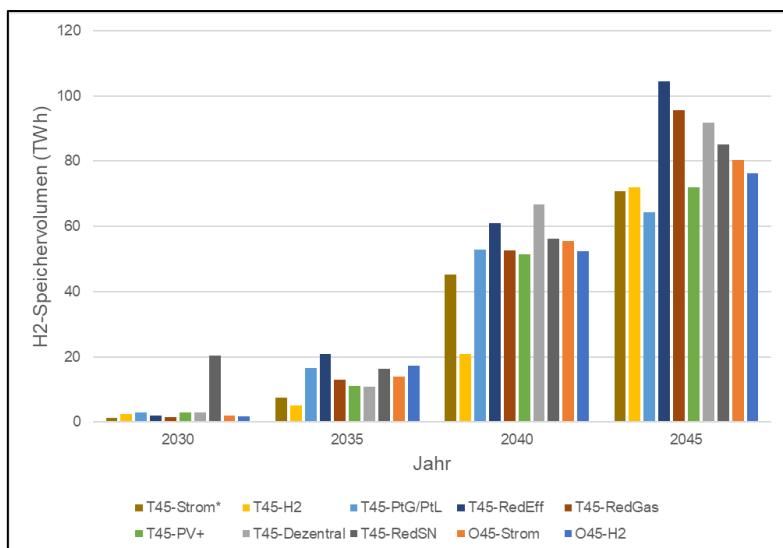


Abbildung 14 Speicherbedarfe in den Langfristszenarien im Vergleich

2.2.3 Einflussfaktoren für den Wasserstoffspeicherbedarf

Diese Saisonalität liegt auf der Nachfrageseite vor allem im Umwandlungssektor begründet und wird auf der Erzeugungsseite durch die am Dargebot erneuerbarer Energien orientierte Erzeugung aus Elektrolyse bestimmt.

Ein Vergleich der Speicherbedarfe in den verschiedenen Langfristszenarien verdeutlicht diesen Befund (Abbildung 14): In allen Szenarien entstehen bis 2045 erhebliche Wasserstoffspeicherbedarfe. Die Höhe der Speicherbedarfe variiert zwischen den Szenarien aufgrund verschiedener Faktoren:

- Höhere Anforderungen an die Wasserstoffrückverstromung wie im Szenario T45-RedEff, in dem die Effizienzziele nicht erreicht werden und in dem es aufgrund einer höheren Energienachfrage auch zu mehr Rückverstromung kommt, erhöhen die Wasserstoffspeicherbedarfe zusätzlich.
- Auch eine vergleichsweise höhere inländische Wasserstoffproduktion im Sommer im Szenario T45-Dezentral führt zu höheren Wasserstoffspeicherbedarfen. In diesem Szenario kommt es aufgrund eines sehr starken Aufwuchses von Photovoltaik in Verbindung mit Batteriespeichern zu einer höheren Wasserstofferzeugung im Sommer.
- Weitere Szenarioanalysen (T45-RedSN) zeigen, dass auch eine Einschränkung der räumlichen Flexibilität durch eine Beschränkung der Übertragungskapazitäten für Strom die Wasserstoffspeicherbedarfe erhöht, da diese fehlende räumliche Flexibilität im Gesamtsystem durch zeitliche Flexibilität kompensiert werden muss.
- Das Niveau der Wasserstoffnachfrage in der Industrie hat langfristig kaum Einfluss auf die Wasserstoffspeicherbedarfe. So weist das Szenario O45-H2 zwar eine im Vergleich zum Szenario O45-Strom rund doppelt so hohe (molekulare) Wasserstoffnachfrage in der Industrie auf, jedoch liegen die Wasserstoffspeicherbedarfe in allen Jahren in einer ähnlichen Größenordnung.

Die Wasserstoffspeicherbedarfe werden also insbesondere von den Wasserstoffkraftwerken und in etwas geringerem Ausmaß von der inländischen Erzeugung bestimmt. Daraus lässt sich ableiten, dass die zentrale Funktion von Wasserstoffspeichern die Absicherung des zukünftigen Stromsystems ist, indem die Saisonalität der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien durch Speicherung ausgeglichen wird und damit eine Anpassung an das Verbrauchsprofil erfolgt.

2.2.4 Analyse Importe

Die Importe von Wasserstoff sind in den Langfristszenarien im Jahresverlauf weitgehend konstant. Grundlage und Bedingung dafür ist der in den Modellen angenommene Ausbau von Wasserstoffspeicherkapazitäten in den Exportstaaten, sodass die saisonal variierende Wasserstofferzeugung aus erneuerbaren Energien zeitlich ausgeglichen und in der Folge konstant exportiert werden kann. Alternativ wäre auch ein Ausbau der Importkapazitäten möglich, was jedoch teurer wäre und daher im Modell nicht priorisiert wird. Damit diese Modellannahmen künftig Realität werden können, sind allerdings entsprechende politische Entscheidungen für Speichererrichtungen in den Exportländern notwendig, was nicht als gesichert gelten kann.

Eine detaillierte Analyse der Exportländer erlaubt eine Abschätzung der Charakteristika der dortigen Wasserstoffsysteme. Dabei zeigt sich, dass sich in den meisten europäischen Staaten ein saisonales Profil ähnlich wie das in Deutschland herausbildet. Die Ausnahme davon ist Dänemark, wo sich die Wasserstofferzeugung hauptsächlich an der Stromerzeugung aus Windenergie orientiert.

In den Szenarien stammen in 2045 63 % des deutschen Netto-Imports aus Frankreich, Dänemark (über die Niederlande) und Polen. Alle diese Staaten sind in den Szenarien Netto-Exporteure und weisen aufgrund der großen Potenziale für erneuerbare Energien eine hohe Wasserstoffproduktion auf, die die jeweilige inländische Nachfrage (zum Teil deutlich) übersteigt. Insbesondere Dänemark produziert in den Szenarien Wasserstoff fast ausschließlich für den Export. Dieses Modellergebnis kann jedoch nicht als Prognose der zukünftigen Importstruktur verstanden werden, da die Entwicklung der jeweiligen Potenziale für erneuerbare Energien sowie der Ausbau von Elektrolyseuren und Wasserstoffspeichern in den Nachbarländern stark von den lokalen politischen Entscheidungen in diesen Staaten abhängen. Die Modellanalyse erlaubt es aber, Ein-

blicke in die Zusammenhänge zwischen den Energiesystemen der Nachbarländer, Wasserstoffimporten und Wasserstoffspeicherbedarfen in Deutschland und Europa zu gewinnen.

Tabelle 1 stellt die Wasserstofferzeugung aus Elektrolyse, die inländische Nachfrage, den Export sowie die Speichervolumen im Szenario O45-Strom in den Ländern dar. Das Verhältnis zwischen Speichern und Nachfrage ist in Frankreich, Polen und Deutschland mit rund 0,3 (Speicher TWh / Nachfrage TWh, siehe Tabelle 1) sehr ähnlich, was auf einen vergleichbaren Bedarf zum Ausgleich der jeweiligen Saisonalität hindeutet. In Dänemark ist das Verhältnis aufgrund der sehr geringen Wasserstoffnachfrage mit 3,8 wesentlich höher. Dänemark stellt also sowohl Wasserstoff als auch Speicher für Europa zur Verfügung.

Land	Elektrolyse (TWh)	Nachfrage (TWh)	Export/Import (netto) (TWh)	Anteil Export/Import (%)	Speicher- volumen (TWh)	Speicher/ Nachfrage
Dänemark	91,0	2,0	-89,0	98	7,6	3,80
Frankreich	115,2	89,0	-26,2	23	28,5	0,32
Polen	138,0	59,3	-78,7	57	19,9	0,34
Deutschland	130,7	305,1	174,4	57	80,4	0,26

Tabelle 1 Wasserstoffbilanzierung im Szenario O45-Strom

Die Analyse der Wasserstoffbilanz in diesen Ländern bestätigt dieses Bild. In Dänemark sind die Exporte durchgehend hoch und weisen eine geringe Saisonalität auf. Das ganze Jahr über wird viel Wasserstoff aus Elektrolyse erzeugt, die sich insbesondere an der Windenergie ausrichtet. Die Einspeicherung erfolgt vor allem in den Übergangsmonaten zu Zeiten besonders hoher Wasserstofferzeugung (siehe Abbildung 15).

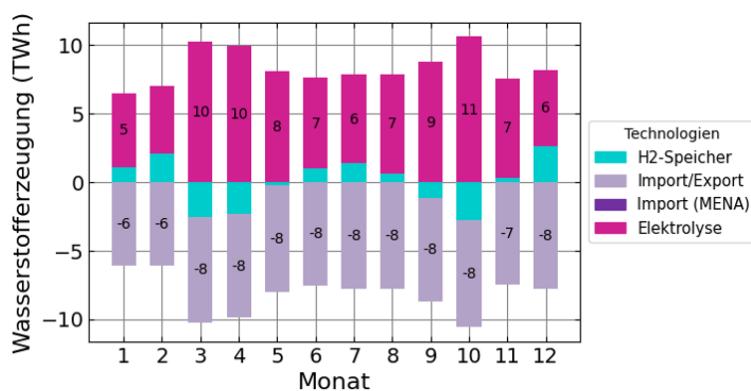


Abbildung 15 Monatssummen der Wasserstoffbilanz 2045 in Dänemark im Szenario O45-Strom

Frankreich weist aufgrund des hohen Photovoltaik-Anteils bei der Stromerzeugung ein klares saisonales Profil bei der Wasserstofferzeugung auf. Die Einspeicherung erfolgt entsprechend von März bis Oktober. Im Winter werden sowohl die inländische Nachfrage als auch die Exporte im Wesentlichen durch Ausspeicherung bedient. Durch Wasserstoffspeicher in Frankreich kann der Export über das Jahr nahezu konstant gehalten werden (siehe Abbildung 16).

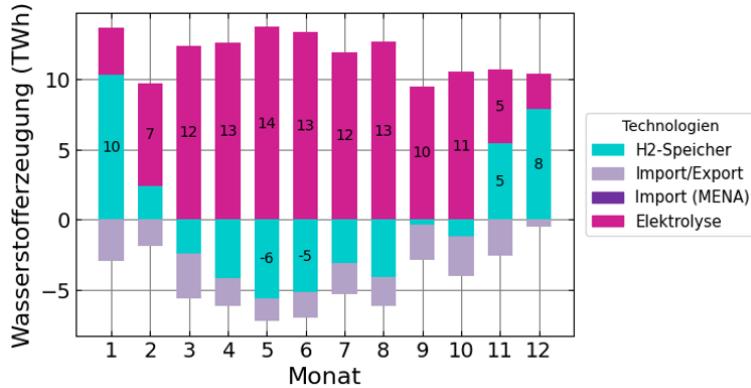


Abbildung 16 Monatssummen der Wasserstoffbilanz 2045 in Frankreich im Szenario O45-Strom

Das polnische Wasserstoffsysteem weist eine mäßige Saisonalität auf. Einspeicherung erfolgt in den Übergangsmonaten (viel Wind) und im Hochsommer (viel Sonne). Ausspeicherung findet vor allem im Winter statt und stabilisiert die Exporte. Das polnische Energiesystem ist in den Szenarien in 2045 aufgrund der hohen Potenziale für erneuerbare Energien auf den Export ausgerichtet und stellt sowohl Wasserstofferzeugung als auch Speicher für das europäische Energiesystem bereit (siehe Abbildung 17).

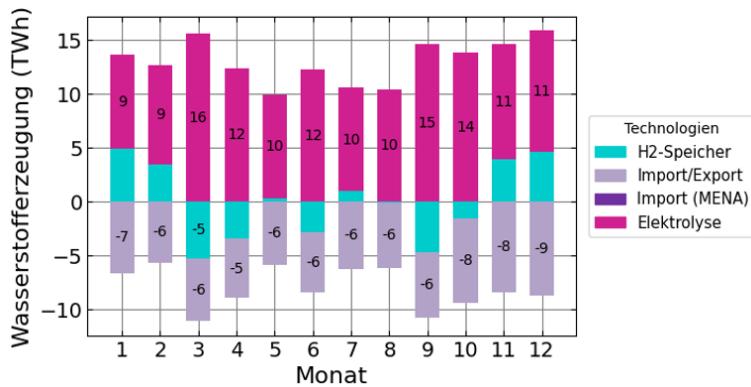


Abbildung 17 Monatssummen der Wasserstoffbilanz 2045 in Polen im Szenario O45-Strom

In den Langfristszenarien wird angenommen, dass klimaneutraler Wasserstoff ausschließlich aus Elektrolyse erzeugt wird. Sollte in einer Übergangszeit auch sogenannter „Blauer Wasserstoff“, hergestellt per Dampfreformierung aus Erdgas in Kombination mit CCS, zum Einsatz kommen und zum Beispiel aus Norwegen importiert werden, könnten diese Importe zum Teil dem saisonalen Profil folgen (stärkerer Import im Winter) und so die Speicher in einem gewissen Umfang entlasten. Dieses Potenzial ist jedoch durch die Importleistung, die Flexibilität des Angebots sowie die Verfügbarkeit und den Preis des Wasserstoffs limitiert.

Die große Bedeutung von Wasserstoffspeichern in Deutschland und in Europa für eine sichere Wasserstoffversorgung und die Absicherung des Stromsystems wird durch eine Sensitivität der Langfristszenarien deutlich. In einem Szenario (T45-RedH2SP) werden die verfügbaren Wasserstoffspeicher in Deutschland und Europa im Modell auf die Umrüstung bestehender Methankavernen begrenzt. Durch diese harte Restriktion für den Speicherausbau stehen die Wasserstoffspeicher in diesem Szenario kaum zum Ausgleich saisonaler Gefälle zur Verfügung. Da diese Restriktion für ganz Europa gilt, muss das saisonale Profil der Wasserstofferzeugung und der Wasserstoffnachfrage in diesem Szenario durch hohe Wasserstoffimporte aus dem außereuropäischen Ausland ausgeglichen werden. Diese Importe finden in diesem Szenario ausschließlich im Winter mit sehr hoher Leistung statt. Ein solches Importprofil setzt entsprechend umfassende Speicherkapaci-

zitäten im außereuropäischen Ausland und die Verfügbarkeit einer großen Schiffsflotte voraus – das Szenario kommt damit an die Grenzen des realistischen Lösungsraums. Als Konsequenz lässt sich ableiten, dass Wasserstoffspeicher in Europa nur in sehr begrenztem Umfang durch außereuropäische Importe ersetzt werden können.

2.3 Resilienz: Beherrschung herausfordernder Situationen

Das den Langfristszenarien zugrunde liegende Wetterjahr ist das Jahr 2010. Dieses Jahr war ein besonders herausforderndes Jahr für das Energiesystem. Es weist im Mittel und in der Spurze eine niedrigere Temperatur als Vergleichsjahre auf, was in einen relativ hohen Wärmebedarf resultiert. Außerdem ist es durch ein für Deutschland relatives Minimum bei der Windeinspeisung sowie bei der Erzeugung aus Solarenergie gekennzeichnet. Durch die Wahl dieses Wetterjahrs wird sichergestellt, dass das Energiesystem und auch die Speicherbedarfe nicht unterdimensioniert werden.

Eine detaillierte Analyse besonders herausfordernder Situationen ermöglicht die Abschätzung zusätzlicher Speicherbedarfe, die zur Erreichung eines noch höheren Resilienzniveaus erforderlich sind. Zur Identifikation dieser Situationen wurden im Szenario O45-Strom für das Jahr 2045 14-Tages-Summen der Photovoltaik-Einspeisung, der Windeinspeisung und des inversen Wärmebedarfs gebildet, normiert und aufsummiert. Der resultierende Index erlaubt Rückschlüsse auf für das Energiesystem besonders herausfordernde Zeiträume. Im Rahmen dieser Betrachtung wurde der Zeitraum der KW 6 und der KW 7 des Szenariojahres als besonders herausfordernd identifiziert. In diesen beiden Kalenderwochen kommt es im Szenariojahr 2045 zu einer kontinuierlichen Ausspeicherung bei den Wasserstoffspeichern mit hohen Ausspeicherleistungen. Insgesamt werden in dem Zeitraum 18,2 TWh Wasserstoff ausgespeichert, was 23 % der gesamten eingespeicherten Energiemenge entspricht. 69 % dieser Energiemenge wird von Wasserstoffkraftwerken benötigt, 31 % von der Industrie. Die mittlere stündliche Ausspeicherleistung liegt bei 54 GWh/h. Die Verlängerung einer derart herausfordernden Phase erhöht den Speicherbedarf pro Tag um 1,3 TWh. Abbildung 18 zeigt den Speicherstand in den Szenarien über das Kalenderjahr. Rot hervorgehoben ist darin der rapide sinkende Speicherfüllstand in KW 6 und KW 7.

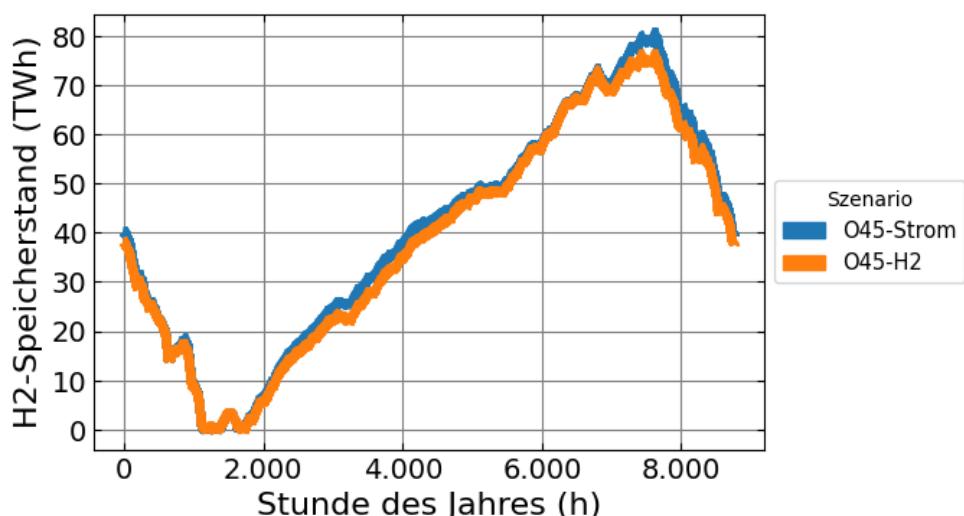


Abbildung 18 Speicherprofil in den Szenarien O45-Strom und O45-H2, Ausspeicherung in KW 6 und KW 7

Zusätzlich zur Ausspeicherung aus Wasserstoffspeichern und zur Wasserstoffrückverstromung kommt es in KW 6 und KW 7 zu Strom- und Wasserstoffimporten sowie zu einer Leerung der Wärmespeicher. Nur durch die Summe dieser Maßnahmen ist es möglich, die Energienachfrage in allen Sektoren zu decken.

Um sicherzustellen, dass das Energiesystem mit herausfordernden Situationen wie langen Kälteperioden mit gleichzeitig niedriger Erzeugung aus erneuerbaren Energien, aber auch weiteren möglichen Herausforderungen wie zum Beispiel Importunterbrechungen sicher umgehen kann, können zusätzliche Speicherkapazitäten vorgesehen werden. Die Dimensionierung eines solchen *Resilienzpuffers* hängt von den Situationen ab, die beherrscht werden sollen. Soll beispielsweise eine Situation wie die oben beschriebene in KW 6 und KW 7 für eine weitere volle Woche ohne Nachfragereduktionen durchgehalten werden können, würde ein zusätzlicher Wasserstoffspeicherbedarf von rund 9 TWh entstehen. Einfacher gestaltet sich die Lage bei der Abfederung von Importunterbrechungen: Aufgrund der diversifizierten Importrouten und der pro Exportland relativ niedrigen monatlichen Exportmengen (8 TWh/Monat Import in den Szenarien jeweils aus Dänemark und Polen) können sie mit geringeren zusätzlichen Speicherkapazitäten beherrscht werden.

Die Resilienz des Energiesystems kann jedoch nicht nur durch höhere gespeicherte Energiemengen gesteigert werden, sondern auch indem andere Elemente des Energiesystems resilenter gestaltet werden. Dazu zählen zum Beispiel eine Diversifizierung der H2-Importe oder die Vermeidung hoher Wasserstoffrückverstromungsbedarfe. Letztere können zum Beispiel durch Effizienzsteigerungen in den Nachfragesektoren, die Nutzung lastseitiger Flexibilitäten im Stromsystem, einen schnellen und regional systemdienlichen EE-Ausbau in Deutschland und Europa sowie den Aufbau ausreichender Strom-Kuppelstellen zwischen den Staaten begrenzt werden.

2.3.1 Regionalisierung

Wasserstoffspeicher werden in den Szenarien in Deutschland ebenso wie im europäischen Ausland zugebaut. Deutschland weist im europäischen Vergleich die größten gespeicherten Energiemengen auf. Speicher in signifikantem Umfang entstehen in den Szenarien auch in Großbritannien, Polen, Frankreich und Dänemark sowie auf der Iberischen Halbinsel und in Südosteuropa (siehe Abbildung 19).

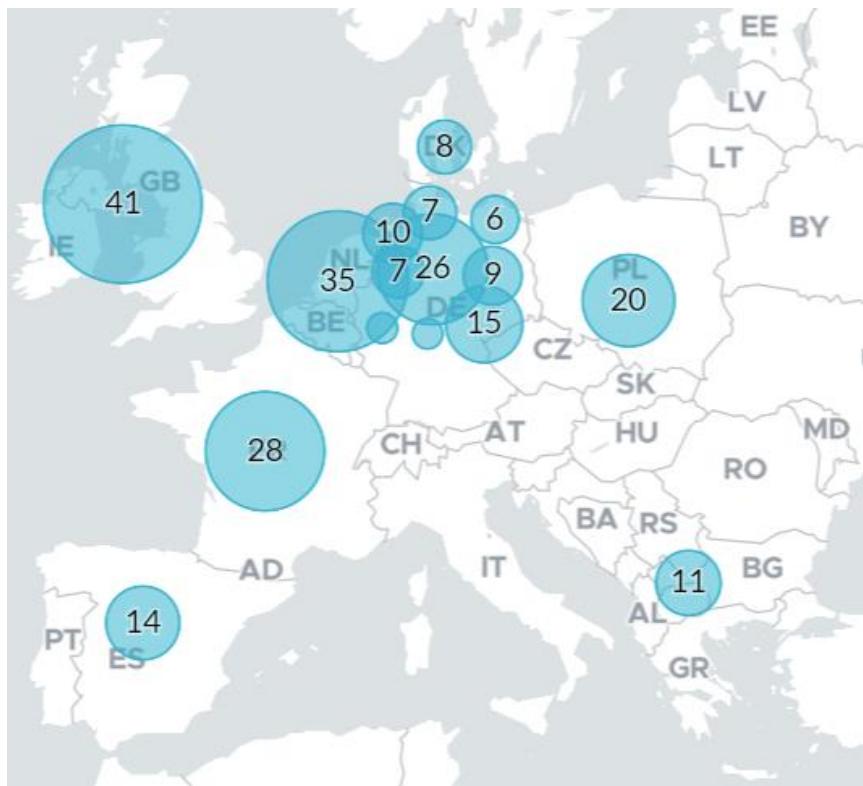


Abbildung 19 Wasserstoffspeicher (TWh) in Deutschland und Europa im Szenario O45-Strom

In Deutschland sind die Speicher in den Szenarien aufgrund der entsprechenden geologischen Potenziale für Kavernenspeicher ausschließlich im Norden verortet. Dies erhöht die Anforderungen an die Wasserstofftransportnetze, insbesondere wenn Wasserstoffkraftwerke und andere Nachfrager eher im Süden entstehen. Sollte auch die Nutzung von Porenspeichern für die Wasserstoffspeicherung möglich sein, können diese auch in Süddeutschland, insbesondere an bereits bestehenden Speicherstandorten, sowie in weiteren europäischen Ländern wie zum Beispiel in Österreich bereitgestellt werden. Eine innerhalb Europas und über das Bundesgebiet verteilte Speicherung weist erhebliche Vorteile auf, unter anderem für den Netzbetrieb und die Dimensionierung der länderübergreifenden Transportkapazitäten.

2.4 Transformationsszenarien

Die Transformationsszenarien zeigen, wie die Wasserstoffspeicherbedarfe bis zum Jahr 2045 durch Umwidmung und Neubau gedeckt werden können. Die Szenarien divergieren durch verschiedene Annahmen hinsichtlich der Umwidmungsraten von bestehenden Methanspeichern.

2.4.1 Geplanter Neubau von Wasserstoffspeichern

In der folgenden Abbildung werden die in Kapitel 2.2 beschriebenen inländischen Speicherbedarfe dem geplanten Zubau von H₂-Speichern gegenübergestellt. Hierfür wurden alle angekündigten Speicherprojekte einbezogen, unabhängig von ihrem Planungsstand. Rund 3,5 TWh der bis zum Jahr 2035 angekündigten

6,1 TWh Speicherkapazität sind bereits in einem fortgeschrittenen Stadium der Planung. Eine finale Investitionsentscheidung besteht allerdings nur für kleine Pilotvorhaben²¹.

Es zeigt sich, dass der modellierte Bedarf bis 2030 zunächst unterhalb des geplanten Zubaus liegt. Bis zum Jahr 2035 steigt jedoch der modellierte Bedarf massiv an und liegt je nach Szenario um 7,8 bis 11,2 TWh über dem geplanten Zubau. Bei den aktuell geplanten Wasserstoffspeicherprojekten überwiegt der Neubau gegenüber Umwidmungen von Methanspeichern.

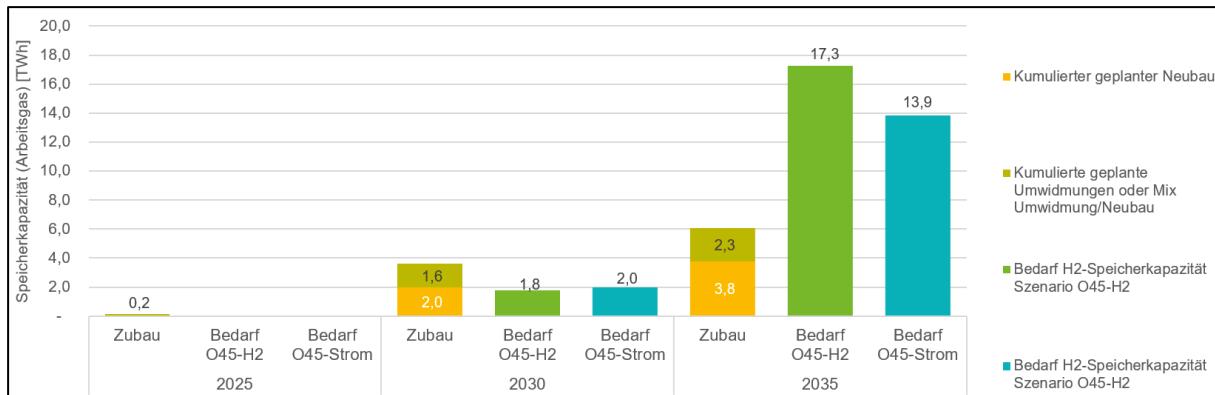


Abbildung 20 Kumulierter geplanter Zubau von H2-Speicherkapazitäten (Arbeitsgas) im Vergleich zu H2-Speicherbedarfen²²

Insbesondere mit Blick auf das weitere starke Anwachsen der H2-Speicherbedarfe in den nachfolgenden Jahren wird ersichtlich, dass zusätzliche Speicherkapazitäten notwendig sein werden. Dieser Zubau kann zum einen über den Neubau und zum anderen über die Umwidmung von Methanspeichern erfolgen.

2.4.2 Methanspeicherbedarfe und theoretische Umwidmungspotenziale

Eine zentrale Frage für die Ableitung der Szenarien ist das Potenzial für Umwidmungen von Methanspeichern. Hierfür muss analysiert werden, wie viel Methanspeicherkapazität zukünftig potenziell für die Umwidmung zu H2-Speichern zur Verfügung steht. Da eine detaillierte Modellierung der zukünftigen Methanspeicherbedarfe nicht vorliegt, werden sie abgeschätzt. Als Grundlage für die Schätzung soll der Methanverbrauch aus verschiedenen Langfristszenarien genutzt und anhand des historischen Verhältnisses zwischen Methanverbrauch und Methanspeicherkapazität der zukünftige Bedarf abgeleitet werden.

Die Methanverbräuche in den Szenarien O45-Strom und O45-H2, die in dieser Studie auch zur Bestimmung der zukünftigen Wasserstoffspeicherbedarfe genutzt werden, weisen sehr geringe Unterschiede auf. Um einen größeren Lösungsraum von verschiedenen möglichen Entwicklungen des Methanverbrauchs in der Zukunft abzubilden, werden noch weitere Langfristszenarien hinzugenommen, die größere Abweichungen bei den zeitlichen Verläufen der Methanverbräuche aufweisen als die O45-Szenarien. Im Rahmen der Langfristszenarien haben das Szenario T45-Strom und eine Variante davon, das Szenario T45-RedGas²³, signifikant andere Verläufe des Methanverbrauchs und werden daher ergänzend neben dem Szenario O45-

²¹ Die Kapazität der Speicherprojekte mit einem fortgeschrittenen Stadium beinhaltet die Speicherprojekte, die im Juli 2024 einen Förderbescheid im Rahmen der IPCEI-Förderung erhalten haben (370 GWh). Quelle: BMWK (2024b); Pressemitteilung: Offizieller Startschuss für die Umsetzung von 23 IPCEI-Wasserstoff-Projekten in Deutschland, URL: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/07/20240715-ipcei-wasserstoff-projekte.html>

²² Eigene Auswertung Guidehouse auf Basis Hydrogen Infrastructure Map, abrufbar unter: <https://www.h2inframap.eu>

²³ Fraunhofer ISI (2024): Langfristszenarien Gesamtbilanzen, URL: <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/szenario-explorer/gesamtbilanzen.php>

Strom betrachtet. Für die Szenarien ergeben sich bis zum Jahr 2045 folgende Methanverbräuche (siehe Tabelle 2).

Methanverbrauch	Einheit	2023	2025	2030	2035	2040	2045
Historisch	TWh	810	-	-	-	-	-
Szenario: T45-Strom	TWh	-	889	762	539	252	68
Szenario: O45-Strom + Biogas (T45-Szenario)	TWh	-	899	735	512	208	70
Szenario: T45-RedGas + Biogas (T45-Szenario)	TWh	-	802	532	371	126	68

Tabelle 2 Methanverbräuche in verschiedenen Szenarien^{24,25}

Das Speicherverhältnis zwischen Methanspeicherkapazität und Methanverbrauch lag in den Jahren 2020 bis 2023 bei durchschnittlich 27 %. Die genaue Entwicklung kann Tabelle 3 entnommen werden.

Hiermit liegt das reale Speicherverhältnis für Methan in einer ähnlichen Größenordnung wie die Speicherverhältnisse, die sich in den Langfristszenarien für Wasserstoff zeigen.

Parameter	Einheit	2020	2021	2022	2023
Methanverbrauch historisch	TWh	970	1.029	847	810
Methanspeicherkapazität historisch (Arbeitsgas)	TWh	244	247	246	253
Speicherverhältnis: Speicherkapazität / Verbrauch	%	25 %	24 %	29 %	31 %
Durchschnittliches Speicherverhältnis (2020–2023)	%	27 %			

Tabelle 3 Historische Methanverbräuche und Methanspeicherkapazitäten^{26,27}

²⁴ Ebd.

²⁵ Bundesnetzagentur (2024): Rückblick: Gasversorgung im Jahr 2023, URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/a_Gasversorgung_2023/start.html

²⁶ BDEW (2021): Die Energieversorgung 2020, URL: https://www.bdew.de/media/documents/Jahresbericht_2020_final_Aktualisierte_Fassung_10Mai2021.pdf

²⁷ AGSI (o.J.): Gas Infrastructure Europe

Für die Bestimmung der zukünftig notwendigen Methanspeicherkapazitäten ist ausschlaggebend, wie viel Speicherkapazität notwendig ist, um die Versorgungssicherheit bei Methan zu gewährleisten. Der Bedarf an Speicherkapazität ist vorrangig davon abhängig, welche Art von Verbrauchern Methan benötigen und welches zeitliche Verbrauchsprofil sie aufweisen. Die folgende Abbildung 21 zeigt die Entwicklung der Anteile der verschiedenen Sektoren am Methanverbrauch im Szenario T45-Strom, das als typisch für die anderen betrachteten Szenarien anzusehen ist.

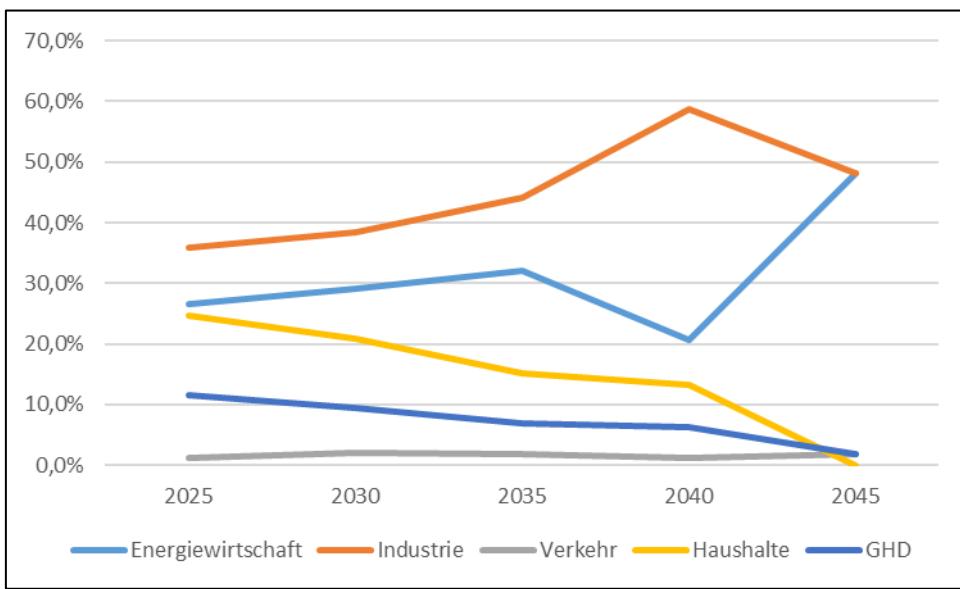


Abbildung 21 Relative Anteile der einzelnen Sektoren am Methanverbrauch im Szenario T45-Strom

Es wird deutlich, dass sich die Anteile der einzelnen Sektoren am Methanverbrauch über die betrachteten Jahre verschieben. Der Anteil der Haushalte (Gebäude) sinkt schneller, während die Anteile der Energiewirtschaft (Kraftwerke) und insbesondere der Industrie steigen. Dies ist vorrangig darauf zurückzuführen, dass die Nachfrage im Haushaltsbereich insgesamt schneller fällt als in den anderen Bereichen. Die Verschiebung hat jedoch nur eingeschränkte Auswirkungen auf das zeitliche Verbrauchsprofil insgesamt, das für die Speicherbedarfe ausschlaggebend ist. Die Konstanz im Verbrauchsprofil ist darauf zurückzuführen, dass sich die nicht saisonale (Industrie) und die saisonale Nachfrage (Haushalte und Energiewirtschaft) über die betrachteten Jahre die Waage halten. Hinzu kommt, dass sich die Saisonalität des Verbrauchs der Energiewirtschaft von 2025 bis 2045 mit dem zunehmendem EE-Anteil an der Stromerzeugung erhöht. Dies führt zusätzlich zur Kompensation des Anstiegs der nicht saisonalen Nachfrage der Industrie und zur Reduktion des Verbrauchs im Bereich der Haushalte. Im Ergebnis kann davon ausgegangen werden, dass sich die Speicherbedarfe für Methan in den genutzten Szenarien nicht wesentlich verändern werden. Für die Szenarien wird daher ein konstantes Speicherverhältnis auf Basis der Jahre 2020 bis 2023 von 27 % angenommen.

Auf der Grundlage dieser Eingangsdaten können die Methanspeicherbedarfe in den unterschiedlichen betrachteten Szenarien bestimmt werden. Die folgende Abbildung zeigt den zeitlichen Verlauf der Methanverbräuche und die über das historische Speicherverhältnis berechneten Methanspeicherbedarfe.

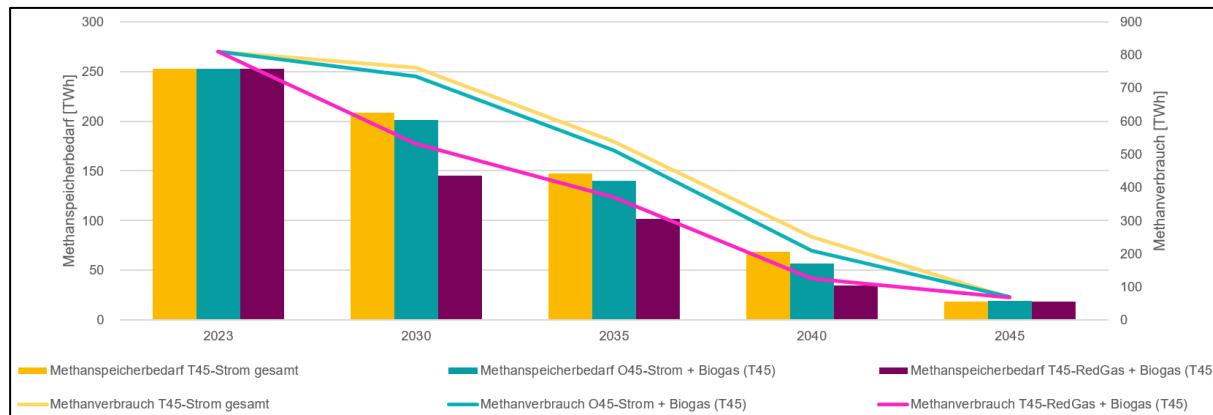


Abbildung 22 Zeitlicher Verlauf der Methanverbräuche und berechneten Methanspeicherbedarfe

Ausgehend von der Speicherkapazität im Basisjahr 2023 von 253 TWh besteht also durch die Abnahme des Methanspeicherbedarfs zur Deckung der Versorgungssicherheit ein zunehmendes Potenzial zur Umwidmung von Methanspeichern. In der folgenden Abbildung ist der abnehmende Methanspeicherbedarf dem zunehmenden Umwidmungspotenzial und der daraus resultierenden theoretischen Wasserspeicherkapazität gegenübergestellt.

