

# FINANZIERUNGSMECHANISMUS FÜR DEN AUFBAU VON WASSER- STOFFSPEICHERN

Studie im Auftrag des BDEW

**Autoren:**

Dr. David Bothe  
Dr. Matthias Janssen  
Jasmina Biller  
Anna Lane

30 AUGUST 2024



# Inhaltsverzeichnis

Executive Summary	4
<b>1 Wasserstoffspeicher spielen eine entscheidende Rolle im zukünftigen dekarbonisierten Energiesystem und auf dem Weg dahin</b>	<b>10</b>
1.1 Zur Erreichung der Klimaneutralität werden Wasserstoff sowie Wasserstoffspeicher eine tragende Rolle übernehmen müssen	10
1.2 Wasserstoffspeicher leisten einen signifikanten Beitrag zur Stärkung des zukünftigen Energiesystems	11
1.3 Folgerichtig prognostizieren Studien einen starken Anstieg des Wasserstoffspeicherbedarfs	12
<b>2 Ein Finanzierungsmechanismus ist zwingend notwendig, um den Aufbau von ausreichend Wasserstoffspeichern sicherzustellen</b>	<b>14</b>
2.1 Der Vergleich des Bedarfs mit den derzeit geplanten Wasserstoffspeicherprojekten zeigt für das Jahr 2035 eine große Lücke	14
2.2 Die voraussichtliche Lücke zwischen Angebot und Bedarf lässt sich auf Barrieren beim Aufbau von Wasserstoffspeichern zurückführen	16
<b>3 Erlösbasierte CfDs und das Amortisationsverfahren schneiden bei der Bewertung acht verschiedener Instrumente zur Beanreizung des Wasserstoffspeicherhochlaufs am besten ab</b>	<b>21</b>
3.1 Ausgangspunkt bildet eine Long List an möglichen Instrumenten zur Beanreizung des Wasserstoffspeicherhochlaufs	21
3.2 Zur Bewertung der Instrumente wenden wir fünf politisch-ökonomische Bewertungskriterien an	25
3.3 Anhand der Effektivität als Bewertungskriterium leiten wir eine Short List an Instrumenten ab	26
3.4 Bei der Bewertung der Short List stehen die erlösbasierten CfDs und das Amortisationsverfahren als präferierte Instrumente hervor	27
<b>4 Wir empfehlen die Finanzierung von Wasserstoffspeichern mithilfe erlösbasierter CfDs und einer intertemporalen Umlagefinanzierung</b>	<b>33</b>

4.1	Zur Finanzierung von Wasserstoffspeichern bietet sich eine Kombination der Eigenschaften der erlösbasieren CfDs und des Amortisationsverfahrens an	33
4.2	Die erlösbasierten CfDs mit intertemporaler Umlagefinanzierung schneiden bei der Bewertung am besten ab	43
<b>5</b>	<b>Unter Berücksichtigung der zeitlichen Anforderungen ergibt sich eine Roadmap zur Unterstützung von Wasserstoffspeichern</b>	<b>46</b>
5.1	Zeit ist eine wichtige Dimension beim Wasserstoffspeicherhochlauf	46
5.2	Der Markthochlauf wird in Phasen erfolgen	47
5.3	Der vorgeschlagene Finanzierungsmechanismus erlaubt durchgängige Nachsteuerung in Abhängigkeit der Marktentwicklung	48
5.4	Daraus ergibt sich eine Roadmap zur Unterstützung von Wasserstoffspeichern	49
	<b>Anhang A – Fallstudien existierender oder vorgeschlagener Förder- bzw. Finanzierungsmechanismen mit Relevanz für Wasserstoffspeicher</b>	<b>51</b>
A.1	Erlösuntergrenze zur Förderung von Wasserstoffspeichern in Großbritannien	51
A.2	Durch INES vorgeschlagene erlösbasierte CfDs zur Förderung von Wasserstoffspeichern in Deutschland	52
A.3	Amortisationsverfahren zur Finanzierung des Wasserstoffkernnetzes in Deutschland	53

## Executive Summary

Die vorliegende Studie im Auftrag des Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft („BDEW“) beschreibt die Herausforderungen beim Aufbau von Wasserstoffspeicherkapazitäten und untersucht mögliche Instrumente zur zielgerichteten Unterstützung des Hochlaufs von Wasserstoffspeichern.