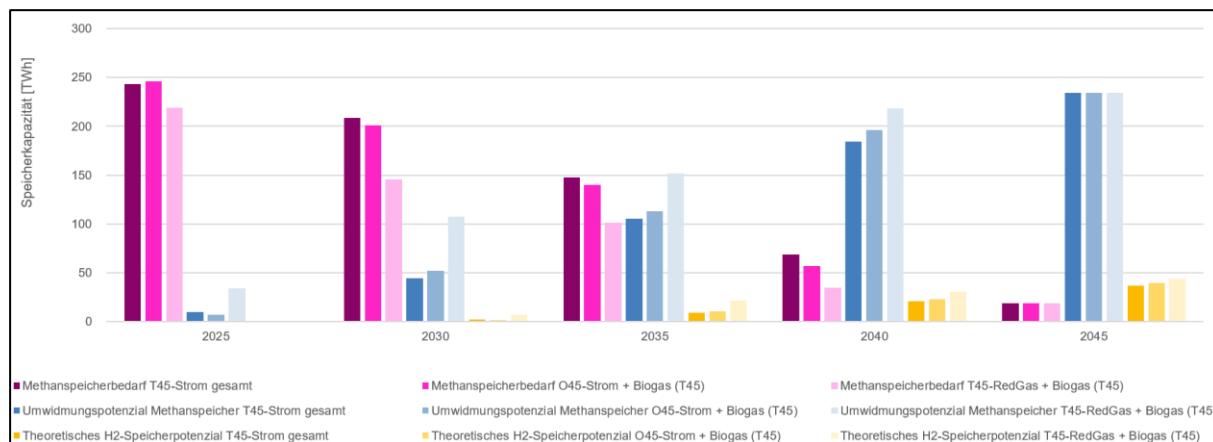


Abbildung 23 Gegenüberstellung von Methanspeicherbedarf, Umwidmungspotenzial und resultierender theoretischer Wasserstoffspeicherkapazität

Das resultierende theoretische Potenzial für Wasserstoffspeicher, die durch Umwidmung entstehen können, ergibt sich aus den physikalischen Eigenschaften von Wasserstoff und der benötigten Umwidmungszeit, um Methanspeicher für die Wasserstoffspeicherung zu nutzen. In den vorhandenen Methanspeichern können bei Umwidmung aufgrund der geringeren Energiedichte und eines anderen Kompressionsverhaltens von Wasserstoff nur 20 % der bisherigen Energie eingespeichert werden. Die aktuell vorhandene Methanspeicherkapazität bietet also eine maximale H2-Speicherkapazität von ca. 51 TWh.

Der zeitliche Aufwand für die Umwidmung führt dazu, dass Methanspeicherkapazitäten, die nicht mehr zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bei Methan benötigt werden (Umwidmungspotenzial), erst nach 6 bis 8 Jahren als Wasserstoffspeicher genutzt werden können (siehe hierzu Kapitel 1.3.5 zu den Realisierungsdauern). Für die theoretischen H2-Speicherkapazitäten wird angenommen, dass die im Zeitraum zwischen zwei Stützjahren entstehenden Umwidmungspotenziale erst zum darauffolgenden Stützjahr verfügbar werden. Damit werden Umwidmungsdauern von 5 bis 10 Jahren abgebildet.

Jahr	Einheit	T45-Strom ges.	O45-Strom + Biogas (T45)	T45-RedGas + Biogas (T45)
2025	TWh	0	0	0
2030	TWh	2	1	7
2035	TWh	9	10	22
2040	TWh	21	23	30
2045	TWh	37	39	44

Tabelle 4 Kumulierte theoretisch zur Verfügung stehende H2-Speicherkapazität durch maximale Umwidmung von Methanspeichern

2.4.3 Beschreibung der Transformationsszenarien

Auf Basis der in Kapitel 2.2 beschriebenen modellierten inländischen H2-Speicherbedarfe und der im vorherigen Kapitel ermittelten theoretischen Umwidmungspotenziale von Methanspeichern werden im Folgenden zwei mögliche Szenarien beschrieben, anhand derer untersucht werden soll, welchen Anteil der Neubau und die Umwidmung von Methanspeichern bei der Deckung der H2-Speicherbedarfe haben können und wann die Kapazitäten benötigt werden.

An dieser Stelle sei angemerkt, dass zur Bedarfsdeckung der Speicheranforderungen nicht nur die nötige H2-Speicherkapazität bereitgestellt werden muss, sondern auch die maximale Ein- und Ausspeicherleistung (siehe Abbildung 12). Die Deckung der maximalen Speicherleistungen wird in den Transformationsszenarien zur Komplexitätsreduktion nicht betrachtet, muss aber bei der Auslegung der Speicher notwendigerweise einbezogen werden.

Eingangsdaten

Für die Definition der Szenarien werden folgende Eingangswerte genutzt:

Statische Parameter

- H2-Speicherbedarfe der Langfristszenarien O45-Strom und O45-H2 (siehe Kapitel 2.2)
- Geschätzte theoretische H2-Speicherkapazität aus Umwidmungspotenzialen von Methanspeichern (siehe Kapitel 2.4.2)
- Porenspeicheranteil und Umwidmungszeitpunkt
 - Der Anteil der Porenspeicher an den bestehenden Methanspeichern in Deutschland wird für die Szenarien mit 36 % angenommen.²⁸ Wie in Kapitel 1.3 beschrieben, bestehen bezüglich der Umwidmung von Porenspeichern zur Wasserstoffspeicherung noch erhebliche Herausforderungen und Forschungsbedarfe. Die für den Bericht durchgeführten Stakeholderbefragungen haben ergeben, dass in Österreich erste Pilotvorhaben sehr positive Ergebnisse erbracht haben und auch deutsche Speicherbetreiber halten die mittelfristige Nutzung von Porenspeichern für möglich. Aus diesem Grund wird in den Szenarien von einer Porenspeicherumwidmung ab 2030 ausgegangen,

²⁸ NWR – Nationaler Wasserstoffrat (2021): Die Rolle der Untergrund-Gasspeicher zur Entwicklung eines Wasserstoffmarktes in Deutschland, Informations- und Grundlagenpapier

wodurch erste Porenspeicher ab 2035 in den Markt eintreten würden. Die für die Umwidmung zur Verfügung stehende Speicherkapazität ist in den Szenarien vor 2035 auf die Kapazität der Kavernenspeicher beschränkt. In der Beschreibung und Diskussion der Ergebnisse wird die Möglichkeit eines Wegfalls der Umwidmungspotenziale von Porenspeichern entsprechend gewürdigt.

Variable Parameter

- Nutzung des Umwidmungspotenzials von Methanspeichern (theoretische H₂-Speicherkapazität)
 - Der zentrale veränderliche Parameter für die Szenarien ist der Anteil am Umwidmungspotenzial (also der Methanspeicher, die unter Versorgungssicherheitsgesichtspunkten umgewidmet werden könnten), der tatsächlich realisiert wird. Wie viele Methanspeicher zu welchem Zeitpunkt auf Wasserstoffbetrieb umstellen, ist von verschiedenen technischen, regulatorischen und ökonomischen Faktoren abhängig und beeinflusst unmittelbar den notwendigen Zubau von Speicherkapazitäten. Somit ist dieser Parameter eine geeignete Variable, um den Lösungsraum der Szenarien aufzuspannen.

Randbedingungen

- Deckung der H₂-Speicherbedarfe in den Stützjahren
 - Für die Szenarien soll stets davon ausgegangen werden, dass die modellierten H₂-Speicherbedarfe gedeckt werden. Damit wird für die Szenarien die Kapazität von umgewidmeten Speichern im Rahmen des Umwidmungspotenzials kontrolliert und der Neubau ergibt sich als abhängige Größe zur Deckung des Bedarfs. Eine kritische Diskussion der sich ergebenden Zubaubedarfe erfolgt abschließend.

Szenario 1 – Verzögerte Umwidmung (S1 Verzögert)

In diesem Szenario wird von einer zunächst eingeschränkten Nutzung der Umwidmungspotenziale ausgegangen. Die Nutzung steigert sich jedoch im Zeitverlauf. Die Nutzung des Umwidmungspotenzials liegt im Jahr 2030 zunächst bei 50 % und ist durch den Ausschluss der Porenspeichernutzung um weitere 36 % reduziert. Danach steigt der Anteil auf 55 % (inklusive Porenspeichern) und dann gleichmäßig weiter bis 2045 auf 80 % an. Das Umwidmungspotenzial bzw. theoretische H₂-Speicherpotenzial, das diesem Szenario zugrunde liegt, entspricht dem geringsten Umwidmungspotenzial der drei Methanverbrauchsszenarien, also dem Methanverbrauchsszenario, das die höchsten Methanverbräuche aufweist, wodurch das Umwidmungspotenzial zusätzlich eingeschränkt wird.

Einflussfaktoren der Parametrisierung

Das Szenario beschreibt eine anfängliche Zurückhaltung bei der Umwidmung von Methanspeicherkapazitäten. Dies kann beispielsweise aufgrund erhöhter Versorgungssicherheitsanforderungen für Methan zu stehen kommen. Außerdem kann ein langsamerer Rückgang der Methanverbräuche bewirken, dass - Methanspeicherbetreiber ihre Speicher länger wirtschaftlich betreiben können. Eine weitere Ursache kann eine fehlende Investitionssicherheit durch einen sich nur langsam entwickelnden Wasserstoffmarkt sein. Auf technischer Seite kann es durch hohe Qualitätsanforderungen an den eingespeisten Wasserstoff zu einer Verteuerung der Umwidmung kommen, was gegebenenfalls zu weiterer Zurückhaltung führt. Des Weiteren könnte die Umwidmung von Wasserstoffspeichern durch eine Verzögerung beim Aufbau der Wasserstoff-transportinfrastruktur aufgehalten werden.

Die verzögernden Faktoren werden im ersten Szenario im Laufe der Zeit ausgeräumt und bis zum Ende des Betrachtungszeitraums kann ein ähnliches Umwidmungslevel erreicht werden wie im zweiten Szenario. Zunächst ausbleibende Umwidmungen werden also in den darauffolgenden Jahren nachgeholt.

Szenario 2 – Verstärkte Umwidmung (S2 Verstärkt)

Für dieses Szenario ist vorgesehen, dass die Umwidmungspotenziale von Anfang an mit einer hohen Umwidmungsrate genutzt werden. Aufgrund des bereits hohen Levels kann die Umwidmungsrate nur noch geringfügig im Verlauf der Zeit gesteigert werden. Die Nutzung des Umwidmungspotenzials liegt im Jahr 2030 zunächst bei 82,5 % und steigt dann gleichmäßig bis 2045 auf 90 % an. Das Umwidmungs- bzw. theoretische H₂-Speicherpotenzial, das diesem Szenario zugrunde liegt, entspricht dem größten Umwidmungspotenzial der drei Methanverbrauchsszenarien, also dem Methanverbrauchsszenario, das die geringsten Methanverbräuche aufweist, wodurch das Umwidmungspotenzial vergrößert wird.

Einflussfaktoren der Parametrisierung

Das Szenario geht davon aus, dass bald Umwidmungspotenziale für Methanspeicher bestehen, sie zum großen Teil genutzt werden und somit schon frühzeitig substanzelle H₂-Speicherkapazitäten aus umgewidmeten Methanspeichern verfügbar sind. Diese Entwicklung kann sich in einem Umfeld einstellen, in dem es eine hohe Investitionssicherheit für Speicherbetreiber gibt. Dies wird gestärkt durch die zügige Entwicklung des Wasserstoffmarktes, stabile regulatorische Rahmenbedingungen sowie ein attraktives Fördersystem, das etwaige Finanzierungslücken für die Umwidmung von Methanspeichern schließt. Aus technischer Sicht würden geringere Qualitätsanforderungen an die Reinheit des in das Netz eingespeisten Wasserstoffs zu einer höheren Wirtschaftlichkeit führen und damit mehr Umwidmungen anreizen. Daneben kann insbesondere der schnelle Ausbau des Wasserstoffnetzes bei mehr Methanspeichern die Umwidmung ermöglichen.

2.4.4 Ergebnisse der Transformationsszenarien

Für die oben beschriebenen Szenarien ergeben sich die in der folgenden Tabelle aufgeführten umgewidmeten H₂-Speicherkapazitäten. Es zeigt sich, dass es insbesondere in den Jahren 2030 und 2035 zu starken relativen Abweichungen zwischen den Szenarien kommt. So steht im Szenario mit verstärkter Umwidmung in 2030 mehr als siebenmal und in 2035 noch mehr als dreimal so viel umgewidmete Kapazität zur Verfügung.

Absolut gesehen bleiben die Abweichungen nach 2035 in einer ähnlichen Größenordnung erhalten (10 bis 12 TWh). Jedoch fallen sie aufgrund der bereits größeren Umwidmungskapazität weniger ins Gewicht. Da die Jahre 2030 und 2035 die Markthochlaufphase repräsentieren, können auch schon die absolut gesehen kleinen Mehrkapazitäten durch Umwidmung einen großen Einfluss auf die Bedarfsdeckung von H₂-Speicherkapazitäten haben.

Jahre	Szenario 1 – Verzögerte Umwidmung		Szenario 2 – Verstärkte Umwidmung
	TWh		TWh
2025	0,0		0,0
2030	0,5		3,6
2035	5,4		18,3
2040	14,8		26,5
2045	29,4		39,3

Tabelle 5 Kumulierte umgewidmete H2-Speicherkapazitäten nach Transformationsszenario

Stellt man diese umgewidmeten Kapazitäten den H2-Speicherbedarfen gegenüber und bestimmt den notwendigen Neubau von Speichern zur Bedarfsdeckung an H2-Speicherkapazität, ergeben sich die in Abbildung 24 dargestellten Transformationsszenarien. Ergänzend und zur Einordnung des berechneten notwendigen Zubaus ist für die Jahre 2030 und 2035 ebenfalls der bisher geplante H2-Neubau abgebildet. Die minimalen Speicherbedarfe entsprechen dem jeweils kleineren Bedarfswert aus den O45-Szenarien. Die maximalen Speicherbedarfe entsprechen dem größeren Bedarfswert. Die Werte zur Bedarfsdeckung leiten sich konservativ vom maximalen Speicherbedarf ab.

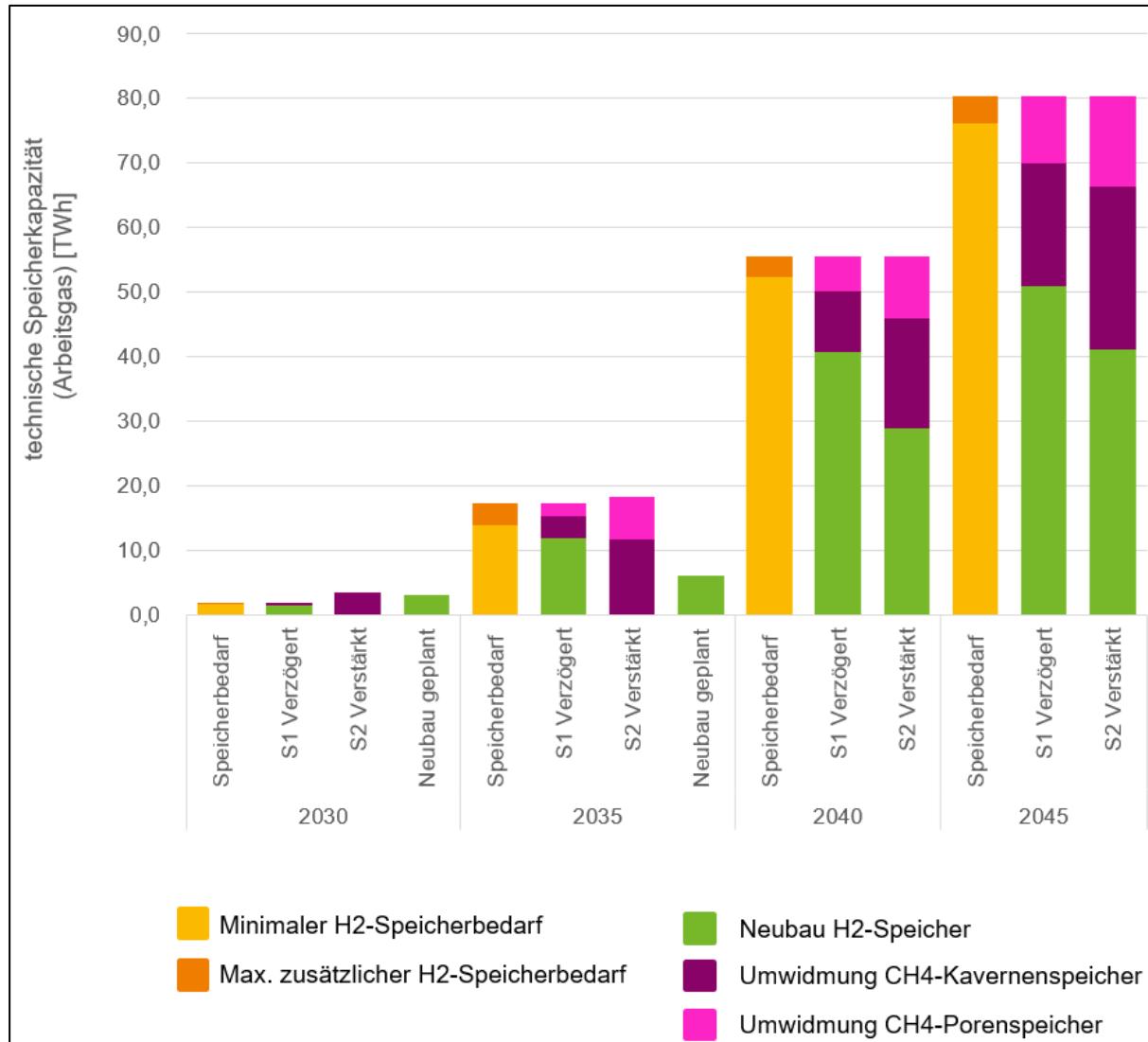


Abbildung 24 Deckung der Speicherbedarfe in einzelnen Stützjahren gemäß den Transformationsszenarien – Bedarfsdeckungssituation 2025 bis 2045

Bedarfsdeckungssituation 2025 bis 2030

Wie schon zuvor erwähnt, kann der Speicherbedarf von 2 TWh bis zum Jahr 2030 durch den geplanten Zubau von 3 TWh mehr als gedeckt werden. In Szenario 2 mit verstärkter Umwidmung ließe sich der Bedarf auch vollständig über die Umwidmung von Methanspeichern decken. Mit einer möglichen Umwidmung von 3,6 TWh Kavernenspeichern könnte der Bedarf ebenfalls mehr als gedeckt werden. Eine verzögerte Umwidmung wie in Szenario 1 macht den Neubau zur Bedarfsdeckung erforderlich. Er läge mit 1,5 TWh leicht unterhalb des aktuell geplanten Neubaus von 2 TWh. In der aktuellen Marktsituation scheinen sich die Speicherbetreiber noch stärker als in Szenario 1 für den Neubau zu entscheiden.

Bedarfsdeckungssituation 2030 bis 2035

Im Zeitraum 2030 bis 2035 ist die Bedarfsdeckung nicht mehr durch die geplanten Kapazitäten gewährleistet. Die Bedarfsdeckung wäre jedoch gemäß Szenario 2 vollständig durch zügige Umwidmung möglich. Allerdings müssten hierfür auch mindestens 6 TWh Porenspeicher umgewidmet werden, deren Einsatz aktuell

noch nicht vollständig gesichert ist. Werden keine Porespeicher umgewidmet, ließe sich die Deckung ebenfalls durch die bereits geplanten Kapazitäten und die Umwidmung von Kavernenspeichern des Szenarios 2 erreichen. Bei verzögerter Umwidmung wie in Szenario 1 müssten mindestens 5,9 TWh zusätzlich zu den bisher geplanten Kapazitäten zugebaut werden, um den maximalen Speicherbedarf zu decken. Werden keine Porespeicher umgewidmet, steigt in diesem Szenario der Bedarf an zusätzlichem Neubau auf 8 TWh an. Damit dieser Neubau realisiert werden kann, müsste zeitnah mit der Planung dieser Speicher begonnen werden. Bei einer Bauzeit für den Greenfield-Neubau von 11 bis 13 Jahren bestünde die Gefahr, dass diese Bedarfe nicht rechtzeitig gedeckt werden können. Dieses Risiko kann durch den Neubau von Speichern in Brownfield-Umgebungen reduziert werden, da die Bauzeiten unter diesen Voraussetzungen deutlich kürzer sind und mit 6 bis 7 Jahren an die Realisierungszeiten von Umwidmungen heranreichen.

Bedarfsdeckungssituation 2035 bis 2040

Für das Jahr 2040 liegen noch keine Ankündigungen für den Speicherzubau vor. Gemäß den Speicherbedarfsszenarien ist jedoch in diesem Zeitraum ein massiver Zubau von Speicherkapazitäten notwendig. Unter Einbeziehung der bereits geplanten Kapazitäten wären in Szenario 2 mit verstärkter Umwidmung der Neubau von 23 TWh Speicherkapazität und 14 TWh durch Umwidmung nötig, um die Bedarfe zu decken. Dies entspricht dem niedrigsten Zubaubedarf. Hierbei wäre die Nutzung von Porespeichern mit einbezogen. In Szenario 1 mit verzögerter Umwidmung wären bis zu 32 TWh Neubau und 6 TWh Umwidmung notwendig, wenn Porespeicher nicht umgewidmet würden. Dies entspricht dem größten Zubaubedarf.

Gemäß Szenario 2 – Verstärkte Umwidmung kann in diesem Zeitraum rund die Hälfte des H2-Speicherbedarfs über die Umwidmung von Methanspeichern gedeckt werden, davon rund 10 TWh aus der Umwidmung von Porespeichern. In Szenario 1 – Verzögerte Umwidmung kann etwas mehr als ein Viertel des H2-Speicherbedarfs aus Umwidmung gedeckt werden, davon 5 TWh aus umgewidmeten Porespeichern.

Bedarfsdeckungssituation 2040 bis 2045

Im Zeitraum 2040 bis 2045 ist nach dem starken Anstieg zwischen 2035 und 2040 weniger Zubau notwendig. Der Bedarf liegt bei 10 bis 12 TWh durch Neubau und 13 bis 15 TWh Kapazitäten aus Umwidmungen je nach Szenario.

In Szenario 2 - Verstärkte Umwidmung wird gleichbleibend ca. die Hälfte des Speicherbedarfs über die Umwidmung gedeckt. Davon sind wie im heutigen Bestand der Methanspeicher 36 % umgewidmete Porespeicher mit einer Kapazität von 14 TWh. Neu gebaut werden müssten 41 TWh Speicherkapazität über Kavernenspeicher. In Szenario 1 – Verzögerte Umwidmung läge die Deckung über Umwidmung bei 37 % bei einem Anteil von Porespeichern von 36 %, was 11 TWh entspricht. Der notwendige Neubau zur Deckung des Bedarfs liegt somit mindestens bei 51 TWh. Ohne Porespeicher läge die Deckung über Umwidmung in Szenario 1 bei 25 % und in Szenario 2 bei 31 %.

Die folgenden Tabellen bieten einen vollständigen Überblick über alle Eckdaten der Transformationsszenarien.

Jahre	Szenario 1 Verzögerte Umwidmung (S1 Verzögert)		Szenario 2 Verstärkte Umwidmung (S2 Verstärkt)		Neubau H2-Spei- cher	Umwidmung CH4-Speicher	Neubau geplant
	H2-Speicher- bedarf min.	H2-Speicher- bedarf max.	Neubau H2- Speicher	Umwidmung CH4-Speicher			
	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh
2025	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2
2030	1,8	2,0	1,5	0,5	0,0	3,6	3,1
2035	13,9	17,3	11,9	5,4	0,0	18,3	6,1
2040	52,4	55,5	40,7	14,8	29,0	26,5	
2045	76,2	80,4	51,0	29,4	41,1	39,3	

Tabelle 6 Eckdaten der Transformationsszenarien

Jahre	Szenario 1 – Verzögerte Umwidmung (S1 Verzögert)				Szenario 2 – Verstärkte Umwidmung (S2 Verstärkt)			
	Umwidmung Poren- speicher	Umwidmung Kavernen- speicher	Neubau Kavernen- speicher	Summe	Umwidmung Poren- speicher	Umwidmung Kavernen- speicher	Neubau Kavernen- speicher	Summe
	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh
2025	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2030	0,0	0,5	1,5	2,0	0,0	3,6	0,0	3,6
2035	1,9	3,5	11,9	17,3	6,6	11,7	0,0	18,3
2040	5,3	9,5	40,7	55,5	9,5	17,0	29,0	55,5
2045	10,5	18,9	51,0	80,4	14,1	25,2	41,1	80,4
	-	-	-	-	-	-	-	-
2025	0 %	0 %	100 %	100 %	0 %	0 %	100 %	100 %
2030	0 %	23 %	77 %	100 %	0 %	100 %	0 %	100 %
2035	11 %	20 %	69 %	100 %	36 %	64 %	0 %	100 %
2040	10 %	17 %	73 %	100 %	17 %	31 %	52 %	100 %
2045	13 %	23 %	63 %	100 %	18 %	31 %	51 %	100 %

Tabelle 7 Aufschlüsselung der Umwidmung von Methanspeichern und des Neubaus nach einzelnen Speichertypen

2.5 Einordnung der Ergebnisse

2.5.1 Einordnung der Analyseergebnisse und Unsicherheiten

Großvolumige Wasserstoffspeicher in Deutschland und Europa werden eine zentrale Rolle als saisonaler Speicher im klimaneutralen Energiesystem spielen und im Zuge der Transformation in stark wachsendem Umfang benötigt. Sie garantieren in Zukunft die Versorgungssicherheit sowohl im Wasserstoff- als auch im Stromsystem in Deutschland und Europa.

Gleichwohl bestehen aus aktueller Sicht noch Unsicherheiten bezüglich der genauen Speicherbedarfe im klimaneutralen Energiesystem, der Entwicklung auf der Zeitachse, der Entwicklung der Wasserstoffspeicher im europäischen Ausland sowie der Transformation des Energiesystems insgesamt. Außerdem gibt es hinsichtlich der Umwidmung von Methan- zu Wasserstoffspeichern Unsicherheiten, insbesondere bei der Nutzung von Porenspeichern und bei den Zeitpunkten für ihre Umstellung. Die folgende Einordnung gibt einen Überblick über die Robustheit der jeweiligen Ergebnisse und zeigt mögliche Wege zum Umgang mit den jeweiligen Unsicherheiten auf.

Einordnung der ermittelten Wasserstoffspeicherbedarfe auf Grundlage der Langfristszenarien

Die Langfristszenarien sind techno-ökonomische Szenarien, die unter unterschiedlichen Randbedingungen unter Einhaltung der klimapolitischen Ziele kostenoptimale Pfade auf dem Weg zu einem klimaneutralen Energiesystem 2045 aufzeigen. Die ermittelten Speicherbedarfe sind in diesem Kontext zu verstehen. Es handelt sich bei den Ergebnissen also nicht um Prognosen, sondern um die Resultate einer gesamtsystemischen Kostenoptimierung in den Szenarien. Verschiedene Szenario-Ausprägungen treffen dabei bewusst extreme Annahmen, um im Szenarien-Vergleich Rückschlüsse auf die Zusammenhänge im Energiesystem zu ziehen. So lassen sich verschiedene mögliche Ausprägungen des zukünftigen klimaneutralen Energiesystems untersuchen und gegenüber möglichen Veränderungen der Umweltbedingungen robuste Ergebnisse ableiten.

Ein großer Wasserstoffspeicherbedarf ist ein sehr robustes Ergebnis der Langfristszenarien. Allerdings variieren die Speicherbedarfe zwischen den Szenarien, unter anderem in Abhängigkeit von den benötigten Rückverstromungskraftwerken. Die ausgewiesenen Speicherbedarfe der Langfristszenarien zeigen die benötigten Energiemengen (Arbeitsgas), die dem System bei perfekter Voraussicht zur Verfügung gestellt werden müssen, um die Nachfrage jederzeit zu decken. Diese Darstellung beinhaltet jedoch nicht die für den realen Betrieb nötigen zusätzlichen Speicherkapazitäten, zum Beispiel um die teils sehr hohen benötigten Ausspeicherleistungen sicherzustellen. Nicht berücksichtigt sind auch zusätzliche Resilienzpuffer für besonders herausfordernde Situationen, betriebliche Puffer für einen wirtschaftlichen Betrieb sowie das Kissengas der Speicher. Die benötigten Gesamtenergiemengen liegen entsprechend höher als in den Ergebnissen der Langfristszenarien ausgewiesen.

Einordnung der Ergebnisse der Transformationsszenarien

Die Transformationsszenarien untersuchen unterschiedliche Wege zur Deckung der Wasserstoffspeicherbedarfe. Die Szenarien werden definiert durch einzelne Methanverbrauchsszenarien der Langfristszenarien und verschiedene begründete Annahmen zur Umwidmung von Methanspeichern. Vor dem Hintergrund der Unsicherheiten bezüglich der Eingangsdaten der Szenarien lassen sich folgende robuste Ergebnisse festhalten:

- Umwidmungen können nur einen Teil der notwendigen Wasserstoffspeicherkapazitäten stellen. Der Großteil der Wasserstoffspeicher muss neu gebaut werden.
- Dieser Neubau wird insbesondere in den 2030er Jahren stattfinden müssen. Der Baubeginn sollte aber schon in den kommenden Jahren erfolgen, um angesichts der langen Realisierungsdauern eine rechtzeitige Fertigstellung sicherzustellen.
- Dass die notwendigen Wasserstoffspeicherkapazitäten rechtzeitig zur Verfügung stehen, wird wahrscheinlicher, wenn auch in großem Umfang Methanspeicher umgewidmet werden, da sich Umwidmungen schneller realisieren lassen. Hierbei sollten auch wenn möglich Porenspeicher einbezogen werden, da sie potenziell eine hohe zusätzliche Kapazität zur Verfügung stellen können.

Allgemeine Unsicherheiten bei der Umsetzung der Energiewende in Deutschland und Europa

Die Transformation des Energiesystems muss sehr schnell umgesetzt werden, um Klimaneutralität bis 2045 zu erreichen. Während die grundsätzliche Entwicklung des Transformationspfads klar vorgezeichnet ist, bestehen teils noch erhebliche Umsetzungsrisiken, sodass es in einzelnen Bereichen zu Verzögerungen und dadurch auch zu nicht synchronen Entwicklungen kommen kann. Diese Unsicherheiten könnten den Wasserstoffspeicherbedarf auf der Zeitachse nach vorne oder hinten verschieben. Die in den Langfristszenarien für die einzelnen Stützjahre ausgewiesenen Speicherbedarfe gehen jeweils sowohl von einer Zielerreichung bei der Reduktion von Treibhausgasemissionen gemäß Klimaschutzgesetz als auch von einem Ausbaupfad der erneuerbaren Energien gemäß den Zielen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes aus. Sollte es hier zu Verzögerungen kommen, können Wasserstoffspeicherbedarfe auch später entstehen. Die in den Szenarien gezeigten Entwicklungen stellen sich außerdem nicht von selbst ein, sondern sind wesentlich von angemessenen politischen Rahmensetzungen abhängig. Die Entwicklungen im europäischen Ausland liegen außerhalb des direkten Einflussbereichs Deutschlands und sind deshalb in besonderem Maße unsicher. Eine enge Koordination in Bezug auf Wasserstoffspeicher in Europa ist deshalb neben einem europaweiten schnellen Ausbau der erneuerbaren Energien und der Ausweitung des Wasserstoffangebots von großer Bedeutung für eine erfolgreiche und effiziente Transformation.

Unsicherheiten bei der Entwicklung der Wasserstoffkraftwerke

Wasserstoffkraftwerke sind aufgrund ihres stark saisonalen Einsatzes der wesentliche dimensionierende Faktor für die Wasserstoffspeicherbedarfe auf der Nachfrageseite in der zweiten Hälfte der 2030er Jahre. Daher wird der Zeitpunkt der Umstellung der jeweiligen Kraftwerke von Methan auf Wasserstoff eine entscheidende Rolle beim Anwachsen der Wasserstoffspeicherbedarfe und bei der Abnahme der Methanspeicherbedarfe spielen. Aus heutiger Sicht ist es jedoch unsicher, zu welchem Zeitpunkt die Umstellung bzw. der Betrieb von Kraftwerken mit Wasserstoff erfolgen können. Eine Koordinierung der Umstellung von Gaskraftwerken auf Wasserstoff bzw. des Neubaus von Wasserstoffkraftwerken mit der Inbetriebnahme der für ihren Betrieb nötigen Wasserstoffspeicher trägt dazu bei, Risiken für die Versorgungssicherheit deutlich zu reduzieren.

Unsicherheiten bei den Umwidmungspotenzialen von Methanspeichern

Die Umwidmungspotenziale von bestehenden Methanspeichern sind maßgeblich von der Methanverbrauchsentwicklung abhängig. Die für die Transformationsszenarien angenommene Entwicklung basiert auf Langfristszenarien, die von der Erreichung und konsequenten Umsetzung der Klimaziele ausgehen. Der kontinuierliche Rückgang der Methanverbräuche ist durch die Energiewende vorgezeichnet. Hinsichtlich des genauen zeitlichen Pfads bestehen aber erhebliche Unsicherheiten, die vor allem von der

Geschwindigkeit der Transformation des Wärme- und Stromsektors abhängen. Beide Prozesse sind nur teilweise regulatorisch steuerbar, da sie mit vielen unabhängigen Entwicklungen verknüpft sind.

Neben dem Methanverbrauch sind die Umwidmungspotenziale davon abhängig, wie viel Methanspeicherkapazität benötigt wird. Die Höhe des Speicherbedarfs ist nur theoretisch ein technischer Wert. In der Realität wird dieser Wert durch den Markt bestimmt aus einer Kombination der Versorgungslage und den Anforderungen der Gasversorger und Gaskunden. Darüber hinaus können politische Ziele die Speicheranforderungen beeinflussen. Die Annahme, dass das Verhältnis zwischen Verbrauch und Speicherkapazität konstant bleibt, lässt sich auf Basis der Langfristszenarien treffen, kann aber zukünftige politische Anforderungen hinsichtlich der Energiesicherheit sowie die Entwicklung bei der Belieferung mit Methan nicht einbeziehen. Somit muss damit gerechnet werden, dass gegebenenfalls Speicherkapazitäten erst deutlich später zur Umwidmung freigegeben werden können als angenommen. Dies kann noch zusätzlich durch den Umstand verstärkt werden, dass die unternehmerische Entscheidung zur Umwidmung eines Speichers erst deutlich nach dem Zeitpunkt gefällt wird, zu dem er theoretisch obsolet geworden ist.

Um das Risiko aus den genannten Unsicherheiten zu reduzieren, können die Wasserstoffspeicherbedarfe vorrangig über systemisch unabhängige Neubauten von Wasserstoffspeichern gedeckt werden.

Unsicherheiten beim Einsatz von Porenspeichern

Aktuell werden in zahlreichen Pilotprojekten Erfahrungen zum Einsatz von Wasserstoffspeichern gesammelt. Unsicherheiten bestehen insbesondere beim Umfang des zukünftigen Einsatzes von Porenspeichern. Aufgrund der diversen geologischen Gesteinsstrukturen von Porenspeichern kann nicht pauschal geklärt werden, ob sie für die Speicherung von Wasserstoff geeignet sind. Die Umwidmungseignung muss daher anders als bei Kavernenspeichern von Speicher zu Speicher individuell geprüft werden. Deshalb sollte bereits frühzeitig mit dem Neubau und der Umwidmung von Kavernenspeichern begonnen werden, um auch bei einer möglicherweise verzögerten Umstellung bestehender Porenspeicher ab Mitte der 2030er Jahre ausreichend Wasserstoffspeicher in Betrieb nehmen zu können. Zudem sollte verstärkt in die Erforschung und Erprobung von Porenspeichern als Wasserstoffspeicher investiert werden, um möglichst zeitnah das Potenzial der Umwidmung von Porenspeichern sicher bestimmen zu können.

2.5.2 Relevante regulatorische Prozesse und Studien

Wasserstoff-Kernnetz

Das Wasserstofftransportnetz soll zukünftig Wasserstofferzeugung, Importrouten und Speicher mit den Nachfragezentren verbinden. Dafür haben die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) gemäß § 28q EnWG im Juli 2024 einen Antrag für das Wasserstoff-Kernnetz bei der Bundesnetzagentur eingereicht. Der Entwurf des Kernnetzes umfasst seine Länge ca. 9.700 km (davon 60 % umgerüstete Methanleitungen).²⁹ Die Planung des zukünftigen Wasserstofftransportnetzes wird anschließend in einen gemeinsamen Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff überführt, der gemäß § 15a-d EnWG erstmals 2025 durch die FNB vorgelegt werden muss.

²⁹ FNB Gas (2024): Gemeinsamer Antrag für das Wasserstoff-Kernnetz

Im aktuellen Entwurf des Wasserstoff-Kernnetzes der FNB liegt der Schwerpunkt bei der Einspeicherleistung mit 58 GWh_{th} eindeutig auf dem Import (bei den Grenzübergangspunkten), während die Einspeiseleistung von Speichern nur bei 8 GWh_{th} liegt. Die Ausspeicherleistung beträgt für Speicher ebenfalls ca. 8 GWh_{th}, hier liegt der Schwerpunkt bei KWK-Anlagen mit einer Ausspeicherleistung von 62 GWh_{th}.³⁰

Kraftwerksstrategie

Steuerbare Wasserstoffkraftwerke werden eine wichtige Rolle im künftigen Energiesystem einnehmen und haben erhebliche Auswirkungen auf die Wasserstoffspeicherbedarfe. Um die rechtzeitige Errichtung neuer Kraftwerkskapazitäten in ausreichendem Umfang sicherzustellen, sieht die kürzlich durch die EU-Kommission freigegebene Kraftwerksstrategie (KWS) der Bundesregierung die vorübergehende Förderung der Errichtung und des Betriebs wasserstofffähiger Gaskraftwerke vor. Die ersten Ausschreibungen der Förderungen sind für den Jahreswechsel 2024/25 geplant. Sie umfassen 5 GW neue H2-Ready-Kraftwerke und 2 GW Modernisierungen zu H2-Readiness, die jeweils spätestens ab dem 8. Betriebsjahr auf den Betrieb mit Wasserstoff umgestellt werden sollen. Hinzu kommen 500 MW neue Kraftwerke, die direkt mit Wasserstoff betrieben werden. Zu einem späteren Zeitpunkt wird eine Förderung für weitere 5 GW neue Erdgaskraftwerke ausgeschrieben.³¹

Insgesamt werden also steuerbare Kraftwerkskapazitäten in Höhe von 12,5 GW gefördert, was die in den Langfristszenarien ermittelten Bedarfe an zusätzlichen Kraftwerken allerdings nur bis Anfang der 2030er Jahre decken kann. In der Folge werden in den Szenarien weitere steuerbare Kraftwerkskapazitäten in erheblichem Umfang erforderlich. Zur langfristigen Sicherstellung ausreichender flexibler Kraftwerkskapazitäten soll deshalb ein Kapazitätsmechanismus eingeführt werden. Seine konkrete Ausgestaltung wird aktuell durch die Bundesregierung erarbeitet.