### Wasserstoffspeicher spielen eine entscheidende Rolle im zukünftigen dekarbonisierten Energiesystem und auf dem Weg dahin (Kapitel 1)

Deutschland hat sich das Ziel gesetzt bis zum Jahr 2045 Klimaneutralität zu erreichen. Eine zentrale Säule hierzu ist die direkte Nutzung von erneuerbarem Strom auch in der Industrie, der Wärmeerzeugung und im Verkehr. Durch steigende Anteile von Strom aus dargebotsabhängigen erneuerbaren Energiequellen wie Wind und Sonne sowie eine fortschreitende Elektrifizierung neuer Sektoren wird das Stromsystem zunehmend auf Flexibilitätsquellen angewiesen sein. Die Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff mittels Elektrolyse schafft eine Verbindung zwischen Strom- und Gassektor. Da Wasserstoff weitaus leichter als Strom in größeren Mengen gespeichert werden kann, ermöglichen Wasserstoffspeicher eine Entkopplung von Energienachfrage und -angebot und können somit einen wertvollen Beitrag zur Deckung des Flexibilitätsbedarfs und zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit leisten. Durch die bedarfsorientierte Ein- und Ausspeisung von Wasserstoff tragen Wasserstoffspeicher außerdem zum Aufbau eines fairen, wettbewerblichen und liquiden Wasserstoffmarktes bei. Die tragende Rolle von Wasserstoffspeichern im zukünftigen deutschen Energiesystem spiegelt sich auch in der Entwicklung des Speicherbedarfs wider. Beispielsweise prognostizieren die BMWK-Langfristszenarien<sup>1</sup> einen Wasserstoffspeicherbedarf von, je nach betrachtetem Szenario, 14 bis 17 TWh in 2035 bzw. 76 bis 80 TWh in 2045.

### Ein Finanzierungsmechanismus ist zwingend notwendig, um den Aufbau von ausreichend Wasserstoffspeichern sicherzustellen (Kapitel 2)

Im Vergleich zum Bedarf an Wasserstoffspeichern bleiben die aktuell geplanten Projekte deutlich hinter dem identifizierten Bedarf zurück. Laut H2Inframap<sup>2</sup> ist derzeit erst in drei Pilot-Projekten tatsächlich eine Final Investment Decision („FID“) getroffen worden, welche allerdings mit ca. 0,002 TWh keine nennenswerten Speicherkapazitäten darstellen. Hinzu kommen 0,7 TWh<sup>3</sup> an Wasserstoffspeicherkapazitäten, die zwar noch keine FID haben, aber in der Planung bereits weiter fortgeschritten sind und im Rahmen der EU-Förderprogramme einen IPCEI- oder PCI- Status<sup>4</sup> erlangt haben. Ein Vergleich dieser Kapazitäten mit dem

---

<sup>1</sup> BMWK (2024): „Neue Langfristszenarien für die Energiewende“, verfügbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Schlaglichter-der-Wirtschaftspolitik/2024/04/05-neue-langfristszenarien-fuer-die-energiewende.html>.

<sup>2</sup> Verfügbar unter <https://www.h2inframap.eu/#map>.

<sup>3</sup> Pressemitteilung EC (2024), verfügbar unter [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/IP\\_24\\_789](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/IP_24_789).

<sup>4</sup> IPCEI = Important Project of Common European Interest, PCI = Project of Common Interest

erwarteten Wasserstoffspeicherbedarf aus den BMWK-Langfristszenarien im Jahr 2035 zeigt eine substanzielle Lücke in Höhe von 13,3-16,3 TWh auf.

Grund für die identifizierte Lücke zwischen Bedarf und Angebot an Wasserstoffspeichern sind Barrieren, die derzeit die Investitionen in Wasserstoffspeicher hemmen: Herausforderungen geringer initialer Nachfrage in der Markthochlaufphase, eine hohe Unsicherheit in Bezug auf die Rentabilität von Wasserstoffspeichern, Risiken durch die (ungewisse) Ausgestaltung der anstehenden Wasserstoffspeicherregulierung, die mangelnde Marktfähigkeit der Wertedimensionen von Wasserstoffspeichern sowie die komplexen und langwierigen Zulassungsverfahren.

Diese Investitionsbarrieren können zu einem Marktversagen führen, wodurch privatwirtschaftliche Speicherbetreiber die bestehende Lücke zwischen Angebot und Nachfrage nach Wasserstoffspeichern nicht ohne Unterstützung schließen werden können. **Ein staatlicher Finanzierungsmechanismus ist also notwendig, um einen zeitnahen Hochlauf der Wasserstoffspeicherkapazitäten zu ermöglichen.**

Erlösbasierte Contracts for Differences (CfDs) und das Amortisationsverfahren schneiden bei der Bewertung acht verschiedener Instrumente zur Beanreizung des Wasserstoffspeicherhochlaufs am besten ab (Kapitel 3)

Um die Investitionsbarrieren von Wasserstoffspeichern zu überwinden und den Wasserstoffspeicherhochlauf anzureizen, stehen verschiedene Instrumente zur Verfügung. Wir untersuchen die möglichen Instrumente sowie deren Eignung zur Finanzierung des Wasserstoffspeicherhochlaufs in einem vierstufigen Prozess (Abbildung 1).