Mit Blick auf Wasserstoffspeicher ist insbesondere der Zeitpunkt der Umstellung der Kraftwerke auf einen Betrieb mit Wasserstoff von großer Bedeutung, da die Nachfrage von Wasserstoffkraftwerken aufgrund ihres stark saisonal geprägten Einsatzes wesentlich die Wasserstoffspeicherbedarfe bestimmt. Frühere oder spätere Umstellungen auf Wasserstoff haben direkte Auswirkungen auf die Speicherbedarfe. Die Umstellung der Kraftwerke auf den Betrieb mit Wasserstoff sollte daher eng mit der Entwicklung der Speicherkapazitäten abgestimmt werden.

Aktuelle Studien zu Wasserstoffspeicherbedarfen

Aktuell gibt es wenige weitere Studien, die Wasserstoffspeicherbedarfe auf Grundlage detaillierter quantitativer Modellierungen ermitteln. Allerdings decken sich veröffentlichte Untersuchungen sowohl bei der Analyse der Bedeutung von Wasserstoffspeichern für das zukünftige Energiesystem als auch bei der Größenordnung der ermittelten Bedarfe der Langfristszenarien:

³⁰ Ebd.

³¹ BMWK (2024a): Pressemitteilung: Auf dem Weg zur klimaneutralen Stromerzeugung: Grünes Licht für Kraftwerkssicherheitsgesetz

- Eine Analyse des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln (EWI)³² hat auf Basis von Resilienz-Untersuchungen etwas über 100 TWh Speicherbedarfe im klimaneutralen Energiesystem ermittelt, wenn dieses ein ähnliches Resilienzniveau wie das heutige Energiesystem aufweisen soll. Die Analyse zeigt auch, dass die großvolumige Wasserstoffspeicherung eine zentrale Rolle als saisonaler Energiespeicher und Resilienzpuffer im zukünftigen Energiesystem spielen wird.
- Eine Studie von Frontier Economics und Artelys im Auftrag von Gas Infrastructure Europe hat die entstehenden Wasserstoffspeicherbedarfe in Europa modelliert.³³ Die Ergebnisse liegen in einer ähnlichen Größenordnung wie die in den Langfristszenarien ermittelten Speicherbedarfe: Für Anfang der 2030er Jahre hat die Studie einen Wasserstoffspeicherbedarf von 45 TWh und für 2050 von 270 TWh ermittelt. In den Langfristszenarien liegt der ermittelte Wasserstoffspeicherbedarf in Europa 2035 bei 45 bis 55 TWh und 2045 bei 223 bis 240 TWh (siehe Kapitel 2.2.)

Weitere Studien und Analysen, die die Entwicklung der Wasserstoffspeicherbedarfe in Deutschland und Europa untersuchen, beziehen sich in ihren quantitativen Analysen auf bestehende Untersuchungen, insbesondere auf die Analysen der Langfristszenarien.

³² EWI (2024): Resilienz im klimaneutralen Energiesystem der Zukunft

³³ Artelys / Frontier Economics (2024): Why European Underground Hydrogen Storage Needs should be Fulfilled

3 Ökonomische Herausforderungen bei Wasserstoffspeichern

In der Phase des Wasserstoffmarkthochlaufs bestehen grundlegende Herausforderung und Risiken für die Planung und den Betrieb von Wasserstoffspeichern. Ungewissheit über die Entwicklung der Wasserstoffverfügbarkeit und -nachfrage, gekoppelt mit anfänglich hohen Kosten für Wasserstoff und zugleich begrenzter Nachfrage und Zahlungsbereitschaft für Speicherleistung, beeinträchtigt die Planungs- und Investitions sicherheit für Speicherbetreiber. Zugleich besteht bislang wenig praktische Erfahrung mit Wasserstoffspeichertechnologien, technische Komponenten sind noch nicht im ausreichenden Maße verfügbar und Regulatorik sowie technische und Sicherheitsstandards teilweise noch nicht definiert. Vor diesem Hintergrund beleuchtet Kapitel 3.1.1 die allgemeinen ökonomischen Herausforderungen und Risiken, die sich bei Wasserstoffspeichern ergeben. Spezifische Risiken für Neubau- bzw. Umwidmungsprojekte werden in Kapitel 3.1.2 untersucht. Um zeitnahe Investitionen in Wasserstoffspeicher anzureizen, bedarf es unterstützender, staatlich gestützter Finanzierungsmodelle, die Investoren und Betreibern ausreichend Sicherheit dahingehend geben, dass die Kosten des Infrastrukturaufbaus und -betriebs trotz bestehender Herausforderungen und Risiken gedeckt werden können. Die sich aus der Risikoanalyse ergebenden Implikationen für ein mögliches Finanzierungsmodell werden in Kapitel 3.2 abgeleitet.

Der Aufbau von Wasserstoffspeichern geht mit einem initial hohen Investitionsbedarf einher, der insbesondere in der Anfangsphase des Wasserstoffmarkthochlaufs bei vergleichsweise geringer Nachfrage und Wasserstoffverfügbarkeit geringen Einnahmen durch Nutzerentgelte gegenübersteht. Die sich im Zeitverlauf aus den zugrunde liegenden Annahmen zu Kosten, Erlösen über Speicherentgelte und Bedarfen ergebenden Finanzierungsbedarfe werden in Kapitel 4.3 dargestellt.

3.1 Ökonomische Herausforderungen und Risiken bei Wasserstoffspeichern

Zu unterscheiden sind einerseits allgemeine wirtschaftliche Herausforderungen und Risiken bei Investitionen in und dem Betrieb von Wasserstoffspeichern. Daneben bestehen spezifische ökonomische Herausforderungen und Risiken für Umwidmungsprojekte von Gas- zu Wasserstoffspeichern sowie für Neubauprojekte. Tabelle 8 gibt einen Überblick über die allgemeinen und die spezifischen Herausforderungen und Risiken bei Wasserstoffspeichern, die in diesem Kapitel untersucht werden.

Allgemeine ökonomische Herausforderungen und Risiken (Kap. 3.1.1)	Spezifische ökonomische Herausforderungen und Risiken (Kap. 3.1.2)
<ul style="list-style-type: none"> ■ Realisierungszeiträume und regulatorische Risiken ■ Nachfragerisiken (Preis- und Mengenrisiko) ■ Technologische Risiken ■ Projektentwicklungsrisiken ■ Inbetriebnahme- und Betriebsrisiken 	<p>Neubau</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Lange Realisierungszeiten ■ Hohe Anfangsinvestitionen ■ Abtransport und Entsorgung der Sole ■ Voraussichtlich längere Genehmigungsverfahren <p>Umrüstung</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Umstellungsaufwände ■ Obertagebau ■ Anforderungen an Wasserstoffreinheit ■ Genehmigungsverfahren

Tabelle 8 Übersicht über ökonomische Herausforderungen und Risiken bei Wasserstoffspeichern

3.11 Allgemeine ökonomische Herausforderungen und Risiken bei Wasserstoffspeichern

Realisierungszeiträume und regulatorische Risiken

Der Bau unterirdischer Wasserstoffspeicher ist technisch aufwendig und mit langen Realisierungszeiten von bis zu über 10 Jahren verbunden. Sie sind abhängig von Standort, Zulieferungen technischer Komponenten und je nach Speicherart erforderlichen technischen Prozessen. Bei Kavernenspeichern ist die Solung hauptausschlaggebend für die Umsetzungsdauer. Bei Umrüstungsprojekten besteht ein geringerer Solungsaufwand, sodass sich kürzere Realisierungszeiten von 6 bis 8 Jahren ergeben, vorausgesetzt die Zulieferungen erforderlicher technischer Komponenten erfolgen planmäßig. Bei Neubauprojekten ist die Solung deutlich aufwendiger und die Umsetzungsdauer beläuft sich entsprechend planmäßig auf 11 bis 13 Jahre (siehe Kapitel 1.3). Die Realisierungsdauer kann dabei durch die Zuflussgeschwindigkeit von Solungswasser beeinflusst werden, wobei eine Beschleunigung, zum Beispiel durch parallele Solung mehrerer Untergrundspeicher, möglich ist. Bei Poren speichern hingegen entfällt eine zeitintensive Solung. Die Errichtungsdauer von Poren speichern ist daher ähnlich einzuschätzen wie die Zeit für die Umwidmung von Kavernenspeichern, unter Umständen auch geringer. Der wichtigste Zeitfaktor ist hierbei der Austausch des Kissengases, wobei er umso aufwendiger ausfällt, je mehr Erdgas durch Wasserstoff ersetzt wird. Wird ein Teil des Erdgas-Kissengases im Speicher belassen, ist die Errichtung günstiger und schneller, die Aufbereitung bei der Ausspeicherung jedoch aufwendiger.

Damit Wasserstoffspeicher rechtzeitig zur Verfügung stehen, wenn sie benötigt werden, sind frühzeitige Investitionsentscheidungen notwendig. Andernfalls droht eine zu späte Speicherverfügbarkeit, die aber für die breite Umstellung auf Wasserstoff notwendig ist und sich auf Umstellungszeitpunkte von Nutzern auswirken kann. Nennenswerte Speicherbedarfe werden schon ab dem Jahr 2035 erwartet (siehe Kapitel 2.2). Angesichts der oben genannten Realisierungszeiträume müssen die ersten positiven Investitionsentscheidungen für großskalige Speichervorhaben daher äußerst zeitnah erfolgen.

Neben der technisch aufwendigen Umsetzung kann sich die Dauer von Genehmigungsverfahren ebenfalls erheblich auf die Realisierungsdauer auswirken. Genehmigungsverfahren für Wasserstoffinfrastruktur sind derzeit noch komplex, von langer Dauer und mit einem hohen bürokratischen Aufwand verbunden. Nach Angaben von Branchenvertretern nehmen die verschiedenen Genehmigungsverfahren für Untergrundspeicher (z. B. im Rahmen des Bundesberggesetzes (BBergG), für Solrechte und Wasserrechte sowie im Zusammenhang mit dem Umweltschutz) aktuell oft Jahre in Anspruch, teilweise ist ihr erfolgreicher Abschluss Voraussetzung für finale Investitionsentscheidungen.³⁴ Dies gilt insbesondere für neue, aber auch für umzurüstende Wasserstoffspeicher (derzeit erfolgt hier eine Einzelfallprüfung). Realisierungszeiträume könnten durch Anpassungen bei den Genehmigungsverfahren seitens des Gesetzgebers essenziell verkürzt werden.

Aufgrund der bislang begrenzten administrativen Erfahrung mit großskaligen Wasserstoffspeichern existieren noch keine standardisierten Genehmigungsverfahren für den Neubau bzw. die Umrüstung von Wasserstoffspeichern, wodurch sich das Risiko zusätzlicher Verzögerungen erhöht. Sofern Wasserstoffspeicher durch Umwidmung von Gasspeichern oder durch Solung von Kavernen geschaffen werden, ist dagegen davon auszugehen, dass die betreffenden Projekte den Bergbehörden bereits vertraut sein dürften, da sie schon zuvor der Bergaufsicht unterlagen. In diesen Fällen sollte den Bergbehörden eine zeitnahe und informierte Entscheidung möglich sein. Gleichzeitig besteht laut Speicherverband INES noch Klärungsbedarf, welche konkreten Genehmigungsverfahren für unterirdische Speicheranlagen durchzuführen sind.³⁵ Für Wasserstoffspeicher ist eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) gemäß UVP-V Bergbau³⁶ erforderlich. Es besteht jedoch Unklarheit darüber, ob sich dies nur auf Neubauvorhaben bezieht oder ob bereits bestehende Erdgasspeicher bei Umnutzung ebenfalls erneut berücksichtigt werden müssen. Weitere genehmigungsrechtliche Anforderungen spezifisch für Umrüstungsvorhaben sind in Kapitel 3.1.2 aufgeführt.

Nicht antizierbare Veränderungen politischer und regulatorischer Rahmenbedingungen können die Umsetzung von Speicherprojekten verlangsamen oder sogar gefährden. Politische Veränderungen, beispielsweise durch (zeitlich oder mengenmäßig) weniger ambitionierte Vorgaben für den Wasserstoffeinsatz in verschiedenen Wirtschaftsbereichen oder unzureichende Verfügbarkeit von Fördermechanismen auf der Nachfrage- und Angebotsseite der Wasserstoffwertschöpfungskette und ein damit verbundener verlangsamter Wasserstoffmarkthochlauf, können zu einer geringeren bzw. verzögerten Speichernachfrage führen. Betreiber sind somit einem – auch durch die politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen beeinflussten – Mengenrisiko ausgesetzt.

Insbesondere die noch ausstehende Einführung eines regulatorischen Rahmens, innerhalb dessen Betreiber zukünftige Investitionen planen und Speicher betreiben können, schafft erhebliche Unsicherheiten (siehe Kapitel 5.1). Dies betrifft insbesondere die Regulierung von Speicherentgelten, die gemäß Artikel 37 der überarbeiteten EU-Gasbinnenmarktrichtlinie (Richtlinie (EU) 2024/1788) bis spätestens Ende 2032 durch die Mitgliedstaaten festzulegen ist. Wenn zukünftige Rahmenbedingungen bzw. Veränderungen des regulatorischen Rahmens zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung nicht vollständig antizipierbar bzw. kalkulierbar sind, können sie bei Eintreten die Wirtschaftlichkeit eines Vorhabens entscheidend beeinflussen. Hieraus ergeben sich erhebliche Nachfragerisiken (siehe übernächster Absatz).

Zur Minderung regulatorischer Risiken beitragen kann beispielsweise ein Bestandsschutz für bestehende Verträge bei Wechsel des regulatorischen Regimes, wie er für Anlagen mit Inbetriebnahme bis August 2026

³⁴ Synthese der Interviewergebnisse

³⁵ INES (2024): Vorschlagssammlung zur Beschleunigung der Entwicklung von Wasserstoffspeichern in Deutschland, URL: https://energien-speichern.de/wp-content/uploads/2024/03/INES-Vorschlagssammlung_Beschleunigung_Wasserstoffspeicher-Projekte-1.pdf

³⁶ Gesetz abgerufen unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/uvpbergvb/BJNR014200990.html>

gemäß Artikel 37 EU-Gasrichtlinie möglich ist. Allerdings ist bis Mitte 2026 nicht von einer Inbetriebnahme von Wasserstoffspeichern in relevantem Umfang auszugehen, sodass die praktische Relevanz einer solchen Regelung für Deutschland voraussichtlich begrenzt bliebe. Ein regulatorischer Rahmen sollte daher möglichst frühzeitig (z. B. mit Auslaufen des Bestandsschutzes im August 2026) eingeführt und seine Leitplanken bzw. Eckpunkte sollten noch davor kommuniziert werden (siehe Kapitel 5.5.1), um Unsicherheiten zu reduzieren.

Nachfragerisiken

Die hohe Unsicherheit hinsichtlich zukünftiger Einnahmen (Nachfragerisiko, das heißt Preis- und Mengenrisiko) erschwert es Marktteilnehmern, rein marktgetriebene Investitionsentscheidungen zu treffen. Konkret können Speicherbetreiber mit folgenden nachfrageseitigen Risiken konfrontiert sein:

- **Unsicherheit bezüglich des tatsächlichen Speicherbedarfs und der Einspeicher- und Ausspeicherleistung (Mengenrisiko):** Der Netto-Speicherbedarf bestimmt sich durch das Energieangebot abzüglich der Energienachfrage. Sowohl die Energienachfrage als auch das Angebot sind im Zeitverlauf mit Unsicherheiten verbunden, sodass eintretende Speichernachfragen, erforderliche Umstellungszeitpunkte und damit spezifische Nachfragemengen für den einzelnen Speicherbetreiber nur schwer zu bestimmen sind. Da zukünftige Nachfrage- und Angebotsprofile für Wasserstoff (und Wasserstoffspeicher) voraussichtlich stark von denen für Erdgas (und Erdgasspeicher) abweichen werden, können aktuelle und historische Gasspeicherbedarfe für Erdgas hier nur ein unzureichendes Bild für den entstehenden Wasserstoffspeichermarkt liefern. Unsicherheiten bestehen auch hinsichtlich der Nachfragecharakteristika an spezifischen Standorten. Da es in den meisten Fällen bislang noch keine standortspezifischen Wasserstoffnachfrageprojektionen gibt, haben Speicherbetreiber Schwierigkeiten, die zukünftige Nachfrage an konkreten Projektstandorten zu ermitteln. Dies betrifft auch die Frage, welche Speicherinfrastrukturen an welchen Standorten benötigt werden, um mögliche Nutzer im Einzugsgebiet zu verbinden.
- **Preisrisiko aufgrund regulatorischer Unsicherheiten:** Dies betrifft insbesondere die derzeit nicht absehbare Höhe und Art von Speicherentgelten, die mögliche Einführung regulierter Speicherentgelte bereits vor 2032, mögliche Übergangssysteme und zukünftige staatliche Finanzierungs- und Absicherungsinstrumente. Solange keine Sicherheit über das zukünftig geltende Regulierungssystem besteht, fehlt Betreibern eine gesicherte (preisliche) Grundlage zur Berechnung zukünftiger Einnahmen.
- **Allgemeine Energiewenderisiken:** Die parallele Transformation in allen Bereichen der Wertschöpfungskette und über Energieträger hinweg erschwert es individuellen Speicherbetreibern, erwartete Nachfragemengen zu antizipieren. Der marktlich nachgefragte Speicherbedarf ist abhängig vom Ausbau sonstiger Energieinfrastruktur, insbesondere von Wasserstoff- und Stromnetzen, der von einzelnen Betreibern kaum volumänglich antizipiert werden kann. Dies gilt zum Beispiel auch für einen gegebenenfalls verzögerten Anschluss an das Kernnetz durch verzögerten Pipeline-Ausbau sowie eine eventuelle Bereitstellung von Speicherkapazitäten durch im Pipeline-Netz vorhandene Wasserstoffmengen (sogenanntes Line-Pack, siehe Kapitel 1.2.2).
- **Unsicherheiten in Bezug auf Investitionszeitpunkte entlang der Wertschöpfungskette:** Speicherbetreiber sind für ihren Business Case auf alle vorgelagerten Investitionsentscheidungen angewiesen und den mit ihnen einhergehenden Risiken ausgesetzt (zum Beispiel: Endnutzerinnen und -nutzer verzögern Investitionsentscheidungen für Wasserstoffanwendungen, solange kein Anschluss an das Wasserstoffnetz erfolgt ist, Produzenten benötigen längerfristige Abnahmeverträge, bevor sie in

Elektrolyse-Kapazitäten investieren). Betreiber wären bei Eintreten dieser Risiken mit verzögerter oder gar ausbleibender Nachfrage und somit Einnahmenausfällen konfrontiert. Da relevante Investitionsentscheidungen in allen vor- und nachgelagerten Teilen der Wertschöpfungskette nicht notwendigerweise abgeschlossen sind, bevor der Speicherzubau erfolgt, ergibt sich ein zusätzlicher Absicherungsbedarf für Speicherinvestitionen.

- **Unsicherheit in Bezug auf (gegebenenfalls zusätzlich realisierbare) Einnahmepotenziale bei Wasserstoffspeichern:** Eine Haupteinnahmequelle bei Wasserstoffspeichern wird der Beitrag zur zeitnahen Deckung der Wasserstoffnachfrage über die Strukturierung der Abnahme bzw. den Ausgleich von Schwankungen in der Wasserstofferzeugung und -nachfrage sein. Darüber hinaus könnten Wasserstoffspeicheranlagen bei Bestehen entsprechender Produkte und Märkte weitere Einnahmen durch die Bereitstellung von Leistungen für das Energiesystem erzielen. Dies kann zum Beispiel die Speicherung von andernfalls abgeregelter Strom aus erneuerbaren Energien oder den Beitrag zur allgemeinen Versorgungssicherheit durch Reservehaltung von Wasserstoff beinhalten. Darüber hinaus bieten Speicher in Abwesenheit eines liquiden Wasserstoffmarktes Arbitragemöglichkeiten. Der mögliche Beitrag dieser Einnahmepotenziale zur Deckung der Speicher Kosten ist jedoch aufgrund fehlender Regulierung hinsichtlich der Teilnahme von Untergrundspeichern an (Flexibilitäts-)Märkten oder der Vergütung von Beiträgen zur Energiesicherheit noch nicht absehbar.

Technologische Risiken

Die zukünftige Kostenentwicklung von Wasserstoffspeichern wird stark von technologischen Aspekten beeinflusst, die derzeit teilweise noch mit Unsicherheiten verbunden sind. Die Errichtung von Wasserstoffspeichern geht mit hohen Investitionskosten einher, sodass Kostenentwicklungen sich stark auf die Wirtschaftlichkeit auswirken können. Mögliche Kostensenkungspotenziale durch Lerneffekte sind jedoch insbesondere aufgrund fehlender praktischer Erfahrungen bislang schwer absehbar. Während bei industriellen Speichergrößenanwendungen Lerneffekte erwartet werden, sind ihr Ausmaß und ihre zeitliche Realisierung unsicher. Darüber hinaus befindet sich Wasserstoffspeicherung derzeit erst in der Erprobung, weshalb viele technische Fragen der Betriebsanforderungen und der damit einhergehenden Kostenimplikationen noch ungeklärt sind.

Zugleich wirken sich mögliche technische Anforderungen an Wasserstoffspeicher, wie beispielsweise erforderliche Ein- und Ausspeicherungskapazitäten oder Wasserstoffreinheitsanforderungen, auf die Speickerkosten aus. Die Anzahl voraussichtlich benötigter Ein- und Ausspeicherzyklen bei Wasserstoffspeichern ist höher als bei Erdgasspeichern.³⁷ Zugleich werden sehr hohe Ausspeicherleistungen erwartet, um insbesondere die Kraftwerksnachfrage nach Wasserstoff zu decken. Die Anforderungen an die Wasserstoffreinheit hängen stark von der Anwendung ab (siehe Kapitel 1.3). Entsprechende Wasserstoffqualitätsstandards³⁸ sind noch festzulegen, ein differenzierter Ansatz wäre hier unter Umständen sinnvoll. Der mit hohen Qualitätsstandards einhergehende hohe Aufbereitungsaufwand hat Auswirkungen auf Komponentenauslegung, Betrieb und Flächenbedarf und damit auch eine erhebliche ökonomische Bedeutung für Speicheranlagen.

³⁷ Aufgrund ihrer großen Volumina und des geringeren Anteils des Arbeitsgases steht bei Porenspeichern vor allem die saisonale Speicherung im Vordergrund, es sind aber auch kürzere Speicherzyklen möglich. Eine aktuelle Studie geht für Porenspeicher von 2 bis 3 Zyklen pro Jahr aus, für Kavernenspeicher von 6 Zyklen pro Jahr (Quelle: Artelys / Frontier Economics (2024)).

³⁸ Derzeit werden gemäß Angaben von BNetzA und DVGW Reinheitsgrade von 99,5 % diskutiert, eine Entscheidung steht noch aus.

Projektentwicklungsrisiken

Engpässe bei der Komponentenverfügbarkeit sowie Unsicherheiten bezüglich der Baukosten und der Verfügbarkeit bzw. der Kosten von Kissengas stellen Herausforderungen in der Projektentwicklungsphase dar. Mögliche Ressourcenengpässe in der Zuliefererindustrie (besonders kritisch sind nach Aussagen von Betreibern hierbei zum Beispiel die Rohrtechnik und Verdichter) wirken sich grundsätzlich auf die Projektrealisierungsdauer aus und können insbesondere bei einem zeitgleichen Ausbau größerer Speicherkapazitäten Verfügbarkeitsprobleme bei Komponenten hervorrufen.³⁹ Die Zuliefererindustrie ist zudem häufig noch nicht in der Lage, alle benötigten wasserstoffspezifischen Komponenten bereitzustellen bzw. sie in für den großskaligen Ausbau von Wasserstoffspeichern ausreichenden Mengen zur Verfügung zu stellen.⁴⁰ Die derzeit noch geringe Nachfrage nach Komponenten reicht nicht aus, um eine Komponentenbereitstellung im großen Stil anzureizen. In der Markthochlaufphase ist daher voraussichtlich eine höhere Zahlungsbereitschaft für „H2-ready“-Komponenten erforderlich. Für den Einsatz bestehender Komponenten für die Wasserstoffspeicherung liegen darüber hinaus teilweise noch keine Herstellergarantien vor, sodass Betreiber das Risiko des Einsatzes solcher Komponenten selbst tragen müssen.⁴¹ Für viele zentrale Komponenten sind technische Standards (z. B. in Bezug auf Druck und Anschlüsse) sowie Sicherheitsstandards und Vorschriften für den Einsatz von Messinstrumenten noch nicht geregelt.⁴² Dies erhöht die Komplexität der Projektplanung und der Genehmigungsverfahren.

Neben Einschränkungen bei der Komponentenverfügbarkeit besteht zudem das Risiko, dass die Baukosten höher als erwartet ausfallen, was die Kapitalkosten des Vorhabens erhöht. Insbesondere vor dem Hintergrund der langen Realisierungszeiten und geringen Erfahrungen mit Wasserstoffspeichern besteht ein substanzielles Risiko von höheren Baukosten als erwartet. Weitere Kostenrisiken gehen auch von der erforderlichen Befüllung mit Kissengas aus, dessen Kosten (analog zu Erdgasspeichern) voraussichtlich durch Speicherbetreiber selbst zu tragen sind (bzw. an die Endnutzerschaft durchgereicht werden) und die einen wesentlichen Anteil der Investitionskosten ausmachen. Zur Einhaltung etwaiger Wasserstoff-Reinheitsanforderungen muss insbesondere bei Kavernenspeichern ebenfalls reiner Wasserstoff als Kissengas eingesetzt werden. Bei Porenspeichern haben erste Testläufe mit Erdgas als Kissengas bei kurzen Einspeicherungsdauern von einigen Monaten keine erheblichen Verunreinigungen ergeben.⁴³ Der Einsatz von einer Mischung aus Erdgas und Wasserstoff als Kissengas in Porenspeichern ist daher auch vor dem Hintergrund der (mittelfristigen) Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit bei beiden Gasen eine angestrebte Option. Da in der Wasserstoffhochlaufphase mit begrenzter Wasserstoffverfügbarkeit gerechnet wird, besteht die Gefahr, dass die für den Betrieb notwendige Befüllung der Anlage mit Kissengas unter Umständen nicht rechtzeitig im erforderlichen Ausmaß erfolgen kann oder mit sehr hohen Kosten verbunden ist (Nutzungskonkurrenz).

Inbetriebnahme- und Betriebsrisiken

Unvorhersehbare Einschränkungen der Wasserstoffverfügbarkeit und des technischen Betriebs sowie Herausforderungen bei der Stilllegung können die Kosten für Wasserstoffspeicher erhöhen. Bei der Inbetriebnahme und Erstbefüllung besteht ein Mengenrisiko mit Blick auf die Verfügbarkeit von Wasserstoff. Damit einhergehend ist der Betreiber ebenfalls einem Preisrisiko bezüglich der Kosten für die Erstbefüllung

³⁹ Synthese der Interviewergebnisse

⁴⁰ Ebd.

⁴¹ Ebd.

⁴² Ebd.

⁴³ Ebd.

ausgesetzt, da sich die Preise für Wasserstoff grundlegend aus Verfügbarkeit und Zahlungsbereitschaft am Markt ergeben. Weiter besteht bei der Inbetriebnahme die Gefahr, dass ein verzögerter Ausbau spezifischer Leitungsabschnitte der auszubauenden Pipeline-Infrastruktur den Anschluss des Speichers an das Kernnetz verzögert, was zu Leer- bzw. Stillstandzeiten führen kann.

Während des Betriebs sind Betreiber mit dem Risiko konfrontiert, dass die Anlage eine geringere technische Leistung aufweist als erwartet (zum Beispiel: Kavernenspeicher muss mit geringerer Anzahl an Zyklen gefahren werden, um die strukturelle Integrität der Kaverne aufrechtzuerhalten), etwa aufgrund unzureichender Komponentenauslegung oder unklarer Betriebsanforderungen zum Zeitpunkt der Entwicklung. Hinzu kommt das Risiko, dass der Speicher unerwartet ausfällt, beispielsweise aufgrund technologischer oder betriebs- oder wartungsseitiger Komplikationen. In diesem Fall könnten Vertragsstrafen bzw. Kompensationszahlungen an Speichernutzer anfallen. Am Ende der Betriebsdauer bestehen zudem Stilllegungsrisiken. Sie beziehen sich einerseits auf die tatsächliche technische Durchführbarkeit der Außerbetriebnahme und andererseits auf die Kosten der Stilllegung, die höher ausfallen könnten als ursprünglich erwartet.

3.1.2 Spezifische ökonomische Herausforderungen und Risiken für den Neubau von Wasserstoffspeichern und für die Umwidmung von Gas- zu Wasserstoffspeichern

Der Neubau von Wassersstoffspeichern und die Umwidmung bestehender Gasspeicher erfordern unterschiedliche technische Prozesse (z. B. Solung und Obertagetechnik, siehe auch Kapitel 1.2.2) und unterliegen teils verschiedenen regulatorischen Anforderungen (z. B. gesonderte Genehmigungsverfahren wie derzeitige Einzelfallprüfung zur Stilllegung von Erdgasspeichern). Daraus ergeben sich jeweils spezifische Herausforderungen für die Bereitstellung von Wasserstoffspeicherkapazitäten durch Neubau und Umwidmungsprojekte, die es insbesondere bei der Entwicklung des Finanzierungsmodells zu berücksichtigen gilt, beispielsweise im Sinne differenzierter Anforderungen, Kriterien oder Segmente für neu gebaute und umgewidmete Speicher.

Spezifische Herausforderungen und Risiken bei Neubau

Die im Vergleich zu Umwidmungen langen Realisierungsdauern bei Neubauprojekten bergen das Risiko von Kostensteigerungen und gegebenenfalls zusätzlichen Verzögerungen. Mit Realisierungszeiten von 11 bis 13 Jahren ergibt sich für Neubauprojekte ein erhebliches zusätzliches Risiko, dass die Kostenkomponenten, die erwarteten Ertragsmöglichkeiten und die regulatorischen Bedingungen zu Planungsbeginn nicht den tatsächlichen Bedingungen im Laufe der Projektumsetzung bzw. bei Fertigstellung entsprechen. Dies kann zur Folge haben, dass die Kosten des Vorhabens insgesamt steigen oder Entwickler Projektplanungen im Laufe der Realisierungsphase anpassen müssen. Damit einher geht auch ein höheres Risiko von Projektverzögerungen, wenn zum Beispiel Lieferengpässe bei Komponenten auftreten oder sich Verzögerungen in relevanter Regulatorik ergeben.

Der Erstaufbau untertägiger Anlagentechnik ist mit hohen Anfangsinvestitionskosten verbunden.

Investitionskosten stellen den größten Anteil an den Speicherkosten dar. Dieser Kostenbestandteil ist bei Neubauprojekten signifikant höher als bei Umrüstungsprojekten, während variable und Betriebskosten sich auf einem ähnlichen Niveau befinden. Entsprechend sind Neubauprojekte grundsätzlich auf höhere Nutzungsentgelte zur Refinanzierung angewiesen und gegebenenfalls im Falle einer mittelfristig geringen Nachfrage und Zahlungsbereitschaft gegenüber Umrüstungsprojekten (in Abwesenheit von Fördermaßnahmen) nicht wettbewerbsfähig.

Der Kavernenneubau erfordert eine kosten- und zeitintensive Solung, die ausschlaggebend für die Geschwindigkeit der Errichtung von Kavernenspeichern ist und im Einklang mit lokalen Bedingungen

durchgeführt werden muss. Da der Solungsvorgang große Mengen an Wasser erfordert, sind lokale Verfügbarkeiten und behördliche Genehmigungen erforderlich, um die Wasserversorgung vor Ort nicht zu gefährden (wo verfügbar, kann der Einsatz von Meerwasser zur Solung Abhilfe schaffen). Mögliche Konflikte bei der Wassernutzung oder langwierige Genehmigungsverfahren können die Projektumsetzung erschweren bzw. verzögern. Nach Ausleitung aus der Kaverne muss die Sole ordnungsgemäß abtransportiert und anschließend in Reservaten oder entsprechenden Aufbereitungsstellen entsorgt werden. Mit entsprechender Genehmigung kann die Entsorgung je nach geografischer Lage auch im Meer erfolgen (gegebenenfalls Bau von Leitungen zur Entsorgungsstelle erforderlich) oder die Sole kann nach Aufbereitung an Industriekunden (Weiterverarbeitung zu Sole/Natriumkarbonat) weiterverkauft werden und so eine zusätzliche Einnahmequelle darstellen.⁴⁴ Die geografische Lage sowie die Land-, Wasser- und Infrastrukturverfügbarkeit sind daher entscheidend für die Kosten des Solungsvorgangs. Mit einem Anteil von etwa 20 % an den Gesamtinvestitionskosten (bei einem Forschungsprojekt <20 % der CAPEX (Capital Expenditures)) ist dieser Kostenfaktor erheblich, kann jedoch auch reduziert werden, wenn bereits vorhandene Anlagensysteme von Bestandsspeichern genutzt werden können.⁴⁵

Bei Projekten an neuen (Greenfield) Standorten ist mit langen und umfassenden Genehmigungsverfahren zu rechnen. Wenngleich die genehmigungsrechtlichen Anforderungen an Wasserstoffspeicher teilweise noch nicht umfassend definiert sind (siehe Kapitel 3.1.1), ist zu erwarten, dass Neubauprojekte umfangreicheren Genehmigungspflichten unterliegen. Im Fall von Kavernenspeichern fallen weitere zusätzliche Genehmigungsverfahren an, wenn neue Solrechte zu erwirken sind. Die Menge und die Dauer der Verfahren wirken sich auf die Vorlaufzeit zur Errichtung von Speichern aus.

Spezifische Herausforderungen und Risiken bei Umwidmung

Trotz insgesamt kürzerer Realisierungsdauern als bei Neubau ergeben sich spezifische Umwidmungsaufwände bei der Umnutzung bestehender Erdgaskavernen, beispielsweise aus dem Übergang von der Erdgas- zur Wasserstoffvermarktung, der Kavernenpräparation und der erforderlichen technischen Aufrüstung. Die zunächst noch mit Erdgas gefüllten Kavernenspeicher müssen gänzlich entleert werden⁴⁶ und gegebenenfalls aus Verträgen zur langfristigen Erdgasvermarktung ausscheiden, was signifikante Opportunitätskosten mit sich bringt. Bei diesem Prozess müssen neben technischen Aspekten auch eventuell noch bestehende Verträge mit Abnehmern berücksichtigt bzw. neue Verträge geschlossen werden, die es ermöglichen, Erdgasrestmengen gewinnbringend zu vermarkten. Die entleerte Kaverne muss anschließend vollständig geflutet werden. Zusätzlich ist eine entsprechende Oberageteknik neu zu errichten, bevor der Speicher anschließend mit Wasserstoff befüllt werden kann.

Bei Umwidmung von Kavernen- und Porenspeichern müssen der Aufbau der Oberageteknik, ein Austausch der Verrohrung und eine Reinigung des Speichers erfolgen. Obertage bereits bestehende Anlagen von Erdgasspeichern sind bei Umnutzung in der Regel zu ersetzen und neue, auf die spezifischen Anforderungen von Wasserstoff angepasste Verdichter zu installieren. Zudem muss der Netzanschluss hergestellt werden. Dies kommt größtenteils einem Neubau der Oberageteknik wie im Fall von Greenfield-Anlagen nahe.⁴⁷ Untertage ist in den meisten Fällen einerseits die Verrohrung auszutauschen, andererseits müssen Kavernen- und Porenspeicher von Rückständen befreit werden. Bei Porenspeichern erfolgt die

⁴⁴ Synthese der Interviewergebnisse

⁴⁵ Ebd.

⁴⁶ Eine teilweise Entleerung ist technisch zwar möglich, nach aktuellem Forschungsstand vermischen sich Erdgas und Wasserstoff jedoch nach einigen Jahren. Bislang plant keines der befragten Unternehmen mit einer teilweisen Entleerung, um die später aufwendige Trennung der Gase zu vermeiden.

⁴⁷ Synthese der Interviewergebnisse

Reinigung mittels Gasdrucks. Bei Kavernenspeichern, die nicht weiter ausgehöhlten werden sollen, kann die Flutung mit Sole erfolgen. Soll die Kapazität der Kaverne erweitert werden – oder wenn es sich um eine Erdölspeicherstätte handelt –, muss hingegen eine Lösung mit Wasser erfolgen, um Rückstände in den Kavernenwänden zu beseitigen und Verunreinigungen vorzubeugen.

Vorgaben zur Wasserstoffreinheit können die Nutzung bestimmter bestehender Porenstrukturen und Kavernen sowohl technisch als auch kostenseitig herausfordernd oder sogar unmöglich machen. Bei Porenspeichern ist eine vollständige Reinigung technisch nicht möglich (siehe auch Kapitel 1.2.2). Kavernen, die zuvor zur Speicherung von Erdöl genutzt wurden, müssen zur Entfernung der Rückstände aufwendiger gereinigt werden (Lösung mit Wasser, siehe oben). Bei Ausspeisung des Wasserstoffs in das Netz fällt so je nach Reinheitsanforderung ein signifikant höherer Aufarbeitungsaufwand an als bei neuen Kavernenspeichern. Je nach Verunreinigungsgrad und Anforderungen an den Reinheitsgrad des ausgespeicherten Wasserstoffs können diese Speicherstrukturen für bestimmte Nutzergruppen somit unattraktiv werden oder für Betreiber kostentechnisch unrentabel sein.

Sofern bestehende Genehmigungen für Erdgasspeicher für Wasserstoff genutzt werden können, könnten sich Vorteile gegenüber neuen Greenfield-Standorten ergeben, bislang zeichnen sich jedoch genehmigungstechnisch kaum Vorteile ab. Die Art und der Umfang der erforderlichen Genehmigungen bei Umwidmung sind noch nicht abschließend geregelt. Nach derzeitigem Diskussionsstand erscheint es wahrscheinlich, dass umfangreiche Neugenehmigungen auch bei Umnutzung erforderlich sein werden.⁴⁸ Für unterirdische Erdgasspeicheranlagen, die als Wasserstoffspeicher umgenutzt werden sollen, ist eine Betriebsplanänderung vorzulegen (§ 52 Absatz 4 Satz 2 BBergG). Wenn für das Änderungsvorhaben eine UVP (nach § 9 UVPG) durchzuführen ist, gilt zusätzlich eine Planfeststellungspflicht (nach § 52 Absatz 2a BBergG). Eine UVP ist grundsätzlich erforderlich, wenn bereits für den betreffenden Erdgasspeicher eine UVP durchgeführt worden ist und zusätzliche erhebliche nachteilige Umweltauswirkungen durch die Umnutzung zu erwarten sind (§ 9 Absatz 1 Satz 1 Nr. 2 UVPG).

Die Speicherung von Wasserstoff in bestehenden Speicherstätten sollte aus Umwelt- und Sicherheitsaspekten vermutlich nicht bedenklicher sein als die von Methan, sodass bestenfalls keine UVP notwendig ist. Dies ist allerdings weiter zu prüfen. Die erforderliche Außerbetriebnahme oder Stilllegung einer bestehenden Erdgasspeicheranlage kann nach Energiewirtschaftsgesetz (§ 35h EnWG⁴⁹) nur dann genehmigt werden, wenn der Betreiber mindestens 12 Monate im Voraus nachweisen kann, dass sich aus dem Vorhaben keine nachteiligen Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit ergeben. Wie genau dieser Nachweis erbracht werden kann, ist jedoch bislang nicht klar geregelt. Betreiber sehen hier Anpassungsbedarf, unter anderem auch um eine integrierte, sektorübergreifende Betrachtung der Versorgungssicherheit bei Erdgas, Wasserstoff und Strom zu ermöglichen.

⁴⁸ Ebd.

⁴⁹ Gesetz abgerufen unter: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/_35h.html

3.2 Einordnung der ökonomischen Herausforderungen für das zu erarbeitende Finanzierungsmodell

Bei der Erarbeitung eines staatlich abgesicherten Finanzierungsmodells für Wasserstoffspeicher⁵⁰ sollten spezifische Risiken abgedeckt werden – mit Fokus auf den Risiken, die Speicherbetreiber selbst nicht oder nur schwer tragen können. Hierbei gilt es zu unterscheiden zwischen Risiken und Herausforderungen, die durch Wirtschaftsakteure selbst gut adressierbar bzw. effizient zu bewirtschaften sind, und solchen, bei denen eine staatliche Risikoübernahme bzw. Minderung notwendig ist (siehe Überblick in Tabelle 9). Eine staatliche Risikoübernahme kann zum einen durch ein dezidiertes Fördersystem innerhalb eines Gesamtfinanzierungskonzepts erfolgen (z. B. Absicherung von Preis- und Mengenrisiken). Zum anderen können eine Reihe von Risiken auch durch eine Festsetzung entsprechender politischer und regulatorischer Rahmenbedingungen auch außerhalb eines Finanzierungskonzepts gemindert werden (z. B. Verkürzung von Genehmigungsverfahren).⁵¹

Risikokategorie	Implikationen für das Finanzierungsmodell
Nachfragerisiken	Finanzierungsmodell sollte ausreichend Absicherung von Preis- und insbesondere von Mengenrisiken bieten
Regulatorische und politische Risiken	Indirekt in einer Absicherung gegen Mengen- und Preisrisiko abgedeckt Die frühzeitige Schaffung eines stabilen politischen und regulatorischen Rahmens sollte durch den Staat gewährleistet werden.
Technologische Risiken	Grundsätzlich von Entwicklern/Betreibern von Wasserstoffspeicheranlagen zu tragen Eine indirekte Minderung des Risikos erfolgt auch durch Absicherung gegen das Mengenrisiko. Die gezielte Förderung von Forschung & Entwicklung kann die Technologiereife erhöhen.
Projektentwicklungsrisiken	Grundsätzlich durch ein effektives Risiko- und Finanzmanagement der Wirtschaftsakteure selbst zu minimieren
Inbetriebnahme- und Betriebsrisiken	Grundsätzlich durch adäquate Planung und Schadensmanagement der Betreiber zu adressieren Eine indirekte Minderung erfolgt auch durch Absicherung gegen das Mengenrisiko.

Tabelle 9 Überblick über die Risiken für Speicherbetreiber und ihre Implikationen für ein zukünftiges Finanzierungsmodell

⁵⁰ Wir verweisen auf die Definition in Kapitel 5. Finanzierungsmodell für Wasserstoffspeicher wird in diesem Gutachten als die Kombination von Regulierungsrahmen als Rahmen für die Bestimmung von Entgelten, staatlichem Fördermechanismus, Allokationsmechanismus und Refinanzierungsmechanismus verstanden. Das Finanzierungsmodell für Wasserstoffspeicher wird insofern als ganzheitlicher Finanzierungsrahmen verstanden, der sowohl marktliche Einnahmen über Entgelte als auch ein mögliches Fördermodell beinhaltet.

⁵¹ Sie sind allerdings nicht Kern dieser Analyse, das heißt, der Fokus liegt auf Empfehlungen für ein Finanzierungsmodell (siehe Kapitel 5).

Nachfragerisiken sollten ausreichend durch ein Finanzierungsmodell abgesichert sein, um Investitionen in die Anlagen mit ausreichend zeitlichem Vorlauf zu ermöglichen. Nachfragerisiken stellen ein wesentliches Investitionshemmnis dar und entziehen sich weitgehend der Kontrolle der Speicherbetreiber. Grund hierfür ist, dass die Speichernachfrage wesentlich von der Wasserstoffproduktions- und Nachfrageentwicklung abhängt (Mengenrisiko) und aufgrund ausstehender regulatorischer Entscheidungen die Höhe der Entgelte schwer absehbar ist (Preisrisiko). Aufgrund der hohen Anfangsinvestitionen und der anfänglich voraussichtlich geringen Nachfrage besteht das Risiko, dass ohne Absicherung keine (bzw. nicht im benötigten Umfang) Investitionsentscheidungen für Wasserstoffspeicherkapazitäten zur Deckung zukünftiger Speicherbedarfe getroffen werden. Gleichzeitig bestehen für den Neubau und die Umrüstung von Speichern lange Realisierungszeiten, sodass Investitionsentscheidungen frühzeitig getroffen werden müssen, damit Kapazitäten rechtzeitig zur Verfügung stehen. Ein Finanzierungsmodell sollte hier ansetzen und Unsicherheiten hinsichtlich der Nachfrage an Speichern reduzieren. Speicherbetreiber sollten dennoch Anreiz haben, über Speicherentgelte so viele Einnahmen wie möglich von Nutzern zu erzielen.

Regulatorische und politische Risiken werden teilweise bereits indirekt auch durch eine Absicherung gegen das Mengen- und Preisrisiko (siehe oben) reduziert. Relevant sind insbesondere solche legislativen oder regulatorischen Veränderungen, die Auswirkungen auf die Kosten oder die Nutzung von Wasserstoffspeichern sowie die Zahlungsbereitschaft von Speichernutzern haben und somit den Business Case direkt beeinflussen, ohne dass eine Projektanpassung möglich ist (regulatorische Risiken). Dies ist insbesondere nach erfolgter Investitionsentscheidung und dem Übergang in die Bauphase der Fall. Grundsätzlich sollte eine möglichst frühzeitige, stabile und adäquate Rahmensetzung von staatlicher Seite erfolgen. Nicht alle Regulierungsaspekte werden jedoch abschließend geklärt sein, bevor erste Speicherprojekte in die Realisierungsphase eintreten. Die sich daraus ergebenden Risiken eines Wechsels in ein zukünftiges spezifisches regulatorisches Regime für Wasserstoffspeicher sollten daher reduziert werden, zum Beispiel durch Bestandsschutz für bestehende Verträge, die bereits vor Einführung der Regulierung abgeschlossen worden sind. Noch entscheidender sind die möglichst frühzeitige Einführung eines finalen Regulierungsrahmens und die entsprechende Einbettung in ein Gesamtfinanzierungsmodell für Wasserstoffspeicher (siehe Kapitel 5.1).

Technologische Risiken sollten grundsätzlich von den Entwicklern bzw. Betreibern von Wasserstoffspeicheranlagen getragen werden, da sie dafür verantwortlich sein sollten, dass sie geeignete Technologien und Komponenten einsetzen bzw. entsprechende Notfallpläne bei Technologieversagen vorhalten. Gerade aufgrund der hohen Kapitalintensität, der Neuartigkeit und der fehlenden Erprobung der Wasserstoffspeichertechnologien sowie der Unsicherheiten bezüglich zukünftiger Lerneffekte und Kostensenkungen können technologische Risiken zu einer Verzögerung von Investitionen und einer abwartenden Haltung bei Marktakteuren beitragen. Gezielte Förderung von Forschung & Entwicklung, zum Beispiel im Rahmen des Förderaufrufs „Reallabore der Energiewende“, kann als flankierende Maßnahme dazu beitragen, die Technologiereife zu erhöhen, ohne Wirtschaftsakteuren die Verantwortung für das Funktionieren und die Leistungsfähigkeit der eingesetzten Technologie zu nehmen. Über die Absicherung des Mengenrisikos in einem möglichen Finanzierungsmodell werden diese Risiken zum Teil jedoch indirekt gemindert. Das Management dieser Risiken sollte jedoch grundsätzlich bei den Speicherbetreibern liegen.

Projektentwicklungsrisiken sind durch ein effektives Risiko- und Finanzmanagement seitens der Entwickler von Wasserstoffspeicheranlagen zu minimieren, beispielsweise über ausreichende Allokation von Budgetreserven. Projektentwicklungsrisiken sind grundsätzlich externe Risiken, das heißt, sie hängen von externen Akteuren ab (wie z. B. Zulieferern, Dienstleistern für Logistik oder Untertagearbeiten, Komponentenherstellern), auch wenn sie sich direkt auf die Umsetzungsschritte der Projektentwicklung auswirken

können. Entwickler von Wasserstoffspeicheranlagen haben jedoch zu einem gewissen Grad einen Einfluss auf das Management der Risiken, etwa über betriebswirtschaftliche Entscheidungen wie die Auswahl von Zulieferern oder die Einplanung von zeitlichen Puffern bei der Projektentwicklung.

Risiken bei der Inbetriebnahme und während des Betriebs sollten durch adäquate Planung und Schadensmanagement der Betreiber adressiert werden, damit eine ausreichende Verfügbarkeit gewährleistet werden kann. Fehlende Erfahrungswerte für den Betrieb großskaliger Wasserstoffspeicheranlagen stellen ein grundsätzliches Risiko bei der Umstellung bzw. dem Neubau von Anlagen dar. Zudem wird vor allem angesichts zu erwartender hoher Ein- und Ausspeicherraten sowie hoher Zyklenzahlen ein höherer Anspruch an die Betriebsführung gelegt und es sind damit implizit höhere Kosten zu erwarten. Für eine Inbetriebnahme des Speichers ist zudem eine Erstbefüllung notwendig. Ohne ausreichende Mengen an Wasserstoff besteht das Risiko einer unzureichenden Befüllung des Speichers, sodass kein technischer Betrieb möglich ist. Darüber hinaus besteht das Risiko eines verzögerten Netzanschlusses, was zu Leer- bzw. Stillstandzeiten führen kann. Über die Absicherung des Mengenrisikos in einem Finanzierungsmodell werden diese Risiken teilweise bereits indirekt adressiert, die Absicherung von Nachfragerisiken sollte auch deshalb in ausreichendem Umfang gewährleistet sein. Gleichzeitig sollte das Management der Betriebs- und Inbetriebnahmerisiken grundsätzlich bei den Speicherbetreibern liegen.

Aus der Synthese der möglichen Risiken und der Möglichkeiten, ihnen zu begegnen, lassen sich folgende **Grundprinzipien für die Ausgestaltung eines Finanzierungsmodells für Wasserstoffspeicher ableiten:**

1. **Sicherstellung eines effektiven und frühzeitigen Wasserstoffspeicherzubaus** durch Schaffung eines stabilen Investitionsrahmens für Wasserstoffspeicherbetreiber. Dieser sollte ein Mindestmaß an kalkulierbaren Einnahmen und Erträgen ermöglichen sowie (Nachfrage-)Risiken absichern, die nicht adäquat von privaten Speicherbetreibern getragen werden können.
2. **Sicherstellung eines (kosten-)effizienten Zubaus**, das heißt, der benötigte Zubau wird mit den geringstmöglichen Förderkosten für den Staat erreicht, zum Beispiel indem die Maximierung von marktlichen Erlösen angereizt wird, Überförderung bzw. unverhältnismäßige Übergewinne für Betreiber vermieden werden und ein Phase-out staatlicher Förderung innerhalb des Modells gegebenenfalls möglich ist.
3. **Vermeidung unverhältnismäßiger Komplexität** für den Staat in der Ausgestaltung und Umsetzung sowie für Speicherbetreiber in der Nutzung des Modells, beispielsweise hinsichtlich der Kompatibilität mit unterschiedlichen Vermarktungsstrategien im Zeitverlauf wie verschiedenen Speicherprodukten für diverse Nutzergruppen.
4. **Kompatibilität des Modells mit dem aktuellen bzw. zukünftigen regulatorischen Rahmen und politischen Umfeld** ist sicherzustellen, zum Beispiel hinsichtlich der Budgetverfügbarkeit und der Anschlussfähigkeit an bestehende Instrumente entlang der Wertschöpfungskette.
5. **Vermeidung prohibitiv hoher Speicherentgelte für Speichernutzer**, die den Speichermarkthochlauf und damit den Wasserstoffhochlauf insgesamt hemmen können.

4 Kosten und Finanzierungsbedarfe für Wasserstoffspeicher

Aufgrund des bestehenden Mengen- und Preisrisikos für Speicherbetreiber ist davon auszugehen, dass eine Kostenlücke für sie verbleibt, die voraussichtlich durch adäquate Förderung ausgeglichen werden muss. Zur Abschätzung des konkreten Förderbedarfs ist es allerdings notwendig, die Zahlungsbereitschaften der zukünftigen Speichernutzer zu analysieren. Hierbei stellen sich jedoch eine Reihe methodischer Herausforderungen, die im zeitlichen Rahmen dieses Vorhabens nicht aufgelöst werden konnten, weshalb in diesem Gutachten lediglich eine erste Annäherung an die über ein Fördermodell abzudeckenden Finanzierungsbedarfe vorgenommen werden kann. Zum einen existiert derzeit kein liquider Wasserstoffmarkt und aufgrund der erheblichen bestehenden Unsicherheiten können zukünftige Preise für nachhaltigen Wasserstoff nicht verlässlich prognostiziert werden. In der Konsequenz lassen sich zum derzeitigen Zeitpunkt keine Entgelte bestimmen, die aus Sicht der Speichernutzer prohibitiv wären. Zum anderen sind Zahlungsbereitschaften in einem subventionierten System entlang der Wasserstoffwertschöpfung nicht ohne erheblichen und mit Unsicherheiten behaftetem Aufwand festzustellen. Die nachfolgende Analyse beschränkt sich daher vor allem auf die Ermittlung der Finanzierungslücke auf Basis der zu erwartenden Kosten und Einnahmen für Wasserstoffspeicherbetreiber. Im Folgenden wird die Einführung eines Regimes regulierter Speicherentgelte bereits vor dem Jahr 2033 angenommen (siehe Kapitel 5.1).

4.1 Methodik und Annahmen

Wie eingangs erwähnt, ließen sich Zahlungsbereitschaften für Wasserstoffspeicherleistungen der diversen Nutzer, wie beispielsweise Kraftwerksbetreiber, Wasserstoffproduzenten, Industriekunden oder Energiehändler, im Rahmen des Durchführungszeitraums dieses Vorhabens kaum seriös ableiten und sind mit einem hohen Grad an Unsicherheit behaftet. Allein im Industriesektor ergibt sich für Industrien, die Wasserstoff perspektivisch einsetzen wollen, ein heterogenes Bild. Hier haben zum Beispiel alternative Dekarbonisierungsoptionen einen Einfluss darauf, wann der Einsatz von Wasserstoff wirtschaftlich sinnvoll erscheint. Daraus folgend lässt sich die Höhe eines angemessenen Speicherentgelts derzeit nicht abschätzen.

In dieser Studie werden die von den Speicherbetreibern veröffentlichten Werte für fixe Speicherentgelte für die Erdgasspeicherung als Richtgröße für Wasserstoffspeicherentgelte herangezogen.

Wenngleich sich abzeichnet, dass aktuelle Erdgasspeicherentgelte nicht eins zu eins mit zukünftigen Wasserstoffspeicherentgelten vergleichbar sein werden, können sie einen ersten Anhaltspunkt für die Preiskomponenten von Speicherentgelten liefern.

Angebotsseitig stellen Gasspeicherbetreiber typischerweise ihre Speicherleistungen in Form buchbarer Speicherprodukte oder Speicherbündel zur Verfügung. Fixe Erdgasspeicherentgelte setzen sich aus drei Komponenten zusammen: zwei Leistungspreisen (Preise für Einspeicherleistung und Ausspeicherleistung) sowie einem Arbeitspreis (Preis für tatsächliche ein- und ausgespeicherte Gasmenge, sogenanntes Arbeitsgasvolumen). Derzeit ist nicht absehbar, welche Speicherprodukte sich im Wasserstoffspeichermarkt etablieren werden. Es ist jedoch davon auszugehen, dass diese Preiskomponenten auch im Wasserstoffspeichermarkt Bestand haben werden. Zusätzlich zu fixen Speicherentgelten ist es im Erdgasmarkt üblich, variable Entgelte, meist für die Energiekosten des tatsächlichen Ein- und Ausspeichervorgangs, zu erheben. In dieser

Analyse werden die variablen Entgelte vernachlässigt, da davon ausgegangen wird, dass sie durch die Kundenseite zu tragen sind. In Abhängigkeit vom Speicherkunden ist von einer unterschiedlichen Gewichtung der Preiskomponenten auszugehen. So wird ein Wasserstofferzeuger voraussichtlich einen höheren Preis für Einspeicherleistung in den Speicher zahlen, während ein Kraftwerksbetreiber eher mit einem höheren Preis für die Ausspeisung aus dem Speicher zu rechnen hat. Bei Industriekunden ist davon auszugehen, dass das Verhältnis zwischen Aus- und Einspeicherleistung relativ ausgeglichen ist.

Die resultierenden Finanzierungsbedarfe werden über die Differenz zwischen Kosten- und Einnahmeseite der Wasserstoffspeicherung bestimmt. Die Wasserstoffspeicherbedarfe, die Ein- und Ausspeicherleistungen sowie das Speichervolumen in den Orientierungsszenarien (O45-Strom und O45-H2) sind ausschließlich für die Stützjahre 2030, 2035, 2040 und 2045 vorhanden. Daher werden in dieser Analyse die Finanzierungsbedarfe in den weiteren Jahren linear interpoliert.

4.2 Kosten für Wasserstoffspeicher

Für die Annahmen zu den Kosten für die Wasserstoffspeicherung werden Zahlen aus einem Positionspapier der Initiative Energien Speichern (INES)⁵² sowie einer weiteren Studie⁵³ unterstellt. Zusätzlich werden die Annahmen zu den spezifischen Investitionskosten doppelt so hoch angesetzt wie in den Quellen unterstellt, um den signifikanten Kostensteigerungen aufgrund des ambitionierten Hochlaufs Rechnung zu tragen. In der nachfolgenden Tabelle 10 sind alle Annahmen dargestellt.

Art der betrachteten Speichertypen	Lebensdauer	Zinssatz	Spezifische Investitionskosten	O&M-Fixkosten
Neu gebaute Salzkavernen			0,55 €/kWh	
Umgewidmete Salzkavernen	40 Jahre	4 %	0,093 €/kWh	0,02 €/kWh
Umgewidmete Porenspeicher			0,223 €/kWh	

Tabelle 10 Annahmen zur Kostenseite von Wasserstoffspeichern im verstärkten und verzögerten Transformationspfad

Für die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (WACC) wird von einem Wert von 4 % ausgegangen, entsprechend den für regulierte Strom- und Gasnetze üblichen WACC. Dieser Wert bildet Kapitalkosten bei niedrigen Investitionsrisiken ab, die zum Beispiel aufgrund von Kostenregulierung und staatlicher Förderung gemindert werden. Für Investitionen in einem freien Marktumfeld sind höhere WACC im Bereich zwischen

⁵² INES (2023): Positionspapier: Vorschläge für einen Marktrahmen zur Entwicklung von Wasserstoffspeichern

⁵³ DBI (2022): Wasserstoff speichern – soviel ist sicher, Transformationspfade für Gasspeicher

7 und 10 % üblich. Die Zahlen für die Kosten- und Einnahmenseite sind real, das heißt inflationsbereinigt, zu verstehen und beziehen sich auf die Preisbasis €2018 (Ausgangsjahr Orientierungsszenarien).

4.3 Einnahmen durch Wasserstoffspeicher

Der Entwicklungspfad für Wasserstoffspeicherentgelte wird auf Basis derzeitiger Erdgasspeicherentgelte abgeschätzt. Die zugrunde liegenden Werte zu den Erdgasspeicherentgelten beruhen dabei auf öffentlich zugänglichen Daten von Standardprodukten und damit nicht auf den im aktuellen Marktumfeld gebildeten Preisen. Diese werden üblicherweise in Auktionen oder über bilaterale Verträge bestimmt und sind nicht öffentlich zugänglich. Es wurden Speicherentgelte von sechs Erdgasspeicherbetreibern (RWE, Uniper Energy Storage, EWE, OMW, EDF, HanseWerk) ausgewertet. Als Ausgangspunkt für den Entwicklungspfad werden die Mittelwerte der jeweiligen Preiskomponenten herangezogen. Für die Ausspeicherung ergibt sich ein Wert von 3.200 €/MWh/h/a, für die Einspeicherung ein Wert von 5.200 €/MWh/h/a und für das Arbeitsgas ein Wert von 2.700 €/GWh/a.

In den Tabellen 11 und 12 sind die hier in dieser Analyse angenommenen Speicherentgelte für die Speicherung von Wasserstoff dargestellt.⁵⁴ Hierbei werden minimale, durchschnittliche und maximale Entgelte angenommen. Die Verhältnisse zwischen den Preisen für Ein- oder Ausspeicherung sind an die Verhältnisse der durchschnittlichen Ein- und Ausspeicherleistung im jeweiligen Stützjahr der Orientierungsszenarien O45-Strom und O45-H2 angepasst. Die Steigerung der angenommenen Preiskomponenten der Entgelte orientiert sich an den Kostensteigerungen im jeweiligen Transformationsszenario S1 – Verzögerte Umwidmung oder S2 – Verstärkte Umwidmung.

Annahmen für Speicherentgelte O45-Strom		Einspeicherung [€/MWh/h/a]	Ausspeicherung [€/MWh/h/a]	Arbeitsgasvolumen [€/GWh/a]
2030	min	3.900	2.100	2.000
	mean	9.500	5.200	2.700
	max	15.300	8.300	3.400
2035	min	5.600	4.900	3.500
	mean	13.900	12.200	4.800
	max	22.200	19.500	6.000
2040	min	10.300	10.700	7.000
	mean	25.600	26.700	9.600

⁵⁴ Die Bildung von Annahmen ist unvermeidbar, da der Regulierungsrahmen bislang nicht genau festgelegt ist.

2045	max	40.800	42.600	12.000
	min	10.800	13.000	8.000
	mean	26.900	32.200	10.800
	max	42.900	51.400	13.600

Tabelle 11 Angenommene Entwicklung der Speicherentgelte für Wasserstoffspeicherung im Orientierungsszenario O45-Strom

Annahmen für Speicherentgelte O45-H2		Einspeicherung [€/MWh/h/a]	Ausspeicherung [€/MWh/h/a]	Arbeitsgasvolumen [€/GWh/a]
2030	min	3.300	2.100	2.000
	mean	8.200	5.200	2.700
	max	13.000	8.300	3.400
2035	min.	6.100	5.000	4.100
	mean	15.200	12.500	5.600
	max	24.300	19.900	7.000
2040	min	15.100	14.300	10.900
	mean	37.500	35.300	14.700
	max	59.800	56.400	18.500
2045	min	17.300	18.000	13.000
	mean	42.800	44.600	17.600
	max	68.300	71.100	22.200

Tabelle 12 Angenommene Entwicklung der Speicherentgelte für Wasserstoffspeicherung im Orientierungsszenario O45-H2

4.4 Ergebnisse auf Kosten- und Einnahmenseite

Zwischen der Kosten- und der Einnahmenseite besteht je nach unterstellter Höhe der Speicherentgelte bis zum Jahr 2045 eine unterschiedliche Diskrepanz. Es ergeben sich für die Orientierungsszenarien zum Wasserstoffspeicherbedarf (O45-Strom und O45-H2, siehe Kapitel 2.2) in den Transformationsszenarien die nachfolgenden Ergebnisse für die Kosten- und Einnahmenseite, die in Abbildung 25 (S1 – Verzögerte Umwidmung) und Abbildung 26 (S2 – Verstärkte Umwidmung) dargestellt sind. Die Ergebniswerte beziehen sich dabei auf die eingespeicherte Energiemenge in Megawattstunden.

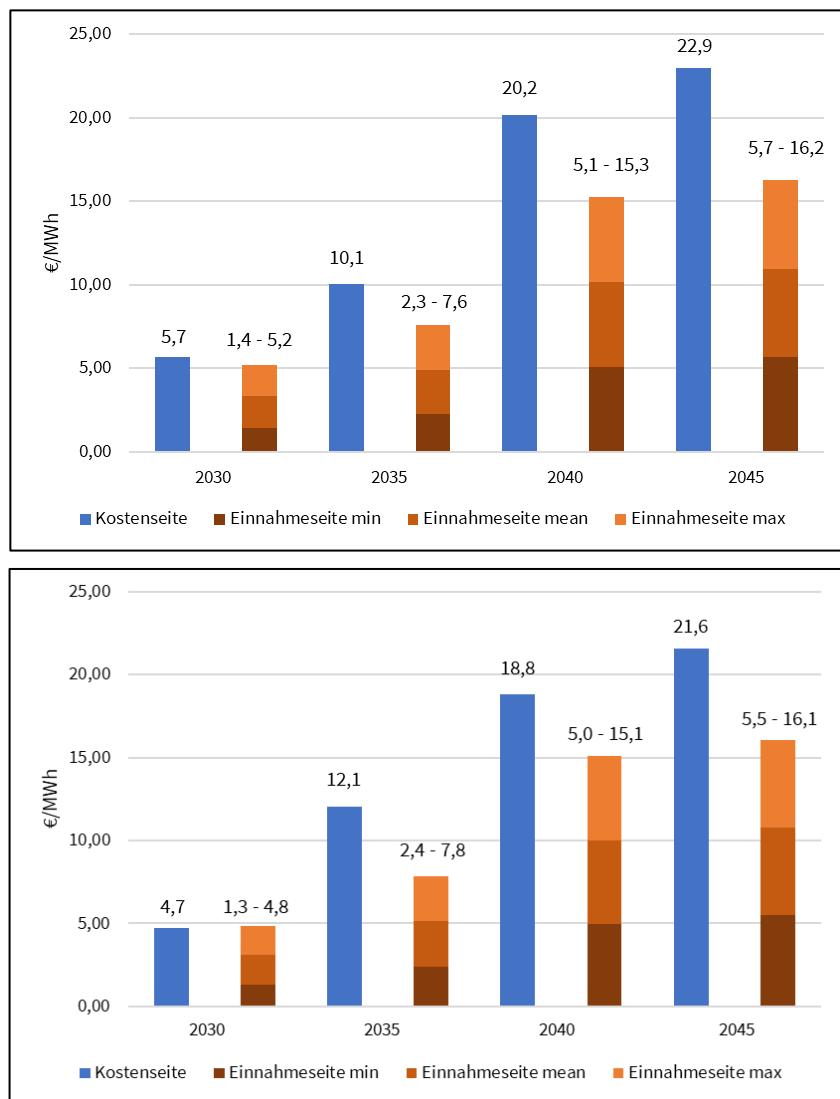


Abbildung 25 Ergebnisse für die Kosten- und Einnahmenseite im Transformationsszenario S1 – Verzögerte Umwidmung auf Basis der Wasserstoffspeicherbedarfe in O45-Strom (oben) und O45-H2 (unten)

Grundsätzlich sind die Kosten für die Speicherung bei O45-Strom höher als im O45-H2-Szenario. Das liegt vor allem an den geringeren Speicherkapazitäten, die im O45-H2 installiert sind, und den damit einhergehenden geringeren Investitionskosten. Zudem liegen die Gesamtkosten im Transformationsszenario S2 unter den Gesamtkosten für S1. Grund hierfür sind die geringeren Umwidmungskosten vor allem im Jahr 2030. Vor

allem in den Jahren des Hochlaufs bis 2035 liegen die Gesamtkosten je nach Orientierungsszenario im Szenario 1 – Verzögerte Umwidmung zwischen 60 und 140 % höher als im Szenario 2 – Verstärkte Umwidmung. Bis zum Jahr 2045 reduziert sich die Diskrepanz je nach Orientierungsszenario auf zwischen 25 und 8 %.

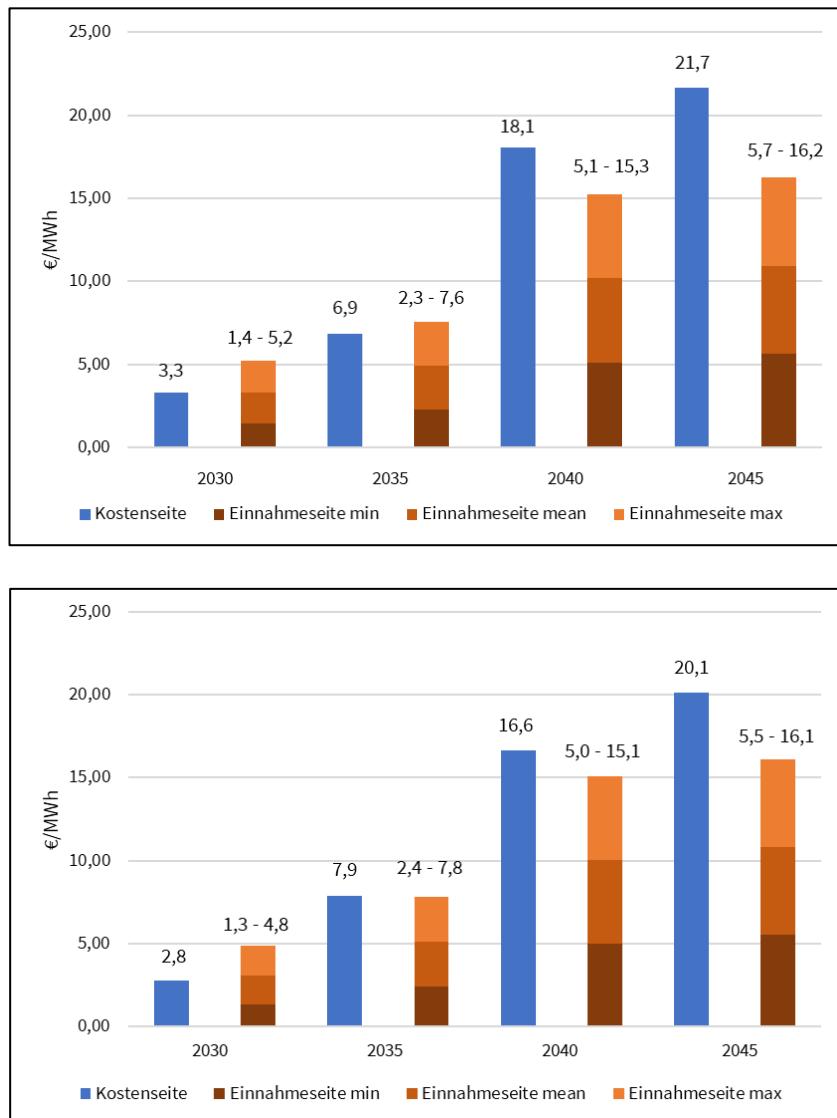


Abbildung 26 Ergebnisse für die Kosten- und Einnahmeseite im Transformationsszenario S2 – Verstärkte Umwidmung auf Basis der Wasserstoffspeicherbedarfe in O45-Strom (oben) und O45-H2 (unten)

4.5 Finanzierungsbedarfe für Wasserstoffspeicher

Bei verzögerter Umwidmung der vorhandenen Speicherkapazitäten könnte der Finanzierungsbedarf bei minimal angenommenen Speicherentgelten zwischen 17 und 20 % höher ausfallen. Insgesamt ergibt sich bis zum Jahr 2045 im Transformationsszenario S1 – Verzögerte Umwidmung ein kumulierter Finanzierungsbedarf zwischen 17,8 und 18,3 Milliarden Euro, während sich im Transformationsszenario S2 – Verstärkte Umwidmung ein kumulierter Finanzierungsbedarf zwischen 14,6 und 15,6 Milliarden Euro zeigt. Der kumulierte Finanzierungsbedarf bei maximal angenommenen Speicherentgelten, der sich bis zum Jahr 2045 ergibt, liegt im Szenario S1 zwischen 5,7 und 6,4 Milliarden Euro und im Szenario S2 zwischen 2,5 und 3,6

Milliarden Euro. In den Abbildungen 27 und 28 werden die Finanzierungsbedarfe bis zum Jahr 2045 für beide Transformationsszenarien im Orientierungsszenario O45-Strom für minimal und maximal angenommene Speicherentgelte dargestellt.

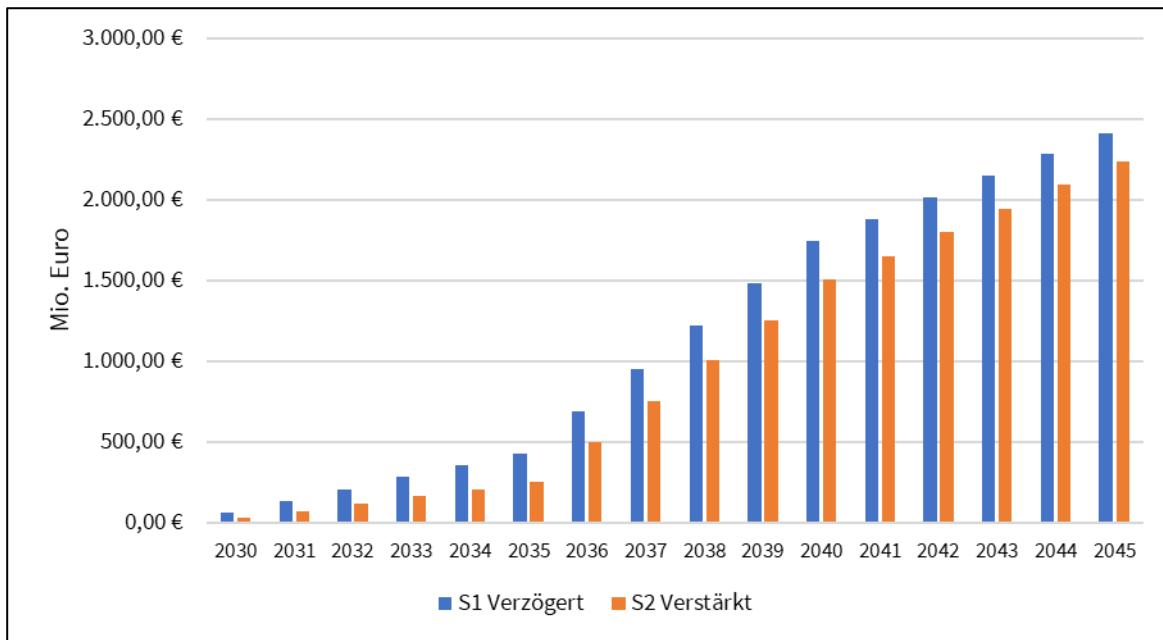


Abbildung 27 Finanzierungsbedarfe in den Transformationsszenarien S1 Verzögert und S2 Verstärkt im Orientierungsszenario O45-Strom mit minimalen unterstellten Speicherentgelten

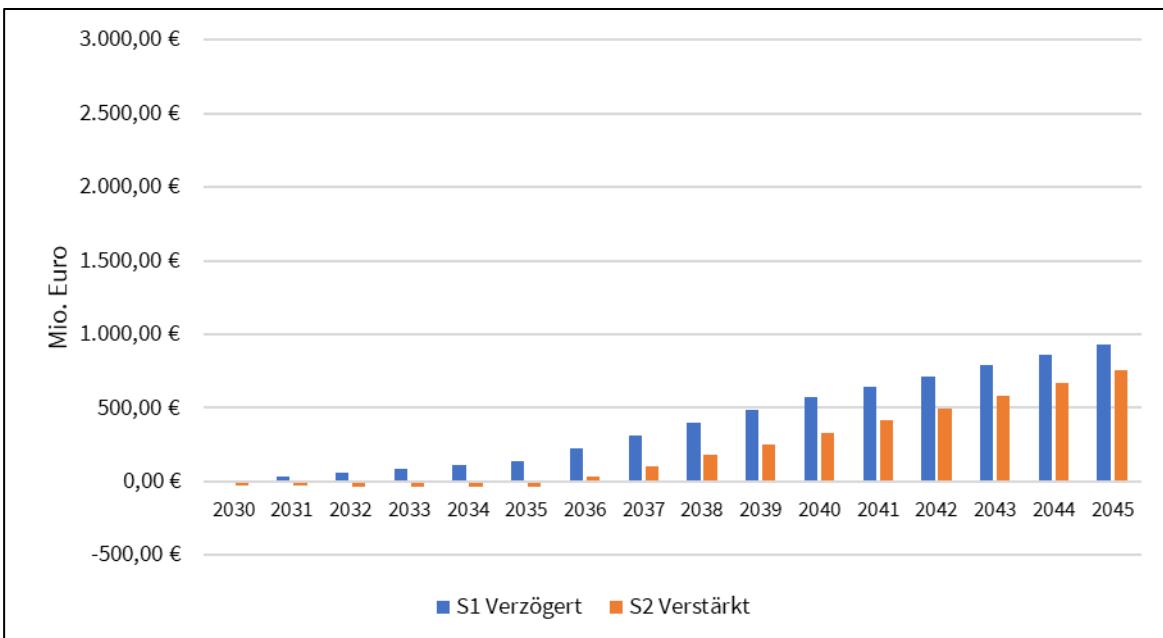


Abbildung 28 Finanzierungsbedarfe in den Transformationsszenarien S1 Verzögert und S2 Verstärkt im Orientierungsszenario O45-Strom mit maximalen unterstellten Speicherentgelten

4.6 Implikationen für einen Finanzierungsrahmen

Aufgrund der aktuell noch unklaren Rahmenbedingungen über die gesamte Wasserstoffwertschöpfungskette können zum aktuellen Zeitpunkt keine belastbaren Zahlen für Entgelte zur Wasserstoffspeicherung ermittelt werden. Eine wichtige Richtgröße ist ein liquider Markt für Wasserstoff, der derzeit noch nicht vorhanden ist. Ein Finanzierungsrahmen sollte jedoch so ausgestaltet werden, dass die Speicherbetreiber Einnahmen in Höhe ihrer Kosten realisieren können.

Die sich bis zum Jahr 2045 ergebenden Finanzierungsbedarfe (Szenario-Schätzungen zufolge in Höhe von 2,5 bis 18,3 Milliarden Euro) sind abhängig von mehreren Faktoren. Einerseits wird die Kostenseite der Wasserstoffspeicherung von dem eingeschlagenen Umwidmungspfad von Salzkavernen- und Porenspeichern beeinflusst, andererseits wirkt sich die Höhe der regulierten Speicherentgelte auf die Einnahmenseite aus. Auch das Maß der regulatorischen Unsicherheit sowie die beim Speicherbetreiber allokierten Risiken haben Einfluss auf die Kosten: Sie schlagen sich in den Finanzierungsbedingungen für die Investitionen nieder. Im Hinblick auf die Festlegung der Höhe der Speicherentgelte sollte berücksichtigt werden, dass sich in Zukunft sehr wahrscheinlich ein diverses Speicherproduktportfolio etablieren wird. Dieses Portfolio an Speicherprodukten berücksichtigt die verschiedenen Anforderungen aus Kundensicht an eine Speichernutzung. Dieser Umstand sollte bei der Festlegung der Speicherentgelthöhe bzw. der Methodik zu ihrer Bestimmung (siehe Kapitel 5) Rechnung getragen werden.

5 Finanzierungsmodelle für Wasserstoffspeicher

Dieses Kapitel beschreibt und bewertet mögliche zukünftige Finanzierungsmodelle für Wasserstoffspeicher.

Wir verstehen Finanzierungsmodelle für Wasserstoffspeicher dabei als die Kombination aus

- dem **Regulierungsrahmen für Wasserstoffspeicher**, der die Grundlage des Zugangs zu Wasserstoffspeichern (reguliert oder verhandelt) und die Methoden zur Bestimmung von durch Nutzer zu zahlenden Speicherentgelten bestimmt,
- dem **Fördermechanismus**, der eine mögliche Differenz zwischen den Einnahmen über Nutzerentgelte und dem Gesamt-Finanzierungsbedarf für den Speicher über einen festgelegten Zeitraum ausgleicht und gegebenenfalls zusätzliche Risiken abdeckt,
- dem **Allokationsmechanismus**, der die Regeln zur Vergabe von Fördermitteln beschreibt (z. B. wettbewerbliche Ausschreibungen oder projektspezifische Zuwendungsverfahren), und
- dem **Refinanzierungsmechanismus**, der das System zur Refinanzierung der Förderkosten beschreibt (z. B. Haushaltsfinanzierung, Finanzierung über ein Amortisationskonto oder einen Umlagemechanismus).

Abbildung 29 gibt einen Überblick über die in diesem Kapitel analysierten Förder-, Allokations- und Refinanzierungsmechanismen. Sie werden jeweils in Kapitel 5.2, 5.3 und 5.4 beschrieben. Übergreifende Überlegungen zum zukünftigen Regulierungsrahmen für Wasserstoffspeicher und zu seinen Wechselwirkungen mit einem möglichen Fördersystem werden in Kapitel 5.1 beleuchtet.

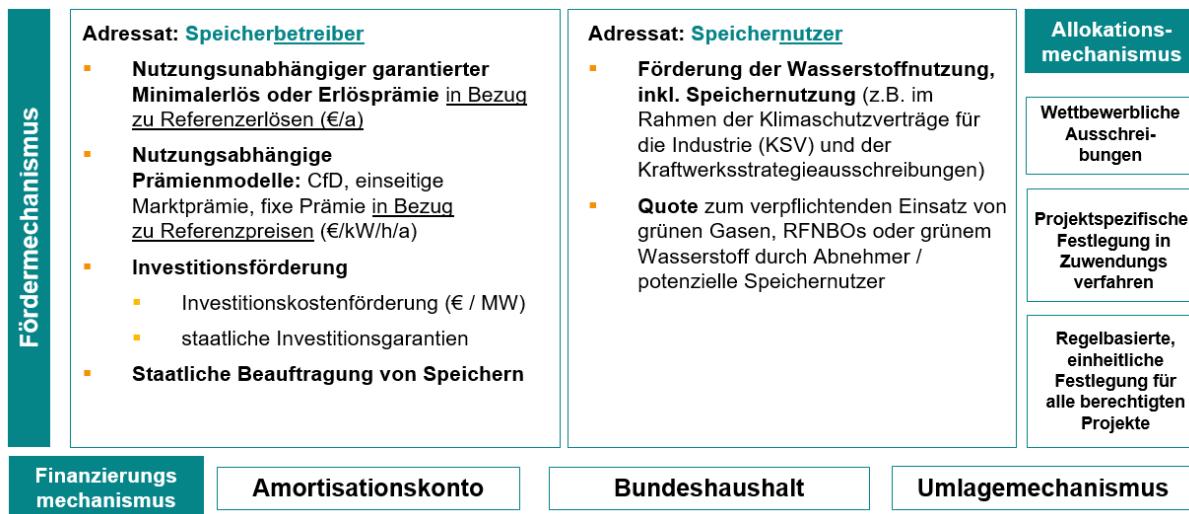


Abbildung 29 Finanzierungsmodell für Wasserstoffspeicher: Übersicht über die Ausgestaltungsoptionen zum Förder-, Allokations- und Finanzierungsmechanismus (Quelle: Guidehouse)

5.1 Zusammenwirken von Regulierungsrahmen und Fördersystem für Wasserstoffspeicher

Die Grundlage eines zukünftigen Fördersystems für Wasserstoffspeicher bildet das gemäß Artikel 37 der überarbeiteten EU-Gasrichtlinie bis spätestens Ende 2032 zu etablierende System eines regulierten Drittzugangs (Regulated Third-Party Access) zu Wasserstoffspeichern auf der Basis veröffentlichter Speicherentgelte. Mitgliedstaaten haben in diesem Zusammenhang sicherzustellen, dass Entgelte bzw. ihre methodische Berechnungsgrundlagen von der zuständigen Regulierungsbehörde genehmigt worden sind. In Deutschland ist die zuständige Regulierungsbehörde die Bundesnetzagentur, wobei für den Fall der Speicherregulierung eine finale Festlegung durch den Gesetzgeber noch aussteht.

Eine mögliche Förderlücke des Speicherbetreibers ergibt sich aus der Differenz der Einnahmen über Nutzerentgelte und dem Finanzierungsbedarf für den Speicher (siehe Kapitel 3.2). Ein Förderbedarf ist also insbesondere dann gegeben, wenn zur Vermeidung anfangs prohibitiv hoher Speicherentgelte für Speichernutzer Speicherentgelte regulatorisch begrenzt bzw. die in marktlichen Entgelten (auf der Basis einer durch die Regulierungsbehörde genehmigten Methode) ausgedrückten Zahlungsbereitschaften zu gering ausfallen würden, um Finanzierungsbedarfe zu decken.

Gemäß Artikel 37 (2) Gasrichtlinie sind Mitgliedstaaten bis Ende 2032 allerdings dazu berechtigt, einen verhandelten Drittzugang (Negotiated Third-Party Access) zu Wasserstoffspeichern auf der Basis bilateral verhandelter Speicherentgelte zu erlauben. Artikel 37 (3) Gasrichtlinie ermöglicht es Mitgliedstaaten darüber hinaus, eine Bestandsschutzregel (bzw. „Grandfathering“) einzuführen, sodass Kapazitätsrechte auf der Basis verhandelter Entgelte, die innerhalb von zwei Jahren nach Inkrafttreten der Gasrichtlinie (im August 2024) allokiert wurden, auch über die Einführung eines finalen Regulierungsrahmens hinaus und bis zum Ablauf der entsprechenden Verträge nicht von der neu eingeführten Entgeltregulierung betroffen wären.

Derzeit bestehen noch erhebliche Unsicherheiten dazu, wann ein finaler Regulierungsrahmen für Wasserstoffspeicher etabliert wird und wie er ausgestaltet sein soll. Erste Indikationen der für den Regulierungsrahmen voraussichtlich verantwortlichen Bundesnetzagentur deuten darauf hin, dass seine Erarbeitung erst nach 2026 geplant ist und dass es Überlegungen gibt, einen eher flexiblen Rahmen festzulegen, der genügend Handlungsspielraum für die Betreiber zulässt.⁵⁵ Gleichzeitig wurden in bisherigen Gesprächen keine Ausgestaltungsvarianten zum zukünftigen Regulierungsrahmen für Wasserstoffspeicher explizit ausgeschlossen. Auf der Basis von Artikel 37 Gasrichtlinie⁵⁶ ergeben sich daher zwei grundsätzliche Varianten, die es im Kontext eines Gesamtfinanzierungsmodells für Wasserstoffspeicher als Optionen zu berücksichtigen gilt:

- **Variante 1: Direkte regulatorische Vorgabe bzw. Genehmigung von Entgelten:** Hierbei würden eines oder mehrere (betreiberspezifische) Entgelte direkt von der Bundesnetzagentur festgelegt (z. B. für ein Standardprodukt oder weitere daraus abgeleitete Produkttypen). Bei direkter Festlegung von Entgelten durch die Bundesnetzagentur müsste ein Fördersystem für Speicherbetreiber zusätzlich etabliert werden, sofern nicht unmittelbar kostendeckende, niedrigere bzw. nicht prohibitiv hohe Hochlaufentgelte für Nutzer eingeführt würden. Nachteil einer direkten Festlegung bzw. Genehmigung von Entgelten durch die Bundesnetzagentur wäre, dass der Regulierungsaufwand, auch im Vergleich zur Netzregulierung, voraussichtlich sehr hoch wäre, da beispielsweise der Bedarf an Ein- und Ausspeicherleistung sowie an

⁵⁵ Synthese der Interviewergebnisse

⁵⁶ Artikel 37 (1) Gasrichtlinie: „Member States shall ensure that those tariffs, or the methodologies underlying their calculation, are approved by the regulatory authority prior to their entry into force in accordance with Article 78.“

Arbeitsgasvolumen zwischen den Kunden variiert (z. B. hohe Ausspeicherleistung bei Wasserstoffkraftwerken und hohe Einspeicherleistung bei Elektrolyseuren).⁵⁷ Daher ist davon auszugehen, dass betreiber- und produktspezifische Entgelte notwendig wären, was die Entgeltberechnung zusätzlich erschwert. Hier wäre außerdem eine rechtliche Prüfung erforderlich, ob eine solche speicherindividuelle und gegebenenfalls produktspezifische Festlegung von Entgelten möglich wäre.

- **Variante 2: Vorgabe und Genehmigung der Methode zur Bestimmung von (Referenz-)Entgelten oder Referenzerlösen und Möglichkeit von marktlichen Entgelten:** Diese Variante gibt Speicherbetreibern größere Freiheiten bei der (marktlichen) Bestimmung von Marktentgelten, zum Beispiel über die Auktionierung von Speicherkapazitäten an Nutzer, während nur die Methode zur Bestimmung dieser Entgelte von der Bundesnetzagentur geprüft und genehmigt werden müsste. Methodische Vorgaben könnten sich dabei sowohl auf die Entgelt- als auch auf die Erlösseite beziehen. Beispielsweise könnten sich entgeltbasierte Vorgaben auf die Festlegung eines regulatorisch definierten Minimal- und/oder Maximalpreises beziehen, die in entsprechenden Ausschreibungsverfahren zur Allokation von Speicherkapazitäten an Nutzer gelten. Erlösisierte methodische Vorgaben könnten sich etwa auf die Bestimmung eines Minimal- und gegebenenfalls Maximalerlöses beziehen (z. B. anzulegende Kosten, Eigenkapitalverzinsung, Berechnungsmethodik), der dem Betreiber eingeräumt wird. Auch hier wären marktliche Entgelte weiterhin möglich.

Da beide Regulierungsansätze im Grundsatz mögliche zukünftige Implementierungsoptionen darstellen, werden wir im nachfolgenden Kapitel dort, wo es besonders relevant ist, beschreiben, wie sich Fördermechanismen in diese Regulierungsvarianten einfügen. Beispielsweise wäre ein Minimalerlösmodell in beiden der oben genannten Varianten denkbar. In einem System mit direkt festgelegtem Entgelt (Variante 1) müsste sich der Minimalerlös in einem separaten Fördersystem für den Betreiber ermitteln (z. B. durch Ausschreibungen, in denen Betreiber mit dem niedrigsten gebotenen Minimalerlös erfolgreich sind). In Variante 2 (referenz-erlösisiert) wären Regulierung und Fördersystem insofern gegebenenfalls nicht mehr klar zu trennen, als dass der über eine regulierte Berechnungsmethodik festgelegte und dem Betreiber eingeräumte Minimalerlös die Förderung und Absicherung des Betreibers mit abbildet. Das verdeutlicht, dass sich je nach Ausgestaltung des Regulierungsrahmens erhebliche Wechselwirkungen zwischen Regulierung und Förderung ergeben können.

⁵⁷ Synthese der Interviewergebnisse

5.2 Beschreibung und Bewertung ausgewählter Fördermechanismen

Nachfolgend werden die oben aufgeführten Fördermechanismen beschrieben und hinsichtlich ihrer Effektivität, Förderkosteneffizienz und Umsetzbarkeit bewertet. Die Bewertung erfolgt dabei qualitativ und entlang der nachfolgend jeweils aufgeführten Leitfragen.

Kriterium 1: Effektivität	Kriterium 2: Förderkosteneffizienz	Kriterium 3: Umsetzbarkeit
a. Inwieweit schafft das Modell ausreichend Investitionsanreize und sichert damit die benötigten Investitionen in den Speicherhochlauf frühzeitig ab?	a. Inwieweit vermeidet das Modell Überförderung bzw. Übergewinne für Betreiber?	a. Wie aufwendig ist die administrative Umsetzung des Modells?
b. Werden ökonomische Herausforderungen und Risiken adäquat und ausreichend adressiert (z. B. Nachfragerisiko)?	b. Inwieweit schafft das Modell Anreize für eine effiziente Betriebsweise ?	b. Wie passgenau ist das Modell im aktuellen regulatorischen Rahmen und politischen Umfeld (z. B. hinsichtlich sozialer Akzeptanz)?
	c. Inwieweit ermöglicht das Modell einen späteren Phase-out staatlicher Förderung und den Übergang in ein Marktmodell?	c. Ist das Finanzierungsmodell vereinbar mit Betreibermodellen für Speicherbetreiber (z. B. Monetarisierung diverser Nutzeranforderungen)?

Tabelle 13 Übersicht über qualitative Kriterien zur Bewertung der Fördermechanismen

Je Kriterium erfolgt eine Bewertung entlang der folgenden qualitativen Bewertungsskala:

Kriterium	Bewertung
	Instrument zeichnet sich im Vergleich zu anderen untersuchten Ausgestaltungsoptionen durch <ul style="list-style-type: none"> - Hohe Effektivität und/oder - Hohe Förderkosteneffizienz und/oder - Einfache Umsetzbarkeit aus.
	Instrument zeichnet sich im Vergleich zu anderen untersuchten Ausgestaltungsoptionen durch <ul style="list-style-type: none"> - Mittlere Effektivität und/oder

0	<ul style="list-style-type: none"> - Mittlere Förderkosteneffizienz und/oder - Mittlere Herausforderungen bei der Umsetzung aus.
-	<p>Instrument zeichnet sich im Vergleich zu anderen untersuchten Ausgestaltungsoptionen durch</p> <ul style="list-style-type: none"> - Geringe Effektivität und/oder - Geringe Förderkosteneffizienz und/oder - Komplexität in der Umsetzung aus.

Tabelle 14 Skala zur Bewertung der Fördermechanismen

5.2.1 Nutzungsunabhängiger garantierter Minimalerlös (erlösbasierter Contract for Difference)

Ein nutzungsunabhängiger garantierter Minimarlerlös stellt sicher, dass der Empfänger (hier der Speicherbetreiber) einen Mindesterlös erreicht, zunächst unabhängig vom tatsächlichen Einsatz des Speichers. Der Minimalerlös würde über die Länge des Vertrags (z. B. 15 Jahre) die CAPEX (Capital Expenditures), fixe OPEX (Operational Expenditures) und eine (wegen der staatlichen Risikoabsicherung gegebenenfalls geringe) Eigenkapitalrendite in Gänze oder zum Teil decken. Durch einen garantierten Minimalerlös wird das Nachfragerisiko über die Vertragslaufzeit stark gesenkt oder im Falle eines kostendeckenden Minimalerlöses sogar eliminiert, da sich Speicherbetreiber im Falle marktlicher Mindereinnahmen auf einen staatlich auszuzahlenden Minimalerlös verlassen können. In einem solchen System wäre der Erhalt des Minimalerlöses dennoch an Bedingungen geknüpft, zum Beispiel an die operative Verfügbarkeit des Speichers. Variable OPEX-Kosten müssten voraussichtlich nicht separat berücksichtigt werden, da sie nur bei Nutzung des Speichers anfallen (insbesondere Energiekosten) und daher nutzungsabhängig über die Einnahmen der Vermarktung von Speicherkapazitäten gedeckt werden könnten.

Trotz des staatlich garantierten Minimalerlöses schafft der Fördermechanismus Anreize für Speicherbetreiber zur Maximierung von Nutzereinnahmen. Förderzahlungen des Staates reduzieren sich mit ansteigenden marktlichen Erlösen des Speichers aus dem Verkauf von Speicherkapazitäten über marktliche oder regulierte Entgelte, das heißt, der Minimalerlös stellt keine fixe Fördersumme dar. Die Verringerung der Einnahmen durch staatliche Förderung bei Erzielung marktlicher Erlöse ist dabei jeweils marginal geringer als der Anstieg der Einnahmen durch die marktlichen Erlöse. So können die Gesamteinnahmen durch steigende Verkäufe über dem Minimalerlös liegen. Damit hätten Speicherbetreiber den inhärenten Anreiz, ihre Speicherkapazitäten an Nutzer zu vermarkten, wodurch auch die Förderbedarfe sinken würden.

Abbildung 30 zeigt, wie sich dieses Fördermodell auf die Einnahmen der Speicherbetreiber auswirkt:

- Die gelbe Linie zeigt marktlich erzielte Einnahmen (exklusive der staatlichen Förderzahlung).
- Die blaue Linie zeigt Einnahmen der Speicherbetreiber aus der Zahlung staatlicher Förderung.
- Die grüne Linie zeigt die Gesamteinnahmen der Speicherbetreiber, also die Summe aus Nutzereinnahmen und staatlichen Förderzahlungen (gelbe und blaue Linie).

- Je verkaufter Speichereinheit erhalten die Speicherbetreiber die marktlichen Erlöse (gelbe Linie), verlieren aber Einnahmen durch die staatliche Förderung (blaue Linie). Pro verkaufter Einheit entsteht ein größerer zusätzlicher Erlös, als der Betreiber über den sinkenden Erlös durch die wegfallende erlösbasierte staatliche Förderung verliert, sodass die Gesamteinnahmen steigen (daher ist die gelbe Linie steiler als die blaue Linie).
- Im Schnittpunkt der blauen Linie mit der x-Achse besteht grundsätzlich die Möglichkeit von Rückzahlungen an den Staat (abhängig von der Ausgestaltung einer etwaigen Gainsharing-Regel, siehe unten).

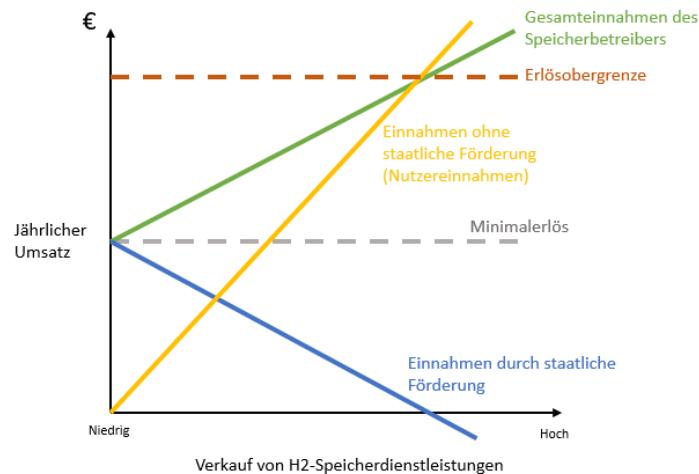


Abbildung 30 Illustration des Minimalerlösmodells (Quelle: Guidehouse auf der Basis von UK DESNZ (2023))⁵⁸

Das Minimalerlösmodell kann auch als erlösbasierter Contract for Difference (CfD) bzw. Differenzkontrakt, das heißt mit Rückzahlungsoption von Mehreinnahmen an den Fördergeber, ausgestaltet werden. Um dem Fördergeber die Möglichkeit zu geben, an potenziellen (Über-)Gewinnen des geförderten Speicherbetreibers teilzuhaben, sind verschiedene Ausgestaltungsvarianten vorstellbar, zum Beispiel⁵⁹:

- Eine einfache Erlösobergrenze, das heißt, sollten die Gesamteinnahmen diese Grenze überschreiten, müssten Einnahmen oberhalb dieser Erlösgrenze an den Fördergeber zurückgezahlt werden.
- Ein Gainsharing-Mechanismus, bei dem ein Teil des Umsatzes oder der Gewinne mit dem Fördergeber geteilt werden muss (z. B. xx %; sofern rechtlich möglich)
- Ein Gainsharing-Mechanismus, bei dem ein Teil des Umsatzes oder der Gewinne erst ab einer festgelegten Erlösobergrenze mit dem Förderer geteilt wird (z. B. xx % über Erlösschwelle von xx Euro; sofern rechtlich möglich)

Die genaue Ausgestaltung des Rückzahlungsmechanismus hat dabei Einfluss auf die Anreize, die für Betreiber zur Erwirtschaftung marktlicher Mehreinnahmen bestehen. Dies ist insbesondere davon abhängig, wie viele Vermarktungserlöse Speicherbetreiber behalten dürfen. Auf der anderen Seite erlaubt ein solcher Mechanismus die Beteiligung des Staates an positiven Marktentwicklungen als Ausgleich für das anfänglich übernommene Risiko, sodass Förderkosten (teilweise) ausgeglichen werden können.

⁵⁸ Department for Energy Security & Net Zero [United Kingdom] (2023): Hydrogen transport and storage infrastructure: minded to positions
⁵⁹ Ebd.

Weitere Ausgestaltungselemente beinhalten die Länge der Förderdauer und eine mögliche Anpassung des Minimalerlöses im Zeitverlauf. Kürzere Laufzeiten führen voraussichtlich zur Notwendigkeit höherer jährlicher Förderzahlungen, längere Laufzeiten würden bei Bestehen eines Rückzahlungsmechanismus dagegen voraussichtlich die Wahrscheinlichkeit tatsächlicher Rückzahlungen an den Staat in einer späteren Marktphase erhöhen. Längere Auszahlungen würden es dem Speicherinvestor zudem ermöglichen, seine Kapitalrefinanzierung über einen längeren Zeitraum zu strecken, was zu geringeren jährlichen Förderzahlungen führen dürfte.⁶⁰ Daneben besteht die Möglichkeit, den gewährten Minimalerlös an das voraussichtliche Kapitalrückzahlungsprofil des Betreibers bzw. Investors anzupassen, sodass der Minimalerlös anfänglich höher sein könnte, was eine größere Kapitalrückzahlung zu Beginn des Abschreibungszeitraums ermöglichen würde, und geringer gegen Ende der Förderdauer ausfallen könnte.⁶¹ Schließlich kann über das Verhältnis der Förderlaufzeit (z. B. 15 Jahre) zur Abschreibungsdauer (z. B. 30 Jahre) das von den Speicherbetreibern implizit getragene verbleibende Mengenrisiko aus der über die Förderdauer hinausgehenden Abschreibungsdauer abgeleitet werden.⁶²

Die nachfolgenden Ausführungen erläutern knapp, wie sich ein Minimalerlösmodell in einen Regulierungsrahmen mit regulierten Entgelten (Regulierungsvariante 1) bzw. mit regulierten Referenzerlösen (Regulierungsvariante 2) einfügen könnte (siehe Kapitel 5.1 für Details zum Regulierungsrahmen).

Minimalerlösmodell mit regulierten Entgelten (Variante 1)

In einem Szenario, in dem regulierte Speicherentgelte durch die Bundesnetzagentur festgelegt würden bzw. die Methode für ihre Berechnung, müsste der Minimalerlös voraussichtlich im Rahmen eines separaten Allokationsmechanismus festgelegt werden (z. B. über wettbewerbliche Ausschreibungen). Hier gäbe es eine vergleichsweise klare Trennung zwischen Fördermechanismus und Entgeltregulierung. Die Speicherbetreiber müssten sich an die von der Bundesnetzagentur veröffentlichten regulierten Entgelte bzw. an die methodischen Vorgaben zur Bestimmung von Entgelten halten, erhielten Einnahmen über den Verkauf von Speicherkapazitäten (Menge multipliziert mit reguliertem Entgelt) und würden bei Gesamteinnahmen unterhalb des gewährten Minimalerlöses eine zusätzliche Förderzahlung erhalten. Die folgende Abbildung bietet eine Illustration dieser Variante, wobei sich die Höhe der Förderzahlungen bzw. etwaige Rückzahlungen aus der Menge verkaufter Speicherdiendienstleistungen an Nutzer und/oder der Anpassung regulierter Entgelte ergeben.

⁶⁰ Ebd.

⁶¹ Ebd.

⁶² Frontier Economics (2024): Unveröffentlichte Studie, die den Autorinnen und Autoren im Juli 2024 in einem gemeinsamen Termin mit dem BMWK vorgestellt wurde.

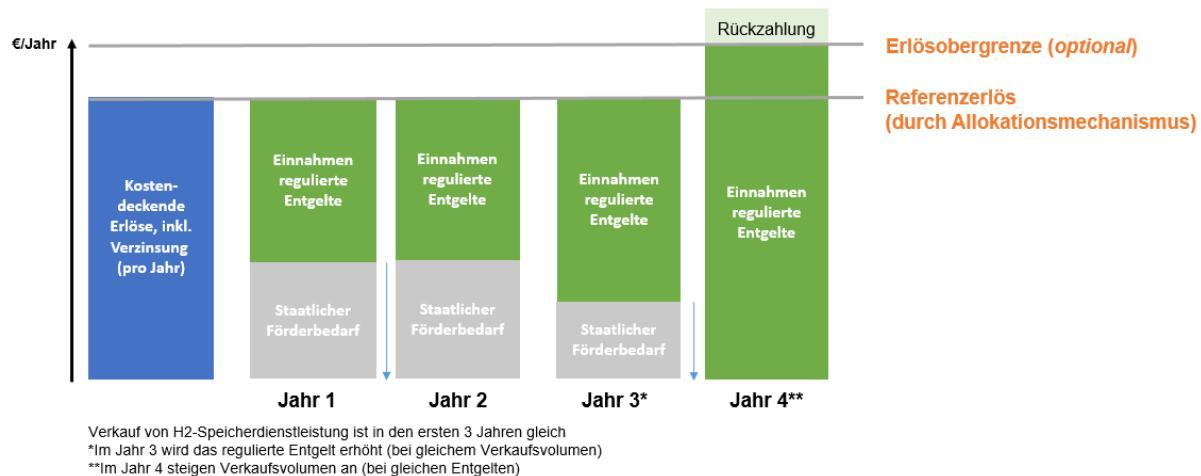


Abbildung 31 Illustrative Darstellung des Minimalerlösmodells mit Rückzahlung (erlösbasierter CfD) mit regulierten Entgelten

Minimalerlösmodell mit regulierten Referenzerlösen (Variante 2)

In einem Szenario, in dem die Referenzerlöse reguliert würden, ergeben sich starke Wechselwirkungen zwischen Fördersystem und Regulierungsrahmen. Anders als bei einer direkten Entgeltregulierung würden sich Entgelte marktlich bilden (z. B. über Auktionierung von Speicherkapazitäten an Nutzer mit den höchsten Zahlungsbereitschaften), während der Minimal- bzw. Referenzerlös regulatorisch bestimmt bzw. methodisch definiert würde. Über die regulatorische Festlegung des (Referenz-)Minimalerlöses ergibt sich gleichzeitig der Fördermechanismus, der die Differenz zwischen Einnahmen über marktliche Entgelte und diesem Minimalerlös ausgleicht. In diesem Fall sind die Gesamterlöse der Speicherbetreiber und damit etwaige Förderbedarfe bzw. Rückzahlungspflichten von den verkauften Speicherkapazitäten und der Höhe marktlicher Entgelte abhängig. Die folgende Abbildung bietet eine Illustration dieser Variante.

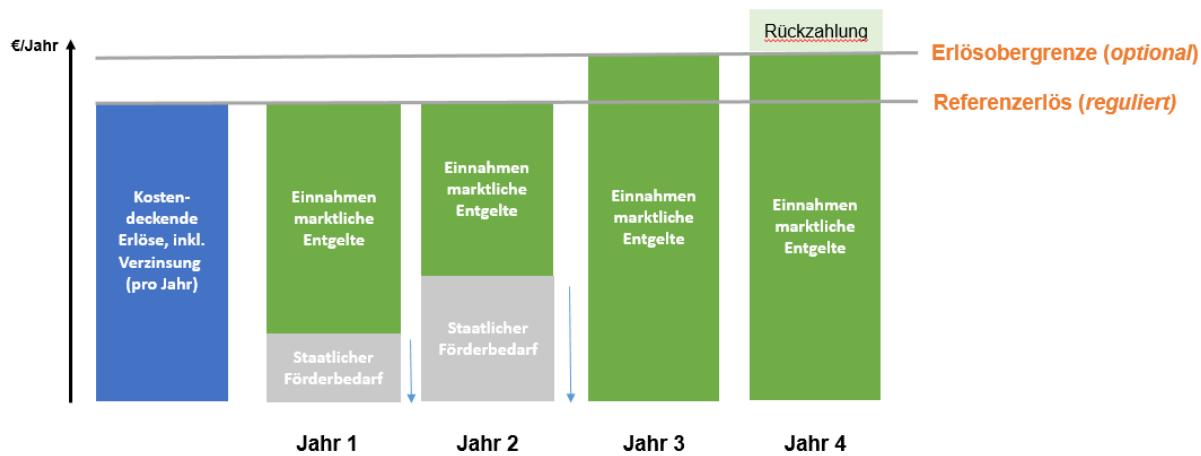


Abbildung 32 Illustrative Darstellung des Minimalerlösmodells mit Rückzahlung (erlösbasierter CfD) mit regulierten Referenzerlösen

Ein garantierter Minimalerlös zeichnet sich durch eine hohe Effektivität im Sinne einer hohen Investitionssicherheit für Speicherbetreiber aus, da sowohl das Preis- als auch das Mengenrisiko in der Hochlaufphase adressiert werden. Die Minderung dieser beiden Risiken schafft einen starken Anreiz, frühzeitig und im

notwendigen Umfang in Wasserstoffspeicher zu investieren. Gleichzeitig sorgt das Modell für einen Anreiz zur Fertigstellung, da eine etwaige Förderung erst ab Inbetriebnahme beginnt.

Das Modell zeichnet sich weiterhin durch eine hohe Förderkosteneffizienz aus, da Anreize zur Maximierung von Nutzereinnahmen und damit zur Reduktion von Förderbedarfen geschaffen werden. Als erlösbasierter CfD, das heißt mit Rückzahlungsoption, ausgestaltet (z. B. über Erlösobergrenze und/oder Gain-sharing-Mechanismus), kann eine Überförderung vermieden und Förderkosten des Staates können (zum Teil) ausgeglichen werden. Allerdings erfordert das Instrument die Etablierung eines neuern Fördersystems, was mit administrativem Aufwand verbunden sein kann. Zudem geht mit einem Minimalerlösmodell eine vergleichsweise hohe Risikoübernahme durch den Staat einher, da die Förderkosten sehr hoch ausfallen könnten, wenn die Speicherbetreiber keine oder nur geringen Markterlöse erwirtschaften können. Das könnte die soziale und gegebenenfalls politische Akzeptanz des Modells beeinträchtigen.

Tabelle 15 bietet einen Überblick über die Bewertung des Minimalerlösmodells.

Kriterium	Bewertung
Effektivität 	<ul style="list-style-type: none"> - Preis- und Mengenrisiken werden adressiert - Garantiert kostendeckende und nutzungsunabhängige Mindesteinnahmen und schafft dadurch den Anreiz, früh zu investieren - Anreiz für die Fertigstellung des Projekts, da Förderung erst ab Inbetriebnahme beginnt
Effizienz 	<ul style="list-style-type: none"> - Anreize für den Verkauf von Speicherleistung, da Speicherbetreiber höhere Gesamteinnahmen erwirtschaften, wenn sie mehr Speicherdiendienstleistungen verkaufen - Die Förderung sinkt, wenn Preise und Volumen ansteigen, so wird eine Überförderung vermieden und ein Phase-out der Förderung geschieht automatisch. - Mit einer Erlösobergrenze kann der Staat an Mehreinnahmen beteiligt werden.
Umsetzbarkeit 	<ul style="list-style-type: none"> - Erfordert Etablierung eines neuen Fördersystems mit gegebenenfalls Festlegung eines Minimalerlöses - Hohe Risikoübernahme durch unter Umständen hohe Förderkosten für den Staat, sofern keine Markterlöse erwirtschaftet werden können, dadurch gegebenenfalls geringere Akzeptanz - Das Modell wird von einigen Speicherbetreibern als besonders vorzugswürdig betrachtet.

Tabelle 15 Minimalerlösmodell: Bewertung

5.2.2 Nutzungsunabhängige (fixe) Erlösprämie

Eine nutzungsunabhängige Erlösprämie sieht einen Mechanismus vor, bei dem eine fixe (z. B. jährliche) erlösbasierte Prämie festgelegt und ausgezahlt wird, die zunächst unabhängig von der Nutzung des Speichers und der Höhe von Nutzereinnahmen ist. Unter diesem Modell würden Speicherbetreiber also versuchen, Nutzereinnahmen über den Verkauf von Speicherkapazitäten zu erwirtschaften, und erhielten

eine zusätzliche Prämie auf die erwirtschafteten Erlöse. Von einem Minimalerlösmodell unterscheidet sich die Erlösprämie vor allem dadurch, dass sich die Förderung mit steigenden Einnahmen zunächst nicht reduziert, das heißt, eine Prämie würde voraussichtlich selbst nicht kostendeckend gesetzt bzw. geboten. Ohne entsprechenden Rückzahlungsmechanismus erhielte der Speicherbetreiber die vollen marktlichen Erlöse durch Verkauf von Speicherkapazitäten, das heißt, die Erlösprämie würde unabhängig von der Höhe der marktlich erzielten Erlöse des Speicherbetreibers selbst bei sehr hohen Einnahmen ausgezahlt.

Abbildung 33 zeigt die Auswirkung einer fixen Erlösprämie auf die Gesamteinnahmen eines Speicherbetreibers. Einnahmen über der Erlösobergrenze könnten von Staat abgeschöpft bzw. einem etwaigen Gainsharing zwischen Staat und Betreiber unterliegen.

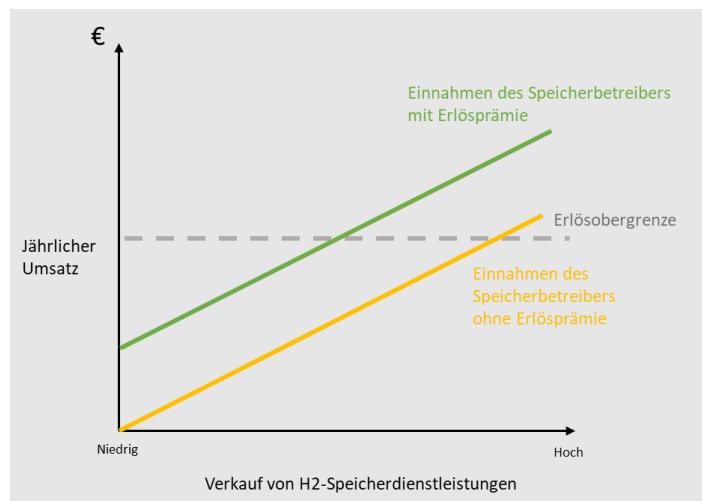


Abbildung 33 Illustration einer nutzungsunabhängigen Erlösprämie (Quelle: Guidehouse)

Über die Einführung einer Erlösobergrenze bzw. eines Gainsharing-Mechanismus könnte eine Abschöpfung bei höheren Einnahmen etabliert werden. Mögliche Ausgestaltungsoptionen wären dabei:

- Die Erlösprämie wird reduziert, sobald die jährlichen Einnahmen (marktliche Einnahmen und Erlösprämie) über eine vorab definierte Erlösobergrenze steigen.
- Wenn die jährlichen Einnahmen ohne Erlösprämie über eine vorab definierte Erlösobergrenze steigen, kann der Staat Übergewinne zusätzlich abschöpfen – entweder einen Anteil (sofern rechtlich möglich) oder die gesamten Mehrerlöse oberhalb der Erlösobergrenze.

Im Fall einer entgeltbasierten Regulierung könnte sich die Höhe der Erlösprämie durch einen Allokationsmechanismus (z. B. wettbewerbliche Ausschreibungen) ergeben. Im Falle einer erlösbasierten Regulierung wäre vorstellbar, dass die Erlösobergrenze und/oder die Bestimmung der fixen Prämie selbst regulatorisch definiert würden, wobei unklar ist, ob eine solche Regulierung den Anforderungen von Artikel 37 Gasrichtlinie genügen würde oder ob beispielsweise eine zusätzliche Regulierung von Entgelten erfolgen müsste, zum Beispiel durch Einführung von Mindestpreisen in speicherindividuellen Auktionsverfahren zur Vermarktung von Kapazitäten.

Eine garantierter Erlösprämie kann das Preis- und Mengenrisiko je nach Höhe der Prämie effektiv mindern, da Speicherbetreiber einen fixen Erlösbetrag unabhängig vom Marktgeschehen zugesichert bekommen. Zudem besteht der Anreiz, das Projekt fertigzustellen, da den Betreibern erst ab Inbetrieb-

nahme eine garantierte Förderung zusteht. Das Modell schafft außerdem einen starken Anreiz für die Speicherbetreiber, marktliche Einnahmen zu maximieren, birgt aber auch das Risiko der Überförderung bei hohen marktlichen Einnahmen. Dies könnte aber mit Einführung einer Erlösobergrenze eingeschränkt werden, indem Mehreinnahmen durch den Staat abgeschöpft werden. Wie bei einem Minimalerlösmodell müsste im Fall einer Erlösprämie ein neues Fördersystem eingeführt werden, obwohl die Festlegung und die Ausschüttung einer fixen Erlösprämie zunächst simpler erscheinen als bei einem Minimalerlösmodell.

Tabelle 16 bietet einen Überblick über die Bewertung des fixen Erlösprämiensmodells.

Kriterium	Bewertung
 Effektivität	<ul style="list-style-type: none"> - Preis- und Mengenrisiken werden zum Teil behoben, allerdings gegebenenfalls weniger stark als beim Minimalerlösmodell (abhängig von der Höhe der Prämie). - Anreiz für die Fertigstellung des Projekts, da die Förderung erst ab Inbetriebnahme anfängt
 Effizienz	<ul style="list-style-type: none"> - Anreize für den Verkauf von Speicherleistung, da Speicher höhere Gesamteinnahmen erwirtschaften, wenn mehr Speicherdienstleistungen verkauft werden - Eine fixe Erlösprämie birgt das Risiko einer Überförderung, sofern die Erlösprämie nicht richtig parametriert bzw. angepasst wird. Allerdings könnte mit einer Erlösobergrenze eine zu starke Überförderung vermieden und es können etwaige Mehreinnahmen durch den Staat abgeschöpft werden.
 Umsetzbarkeit	<ul style="list-style-type: none"> - Erfordert Etablierung eines neuen Fördersystems (z. B. Festlegung der Prämie) - Festlegung der Erlösprämie zunächst simpler als Minimalerlösmodell, allerdings ist die Parametrierung angesichts unsicherer zukünftiger Einnahmen inhärent komplex - Die Gefahr der Über-/Unterförderung gefährdet gegebenenfalls die Akzeptanz für das Modell.

Tabelle 16 Fixe Erlösprämie: Bewertung

5.2.3 Nutzungsabhängige preisbasierte Prämienmodelle

Im Gegensatz zu erlösbasierten Fördermechanismen (siehe Kapitel 5.2.1 und 5.2.2) erfolgt die Förderung im Falle preisbasierter Modelle nutzungsabhängig, das heißt, es kommt nur zu einer Förderzahlung, wenn der Speicherbetreiber auch tatsächlich Speicherleistung verkauft. Die Förderung bezieht sich hier insoweit auf den Preis pro verkaufter Speicherdiensleistung bzw. das von Nutzern tatsächlich gezahlte Entgelt, nicht auf den Gesamterlös des Speicherbetreibers.

Preisbasierte Prämienmodelle können als fixe oder gleitende Prämie (auch einseitiger oder zweiseitiger CfD genannt, das heißt mit oder ohne Abschöpfung) ausgestaltet werden. Im Falle einer fixen Prämie würde eine vorab definierte bzw. über den Allokationsmechanismus (z. B. über Ausschreibungen) ermittelte fixe Prämie pro verkaufter Speichereinheit ausgezahlt werden, das heißt, ohne eine entsprechende Anpassung im Zeitverlauf würde unabhängig vom Preis der Speichereinheit bzw. der Entgelthöhe derselbe Prämienbetrag an den Betreiber ausgeschüttet. Eine gleitende Prämie benötigt dagegen die Definition eines anzulegenden Wertes (z. B. über Ausschreibungen ermittelt) und eines geltenden Referenzwertes

(z. B. Speicherentgelthöhe). Die Förderhöhe ermittelt sich dabei aus der Differenz zwischen anzulegendem und Referenzwert. Eine Ausgestaltungsvariante der gleitenden Prämie ist ein zweiseitiger CfD, bei dem es nicht nur zu Förderzahlungen kommen kann, sofern der anzulegende Wert oberhalb des Referenzwertes liegt, sondern auch zu einer Abschöpfung von Mehreinnahmen durch den Staat, falls Entgelte den anzulegenden Wert (das heißt das Speicherbetreibern eingeräumte minimale Vergütungsniveau) überschreiten.

Abbildung 34 und 35 zeigen die Unterschiede der Funktionsweise zwischen einer fixen preisbasierten Prämie und einer gleitenden Prämie mit Abschöpfung (das heißt CfD).

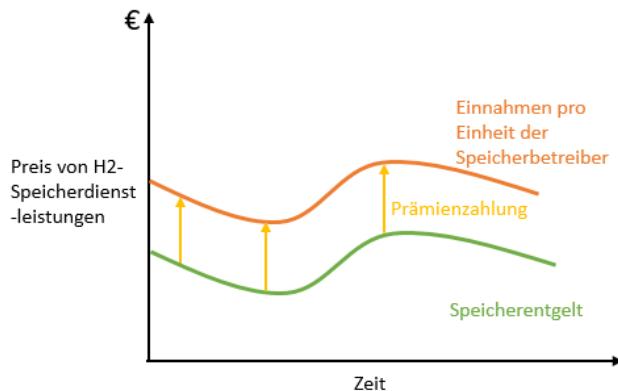


Abbildung 34 Fixe preisbasierte Prämie (Quelle: Guidehouse)

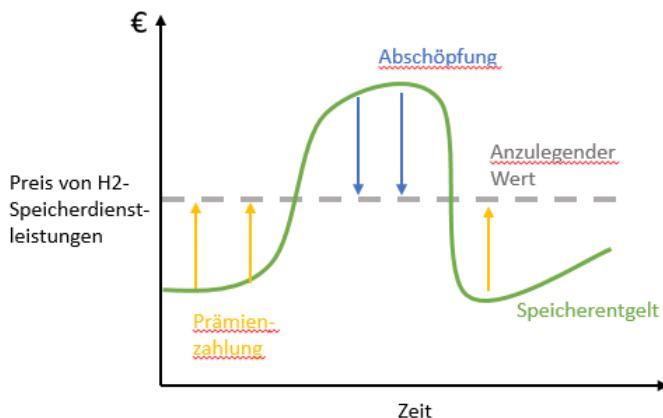


Abbildung 35 Gleitende preisbasierte Prämie mit Abschöpfung (CfD) (Quelle: Guidehouse)

Preisbasierte Modelle erscheinen grundsätzlich passgenauer für einen Regulierungsansatz, der sich auf Entgelte statt Erlöse bezieht, da sich insbesondere im Falle einer gleitenden Prämie ein eindeutiger Bezugspunkt für den Referenzwert ergibt, nämlich die jeweils regulatorisch festgelegten bzw. geprüften Speicherentgelte. Im Falle vorab definierter fixer Speicherentgelte ergeben sich zudem kaum Unterschiede zwischen einer fixen und einer gleitenden Prämie, da keine oder wenige Preisvariationen entstehen, sodass die ausgezahlte Prämie auf das regulierte Entgelt außer bei möglichen Anpassungen im Zeitverlauf weitestgehend stabil bleibt. Bei marktlichen Entgelten können Entgeltvariationen im Zeitverlauf größer ausfallen, sodass Preisrisiken und damit die Relevanz gleitender gegenüber fixen Prämien von Bedeutung sein können. Vorstellbar wäre zudem, dass der anzulegende Wert selbst reguliert würde, während marktliche Entgelte möglich bleiben. Dabei ergeben sich analog zum Minimalerlösmodell mit regulierten Referenzerlösen starke Wechselwirkungen.

zwischen Fördersystem und Regulierungsrahmen. Im Falle einer erlösbasierten Regulierung könnten preisbasierte Prämien eine gegebenenfalls zusätzliche Absicherung von Preisrisiken auf dann voraussichtlich marktliche Entgelte ermöglichen. Allerdings ist fraglich, ob die Kombination aus Erlösregulierung und preisbasierter Förderung überhaupt praktische Relevanz hat.

Ein nutzungsabhängiges preisbasiertes Prämienmodell adressiert nur das Preisrisiko und nicht das Mengenrisiko und ist daher weniger effektiv als ein erlösbasiertes Minimalerlösmodell. Vor allem im Hochlauf besteht, wie in Kapitel 3.1 erläutert, die Gefahr, dass die Wasserstoffspeichernachfrage noch sehr gering ausfällt. Obwohl Speicherbetreiber in einem preisbasierten Prämienmodell gegen niedrige Preise abgesichert wären, ist das Mengenrisiko nicht berücksichtigt, weil eine Förderung nur erfolgt, wenn die Speicherbetreiber auch tatsächlich Speicherleistung verkaufen. Aus diesem Grund sind auch der Investitionsanreiz und der Anreiz zur Fertigstellung gegebenenfalls weniger groß als insbesondere bei einem Minimalerlösmodell, da Speicherbetreiber sich noch während der Entwicklungsphase angesichts sehr geringer prognostizierter Nachfrage und dadurch sehr geringer Erlöse gegen ein Projekt entscheiden könnten. Allerdings schneidet ein nutzungsabhängiges Prämienmodell im Sinne der Förderkosteneffizienz vergleichsweise gut ab, wobei sich gezahlte Prämien gegebenenfalls auf Betriebsentscheidungen auswirken könnten. Grundsätzlich haben Speicherbetreiber aber einen Anreiz zur Vermarktung ihrer Speicherkapazitäten, da es nur in diesem Fall zu einer Auszahlung der Förderung kommt. Der Fördergeber übernimmt daher auch ein geringeres Risiko als beim Minimalerlösmodell.

Der administrative Aufwand eines Prämienmodells erscheint im Falle von Wasserstoffspeichern vergleichsweise hoch. Auch zur Implementierung dieses Modells wäre die Etablierung eines neuen Fördersystems erforderlich. Obwohl der Bund und die Bundesnetzagentur weitreichende Erfahrungen mit preisbasierten Prämienmodellen haben (insbesondere im Bereich der Erneuerbare-Energien-Förderung sowohl mit fixen als auch gleitenden Prämien), wäre die Festlegung eines anzulegenden Wertes (z. B. im Falle eines CfD) in einem zukünftigen Wasserstoffspeichermarkt voraussichtlich mit höherer Komplexität verbunden. Anders als bei Prämienmodellen für Erneuerbare-Energien-Produzenten, bei denen der jeweils geltende Day-Ahead-Strommarktpreis als einheitliche Referenz über alle Produzenten hinweg dient, wären für Wasserstoffspeicher gegebenenfalls verschiedene Referenzwerte für unterschiedliche Speicherdiendienstleistungen und -betreiber anzulegen.

Tabelle 17 bietet einen Überblick über die Bewertung der nutzungsabhängigen Prämienmodelle.

Kriterium	Bewertung
 Effektivität	<ul style="list-style-type: none"> - Adressiert nur Preisrisiko, nicht Mengenrisiko - Garantiert keine ausreichende Investitionssicherheit für Speicherbetreiber, da Mengenrisiko im Hochlauf sehr hoch ist - Anreiz für die Fertigstellung des Projekts, da Betriebsförderung

 Effizienz	<ul style="list-style-type: none"> - Anreiz zur Vermarktung, da Förderung nur pro Einheit Speicherdiensleistung gezahlt wird - Mögliche Überförderung kann mit Abschöpfungsmechanismus reduziert werden - Geringere Risikoübernahme durch den Staat als bei Minimalerlösmodell, da Förderung nur für erbrachte Leistung erfolgt - Bei gleitenden Prämien sinkt die Förderung bei steigenden Speicherentgelten, inklusive Rückzahlung. - Fördersystem ermöglicht insbesondere bei CfD voraussichtlich keinen automatischen Förder-Phase-out
 Umsetzbarkeit	<ul style="list-style-type: none"> - Erfordert Etablierung eines neuen Fördersystems (z. B. Festlegung des anzulegenden Wertes) - Da Prämienfestlegung preisbasiert erfolgt, gegebenenfalls Notwendigkeit der Differenzierung nach unterschiedlichen Referenzwerten und/oder Entgelten für verschiedene Speicherdiensleistungen, dadurch unter Umständen noch einmal erhöhte administrative Kosten im Vergleich zu erlösbasierten Modellen - Gegebenenfalls höhere politische und soziale Akzeptanz, da Förderung nur für erbrachte Leistung erfolgt

Tabelle 17 Nutzungsabhängige Prämienmodelle: Bewertung

5.2.4 Investitionskostenförderung

Bei einer Investitionskostenförderung bekommen Speicherbetreiber einen Teil ihrer Investitionskosten (CAPEX) durch eine Einmalzahlung oder periodische Auszahlungen zurückgestattet. Somit werden die Kapitalkosten und dadurch das Investitionsrisiko gesenkt. Eine Investitionskostenförderung wird in vielen Förderkontexten angewandt, unter anderem auch für Wasserstoffspeicher im Rahmen der Connecting Europe Facility (CEF) für Projekte mit PCI-Status (Project of Common Interest) und der sogenannten Important Projects of Common European Interest (IPCEI). Die sechste PCI-Runde war die erste, an der Wasserstoff-Untergrundspeicher teilnehmen konnten. Allerdings haben nur vier Projekte mit 800 GWh einen PCI-Status erhalten, unter anderem aufgrund des herausfordernden Nachweises eines grenzüberschreitenden Einflusses.

Die Wahl eines spezifischen Regulierungsrahmens hat keine erheblichen Auswirkungen auf die Ausgestaltung einer Investitionskostenförderung, da sie sich vor allem auf die Senkung von Investitionskosten bezieht, nicht auf zukünftige Erlöse. Allerdings kann eine bereits gezahlte Investitionskostenförderung bei der speicherspezifischen Festlegung von Entgelten oder Referenzerlösen berücksichtigt werden, zum Beispiel sofern vor Einführung eines Regulierungsrahmens bereits eine flankierende CAPEX-Förderung gezahlt wurde (siehe Empfehlung in Kapitel 5.5.1).

Abhängig davon, wie hoch die Investitionskostenförderung angesetzt ist, können Kapital- und Finanzierungskosten für Investoren und Betreiber erheblich reduziert werden. Daraus können direkte und effektive Anreize für eine frühe Investitionsentscheidung entstehen. Gleichzeitig sichert eine Investitionskostenförderung weder gegen das Preis- noch das Mengenrisiko auf der Einnahmenseite ab, daher bleibt es, insbesondere bei zu erwartender anteiliger Förderung der Investitionskosten, fraglich, ob eine Investitionskostenförderung allein genug Investitionssicherheit für Speicherbetreiber schaffen würde. Zudem besteht

hier, mehr als bei anderen Fördermodellen, bei denen die Förderung erst ab Inbetriebnahme greift, ein höheres Risiko von Stranded Assets, also dass Projekte nach Auszahlung der Förderung und noch in der Entwicklungsphase abgebrochen werden. Positiv hingegen ist, dass der administrative Aufwand, auch aufgrund bestehender Praxis und einfacher Auszahlungsmodalitäten (insbesondere bei Einmalzahlung), voraussichtlich deutlich geringer ist als bei anderen Fördermodellen, vor allem da es sich um eine Einmalzahlung handelt.

Tabelle 18 bietet einen Überblick über die Bewertung des Investitionskostenfördermodells.

Kriterium	Bewertung
 Effektivität	<ul style="list-style-type: none"> - Reduktion von Kapital- und Finanzierungskosten (CAPEX) - Keine direkte Absicherung des Preis- und des Mengenrisikos auf der Einnahmenseite - Insgesamt fraglich, ob CAPEX-Förderung allein ausreichende Investitionssicherheit für Speicherbetreiber schafft (eher als komplementäre Förderung vorstellbar)
 Effizienz	<ul style="list-style-type: none"> - Risiko von Stranded Assets insbesondere bei höheren Förderniveaus (kann durch Clawback-Mechanismus und periodische Auszahlung zum Teil reduziert werden) - Anreize für marktgetriebenen Betrieb des Speichers (innerhalb des regulatorischen Rahmens)
 Umsetzbarkeit	<ul style="list-style-type: none"> - Im Vergleich zu anderen Fördermechanismen geringer administrativer Aufwand - Bereits bestehende Förderinstrumente wie IPCEI und CEF, die (weiter-)genutzt werden können

Tabelle 18 Investitionskostenförderung: Bewertung

5.2.5 Staatliche Investitionsgarantien

Bei einer staatlichen Investitionsgarantie sichert der Staat bzw. eine beauftragte zuständige Stelle (z. B. KfW) den Empfänger der Garantie vor bestimmten Ausfallrisiken ab (beispielsweise Ausgleich der Mindereinnahmen des Speicherbetreibers bei Ausfall eines eingeplanten Speichernutzers bzw. der Mehrkosten der anderweitigen Refinanzierung). Die Garantie bezieht sich im Besonderen auf Risiken, die nicht im Handlungsräum der Speicherbetreiber liegen oder sinnvoll privatwirtschaftlich abgesichert werden können. Bei einer Investitionsgarantie muss daher im Voraus möglichst spezifisch geregelt werden, gegen welche Risiken der Staat absichert und welche Risiken nicht anderweitig durch den Speicherbetreiber abgesichert werden können. Im Falle von Wasserstoffspeichern könnten abgesicherte Risiken zum Beispiel auch auf eine verspätete Fertigstellung des Anschlusses an das Wasserstoffnetz oder eine verspätete Umstellung geplanter Abnehmer auf Wasserstoff sein. Die Absicherung gegen solche strukturellen Risiken kann die Attraktivität frühzeitiger Investitionsentscheidungen erhöhen. Zudem kann eine staatliche Investitionsgarantie die Finanzierungskosten reduzieren, da bestimmte Risiken nicht (vollständig) vom Speicherbetreiber getragen werden müssen.

Inwiefern eine staatliche Investitionsgarantie Investitionsanreize schafft, hängt stark davon ab, was vertraglich als Risiko abgesichert wird. Es ist zwar davon auszugehen, dass einige strukturelle Risiken, die erheblichen Einfluss auf die Speichernachfrage haben könnten, abgesichert werden können. Da die Speichernachfrage aber von vielen Faktoren beeinflusst wird, ist es unwahrscheinlich, dass eine Investitionsgarantie alle möglichen Risiken abdeckt und gegebenenfalls auch bei Eintritt der entsprechenden versicherten Ereignisse alle Minderlöhne vollständig kompensieren würde. Daher würde das Mengenrisiko nur zum Teil oder indirekt adressiert werden, während das Preisrisiko hier gar nicht berücksichtigt ist. Obwohl Investitionsrisiken und damit Finanzierungskosten durch eine Investitionsgarantie reduziert werden können, bleibt es fraglich, ob durch das Instrument ausreichende Anreize für eine frühe Investitionsbereitschaft im initialen Markthochlauf geschaffen werden können. Als reines Absicherungsinstrument, das keine Förderlücke schließt, erscheint die Investitionsgarantie aber recht effizient, da es nur bei Eintritt spezifischer Ausfallereignisse zu einer Zahlung kommt. Andererseits kann eine Investitionsgarantie auch zur Übernahme zusätzlicher Risiken durch den Betreiber anreizen (Moral Hazard), sofern die Garantien eine zu starke Risikoübernahme vorsehen.

Eine adäquate Definition abgesicherter Risiken wäre daher der wichtigste Schritt bei einer Investitionsgarantie, die aber bei etwaigem Eintritt jeweils eine projektspezifische Prüfung verlangen würde. Diese würde voraussichtlich durch (Förder-)Banken mit entsprechender Erfahrung erfolgen und würde so bestehende Expertise und vorhandene Ressourcen effektiv nutzen. Eine Investitionsgarantie könnte gegebenenfalls auch auf höhere Akzeptanz stoßen als andere Fördermodelle, da staatliche Zahlungen nur bei Eintritt vorab definierter Ereignisse anfallen.

Tabelle 19 bietet einen Überblick über die Bewertung des Investitionsgarantiemodells.

Kriterium	Bewertung
Effektivität 	<ul style="list-style-type: none"> - Mengenrisiko wird nur teilweise adressiert, das heißt bei Ausfall aufgrund vorab definierter Ereignisse mit anteiligen Rückgaben; Preisrisiko wird nicht direkt adressiert, damit für sich genommen keine Schaffung einer ausreichenden Investitionssicherheit - Investitionsrisiken und damit Finanzierungskosten werden reduziert, dadurch kann eine höhere und frühere Investitionsbereitschaft erzeugt werden. - Eher als komplementäres Absicherungsinstrument (Risk Sharing) geeignet
 Effizienz	<ul style="list-style-type: none"> - Führt nur zu Zahlungen bei Eintritt spezifischer Ausfallereignisse bei gleichzeitig positivem Effekt auf Finanzierungsrisiken und damit gegebenenfalls niedrigeren zusätzlichen Förderbedarfen - Moral Hazard: Könnte Investoren zur Übernahme zusätzlicher Risiken anreizen, sofern Garantien eine zu starke Risikoübernahme vorsehen
 Umsetzbarkeit	<ul style="list-style-type: none"> - Notwendigkeit projektspezifischer Prüfung, allerdings voraussichtlich durch (Förder-)Banken mit entsprechender Erfahrung - Soziale Akzeptanz, da staatliche Zahlungen nur im Falle des Eintritts vorher definierter Ereignisse anfallen, die aber selbst adäquat sein müssen

Tabelle 19 Staatliche Investitionsgarantie: Bewertung

5.2.6 Staatliche Beauftragung von Wasserstoffspeichern

Bei einer staatlichen Beauftragung von Speichern könnte der Staat über ein existierendes oder neu gegründetes bundeseigenes Unternehmen direkt Speicher beauftragen und/oder betreiben. Eine Variante wäre die direkte Beauftragung eines bundeseigenen Unternehmens (z. B. Securing Energy for Europe GmbH, SEFE), Speicher zu errichten und zu betreiben. Alternativ könnte der Staat ein privates Speicherunternehmen beauftragen, Speicher zu bauen. Diese könnten dann über ein vereinbartes (fixes) Entgelt durch den Staat vergütet werden, während zum Beispiel ein bundeseigenes Unternehmen wie SEFE für die Weitervermarktung eingekaufter Kapazitäten zuständig wäre.

In beiden Varianten übernimmt der Staat weitgehend vollständig die Investitions-, Betriebs- und Vermarktrisiken. Eine solche Option erscheint also nur dann sinnvoll, wenn andernfalls von einem Marktversagen in allen oben genannten Bereichen auszugehen wäre, das heißt beispielsweise auch im Bereich der Vermarktung von Speicherkapazitäten und der damit einhergehenden Koordinierung zwischen Marktteilnehmern selbst.

Eine staatliche Beauftragung von Speichern wäre zwar sehr effektiv, da es das Mengen- und das Preisrisiko adressiert und eine hohe Planungssicherheit und staatliche Kontrolle des Ausbaus während des Markthochlaufs gewährleistet. Allerdings impliziert die staatliche Beauftragung eine vollständige Übernahme relevanter Risiken durch den Staat und eine Marktverzerrung gegenüber anderen privaten Marktteilnehmern. Zudem wäre eine staatliche Beauftragung mit einem sehr hohen Finanzierungsbedarf verbunden, der ausschließlich vom Staat gestemmt werden müsste. Zuletzt gäbe es voraussichtlich sehr wenig Akzeptanz bei privaten Wasserstoffspeicherunternehmen und die Vereinbarkeit mit dem EU-Beihilferecht müsste aufgrund der sehr weitgehenden staatlichen Intervention geprüft werden.

Tabelle 20 bietet einen Überblick über die Bewertung der direkten staatlichen Beauftragung von Wasserstoffspeichern.

Kriterium	Bewertung
 Effektivität	<ul style="list-style-type: none"> - Adressiert Mengen- und Preisrisiko - Schafft hohe Effektivität im Sinne des Ausbaus, allerdings je nach Ausgestaltung vor allem des staatlich gesteuerten Ausbaus - Hohe Planungssicherheit und Kontrolle über den Ausbau während des Markthochlaufs
 Effizienz	<ul style="list-style-type: none"> - Vollständige Übernahme der Risiken durch den Staat, inklusive Vermarktrisiken - Marktverzerrung gegenüber anderen Marktteilnehmern - Erlaubt keine marktnahe Förderung von privaten Speicherbetreibern, insbesondere da keine Notwendigkeit zur privatwirtschaftlichen Vermarktung von Speicherkapazitäten besteht

 Umsetzbarkeit	<ul style="list-style-type: none"> - Voraussichtlich keine Akzeptanz bei privaten Wasserstoffspeicherunternehmen - Hohe staatliche Risikoübernahme und staatlicher Finanzierungsbedarf - Unklare Umsetzung der EU-Auflagen zur Privatisierung von SEFE - Gegebenenfalls Herausforderungen bei der beihilferechtlichen EU-Genehmigung
---	--

Tabelle 20 Staatliche Beauftragung: Bewertung

5.2.7 Nachfrageseitige Instrumente (Förderung oder Quote)

Ein alternativer Ansatz zu den in den vorherigen Kapiteln bewerteten Instrumenten zur direkten Förderung von Speicherbetreibern ist die indirekte Förderung von Wasserstoffabnehmern und damit potenziellen Wasserstoffspeichernutzern. Diese Förderung würde die Speichernutzung also indirekt im Rahmen bestehender oder neu zu etablierender, gegebenenfalls nachfragesektorspezifischer Födererrichtlinien und -systeme anreizen, beispielsweise im Kontext der Klimaschutzverträge und der IPCEI zum Wasserstoffeinsatz in der Industrie oder der Kraftwerksstrategie-(KSV-)Ausschreibungen zur Förderung des Wasserstoffeinsatzes in Gas- bzw. dezidierten Wasserstoffkraftwerken im Strommarkt.

Wasserstoffspeicher Kosten können im Rahmen nachfrageseitiger Förderinstrumente explizit berücksichtigt werden, um Anreize für die Speichernutzung zu schaffen. Innerhalb dieser nachfrageseitigen Födersysteme wären zum Beispiel ein Förderbetrag zur Speichernutzung pro genutzter Speichereinheit oder eine nutzungsunabhängige Pauschalzahlung für die Speichernutzung vorstellbar. Im Rahmen der KSV-Ausschreibungen für Wasserstoffkraftwerke wird beispielsweise ein pauschaler Risikoaufschlag in Erwägung gezogen, der auch die Strukturierungs- bzw. Speicher Kosten berücksichtigt, um bei der Bestimmung von Referenzkosten für den Einsatz von Wasserstoff die Differenzkosten zum Erdgaseinsatz in umzustellenden Gaskraftwerken zu berechnen. Hier werden dem Kraftwerksbetreiber also die Differenzkosten zwischen Wasserstoff- und Erdgaseinsatz, inklusive voraussichtlich anfallender Strukturierungskosten, für einen vorab definierten Zeitraum ausgeglichen. Eine nutzungsabhängige Berücksichtigung von Speicher Kosten, die dem Wasserstoffkraftwerk ausgeglichen würden, wäre zwar unter Umständen präziser, allerdings würden sich damit voraussichtlich erhebliche Aufwände der granularen Nachverfolgung tatsächlicher Speichernutzung ergeben, was die Umsetzbarkeit eines solchen Ansatzes beeinträchtigt.

Ein weiteres mögliches nachfrageseitiges Modell ohne dezidierte Förderung, das insofern auch haushaltsneutral wäre, ist die Einführung einer Quotenverpflichtung in bestimmten oder allen relevanten Sektoren zur Schaffung einer gesicherten Nachfrage für Wasserstoff (oder für weitere definierte Energieträger wie erneuerbare Kraftstoffe, inklusive Wasserstoffderivaten, oder Grüngas, einschließlich Biomethan). Aus dieser sicheren Nachfrage nach Wasserstoff ließe sich wiederum eine potenzielle Speichernachfrage vermuten. Bei der Einführung und Ausgestaltung einer etwaigen Quote stellen sich aber vielfältige Folgefragen, die weiter zu analysieren wären, jedoch über den Rahmen dieses Berichts hinausgehen (z. B. Quotenverpflichtete, Sektoren, Energieträger, Wechselwirkungen mit anderen Instrumenten wie dem Emissionshandelssystem etc.).

Durch eine nachfrageseitige Förderung werden das Preis- und das Mengenrisiko jeweils nur indirekt adressiert. Insbesondere hinsichtlich des Mengenrisikos ist fraglich, ob über die Förderung der potenziellen Speichernutzung bzw. die Quotenverpflichtung ausreichende Investitionssicherheit für Speicherbetreiber entsteht, da der Umfang der Speichernutzung für Betreiber unsicher bleibt. Bei der Quotenverpflichtung sind der Umfang der Risikoabsicherung und der damit einhergehende Investitionsanreiz zudem abhängig von

dem Ambitionsniveau der Quote. Es besteht daneben ein Risiko der Über- oder Unterförderung, da Speichernutzer sehr heterogen sind, was die Parametrisierung der Förderung auf der Nachfrageseite gegebenenfalls komplex macht und die Frage besteht, inwiefern eine gezahlte Förderung über eine erhöhte Zahlungsbereitschaft an Speicherbetreiber weitergereicht wird. Ein solcher Förderansatz hat eventuell Vorteile bei der Umsetzung, da es keine Notwendigkeit gibt, ein eigenes Fördersystem für Speicherbetreiber zu etablieren. Stattdessen besteht die Möglichkeit, auf existierenden Systemen aufzubauen, die allerdings ebenfalls angepasst werden müssten. Im Falle einer Quote wären keine zusätzlichen Fördergelder notwendig, das heißt, sie wäre zunächst haushaltsneutral auszugestalten, zumindest sofern die Quote keine flankierende Förderung für ihre Umsetzung durch Verpflichtete erfordert.

Tabelle 21 bietet einen Überblick über die Bewertung von nachfrageseitigen Instrumenten für potenzielle Speichernutzer als indirektes Fördersystem für Wasserstoffspeicher.

Kriterium	Bewertung
Effektivität	<p>0</p> <ul style="list-style-type: none"> - Adressiert Preis- und Mengenrisiko nur indirekt - Insbesondere hinsichtlich des Mengenrisikos ist fraglich, ob über die Förderung der potenziellen Speichernutzung bzw. die Quotenverpflichtung ausreichende Investitionssicherheit für Speicherbetreiber entsteht, da der Umfang der Speichernutzung unsicher bleibt. Bei einer Quotenverpflichtung sind der Anreiz und der Umfang abhängig vom Ambitionsniveau der Quote. - Für Speichernutzer ohne Förderung bzw. Quotenverpflichtung entstehen keine zusätzlichen Anreize.
Effizienz	<p>0</p> <ul style="list-style-type: none"> - Gefahr der Über- oder Unterförderung, da Parametrierung der Förderung für die Speichernutzung im Detail komplex und über die Speichernutzer hinweg heterogen ist; bei Quote nicht relevant - Erlaubt ein möglichst marktnahes Betreiber- und Vermarktungsmodell (im Rahmen des Regulierungsmodells) für Speicherbetreiber ohne Einfluss eines dezidierten Fördermodells
Umsetzbarkeit	<p>0</p> <ul style="list-style-type: none"> - Keine Notwendigkeit, eigenes Fördersystem für Speichernutzer zu etablieren; im Falle einer Quote keine Notwendigkeit zusätzlicher Fördergelder, allerdings muss Quote etabliert werden - Komplexität in der Festlegung des Förderniveaus für Speichernutzer, da Anforderungsprofile und damit Förderbedarfe für verschiedene Nutzer unterschiedlich ausfallen

Tabelle 21 Nachfrageseitige Instrumente: Bewertung

5.2.8 Bewertungsübersicht

Nachfolgende Tabelle 22 bietet eine Bewertungsübersicht über alle in Kapitel 5.2.1 bis 5.2.7 untersuchten Fördermechanismen.

Modell / Kriterium	Kriterium 1: Effektivität	Kriterium 2: Förderkosteneffizienz	Kriterium 3: Umsetzbarkeit
Nutzungs-unabhängiger Minimalerlös / Erlösbasierter CfD	 Preis- und Mengenrisiken werden adressiert Garantiert Mindesteinnahmen und schafft dadurch den Anreiz, früh zu investieren	 Anreize für den Verkauf von Speicherleistung Vermeidet Überförderung und ein Phase-out der Förderung geschieht automatisch Staat kann an marktlichen Mehreinnahmen beteiligt werden	 Erfordert Etablierung eines neuen Fördersystems Wird von Speicherbetreibern als anschlussfähig zu geplanten Betreibermodellen gesehen Starke Risikoübernahme durch den Staat
Nutzungs-unabhängige fixe Erlösprämie	 Preis und Mengenrisiken werden zum Teil behoben, allerdings gegebenenfalls weniger stark als beim Minimalerlösmodell (abhängig von Höhe der Prämie)	 Anreize für den Verkauf von Speicherleistung Fixe Erlösprämie erzeugt Risiko einer Überförderung (das aber durch Erlösobergrenze reduziert werden kann)	 Erfordert Etablierung eines neuen Fördersystems Festlegung der Erlösprämie zunächst simpler als Minimalerlösmodell Gefahr der Über- oder Unterförderung gefährdet gegebenenfalls Akzeptanz des Modells
Nutzungs-abhängige Prämienmodelle	 Adressiert nur Preisrisiko, nicht Mengenrisiko Garantiert voraussichtlich keine ausreichende Investitionssicherheit für Speicherbetreiber	 Anreiz zur Vermarktung Mögliche Überförderung kann mit Abschöpfungsmechanismus reduziert werden Geringere Risikoübernahme durch den Staat, aber kein automatischer Förder-Phase-out	 Erfordert Etablierung eines neuen Fördersystems Notwendigkeit der Differenzierung nach unterschiedlichen Referenzwerten Gegebenenfalls höhere politische Akzeptanz
Investitions-kostenförderung	 Reduktion von Finanzierungskosten Keine direkte Absicherung des Preis- und Mengenrisikos	 Risiko von Stranded Assets insbesondere bei höheren Förderniveaus	 Geringerer administrativer Aufwand

		Anreize für marktgetriebenen Betrieb des Speichers	Kann auf bestehenden Förderinstrumenten aufbauen
Staatliche Investitionsgarantien	 <p>Mengenrisiko wird nur teilweise adressiert Preisrisiko wird nicht direkt adressiert Investitionsrisiken und damit Finanzierungskosten werden reduziert, das heißt (komplementäres) Risk-Sharing-Instrument</p>	 <p>Führt nur zu Zahlungen bei Eintritt spezifischer Ausfallereignisse Moral Hazard: Könnte Investoren zur Übernahme zusätzlicher Risiken anreizen</p>	 <p>Notwendigkeit projektspezifischer Prüfung (z. B. durch KfW) Soziale Akzeptanz, da staatliche Zahlungen nur bei Eintritt vorab definierter Ereignisse anfallen</p>
Staatliche Beauftragung von Speichern	 <p>Adressiert Volumen- und Preisrisiko Hohe Effektivität im Sinne des (staatlich gesteuerten) Ausbaus Hohe Planungssicherheit und staatliche Kontrolle über den Ausbau</p>	 <p>Vollständige Übernahme der Risiken durch den Staat Marktverzerrung gegenüber anderen Marktteilnehmern Keine marktnahe Förderung von privaten Speicherbetreibern</p>	 <p>Keine Akzeptanz bei privaten Wasserstoffspeicherunternehmen Unklare Umsetzung der EU-Auflagen zur Privatisierung von SEFE Hohe Risikoübernahme durch den Staat reduziert gegebenenfalls soziale Akzeptanz</p>
Nachfrageseitige Förderinstrumente / indirekte Förderung von Speichernutzern (Ausgestaltung als Förderrichtlinie oder Quoteninstrument)	 <p>Adressiert Preis- und Mengenrisiko nur indirekt Für Speichernutzer ohne Förderung bzw. Quotenverpflichtung entstehen keine zusätzlichen Anreize Umfang der angereizten Speichernutzung bleibt unsicher</p>	 <p>Gefahr der Über- oder Unterförderung für die Speichernutzung, da Parametrierung herausfordernd ist und nur indirekte Lenkungswirkung auf Speicherausbau besteht Erlaubt ein marktnahes Betreiber- und Vermarktungsmodell für Speicherbetreiber</p>	 <p>Keine Notwendigkeit, ein eigenes Fördersystem für Speichernutzer zu etablieren Komplexität in der Festlegung des Förderniveaus für Speichernutzer</p>

Tabelle 22 Fördermechanismen: Bewertungsübersicht

5.3 Beschreibung und Bewertung von Allokationsmechanismen

Nachfolgend werden drei Allokationsmechanismen beschrieben, die jeweils zur Allokation der im vorherigen Kapitel bewerteten Fördermechanismen (inklusive Festlegung der Förderhöhe) genutzt werden können⁶³:

- Wettbewerbliche Ausschreibungen (Kapitel 5.3.1)
- Zuwendungsverfahren mit projektspezifischer Festlegung der Förderung (Kapitel 5.3.2)
- Einheitliche, regelbasierte Festlegung der Förderung für alle berechtigten Projekte (Kapitel 5.3.3)

Kapitel 5.3.4 bietet eine zusammenfassende Bewertungsübersicht über die oben genannten Allokationsmechanismen.

5.3.1 Wettbewerbliche Ausschreibungen

Ausschreibungen erlauben die wettbewerbsbasierte Allokation verfügbarer Fördermittel bzw. zu fördernder Speicherkapazitäten an den niedrigstbietenden Ausschreibungsteilnehmer (hier: Speicherbetreiber oder gegebenenfalls Speichernutzer). Bei ausreichendem Wettbewerb (das heißt, das Ausschreibungsvolumen ist geringer als die aggregierte Gebotsmenge, hier die Speicherkapazität, oder das verfügbare Förderbudget) tragen wettbewerbliche Ausschreibungen zur Förderkosteneffizienz bei, da aufgrund des so etablierten Wettbewerbsdrucks nur Projekte mit den geringsten Förderbedarfen bezuschlagt werden. Die Gebotsauswahl kann dabei beispielsweise auf der Basis der geringsten gebotenen Minimalerlöse (z. B. für erlösbasierten CfD), des geringsten gebotenen anzulegenden Wertes (preisbasierte Prämie) oder des geringsten gebotenen CAPEX-Förderbedarfs (Investitionskostenförderung) erfolgen.

Wettbewerbliche Ausschreibungsverfahren erlauben dem Fördergeber eine weitreichende Kontrolle über den geförderten Zubau durch die Festlegung von Ausschreibungsvolumen (z. B. Speicherkapazität). Ausschreibungsvolumen können über verschiedene Ausschreibungsruunden hinweg so parametriert werden, dass sie im Einklang mit zuvor ermittelten Speicherbedarf (szenariobasiert) im Zeitverlauf stehen. Das ermöglicht eine staatliche Steuerung des Speicherzubaus in der Hochlaufphase. Zudem erhöht die einheitliche Bewertung der abgegebenen Gebote auf der Basis des Gebotspreises und gegebenenfalls (weniger) zusätzlicher qualitativer Zuschlagskriterien die Transparenz von Förderentscheidungen gegenüber anderen Förderallokationsmechanismen.

Im Vergleich zu kostenbasierten Zuwendungsverfahren (siehe Kapitel 5.3.2) ist die administrative Umsetzung von wettbewerblichen Ausschreibungen, insbesondere nach Einführung des Ausschreibungsrahmens, häufig schlanker und damit für die umsetzende Stelle effizienter zu bewerkstelligen. Zudem kann die Bundesnetzagentur als mögliche Stelle für Wasserstoffspeicherausschreibungen auf über 10 Jahre Erfahrung bei der Ausgestaltung und Implementierung wettbewerblicher Förderausschreibungen für erneuerbare Energien zurückgreifen.

Ein spezifisches Ausschreibungsdesign kann zur Kontrolle über die Förderkosten bei unzureichendem Wettbewerb und die Auswahl entlang vorab definierter Projektspezifika (z. B. Technologie, Realisierungsdauern und Standorte) beitragen. Die Definition von Höchstpreisen, oberhalb derer Gebote ausgeschlossen werden, kann insbesondere im Falle unzureichenden Wettbewerbs exzessive Förderkosten für den

⁶³ Beispielsweise könnte eine Investitionskostenförderung im Rahmen von wettbewerblichen Ausschreibungen an den oder die Bieter mit den geringsten Förderbedarfen in €/MW vergeben oder im Rahmen eines kostenbasierten Zuwendungsverfahrens ausgeschüttet werden.

Staat vermeiden. Zur Sicherstellung der Realisierung innerhalb vorab definierter Zeiträume eignen sich adäquate Pönenal (beispielsweise sogenannte Realisierungsgarantien, die vom Bieter vorab hinterlegt werden müssen und im Falle einer verspäteten Realisierung eingezogen werden können), die Anreize zur frühzeitigen Realisierung schaffen. Zudem erlauben spezifische Präqualifikations- bzw. Mindestanforderungen es dem Fördergeber, die Ausschreibung entlang politischer Prioritäten zuzuschneiden, etwa hinsichtlich der genutzten Speichertechnologie, des Reifegrads der genutzten Technologie, des Vorliegens notwendiger Genehmigungen (z. B. zur Außerbetriebnahme von Erdgasspeichern bei Umrüstung), des geplanten Speicherstandorts oder des Bestehens (vertraglicher) Vereinbarungen mit zukünftigen Speichernutzern.

Weitere zentrale Ausschreibungselemente, die es bei einem ausschreibungsbasierten Verfahren zur Allokation von Fördermitteln zu definieren gilt, beinhalten unter anderem:

- **Allgemeine Ausschreibungselemente** (z. B. Ziel der Ausschreibung, auktionsiertes Gut und Adressaten der Ausschreibung, Ausschreibungsvolumen, Zuschlagskriterien und Regeln zur Gebotsreihung, quotierte Segmente, beispielsweise zur Technologiedifferenzierung)
- **Präqualifikationsanforderungen** (z. B. Genehmigungen, Vereinbarungen zwischen Speicherbetreiber und Speichernutzern, Technologie, Standort)
- **Ausschreibungselemente, die das Ausschreibungsverfahren definieren** (z. B. ein- oder zweistufige Bieterverfahren, statische oder dynamische Ausschreibungsformate, Preisregel, beispielsweise Pay-as-bid- oder Pay-as-cleared-Verfahren)
- **Ausschreibungselemente, die Rechte und Pflichten der Bieter definieren** (z. B. maximale Realisierungszeiten, Sanktionierung von Nichtrealisierung, Zahlungsplan, Berichtspflichten)
- **Ausschreibungsrahmenbedingungen** (z. B. Ausschreibungszeitplan und Häufigkeit von Auktionsrunden, durchführende Stelle)

5.3.2 Zuwendungsverfahren mit projektspezifischer Festlegung der Förderung

Zuwendungsverfahren werden in vielen nationalen und europäischen Förderkontexten und -richtlinien genutzt (z. B. IPCEI, CEF). Sie erlauben eine projektspezifische und kostenbasierte Festlegung des Förderniveaus. Hierbei muss der Antragsteller typischerweise die relevanten Projektkosten gegenüber der durchführenden Stelle offenlegen, auf deren Basis sodann ein Förderniveau nach für das entsprechende Verfahren vorgegebenen Regeln bestimmt wird (z. B. Anteil förderfähiger Investitionskosten). Im Kontext eines Förderrahmens für Wasserstoffspeicher wäre eine projektspezifische Festlegung beispielsweise von gewährten Minimalerlösen (z. B. im Fall eines erlösbasierter CfD), eines anzulegenden Wertes (bei preisbasierten Prämienmodellen) oder der Höhe der CAPEX-Förderung vorstellbar.

Kostenbasierte Zuwendungsverfahren können sowohl wettbewerbsbasiert (z. B. als Förderwettbewerb) als auch ohne dezidierte Wettbewerbskomponente durchgeführt werden (*first come, first served*). Im ersten Fall können spezifische Aufrufe zur Einreichung von Vorschlägen (Calls for Proposals) mit fixen Budgets organisiert werden, wobei Speicherprojekte mit den niedrigsten Bereitstellungskosten und damit Förderbedarfen bzw. im Falle zusätzlicher qualitativer Kriterien (z. B. Realisierungsdauer, bestehende Vereinbarungen mit potenziellen Nutzern) mit der besten Gesamtbewertung eine entsprechende Förderung erhalten. Im zweiten Fall würde eine Bezugslagung von Fördermitteln nach dem Zeitpunkt des Einreichens und im Falle eines positiven Förderbescheids erfolgen, bis das bereitgestellte Budget ausgeschöpft ist.

Je nach Ausgestaltung ermöglichen kostenbasierte Verfahren die Förderung spezifischer Projekte (z. B. spezifische Standorte, Technologien), das heißt, sie erlauben eine hohe Kontrolle über die geltenden Förderkriterien. Allerdings sollte darauf hingewiesen werden, dass beihilferechtliche EU-Vorgaben im Falle kostenbasierter Zuwendungsverfahren in der Regel strenger ausfallen als bei wettbewerblichen Ausschreibungen, die entsprechenden Anforderungen genügen (z. B. Maßnahmen zur Sicherstellung von Wettbewerb, Technologieoffenheit). Dies betrifft beispielsweise das Bestehen von maximalen Beihilfeintensitäten, sofern eine Förderung nicht ausschreibungsbasiert ermittelt wurde.

Zudem ziehen kostenbasierte Zuwendungsverfahren häufig einen höheren Verwaltungsaufwand nach sich als insbesondere wettbewerbliche ausschreibungsbasierte Verfahren, da bei der Fördervergabe eine individuelle Projektbewertung anhand verschiedener, auch qualitativer Kriterien erfolgt. Dies kann sich auch negativ auf die Komplexität und Dauer des Vergabeverfahrens auswirken und erhöht, insbesondere im Vergleich zu wettbewerblichen Ausschreibungen, die Gefahr der Intransparenz von Förderentscheidungen, da bei Letzteren die Auswahl in der Regel preisbasiert und gegebenenfalls anhand weniger qualitativer (aber im Rahmen der Bewertung quantifizierbarer) Kriterien erfolgt.

5.3.3 Einheitliche, regelbasierte Festlegung der Förderung

Eine regelbasierte Festlegung der Förderung bzw. der regulierten Einnahmen von Speichern beinhaltet ein einheitliches (regulatorisches) Verfahren für berechtigte Speicherprojekte auf der Basis einer vorab definierten Methode zur Bestimmung von Referenzkosten (CAPEX, fixe OPEX, variable OPEX) sowie einer eingeräumten Eigenkapitalverzinsung. Die Festlegung würde voraussichtlich durch die zuständige Regulierungsbehörde, das heißt im Falle Deutschlands durch die Bundesnetzagentur, erfolgen. Auf dieser Basis könnten beispielsweise eingeräumte Minimalerlöse (im Falle erlösbasierter CfDs) oder Referenzentgelte (bei preisbasierten Prämienmodellen) bestimmt werden.

Eine regelbasierte Festlegung der Förderung erlaubt eine hohe Kontrolle über das eingeräumte Förderniveau durch die Regulierungsbehörde. Allerdings müsste der Einklang mit ermittelten Speicherbedarfen im Sinne einer Steuerung des Ausbaus explizit sichergestellt werden (z. B. im Rahmen einer szenariobasierten Speicherplanung analog zur Netzplanung). Aufgrund der fehlenden Wettbewerbskomponente besteht zudem die Gefahr, dass insbesondere bei falscher Parametrierung auch vergleichsweise teure Projekte gefördert würden. Zudem ist die Festlegung projektspezifischer kostendeckender Erlöse für verschiedene Wasserstoffspeicher mit diversen Anforderungsprofilen inhärent komplex, sodass Fehlparametrierungen möglich sind. Daneben ist auf die Vereinbarkeit mit dem Unionsrecht zu achten, zum Beispiel hinsichtlich der Sicherstellung fairer Wettbewerbsbedingungen. Eine weitergehende diesbezügliche Prüfung wäre notwendig, sofern ein entsprechender Förderallokationsansatz gewählt würde.

5.3.4 Bewertungsübersicht

Nachfolgende Tabelle 23 bietet eine Übersicht über die Vorteile und Herausforderungen der zuvor beschriebenen Allokationsmechanismen.

	Vorteile	Herausforderungen
Wettbewerbliche Ausschreibung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wettbewerbliche Preisfindung der Förderbedarfe trägt zur Förderkosteneffizienz bei ▪ Hohe Kontrolle über den geförderten Speicherzubau durch Festlegung von Ausschreibungsvolumen ▪ Transparenz der Fördervergabe auf der Basis einer einheitlichen Bewertung anhand des Gebotspreises und gegebenenfalls zusätzlicher Kriterien ▪ Ermöglicht eine effiziente administrative Umsetzung (auch aufgrund langjähriger Erfahrung der Bundesnetzagentur mit Förderausschreibungen) ▪ Ausschreibungen können über ein geeignetes Ausschreibungsdesign auf politische Prioritäten zugeschnitten werden (z. B. im Sinne der Förderkostenkontrolle oder des Anreizens von Projekten mit spezifischen Charakteristika) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Gegebenenfalls weniger Kontrolle über spezifische Projektcharakteristika wie Standort und Technologie (allerdings können sie über die Implementierung spezifischer Designelemente angereizt bzw. gesteuert werden) ▪ Kosten der Förderung sind im Voraus nicht klar und können bei nicht ausreichendem Wettbewerb zu hoch ausfallen (allerdings können Höchstpreise exzessive Förderkosten verhindern)
Kostenbasiertes Zuwendungsverfahren	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Hohe Kontrolle über geltende Förderkriterien, sodass spezifische Projekte oder Projekte mit spezifischen Charakteristika flexibel gefördert werden können ▪ Hohe Kontrolle über den geförderten Speicherzubau über bereitgestellte Förderbudgets 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Beihilferechtliche EU-Vorgaben fallen in der Regel strenger aus als bei wettbewerblichen Ausschreibungen (z. B. hinsichtlich der maximalen Beihilfeintensität) ▪ Gegebenenfalls hoher Verwaltungsaufwand aufgrund individueller Projektbewertung ▪ Je nach Ausgestaltung (z. B. Anzahl der Bewertungskriterien) unter Umständen hohe Komplexität und Gefahr der Intransparenz von Förderentscheidungen
Einheitliche, regel-basierte Festlegung der Förderung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Hohe Kontrolle über das eingeräumte Förderniveau (durch Regulierungsbehörde) ▪ Hohe Transparenz aufgrund des einheitlichen, regelbasierten Verfahrens 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Komplexität der Festlegung kostendeckender Erlöse bzw. Entgelte für Wasserstoffspeicher ▪ Bei falscher Parametrierung gegebenenfalls auch Förderung von zu teuren Projekten

Tabelle 23 Allokationsmechanismen: Bewertungsübersicht

5.4 Beschreibung und Bewertung von Refinanzierungsmechanismen

In diesem Kapitel werden drei mögliche Refinanzierungsmechanismen, die zur Refinanzierung der durch die in Kapitel 5.2 beschriebenen Fördermechanismen erzeugten Förderkosten dienen können, beschrieben und kurz bewertet:

- Refinanzierung aus Haushaltssmitteln des Bundes (Kapitel 5.4.1)
- Refinanzierung über Amortisationskonto (Kapitel 5.4.2)
- Refinanzierung über Umlagemechanismus (Kapitel 5.4.3)

Kapitel 5.4.4 bietet eine zusammenfassende Bewertungsübersicht zu den oben genannten Refinanzierungsmechanismen.

5.4.1 Refinanzierung aus Haushaltssmitteln des Bundes

Eine Refinanzierung von Förderkosten durch den Bundeshaushalt bzw. relevante Sondervermögen stellt die direkteste, da staatliche Refinanzierung von Förderkosten dar. Dieser Ansatz wird derzeit beispielsweise bei der Refinanzierung von Förderkosten der Erneuerbare-Energien-Förderung im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) und weiterer Förderrichtlinien wie der Klimaschutzverträge für die Industrie (KSV) genutzt, die über den Klima- und Transformationsfonds (KTF) finanziert werden, der bereits 3,8 Milliarden Euro für den Aufbau der Wasserstoffindustrie bereitstellt.⁶⁴

Der KTF könnte im Grundsatz auch für die Refinanzierung der Förderkosten des Wasserstoffmarkthochlaufs genutzt werden, allerdings ergeben sich gegebenenfalls Herausforderungen bei der Mittelverfügbarkeit. Insbesondere aufgrund des Urteils des Bundesverfassungsgerichts und der damit einhergehenden Streichung von 60 Milliarden Euro aus der Rücklage des Fonds haben sich die Handlungsspielräume zur Refinanzierung zusätzlicher (Dekarbonisierungs-)Maßnahmen deutlich reduziert.⁶⁵ Zentrale Herausforderung einer Refinanzierung aus Haushaltssmitteln ist insofern die Verfügbarkeit ausreichender Mittel vor dem Hintergrund der vielfältigen Transformationsanforderungen, die an den Bund gestellt werden.

Obwohl eine politische Einigung zur Bereitstellung von Haushaltssmitteln damit unter Umständen herausfordernd ist, wäre eine Haushaltsfinanzierung vergleichsweise weniger komplex als andere Refinanzierungsoptionen, da kein eigener Refinanzierungsmechanismus (z. B. Amortisationskonto oder Umlagesystem) benötigt wird. Gleichzeitig ist die langfristige Einstellung von Haushaltssmitteln zur Deckung von Förderkosten über die gesamte Förderdauer (z. B. 15 Jahre) herausfordernd.

5.4.2 Refinanzierung über Amortisationskonto

Die Einführung eines Amortisationskontos erlaubt die intertemporale Verteilung anfänglich hoher Kosten des Wasserstoffspeicherhochlaufs bei einer gleichzeitig geringen Anzahl von Speichernutzern auf eine breitere Nutzerbasis in der Zukunft. In der frühen Hochlaufphase sind Zahlungsbereitschaften für Wasserstoffspeicher bzw. gegebenenfalls explizit gedeckelte Speicherentgelte voraussichtlich nicht ausreichend, um die Differenz zwischen hohen Investitionskosten und knappen Einnahmen aus Speicherentgelten angesichts weniger Erstnutzer zu decken. Der so entstehende Förderbedarf kann zunächst auf einem Amortisationskonto (AMK) zwischenfinanziert werden (z. B. über einen Kredit der KfW). Sobald zu einem späteren Zeitpunkt die Zahl der Speichernutzer steigt, kann der entstandene (verzinste) Fehlbetrag im Amortisations-

⁶⁴ <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/ktf-sondervermoegen-2207614>

⁶⁵ <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/der-klima-und-transformationsfonds-2024-2250738>

konto, beispielsweise über die Einführung einer (später einsetzenden) Refinanzierungsumlage auf alle Speichernutzer⁶⁶ oder eine spätere Anpassung regulierter Entgelte, ausgeglichen werden, das heißt, mit steigender Nutzung der Speicher sinkt das Defizit wieder. Die Detailausgestaltung eines intertemporalen Ausgleichskontos, insbesondere hinsichtlich der Höhe und des Zeitpunkts der Einführung einer Umlage sowie der Anpassung von Entgelten bzw. ihrer Berechnungsmethodik, ist dabei besonders wichtig. Denn eine zu frühe Erhebung von Umlagen oder Anpassung von Entgelten könnte den in Fahrt kommenden Speicherhochlauf hemmen, während ein zu später Zeitpunkt die Dauer der kreditfinanzierten Zwischenfinanzierung und damit die Zinskosten erhöht.

Das Amortisationskonto bietet damit im besten Fall eines erfolgreichen Markthochlaufs die vollständige nutzerbasierte und damit eine haushaltsneutrale Refinanzierung von Förderkosten. Sofern das Amortisationskonto allerdings nicht bis zu einem vorab definierten Zeitpunkt ausgeglichen sein sollte (z. B. aufgrund ausbleibender bzw. zu geringer Speichernutzung im Kontext eines insgesamt langsamer als erwarteten Wasserstoffmarkthochlaufs), erfolgt eine subsidiäre staatliche Absicherung, das heißt, der Bund gleicht den verbleibenden (verzinsten) Fehlbetrag aus. Die Speicherbetreiber müssten sich gegebenenfalls mit einem Selbstbehalt am Ausgleich des Fehlbetrags beteiligen. Damit fungiert das Amortisationskonto gleichzeitig als De-Risking-Maßnahme für Speicherbetreiber, was deren „Bankfähigkeit“ erhöhen kann.

Mit dem Amortisationskonto als vergleichsweise neuem Refinanzierungsmechanismus bestehen aufgrund seiner Nutzung im Kontext der Finanzierung des Wasserstoff-Kernnetzes dennoch bereits Erfahrungen. Gleichzeitig erhöht der dem intertemporalen Refinanzierungsmechanismus inhärente Zinseffekt die spezifischen Finanzierungskosten des Speicherhochlaufs insgesamt. Zudem kann die Höhe des Selbstbehals für Speicherbetreiber je nach Ausgestaltung die Bankfähigkeit der Projekte beeinträchtigen.

Das Amortisationskonto hat durch die intertemporale Kostenverteilung und eine etwaige staatliche Absicherung auch eine gewisse Förderfunktion, allerdings ist eine direkte Analogie zum eingeführten Mechanismus für das Kernnetz nicht gegeben. Im Kern ist das Amortisationskonto zunächst ein Refinanzierungsmechanismus von Förderkosten aufgrund nicht kostendeckender marktlicher Einnahmen, die (anfänglich) nicht durch Marktakteure getragen werden können. Eine Förderfunktion entsteht erst bei einer Deckelung von Entgelten auf eine nicht prohibitive Höhe für Nutzer, wobei entsprechende Fehlbeträge auf dem Amortisationskonto zwischenfinanziert und durch den Staat (zum Teil) abgesichert werden. Obwohl die zukünftige Regulierung für Wasserstoffspeicher noch aussteht, ist nicht davon auszugehen, dass die Deckelung auf ein einheitliches Hochlaufspeicherentgelt über alle zukünftigen Wasserstoffspeicher hinweg möglich ist. Eine direkte Analogie zur Finanzierung des Wasserstoff-Kernnetzes ist damit nicht zwangsläufig gegeben. Insofern ist vorstellbar, das Amortisationskonto vor allem als intertemporalen Refinanzierungsmechanismus zu betrachten, der die Kosten eines dezidierten Fördersystems absichert und finanziert (z. B. Förderkosten eines erlösbasierten CfD).

Zudem ist insbesondere das Mengenrisiko bei Wasserstoffspeichern erheblich höher als beim Wasserstoff-Kernnetz, sodass neben einem intertemporalen Refinanzierungsmechanismus ein expliziter Fördermechanismus notwendig erscheint. Anders als Wasserstoffnetze stellen Wasserstoffspeicher kein natürliches Monopol dar, sind für ihren Business Case aber gleichzeitig auf Investitionen entlang der gesamten Wasserstoffwertschöpfungskette angewiesen. Insbesondere für die ersten Wasserstoffspeicher, für die in einem noch nicht etablierten Markt- und Regulierungsumfeld Investitionsentscheidungen getroffen werden

⁶⁶ Frontier Economics (2024): Unveröffentlichte Studie, die den Autorinnen und Autoren im Juli 2024 in einem gemeinsamen Termin mit dem BMWK vorgestellt wurde.

müssen, damit sie angesichts langer Realisierungszeiten frühzeitig zur Verfügung stehen, erscheint eine dezierte Absicherung von Mindesterlösen daher notwendig, um die erheblichen Erlösunsicherheiten zu reduzieren und Investitionen zu ermöglichen. Möglicherweise anfallende Fehlbeträge bzw. Förderbedarfe, sofern die Markteinnahmen geringer ausfallen als die erforderlichen Minimalerlöse, könnten insofern auf einem Amortisationskonto zwischenfinanziert und zukünftig (z. B. über eine später einsetzende Umlage auf alle Speichernutzer) ausgeglichen werden. Gleichzeitig besteht über die Kombination von Minimalerlösmodell bzw. erlösbasierten CfDs und Amortisationskonto die Möglichkeit, dass anfängliche Fehlbeträge schon vergleichsweise frühzeitig auf dem Amortisationskonto ausgeglichen werden, sofern eine positive Marktentwicklung entsteht, die zu geringen Fehlbeträgen führt (z. B. aufgrund ansteigender Zahlungsbereitschaften und nachgefragter Speichermengen).

5.4.3 Refinanzierung über Umlagemechanismus

Eine Speicherumlage erlaubt die Umverteilung von Förderkosten auf eine breitere Basis von Marktteilnehmern. Diese Form der Refinanzierung wird bzw. wurde zum Beispiel im Rahmen der nicht mehr erhobenen EEG-Umlage bzw. der noch bestehenden KWKG-Umlage (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz) auf Stromendkundenpreise genutzt. Eine Umlage ermöglicht somit beispielsweise die faire Beteiligung von Nutzern an den Förderkosten und reduziert oder vermeidet sogar eine Refinanzierung über Haushaltssmittel (z. B. nutzerspezifische Umlage für Wasserstoffspeichernutzer). Daneben wäre im Grundsatz eine Verteilung von Förderkosten auf eine breitere Basis von weiteren Nutzergruppen, das heißt eine Quersubventionierung, vorstellbar (z. B. nutzerübergreifende Umlage für Wasserstoff- und Erdgasspeichernutzer).

Eine (sofort geltende) Umlage auf H2-Speichernutzer würde zu einer voraussichtlich prohibitiv hohen Belastung führen und könnte den Speicherhochlauf hemmen.⁶⁷ Eine Quersubventionierung widerspräche dem Prinzip der Verursachergerechtigkeit, nach dem die Nutzer einer Infrastruktur für die damit verbundenen Kosten grundsätzlich aufkommen sollten. Sollten die Speicherzyklen, wie vor allem für die Hochlaufphase erwartet, höher ausfallen als bei Erdgasspeichern, wären die Kosten bei Wasserstoffspeichern in Relation zur vorhandenen Speicherkapazität voraussichtlich deutlich höher als bei Erdgasspeichern, was zu einer zusätzlichen Belastung führen würde.⁶⁸ Auch deshalb wäre die Festlegung der umlagerelevanten Gruppen gegebenenfalls politisch schwierig bzw. könnte Akzeptanzprobleme bei den betroffenen Gruppen hervorrufen. Falls eine Umlage die Nutzer anderer regulierter Infrastrukturen betreffen sollte, müssten in jedem Fall die Grenzen des Artikel 5 Absatz 4 f. GasVO beachtet werden.

Eine später einsetzende Umlage zur Refinanzierung anfänglicher Förderbedarfe durch alle Speichernutzer (siehe Kapitel 5.5) scheint im Sinne der intertemporalen Verursachergerechtigkeit dagegen sinnvoll, ist allerdings rechtlich weiter zu prüfen. Andernfalls, das heißt bei speicher- und nutzerindividueller Zuordnung von Förderkosten über eine später einsetzende Umlage nutzerspezifischer Förderkosten, entstünde ein Nachteil für diese anfänglichen Nutzer. Das könnte Anreize schaffen, die Speicher zunächst nicht zu nutzen, während alle zukünftigen Speichernutzer „Free Rider“ der anfänglichen Marktentwicklung wären und keine Kosten für den Speicherhochlauf tragen würden.

⁶⁷ Hier von abzugrenzen ist die ebenfalls in Kapitel 5.4.3 beschriebene Möglichkeit der Einführung einer Speicherumlage für Nutzer, die erst zu einem späteren Zeitpunkt eingeführt würde, um den zwischenfinanzierten Fehlbetrag eines Amortisationskontos auszugleichen, sobald diese Kosten von Speichernutzern getragen werden können.

⁶⁸ Synthese der Interviewergebnisse

5.4.4 Bewertungsübersicht

Nachfolgende Tabelle 24 bietet eine Übersicht über die Vorteile und Herausforderungen der zuvor beschriebenen Refinanzierungsmechanismen.

	Vorteile	Herausforderungen
Refinanzierung aus Haushaltssmitteln des Bundes	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Erlaubt eine direkte Refinanzierung von Förderkosten durch den Staat ▪ Administrativ weniger komplex als andere Mechanismen, da kein zusätzlicher Mechanismus etabliert werden muss 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verfügbarkeit ausreichender Mittel vor dem Hintergrund zahlreicher weiterer Transformationsaufgaben und Förderbedarfe ▪ Langfristige Einstellung von Haushaltssmitteln zur Deckung von Förderkosten über die gesamte Förderdauer (z. B. über 15 Jahre)
Refinanzierung über Amortisationskonto	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bietet im Falle eines erfolgreichen Markthochlaufs die vollständige nutzerbasierte und damit eine haushaltsneutrale Refinanzierung von Förderkosten ▪ Kann als De-Risking-Maßnahme (Ausgleich des Staates bei Nichtdeckung des AMK in Zukunft) die Bankfähigkeit von Speicherbetreibern erhöhen ▪ Erfahrung aufgrund der Nutzung des AMK-Modells zur Finanzierung des Wasserstoff-Kernnetzes 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Zinseffekt erhöht spezifische Finanzierungskosten des Speicherhochlaufs ▪ Exit-Möglichkeit des Bundes und Höhe des Selbstbehalts können je nach Ausgestaltung die Bankfähigkeit der Projekte beeinträchtigen ▪ Bei nicht erfolgreichem Hochlauf und/oder falscher Ausgestaltung (z. B. zu kurze Laufzeit des AMK) entsteht ein Finanzierungsbedarf des Bundes, das heißt keine Haushaltsneutralität
Refinanzierung über Umlagemechanismus	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ermöglicht eine haushaltsneutrale Refinanzierung von Förderkosten (bzw. zumindest eine Reduktion der Finanzierungsbedarfe für den Bund) ▪ Ermöglicht faire Beteiligung an den Kosten durch die Nutzer (bei einer nutzerspezifischen Verteilung der Kosten, das heißt keine Quersubventionierung) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Eine Umlage auf die Wasserstoffspeichernutzer würde voraussichtlich zu einer prohibitiv hohen Belastung führen, die den Speicherhochlauf insgesamt hemmt. ▪ Eine Quersubventionierung widerspräche dem Prinzip der Verursachergerechtigkeit, nach dem die Nutzer einer Infrastruktur für die damit verbundenen Kosten grundsätzlich aufkommen sollten. ▪ Festlegung der umlagerelevanten Gruppen gegebenenfalls politisch schwierig und unter Umständen Akzeptanzprobleme bei den betroffenen Gruppen

Tabelle 24 Refinanzierungsmechanismen: Bewertungsübersicht

5.5 Handlungsempfehlungen

Dieses Kapitel fasst unsere Handlungsempfehlungen zum zukünftigen Finanzierungsmodell für Wasserstoffspeicher zusammen. Unsere Empfehlungen sind dabei wie folgt strukturiert:

- Empfehlungen zur Einführung des Regulierungsrahmens für Wasserstoffspeicher (Kapitel 5.5.1)
- Empfehlungen zum Fördermechanismus für Wasserstoffspeicher (Kapitel 5.5.2)
- Empfehlungen zum Allokationsmechanismus für Wasserstoffspeicher (Kapitel 5.5.3)
- Empfehlungen zum Refinanzierungsmechanismus für Wasserstoffspeicher (Kapitel 5.5.4)

5.5.1 Regulierungsrahmen: Einführung sollte frühzeitig angestrebt werden

Möglichst frühzeitig (gegebenenfalls bereits ab Ende des Bestandsschutzes im August 2026) und spätestens ab 2028 sollte ein reguliertes System durch die Bundesnetzagentur etabliert werden, das einen stabilen Investitionsrahmen für Speicherbetreiber schafft und frühzeitige Investitionsentscheidungen insbesondere für geplante Inbetriebnahmen in der Zeit ab 2030 ermöglicht. Bereits vor Einführung des finalen Regulierungsrahmens sollten dessen Eckpunkte bzw. Leitlinien so früh wie möglich an die Branche kommuniziert werden, um Unsicherheiten zu verringern und verzögerte Investitionsentscheidungen möglichst zu vermeiden. Im Zeitraum ab 2035 werden gemäß den im Rahmen dieses Vorhabens angefertigten Analysen bereits erhebliche Speicherbedarfe erwartet (bis zu 17 TWh im Jahr 2035, siehe Kapitel 2.2), die bei ausbleibender Investitionssicherheit durch einen Regulierungsrahmen nicht oder zu spät realisiert werden könnten.

Bis zur Einführung eines regulierten Systems müssen zwei Phasen unterschieden werden:

- **Für Wasserstoffspeicher mit (theoretischer) Fertigstellung vor August 2026** besteht mit Inkrafttreten der überarbeiteten EU-Gasrichtlinie im August 2024 für Mitgliedstaaten die Möglichkeit zur Einführung einer Bestandsschutzregel (Grandfathering) gemäß Artikel 37 (3). Demnach können Wasserstoffspeicherbetreiber bis August 2026 bilaterale Verträge zur Vermarktung von Speicherkapazitäten mit verhandelten Entgelten (Negotiated Third-Party Access) abschließen, die auch nach Einführung eines regulierten Systems für die gesamte verbleibende Vertragslaufzeit gelten.⁶⁹ Frühzeitig fertiggestellte Speicher erhalten dadurch einen expliziten Vorteil. Allerdings ist auf der Basis der bisherigen Ankündigungen von neuen und umgewidmeten Speichern in Deutschland vor Mitte 2026 nicht mit einer Inbetriebnahme von Wasserstoffspeichern in relevantem Umfang auszugehen.⁷⁰ Die in Artikel 37 (3) Gasrichtlinie vorgesehene Bestandsschutzregel hätte damit für den deutschen Kontext voraussichtlich, wenn überhaupt, nur eine sehr geringe praktische Relevanz. Für diese frühen Projekte wäre auch davon auszugehen, dass eine etwaige Investitionsentscheidung auf Basis der damals geltenden Rahmenbedingungen getroffen wurde. Dazu gehören die Nutzung bestehender Fördermöglichkeiten (insbesondere im Rahmen der Important Projects of Common European Interest (IPCEI) und der Connecting Europe Facility (CEF)) und die erwarteten Einnahmen über Speicherentgelte von Nutzern. Insofern erscheint zwar keine dezidierte Förderung für die Zeit bis Mitte 2026 notwendig, allerdings ist eine explizite Bestandsschutzregel gemäß Artikel 37 (3) Gasrichtlinie angesichts der voraussichtlichen geringen nationalen Implementierungsauf-

⁶⁹ Hier wird davon ausgegangen, dass bindende Verträge zur Vermarktung von Speicherkapazitäten zwischen Speicherbetreibern und Speichernutzern erst zum Zeitpunkt der Fertigstellung des Speichers abgeschlossen werden und die Bestandsschutzregel nicht für gegebenenfalls vorab abgeschlossene (Vor-)Verträge oder Vereinbarungen gilt (z. B. Vereinbarung zwischen Speicherbetreiber und Speichernutzer im Jahr 2025, Kapazitäten bei Fertigstellung im Jahr 2030 zu vermarkten).

⁷⁰ Bis Mitte 2026 sind nur vier Speicherprojekte mit einer Kapazität von ca. 200 GWh Arbeitsspeichervolumen angekündigt.

wände dennoch sinnvoll, um die durch die Grandfathering-Regel in Artikel 37 (3) Gasrichtlinie eingeräumten Vorteile für wider Erwarten früh realisierte Projekte sicherzustellen.

- **Für Wasserstoffspeicher mit Fertigstellung ab August 2026 bis zur Einführung eines regulierten Systems** gilt kein Bestandsschutz mehr, auch wenn sie bis zur Einführung eines regulierten Systems Entgelte grundsätzlich bilateral verhandeln können. Im Gegensatz zur vorangegangenen Phase vor August 2026 müssten diese Projekte allerdings zum Zeitpunkt der Einführung eines regulierten Systems in dieses überwechseln (spätestens bis Ende 2032). Zuvor verhandelte Entgelte wären nicht mehr zulässig bzw. müssten zumindest kompatibel mit den dann geltenden methodischen Grundlagen zur Entgeltbestimmung sein (siehe Kapitel 5.1).

Ziel sollte es vor diesem Hintergrund sein, eine mögliche Übergangszeit zwischen Auslaufen des Bestandsschutzes ab August 2026 bis zur Einführung eines Regulierungsrahmens möglichst kurz zu halten, damit Umstellungsaufwände und -risiken für Betreiber beim Übergang von verhandelten zu regulierten Entgelten (direkte Festlegung oder zugrunde liegende Methodik zur Bestimmung) möglichst reduziert werden bzw. nur möglichst wenige Projekte betreffen. Zudem sollten die Eckpunkte eines zukünftigen Regulierungsrahmens möglichst frühzeitig an die Branche kommuniziert werden, wie oben beschrieben. Diese Empfehlung steht im Einklang mit den Ergebnissen aus Gesprächen mit ausgewählten Speicherbetreibern, die eine direkte, das heißt möglichst zeitnahe Einführung eines Regulierungsregimes ohne Übergangsphase präferieren und für eine frühzeitige Konzipierung des Regulierungsrahmens durch die Bundesnetzagentur und seine Kommunikation plädieren, damit regulatorische Sicherheit für zu treffende betriebswirtschaftliche Entscheidungen und insbesondere möglichst frühzeitige Investitionsentscheidungen geschaffen wird. Eine längerfristige Unsicherheit hinsichtlich der Ausgestaltung des Regulierungsrahmens könnte dagegen zu Attentismus bei anstehenden Investitionsentscheidungen bis zur Einführung eines regulierten Systems führen.⁷¹

Ein umfangreiches Übergangsfinanzierungsmodell⁷² vor Einführung eines regulierten Systems erscheint insbesondere bei frühzeitiger Einführung eines finalen Regulierungsrahmens nicht praktikabel, da auch die Einführung eines solchen Übergangssystems selbst mit erheblichen zusätzlichen Aufwänden verbunden wäre, die nicht im Verhältnis zu seiner Geltungsdauer von wenigen Jahren bis zur Einführung des regulierten Systems stünden. Zielführender erscheinen, wie oben beschrieben, die möglichst zeitnahe Etablierung eines finalen Regulierungsrahmens und die Einführung eines entsprechend passgenauen Fördermechanismus (siehe Kapitel 5.5.2). Bei möglichst früher Einführung eines Regulierungsrahmens bis spätestens 2028, das heißt einer nur kurzen Übergangszeit ohne Bestandsschutz gemäß Artikel 37 (3) Gasrichtlinie und bis zur Einführung eines Regulierungsrahmens, ist angesichts von Realisierungsdauern von Wasserstoffspeichern von mindestens 6 Jahren voraussichtlich nur von sehr wenigen, gegebenenfalls auch keinen Speicherprojekten auszugehen, die in ein solches System fielen.⁷³

Die Gewährung einer flankierenden Investitionskostenförderung für Wasserstoffspeicher mit geplanter Inbetriebnahme ab August 2026 und vor Einführung eines finalen Regulierungsrahmens sollte erwogen werden, um Investitionsrisiken initialer Projekte zu senken, Attentismus bis zur Einführung eines regulierten Systems zu vermeiden und eine frühzeitige Projektrealisierung und Inbetriebnahme auch vor Einführung eines regulierten Systems anzureizen. Die Notwendigkeit einer solchen flankierenden Förderung

⁷¹ Synthese der Interviewergebnisse

⁷² Darunter verstehen wir ein Modell mit dem Ziel, die in den vorherigen Kapiteln aufgezeigten Betreiberrisiken möglichst vollständig abzudecken und für den Betreiber auskömmliche Einnahmen zu schaffen (z. B. Minimalerlösmodell). Eine rein flankierende Förderung, beispielsweise eine anteilige CAPEX-Förderung, verstehen wir daher nicht als umfangreiches Finanzierungsmodell für Wasserstoffspeicher.

⁷³ Analysen derzeitiger Projektankündigungen (häufig noch ohne finale Investitionsentscheidung, das heißt mit erheblichen Unsicherheiten verbunden) deuten auf geplante Fertigstellungen von maximal drei Wasserstoffspeichern bis einschließlich 2027 hin.

bis zur Einführung eines Finanzierungsmodells, das in einen finalen Regulierungsrahmen eingebettet wäre, bemisst sich dabei an der Länge der Übergangsperiode bis zur Einführung des Regulierungsregimes durch die Bundesnetzagentur, das heißt, eine solche Förderung wäre insbesondere dann sinnvoll, wenn auch nach 2028 noch kein finaler Regulierungsrahmen eingeführt werden könnte.

Im Ergebnis sehen wir die Notwendigkeit zusätzlicher flankierender Anreize für Inbetriebnahmen in der Übergangsphase insbesondere dann gegeben, wenn über 2028 hinaus noch kein reguliertes System eingeführt werden kann. Gleichzeitig ist eine frühere Einführung eines Regulierungsrahmens (und eine entsprechende vorherige Kommunikation von Eckpunkten) einer späteren Einführung immer vorzuziehen, da finale Investitionsentscheidungen erst bei ausreichender Sicherheit hinsichtlich zukünftiger Einnahmen im Kontext eines auf diesem Regulierungsrahmen aufbauenden Fördersystems getroffen werden können. Sofern bis 2028 ein reguliertes System eingeführt würde, ist aber gegebenenfalls mit noch geringen Auswirkungen auf den Speicherausbau zu rechnen, da auf der Basis unserer Prognosen und Analysen aktueller Projektankündigungen (siehe Kapitel 2.4) davor nur wenige Projekte eine Realisierung planen:

- **Bis 2028** planen noch wenige Projekte eine Fertigstellung. Ein noch nicht vorhandener finaler Finanzierungs- und Förderrahmen innerhalb eines regulierten Systems scheint daher weniger problematisch.
- **In den Jahren 2028 bis 2030** ist die Fertigstellung von 3 TWh Wasserstoffspeicherkapazität geplant (bei einem prognostizierten Bedarf von 2 TWh). Die Nichtverfügbarkeit eines Regulierungsrahmens erscheint angesichts der noch geringen Speicherbedarfe kurzfristig noch weniger problematisch, könnte aber eventuell durch flankierende Förderung auf der Investitionskostenseite zusätzlich abgedeckt werden. Gleichzeitig gilt, dass die Einführung eines Regulierungs- und Förderrahmens schon vor 2030 wünschenswert wäre, um auch für die Zeit nach 2030, für die bereits hohe Speicherbedarfe prognostiziert werden können, entsprechende Investitionssicherheit zu schaffen.
- **Im Zeitraum 2030 bis 2035** bestehen bereits erhebliche Speicherbedarfe von bis zu 17 TWh im Jahr 2035, für die spätestens 2028 eine Investitionsentscheidung (bei angenommener Realisierungszeit von 6 Jahren) getroffen werden müsste, um die entsprechenden Bedarfe zu decken. Sofern bis 2028 kein reguliertes System mit entsprechendem Fördermechanismus eingeführt werden kann, muss aufgrund ausbleibender Investitionssicherheit für Betreiber von Verzögerungen beim Speicherausbau gerechnet werden, sodass der prognostizierte Speicherbedarf im Zeitraum bis 2035 nicht vollständig gedeckt werden könnte. Eine flankierende Investitionskostenförderung könnte hier trotz eines fehlenden finalen Finanzierungsrahmens für Speicher in der Übergangszeit bis spätestens 2032 gegebenenfalls für Teile der geplanten Speicherkapazitäten Anreize zur frühzeitigen Fertigstellung und damit zur Reduktion der Bedarfslücke schaffen.

5.5.2 Fördermechanismus: Erlösisierte Contracts for Difference (Minimalerlösmodell) schaffen frühzeitige und effektive Investitionsanreize in der Hochlaufphase

Die Absicherung von Preis- und Mengenrisiken in der Hochlaufphase im Rahmen eines Fördermechanismus ist zentral, um ausreichende Investitionsanreize für den frühzeitigen Speicherausbau zu schaffen. Förderbedarfe ergeben sich, da Speicherentgelte in der initialen Hochlaufphase mit wenigen Speichernutzern voraussichtlich prohibitiv hoch ausfallen müssten, um eine Refinanzierung der hohen Anfangsinvestitionskosten zu ermöglichen. Zur Deckung dieser Förderlücke kommen zwar grundsätzlich verschiedene Fördermechanismen infrage (siehe Kapitel 5.2), allerdings unterscheiden sich diese Instrumente erheblich

hinsichtlich ihrer Eignung zur Absicherung von Preis- und insbesondere Mengenrisiken in einem für Speicher derzeit noch unsicheren Marktumfeld.

Viele der analysierten Fördermechanismen wären daher voraussichtlich nicht in der Lage, ausreichende Investitionsanreize für Betreiber und Investoren zu schaffen, um den Wasserstoffspeicherhochlauf im gebotenen Umfang und Zeitrahmen zu initiieren und zu verstetigen. Beispielsweise sichern referenzpreisbasierte Prämienmodelle zwar Preis-, aber keine Mengenrisiken ab, die für Wasserstoffspeicher im initialen Markthochlauf allerdings besonders hoch ausfallen. Nachfrageseitige Instrumente wiederum decken Preis- und Mengenrisiken für Speicherbetreiber nur sehr indirekt ab, das heißt, die Anreize für Speicherbetreiber bleiben abhängig von der tatsächlichen Nachfrage potenzieller Speichernutzer, und bieten insofern voraussichtlich ebenfalls keine ausreichende Investitionssicherheit für Speicherinvestitionen in der Hochlaufphase. Eine Investitionsförderung (z. B. als Investitionskostenförderung oder -garantie) kann zwar als komplementäres Instrument zur Senkung von Investitionsrisiken und damit Finanzierungskosten dienen, eignet sich aber ohne eine dezidierte Absicherung von Preis- und Mengenrisiken ebenfalls nicht als umfassendes Förderinstrument im Kontext eines effektiven Finanzierungsmodells für Wasserstoffspeicher im Markthochlauf.

Wie in Kapitel 5.2 empfohlen, könnte eine (z. B. ausschreibungsbasierte) flankierende Investitionskostenförderung in Erwägung gezogen werden, um im Falle einer länger als erwartenden Übergangsperiode bis zur Einführung eines finalen Regulierungsrahmens Attentismus bei anstehenden Investitionsentscheidungen zu reduzieren und trotz ausbleibender finaler Sicherheit in Bezug auf den zukünftigen Regulierungsrahmen frühzeitige Investitionsentscheidungen anzureizen.

Als übergreifender Fördermechanismus ist das Minimalerlösmodell als erlösbasierter CfD mit Rückzahlungsmöglichkeit für den Staat die effektivste und damit vorzugswürdige Option zur Sicherstellung eines bedarfsgerechten und rechtzeitigen Wasserstoffspeicherhochlaufs. Seine hohe Effektivität entsteht insbesondere in der hohen Absicherung von Preis- und Mengenrisiken für Wasserstoffspeicherbetreiber. Gleichzeitig schafft das Instrument Anreize zur Maximierung von Markterlösen und damit zur Reduktion von Förderbedarfen, was die Förderkosteneffizienz auch gegenüber anderen Instrumenten erhöht und einen inhärenten Phase-out der Förderung bei positiver Marktentwicklung ermöglicht. Über die Einführung einer Erlösgrenze und/oder eines Gainsharing-Mechanismus kann das Instrument im Falle einer positiven Marktentwicklung und hohen marktlichen Erlösen außerdem zusätzliche Einnahmen für den Staat generieren, die zur Refinanzierung anfänglicher Förderkosten beitragen können. Hinzu kommt, dass viele der von den Autrinnen und Autoren befragten Speicherbetreiber und Verbände ähnliche Modelle befürworten, sodass auf eine Anschlussfähigkeit mit geplanten Betreibermodellen für Wasserstoffspeicher geschlossen werden kann.⁷⁴

Die Ausgestaltungsdetails eines erlösbasierten CfD sollten weiter erörtert werden. Weil ein erlösbasierter CfD eine hohe Risikoübernahme durch den Staat impliziert, die sich insbesondere auf den Fall einer schlechter als erwarteten Speichermarktentwicklung bezieht, sollten die sonstigen Elemente des Finanzierungsmodells eine sichere und im Zeitverlauf stabile Finanzierung sicherstellen und eine effiziente Allokation ermöglichen. Die mögliche Einführung eines intertemporalen Ausgleichskontos bzw. Amortisationskontos zur Finanzierung anfallender Förderkosten (siehe Kapitel 5.4.2) sowie die Allokation von Förderbedarfen über

⁷⁴ INES (2023): Positionspapier: Vorschläge für einen Marktrahmen zur Entwicklung von Wasserstoffspeichern, URL: https://energien-speichern.de/wp-content/uploads/2023/10/20231006_INES-Positionspapier_Vorschlaege-Marktrahmen_Entwicklung-H2-Speicher.pdf, und: EWE AG (2023): Politische Standpunkte der EWE AG. Marktrahmen für den nationalen Hochlauf von Wasserstoffspeichern, und: Synthese der Interviewergebnisse

wettbewerbliche Ausschreibungen (siehe Kapitel 5.3.1)⁷⁵ genügen diesen Anforderungen aus unserer Sicht. Die Details eines zukünftigen Gesamtfinanzierungsmodells für Wasserstoffspeicher bedürfen allerdings einer weiter- und tiefergehenden Analyse und Abwägung, zum Beispiel hinsichtlich Laufzeit, Erlösgrenze, Bestimmung des Minimalerlöses, Rückzahlungsmechanismus und zusätzlicher Anreizkomponenten. Gleches gilt für die detaillierte Ausgestaltung der empfohlenen Allokations- und Refinanzierungsmechanismen (siehe Kapitel 5.3.4 und 5.4.4).

5.5.3 Allokationsmechanismus: Wettbewerbliche Ausschreibungen können die Förderkosteneffizienz erhöhen und erlauben eine bedarfsgerechte Mengensteuerung

Eine wettbewerbliche Vergabe von Fördermitteln über Ausschreibungen sollte in Erwägung gezogen werden, um die Förderkosteneffizienz zu erhöhen und den geförderten Kapazitätszubau im Einklang mit zuvor ermittelten Speicherbedarfen zu steuern. Im Falle des empfohlenen Fördermechanismus erlösbasierter CfDs (siehe Kapitel 5.2) würden Bieter auf den jeweils benötigten Minimalerlös bieten, wobei Speicherbetreiber mit den geringsten Geboten, das heißt dem geringsten Förderbedarf (hier dem geringsten Minimalerlös), bis zum Ausschöpfen des vorab definierten Ausschreibungsvolumens (z. B. definiert in Speicherkapazität) bezuschlagt würden.⁷⁶ Die Festlegung des Ausschreibungsvolumens in regelmäßigen stattfindenden Ausschreibungsrounden ermöglicht die Steuerung des Zubaus auf der Basis prognostizierter Speicherbedarfe im Zeitverlauf. Im Vergleich zu kostenbasierten Zuwendungsverfahren erlauben Ausschreibungen daneben eine größere Replizierbarkeit und damit eine effizientere Umsetzung durch die ausschreibende Stelle über Ausschreibungsrounden hinweg sowie eine höhere Transparenz der Fördervergabe.

Neben dem gebotenen Förderbedarf sollten zusätzliche Ausschreibungskriterien in Erwägung gezogen werden (z. B. Anbindung an das Kernnetz, Aussicht auf Speichernutzung über Nachweis von Vereinbarungen bzw. (Vor-)Verträgen mit potenziellen Speichernutzern, Reifegrad des Projekts bzw. Realisierungsdauer, gegebenenfalls Standort- oder Technologievorgaben, Versorgungssicherheit). Diese qualitativen Kriterien könnten in vielen Fällen als Präqualifikationsanforderungen statt zusätzlicher qualitativer Auswahlkriterien neben dem Gebotspreis implementiert werden, sodass eine möglichst kosteneffiziente und transparente, da preisbasierte Gebotsreihung auf der Basis der gebotenen Minimalerlöse ermöglicht wird.

Ein passgenaues Ausschreibungsdesign ist zentral für die Sicherstellung der Effektivität und Effizienz des gesamten Finanzierungsmodells für Wasserstoffspeicher. Adäquate Pönalen sollten eingeführt werden, um Anreize zur (frühzeitigen) Realisierung zu schaffen (z. B. durch Hinterlegung von Sicherheiten bzw. Bürgschaften durch Bieter). Vorab kommunizierte Höchstpreise für spezifische Ausschreibungsrounden können exzessive Förderkosten im Falle geringen Wettbewerbs vermeiden. Eine Segmentierung von Ausschreibungsrounden nach spezifischen Projektcharakteristika (z. B. über Minimal- oder Maximalquoten oder eventuell über separate Ausschreibungsrounden) kann in Erwägung gezogen werden, um bei Bedarf eine Steuerung von bezuschlagten Speicherkapazitäten entlang zusätzlicher Ziele zu ermöglichen und eventuelle Übergewinne günstigerer Projekte (z. B. aufgrund von systematischen Kostenunterschieden zwischen Speichertechnologien oder zwischen Neubau und Umrüstung) zu vermeiden.⁷⁷

⁷⁵ Die Möglichkeit einer Einführung wettbewerblicher Ausschreibungen ist, wie in Kapitel 5.1 erläutert, auch von der Ausgestaltung des finalen Regulierungsrahmens abhängig, insbesondere von der Entscheidung für eine entgeltbasierte oder eine referenzerlösisierte Regulierung.

⁷⁶ Hierbei wird zunächst ein entgeltbasierter Regulierungsrahmen angenommen, das heißt eine direkte Festlegung von regulierten Entgelten durch die Bundesnetzagentur oder von marktlichen Entgelten, die sich im Kontext einer regulatorisch geprüften und genehmigten Methodik bilden. Sofern ein referenzerlösbasierter Regulierungsrahmen eingeführt werden sollte, verweisen wir auf die im letzten Absatz ausgeführte Empfehlung.

⁷⁷ Beispielsweise könnte bei nicht ausreichendem Wettbewerb eine Situation entstehen, in der Betreiber günstigerer umgerüsteter Wasserstoffspeicher im Wissen, dass das verbleibende Ausschreibungsvolumen nur durch Bezuschlagung teurerer neu gebauter Speicher gedeckt werden kann, zu hohe Gebote

Mögliche weiter zu untersuchende Ausgestaltungsoptionen beinhalten insofern die Segmentierung der Ausschreibungsvolumen nach neu gebauten und umgewidmeten Wasserstoffspeichern, nach Technologie (z. B. Kavernen- oder Porenspeicher) und gegebenenfalls nach Speicherstandort. Allerdings sollte eine Segmentierung stets vor dem Hintergrund eines eventuell negativen Einflusses auf zu erwartende Wettbewerbsniveaus und damit einhergehender Förderbedarfe sowie hinsichtlich der Vereinbarkeit mit dem EU-Beihilferecht untersucht werden. Die Erwägung einer Segmentierung erscheint aber zunächst sinnvoll für Poren- und Kavernenspeicher sowie jeweils für neu gebaute und umgerüstete Speicher (das heißt vier Segmente).⁷⁸

Sofern ein zukünftiger Regulierungsrahmen die Regulierung von Referenzerlösen statt Entgelten vor sieht, ist eine kostenbasierte, projektspezifische Festlegung von Minimalerlösen zu erwägen. Hierbei würde die Bundesnetzagentur (vorbehaltlich einer rechtlichen Klärung) die auf der Basis einer vorgegebenen Methode (z. B. definierte Kostenkomponenten, eingeräumte Eigenkapitalverzinsung, gegebenenfalls zusätzliche Anreizkomponente zur Beteiligung des Betreibers an Vermarktungserlösen) ermittelten speicherindividuellen Referenzkosten (das heißt Abschreibungen der CAPEX sowie der kalkulatorischen fixen und variablen OPEX) und den daraus abgeleiteten Minimalerlös regulatorisch prüfen und genehmigen. Ein darauf aufbauender Fördermechanismus würde es Betreibern ermöglichen, den genehmigten, speicherindividuellen Minimalerlös zu erhalten. Während die Bestimmung von tatsächlichen Entgelten und Erlösen marktlich erfolgen würde, ergibt sich der mögliche Förderbedarf aus der Differenz zwischen tatsächlich vereinnahmten Erlösen über (marktliche) Entgelte und dem Minimalerlös. Insofern würde der Fördermechanismus in diesem Fall aus der Vorgabe des regulatorischen Rahmens selbst erfolgen, sodass eine zusätzliche Bestimmung und Vergabe der Förderung über eine explizite wettbewerbliche Ausschreibung oder ein kostenbasiertes Zuwendungsverfahren nicht zwangsläufig nötig wären. Daneben wäre vorstellbar, dass der regulatorisch definierte Referenzerlös einen Maximalwert festlegt, Bieter allerdings im Rahmen einer zusätzlichen Förderausschreibungen auf gegebenenfalls niedrigere Förderbedarfe unterhalb dieses Maximalwertes bieten können. Die Kompatibilität mit der Regulierungsvorgabe gemäß Artikel 37 (1) Gasrichtlinie müsste in allen Fällen weiter geprüft werden.

5.5.4 Refinanzierungsmechanismus: Ein Amortisationskonto ermöglicht eine zukünftige Refinanzierung von Förderkosten durch eine breitere Nutzerbasis und gegebenenfalls die Absicherung privatwirtschaftlicher Investitionen

Das empfohlene Minimalerlösmodell (siehe Kapitel 5.5.2) erfordert eine anfangs hohe Risikoübernahme durch den Staat zur Schaffung ausreichender und frühzeitiger Investitionsanreize und bringt damit unter Umständen auch erhebliche Finanzierungsbedarfe mit sich. Daher gilt unabhängig von der Einführung eines spezifischen Refinanzierungsmechanismus, dass in der Hochlaufphase bedarfsoorientiert nur die Kapazitäten gefördert werden sollten, die auf der Basis angestellter szenarienbasierter Prognosen auch sicher benötigt werden, um die Förderkosten des anfänglichen Wasserstoffspeicherzubaus auf das für den Wasserstoffmarkthochlauf Notwendige zu begrenzen.

Während eine Refinanzierung der Förderkosten über Bundesmittel (z. B. über den KTF) die direkteste und im Vergleich zu anderen untersuchten Optionen die administrativ weniger komplexe Variante

abgeben, die sich an den Förderbedarfen von neu gebauten Speichern orientieren (das heißt Gebote leicht darunter abgegeben werden), weil eine Bezugsschlagung aufgrund der Kostenvorteile und vor dem Hintergrund der Wettbewerbssituation sicher erscheint.

⁷⁸ Aktuell gibt es 34 Methanspeicher in Deutschland, davon 18 Kavernenspeicher und 15 Porenspeicher sowie einen „anderen“ Speicher. Diese Speicher werden von 24 Speicherbetreibern betrieben, die wahrscheinlich zu einem Teil Tochterunternehmen von größeren Unternehmen sind. Bei neuen Standorten besteht voraussichtlich ausreichender Wettbewerb.

darstellt, da kein zusätzlicher Mechanismus etabliert werden muss, stellen sich insbesondere Herausforderungen bei der Verfügbarkeit ausreichender Bundesmittel vor dem Hintergrund zahlreicher weiterer Transformationsaufgaben und Förderbedarfe, die an den Bund herangetragen werden. Die politische Herausforderung der Sicherstellung ausreichender Mittel, auch hinsichtlich der langfristigen Einstellung von Haushaltsmitteln zur Deckung von Förderkosten über die gesamte Förderdauer hinweg, erscheint angesichts der derzeit insgesamt angespannten Haushaltslage damit herausfordernd.

Die Einführung eines Amortisationskontos würde die intertemporale Verschiebung der hohen initialen Kosten für wenige Nutzer und die Verteilung auf eine breitere zukünftige Nutzerbasis erlauben. Insbesondere falls keine ausreichenden Haushaltsmittel zur direkten Refinanzierung der anfänglichen Förderkosten zur Verfügung gestellt werden können, erscheint ein Amortisationskonto eine sinnvolle Refinanzierungsvariante, da sie im Falle eines erfolgreichen Marktchauls eine haushaltsneutrale Refinanzierung von (verzinsten) Förderkosten durch alle (zukünftigen) Nutzer ermöglicht. Der auf dem Amortisationskonto verbuchte Fehlbetrag könnte analog zum Wasserstoff-Kernnetz über einen Kredit der KfW zwischenfinanziert werden. Die Refinanzierung des Ausgleichskontos könnte sowohl über die Erhebung einer zukünftigen Umlage auf alle Speicherbetreiber erfolgen als auch im Grundsatz und je nach Regulierungsrahmen über höhere Entgelte und Einnahmen, die dem Ausgleich des Fehlbetrags dienen.

Finanzierungsrisiken für den Staat bei einem nicht erfolgreichem Hochlauf sowie spezifische Ausgestaltungsherausforderungen eines Amortisationskontos sollten abgewogen werden. Sie beziehen sich insbesondere auf die vom Staat auszugleichenden zukünftigen Fehlbeträge (abzüglich gegebenenfalls durch die Speichernutzer zu zahlende Selbstbehalte), sofern aufgrund eines weniger schnellen oder umfangreichen Hochlaufs der Wasserstoffspeichernutzung, beispielsweise aufgrund eines insgesamt weniger dynamisch als erwarteten Wasserstoffmarktchauls, der auf dem Amortisationskonto eingestellte Fehlbetrag nicht im vorgegebenen Zeitraum ausgeglichen werden kann. Damit besteht das Risiko, dass letztlich keine Haushaltsneutralität für den Staat gegeben ist – ein Risiko allerdings, das sich aufgrund des dem Amortisationskonto inhärenten intertemporalen Refinanzierungsmechanismus erst in der Zukunft materialisieren würde.

Über die Länge der Laufzeit des Amortisationskontos kann zwar im Grundsatz die Wahrscheinlichkeit einer zukünftigen Refinanzierung erhöht werden, allerdings verschieben sich Finanzierungsrisiken damit weiter in die Zukunft und der verzinsten Finanzierungsbedarf erhöht sich. Weitere abzuwägende Ausgestaltungsoptionen betreffen die Höhe des etwaigen Selbstbehals für Speicherbetreiber sowie den Zeitpunkt des Beginns der Rückzahlungsphase zum Ausgleich des Fehlbetrags und die Höhe der Rückzahlung (z. B. Höhe der Umlage) durch Speicherbetreiber, die jeweils Auswirkungen auf Finanzierungsrisiken und damit die Bankfähigkeit der Speicherbetreiber haben können.

6 Schlussfolgerungen

Eine zukünftige Wasserstoffwirtschaft ist auf Wasserstoffspeicher angewiesen. Sie dienen dem Handel und der Gewährleistung der Systemsicherheit, vor allem aber der Versorgungssicherheit: zum einen der Versorgungssicherheit von Wasserstoff selbst, der in Teilen der Industrie als Energieträger an die Stelle von Methan treten soll, zum anderen aber vor allem auch für die Versorgungssicherheit des Stromsektors, die laut fast allen Szenario-Analysen in Zukunft durch den Einsatz wasserstoffbasierter Kraftwerke garantiert werden soll. Die Bedarfe dieser Kraftwerke sind für die Dimensionierung der Wasserstoffspeicher entscheidend, denn sie weisen mit Abstand die stärkste Saisonalität auf. In Frage kommen für die saisonale Speicherung nur unterirdische Speicher.

In dieser Hinsicht verfügt Deutschland über erhebliche und ausreichende technische Potenziale: In Norddeutschland gibt es große Potenziale für Kavernenspeicher, in Süddeutschland eher für Porenspeicher. Bei Porenspeichern wird die Eignung zur Wasserstoffspeicherung derzeit noch untersucht. In begrenztem Umfang können bestehende erdgasbasierte Speicherkapazitäten umgewidmet werden, wobei die Versorgungssicherheit während der Transition gewährleistet werden muss. Dies allein wird jedoch nicht ausreichen: Aufgrund der langen Realisierungszeiten sollte frühzeitig und möglichst schon in den kommenden Jahren der Neubau von umfangreichen Kavernenspeicherkapazitäten angestoßen werden. Nur so kann eine rechtzeitige Fertigstellung sichergestellt werden. Aufgrund der EU-Vorgaben sollen Speicher ab den 2030er Jahren einer Erlösregulierung unterliegen, was die Finanzierung maßgeblich mitbestimmen wird. Die Entscheidung über die Ausgestaltung sollte deshalb zeitnah gefällt und kommuniziert werden, ein früherer Beginn der Regulierung ist darüber hinaus wünschenswert (am besten ab 2026).

Aufgrund der Regulierung, die an die Stelle einer marktlichen Herangehensweise tritt, und der Unsicherheiten, die mit dem Aufbau der Wasserstoffwirtschaft insgesamt verbunden sind, ist es auch notwendig, Ziele für den Hochlauf zu formulieren. Denn mit finalen Investitionsentscheidungen für Wasserstoffspeicher ist ohne staatliche Unterstützung nicht zu rechnen: Grund sind die erheblichen Risiken für die Investoren sowie die hohen Infrastrukturkosten in der Hochlaufphase. Dabei ist vor allem der Ausgleich von Nachfragerisiken (Preis- und Mengenrisiken) für Speicherbetreiber entscheidend. Zur Förderung eignen sich erlösbasierte Contracts for Difference (CfDs), die einen Minimalerlös garantieren. Sie sollten in Ausschreibungsverfahren vergeben werden, um die Fördereffizienz sicherzustellen. Refinanziert werden kann dieser Mechanismus über ein Amortisationskonto.

Abschließend lässt sich festhalten, dass der Aufbau und die Finanzierung von Wasserstoffspeichern mit erheblichen Herausforderungen verbunden sind. Das vorliegende Gutachten zeigt auf, wie sie gemeistert werden können, um den Hochlauf einer unverzichtbaren Infrastruktur der Energiewende zu garantieren.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Bestehende Gasspeicher in Deutschland	14
Abbildung 2	Verteilung potenzieller Salzkavernenstandorte in Europa mit den entsprechenden Energiedichten.....	15
Abbildung 3	Potenzielle unterirdische Wasserstoff-Porenspeicher in Deutschland (grün schattierte Flächen).....	16
Abbildung 4	Potenzielles Wasserstoffspeichervolumen von Porespeichern in Europa	17
Abbildung 5	Realisierung von Wasserstoffspeichern in Salzkavernen – Umwidmung.....	25
Abbildung 6	Realisierung von Wasserstoffspeichern in Salzkavernen – Neubau	26
Abbildung 7	Inländische Speicherbedarfe in den Szenarien O45-Strom und O45-H2	33
Abbildung 8	Europäische Speicherbedarfe in den Szenarien O45-Strom und O45-H2	33
Abbildung 9	Monatssummen der Wasserstoffnachfrage im Jahr 2045 in den Szenarien O45-Strom (links) und O45-H2 (rechts)	34
Abbildung 10	Monatssummen der Wasserstofferzeugung im Jahr 2045 in den Langfristszenarien	34
Abbildung 11	Monatssummen der Wasserstoffimporte im Jahr 2045 in den Langfristszenarien	35
Abbildung 12	Speicherprofile 2045 im Szenario O45-Strom: Jahresverlauf Speicherstand (links), Aus- und Einspeicherung im Jahresverlauf (Mitte), Aus- und Einspeicherung sortiert (rechts)	35
Abbildung 13	Speicherprofil 2030 im Szenario O45-Strom	36
Abbildung 14	Speicherbedarfe in den Langfristszenarien im Vergleich.....	36
Abbildung 15	Monatssummen der Wasserstoffbilanz 2045 in Dänemark im Szenario O45-Strom	38
Abbildung 16	Monatssummen der Wasserstoffbilanz 2045 in Frankreich im Szenario O45-Strom	39
Abbildung 17	Monatssummen der Wasserstoffbilanz 2045 in Polen im Szenario O45-Strom	39
Abbildung 18	Speicherprofil in den Szenarien O45-Strom und O45-H2, Ausspeicherung in KW 6 und KW 7	40
Abbildung 19	Wasserstoffspeicher (TWh) in Deutschland und Europa im Szenario O45-Strom	42
Abbildung 20	Kumulierter geplanter Zubau von H2-Speicherkapazitäten (Arbeitsgas) im Vergleich zu H2-Speicherbedarf.....	43

Abbildung 21	Relative Anteile der einzelnen Sektoren am Methanverbrauch im Szenario T45-Strom	45
Abbildung 22	Zeitlicher Verlauf der Methanverbräuche und berechneten Methanspeicherbedarfe	46
Abbildung 23	Gegenüberstellung von Methanspeicherbedarf, Umwidmungspotenzial und resultierender theoretischer Wasserstoffspeicherkapazität.....	46
Abbildung 24	Deckung der Speicherbedarfe in einzelnen Stützjahren gemäß den Transformationsszenarien – Bedarfsdeckungssituation 2025 bis 2045	51
Abbildung 25	Ergebnisse für die Kosten- und Einnahmenseite im Transformationsszenario S1 – Verzögerte Umwidmung auf Basis der Wasserstoffspeicherbedarfe in O45-Strom (oben) und O45-H2 (unten)	75
Abbildung 26	Ergebnisse für die Kosten- und Einnahmenseite im Transformationsszenario S2 – Verstärkte Umwidmung auf Basis der Wasserstoffspeicherbedarfe in O45-Strom (oben) und O45-H2 (unten)	76
Abbildung 27	Finanzierungsbedarfe in den Transformationsszenarien S1 Verzögert und S2 Verstärkt im Orientierungsszenario O45-Strom mit minimalen unterstellten Speicherentgelten	77
Abbildung 28	Finanzierungsbedarfe in den Transformationsszenarien S1 Verzögert und S2 Verstärkt im Orientierungsszenario O45-Strom mit maximalen unterstellten Speicherentgelten	77
Abbildung 29	Finanzierungsmodell für Wasserstoffspeicher: Übersicht über die Ausgestaltungsoptionen zum Förder-, Allokations- und Finanzierungsmechanismus (Quelle: Guidehouse).....	79
Abbildung 30	Illustration des Minimalerlösmodells (Quelle: Guidehouse auf der Basis von UK DESNZ (2023))	84
Abbildung 31	Illustrative Darstellung des Minimalerlösmodells mit Rückzahlung (erlösbasierter CfD) mit regulierten Entgelten	86
Abbildung 32	Illustrative Darstellung des Minimalerlösmodells mit Rückzahlung (erlösbasierter CfD) mit regulierten Referenzerlösen.....	86
Abbildung 33	Illustration einer nutzungsunabhängigen Erlösprämie (Quelle: Guidehouse)..	88
Abbildung 34	Fixe preisbasierte Prämie (Quelle: Guidehouse) ..	90
Abbildung 35	Gleitende preisbasierte Prämie mit Abschöpfung (CfD) (Quelle: Guidehouse) .	90

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Wasserstoffbilanzierung im Szenario O45-Strom.....	38
Tabelle 2	Methanverbräuche in verschiedenen Szenarien	44
Tabelle 3	Historische Methanverbräuche und Methanspeicherkapazitäten'	44
Tabelle 4	Kumulierte theoretisch zur Verfügung stehende H2-Speicherkapazität durch maximale Umwidmung von Methanspeichern	47
Tabelle 5	Kumulierte umgewidmete H2-Speicherkapazitäten nach Transformationsszenario	50
Tabelle 6	Eckdaten der Transformationsszenarien.....	53
Tabelle 7	Aufschlüsselung der Umwidmung von Methanspeichern und des Neubaus nach einzelnen Speichertypen.....	53
Tabelle 8	Übersicht über ökonomische Herausforderungen und Risiken bei Wasserstoffspeichern	60
Tabelle 9	Überblick über die Risiken für Speicherbetreiber und ihre Implikationen für ein zukünftiges Finanzierungsmodell.....	68
Tabelle 10	Annahmen zur Kostenseite von Wasserstoffspeichern im verstärkten und verzögerten Transformationspfad	72
Tabelle 11	Angenommene Entwicklung der Speicherentgelte für Wasserstoffspeicherung im Orientierungsszenario O45-Strom	74
Tabelle 12	Angenommene Entwicklung der Speicherentgelte für Wasserstoffspeicherung im Orientierungsszenario O45-H2.....	74
Tabelle 13	Übersicht über qualitative Kriterien zur Bewertung der Fördermechanismen .82	
Tabelle 14	Skala zur Bewertung der Fördermechanismen	83
Tabelle 15	Minimalerlösmodell: Bewertung.....	87
Tabelle 16	Fixe Erlösprämie: Bewertung	89
Tabelle 17	Nutzungsabhängige Prämienmodelle: Bewertung	92
Tabelle 18	Investitionskostenförderung: Bewertung	93
Tabelle 19	Staatliche Investitionsgarantie: Bewertung	94
Tabelle 20	Staatliche Beauftragung: Bewertung.....	96
Tabelle 21	Nachfrageseitige Instrumente: Bewertung.....	97
Tabelle 22	Fördermechanismen: Bewertungsübersicht	99
Tabelle 23	Allokationsmechanismen: Bewertungsübersicht	103
Tabelle 24	Refinanzierungsmechanismen: Bewertungsübersicht	107

Literaturverzeichnis

AGSI: Gas Infrastructure Europe, URL: <https://agsi.gie.eu/>

Alms et al. (2023): Linking geological and infrastructural requirements for large scale underground hydrogen storage in Germany, URL: <https://www.frontiersin.org/journals/energy-research/articles/10.3389/fenrg.2023.1172003/full>

Artelys / Frontier Economics (2024): Why European Underground Hydrogen Storage Needs should be Fulfilled, URL: https://www.gie.eu/wp-content/uploads/filr/9697/RPT-EU_Underground_Hydrogen_Storage_Targets-090424-CLEAN.pdf

BDEW (2021): Die Energieversorgung 2020, URL: https://www.bdew.de/media/documents/Jahresbericht_2020_final_Aktualisierte_Fassung_10Mai2021.pdf

BMWK (o.J.): Die Systementwicklungsstrategie: Ein Rahmen für die Transformation zum klimaneutralen Energiesystem, URL: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/ses.html>

BMWK (2023): Zwischenbericht der Systementwicklungsstrategie URL: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20231122-zwischenbericht-der-systementwicklungsstrategie.html>

BMWK (2024a): Pressemitteilung: Auf dem Weg zur klimaneutralen Stromerzeugung: Grünes Licht für Kraftwerkssicherheitsgesetz, URL: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/07/20240705-klimaneutrale-stromerzeugung-kraftwerkssicherheitsgesetz.html>

BMWK (2024b): Pressemitteilung: Offizieller Startschuss für die Umsetzung von 23 IPCEI-Wasserstoff-Projekten in Deutschland, URL: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/07/20240715-ipcei-wasserstoff-projekte.html>

Breitschopf, Barbara et al. (2022): The role of renewable H2 import & storage to scale up the EU deployment of renewable H2, URL: <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/7ab70e32-a5a0-11ec-83e1-01aa75ed71a1/language-en>

Bundesnetzagentur (2023): Monitoringbericht 2023, URL: <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2023.pdf>

Bundesnetzagentur (2024): Rückblick: Gasversorgung im Jahr 2023, URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/a_Gasversorgung_2023/start.html

Bundesregierung (2020): Nationale Wasserstoffstrategie, URL: <https://www.bmbf.de/SharedDocs/Downloads/files/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf>

Bundesregierung (2023): Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie, URL: <https://www.bmbf.de/SharedDocs/Downloads/de/2023/230726-fortschreibung-nws.pdf>

Caglayan et al. (2020): Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe, in: International Journal of Hydrogen Energy (Vol. 45), URL:

https://www.researchgate.net/publication/336607889_Technical_Potential_of_Salt_Caverns_for_Hydrogen_Storage_in_EuropeDBI 2022

DBI (2022): Wasserstoff speichern – soviel ist sicher, Transformationspfade für Gasspeicher, URL: https://www.bveg.de/wp-content/uploads/2022/06/20220610_DB1-Studie_Wasserstoff-speichern-soviel-ist-sicher_Transformationspfade-fuer-Gasspeicher.pdf

Department for Energy Security & Net Zero [United Kingdom] (2023): Hydrogen transport and storage infrastructure: minded to positions, URL:

<https://assets.publishing.service.gov.uk/media/64ca0e6c5c2e6f0013e8d92a/hydrogen-transport-storage-minded-to-positions.pdf>

ENTEC (2022): The role of renewable H2 import & storage to scale up the EU deployment of renewable H2, URL: https://energy.ec.europa.eu/publications/role-renewable-h2-import-storage-scale-eu-deployment-renewable-h2_en

EWE AG (2023): Politische Standpunkte der EWE AG. Marktrahmen für den nationalen Hochlauf von Wasserstoffspeichern

EWI (2024): Resilienz im klimaneutralen Energiesystem der Zukunft, URL: <https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/02/Resilienz-im-klimaneutralen-Energiesystem-der-Zukunft.pdf>

FNB Gas (2024): Gemeinsamer Antrag für das Wasserstoff-Kernnetz, URL: https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2024/07/2024_07_22_Antrag_Wasserstoff-Kernnetz_final.pdf

Fraunhofer ISI (o.J.): Langfristszenarien: Wissenschaftliche Analysen zur Dekarbonisierung Deutschlands, URL: <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/>

Fraunhofer ISI (2022): Haben LNG-Terminals eine klimaneutrale Zukunft? URL: <https://www.isi.fraunhofer.de/de/presse/2022/presseinfo-25-lng-terminals-wasserstoff-ammoniak.html>

Fraunhofer ISI (2024): Langfristszenarien Gesamtbilanzen, URL: <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/szenario-explorer/gesamtbilanzen.php>

Fraunhofer ISI / Consentec / ifeu / TU-Berlin (2024): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland – Orientierungsszenarien, URL: www.langfristszenarien.de

Frontier Economics (2024): Unveröffentlichte Studie, die den Autorinnen und Autoren im Juli 2024 in einem gemeinsamen Termin mit dem BMWK vorgestellt wurde

INES (2023): Positionspapier: Vorschläge für einen Marktrahmen zur Entwicklung von Wasserstoffspeichern, URL: https://energien-speichern.de/wp-content/uploads/2023/10/20231006INES-Positionspapier_Vorschlaege-Marktrahmen_Entwicklung-H2-Speicher.pdf

INES (2024): Vorschlagssammlung zur Beschleunigung der Entwicklung von Wasserstoffspeichern in Deutschland, URL: https://energien-speichern.de/wp-content/uploads/2024/03/INES-Vorschlagssammlung_Beschleunigung_Wasserstoffspeicher-Projekte-1.pdf

InSpEE-DS (2020): Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Informationssystem Salz: Planungsgrundlagen, Auswahlkriterien und Potenzialabschätzung für die Errichtung von Salzkavernen zur Speicherung von Erneuerbaren Energien (Wasserstoff und Druckluft) – Doppelsalinare und flach lagernde Salzschichten, URL:

https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Nutzung_tieferer_Untergrund_CO2Speicherung/Projekte/Nutzungspotenziale/Abgeschlossen/InSpEDDS.html

Irena (2022): Innovation Outlook: Renewable Ammonia, URL: https://www.irena.org/-/media/Files/Irena/Agency/Publication/2022/May/Irena_Innovation_Outlook_Ammonia_2022.pdf?rev=50e91f792d3442279fca0d4ee24757ea

NRW. Energy 4 Climate (2022): Factsheet: Wasserstoffkavernenspeicher, URL:

<https://www.energy4climate.nrw/fileadmin/Service/Publikationen/industrie-und-produktion/factsheet-kavernenspeicher-cr-energy4climate.pdf>

NWR – Nationaler Wasserstoffrat (2021): Die Rolle der Untergrund-Gasspeicher zur Entwicklung eines Wasserstoffmarktes in Deutschland, Informations- und Grundlagenpapier, URL:

https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2022/2021-10-29_NWR-Grundlagenpapier_Wasserstoffspeicher.pdf

Quarton / Samsatli (2020): Should we inject hydrogen into gas grids? Practicalities and whole-system value chain optimisation, URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S030626192030684X>

Abkürzungen

a	Jahr
AMK	Amortisationskonto
BBergG	Bundesberggesetz
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNetzA	Bundesnetzagentur
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches
CAPEX	Capital Expenditures (Investitionsausgaben)
CCS	Carbon Capture and Storage
CEF	Connecting Europe Facility (EU)
CfD	Contract for Difference (Differenzkontrakt)
CH4	Methan (Hauptbestandteil von Erdgas)
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches
EE	Erneuerbare Energien
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FNB	Fernnetzbetreiber
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
h	Stunde
H2	Wasserstoff
INES	Initiative Energien Speichern
IPCEI	Important Project of Common European Interest (EU)
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
kg	Kilogramm
km	Kilometer
KSV	Klimaschutzverträge (Industrie)
kt	Kilotonne
KTF	Klima- und Transformationsfonds

KW	Kalenderwoche
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carrier
m³	Kubikmeter
MENA	Middle East and North Africa
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NEP	Netzentwicklungsplan
O&M	Operation & Maintenance
OPEX	Operational Expenditures (Betriebskosten)
OTA	Obertägige Anlage
PCI	Project of Common Interest (EU)
PtG	Power-to-Gas
PtL	Power-to-Liquid
RFNBO	Renewable Fuels of Non-Biological Origin
SEFE	Securing Energy for Europe GmbH
SNG	Substitute/Synthetic Natural Gas
t	Tonne
th	thermisch
TWh	Terawattstunde
UTA	Untertägige Anlage
UVPG	Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung
WACC	Weighted Average Cost of Capital (Gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten)