**Abbildung 1 Bewertung möglicher Förder- bzw. Finanzierungsmechanismen**



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Die Funktionsweise preisbasierter und erlösbasierter CfDs ist sehr ähnlich. Bei beiden erfolgen Differenzzahlungen zwischen einem festgelegten Referenzwert und dem am Markt tatsächlich erzielten Wert. Der Unterschied besteht jedoch darin, dass der „Wert“ bei preisbasierten CfDs ein Preis und bei erlösbasierten CfDs ein Erlös (also eine Kombination aus Menge und Preis) ist.

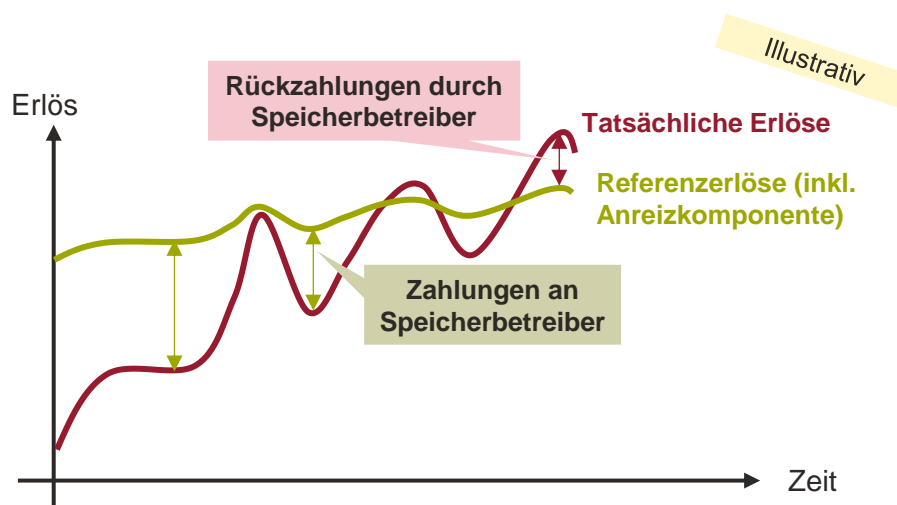
Die erlösbasierten CfDs sowie das aus dem Wasserstoffkernnetz bekannte Amortisationsverfahren schneiden bei der Bewertung der untersuchten Instrumente für die Förderung bzw. Finanzierung des Wasserstoffspeicherhochlaufs am besten ab.

Wir empfehlen die Finanzierung von Wasserstoffspeichern mithilfe erlösbasierter CfDs und einer intertemporalen Umlagefinanzierung (Kapitel 4)

Für die Finanzierung von Wasserstoffspeichern empfehlen wir eine gezielte Kombination der Eigenschaften der erlösbasierten CfDs und des Amortisationsverfahrens. Der daraus resultierende Finanzierungsmechanismus der erlösbasierten CfDs mit intertemporaler Umlagefinanzierung hat vier Kerneigenschaften:

1. **Eine hoheitliche Bedarfsplanung und eine wettbewerbliche Vergabe der Finanzierung:** Als Grundlage für die zielgerichtete Finanzierung von Wasserstoffspeichern dient eine regelmäßige Bedarfsermittlung von Wasserstoff- und Erdgasspeicherkapazitäten. Die Deckung der damit identifizierten Bedarfslücken an Wasserstoffspeichern erfolgt durch einen staatlich organisierten Finanzierungsmechanismus, wobei die Auswahl der zu finanzierenden Wasserstoffspeicherprojekte anhand einer wettbewerblichen Ausschreibung mit qualitativen und quantitativen Vergabekriterien erfolgt.
2. **Eine Vergütung durch erlösbasierte CfDs auf Basis von Referenzerlösen mit Anreizkomponente** (Abbildung 2): Die Finanzierung der ausgewählten Wasserstoffspeicherprojekte erfolgt mittels erlösbasierter CfDs. Bei diesem Mechanismus werden Wasserstoffspeicherbetreiber über eine gewisse Laufzeit für die Differenz zwischen ihren tatsächlichen Erlösen und definierten kostenbasierten Referenzerlösen (inklusive einer Anreizkomponente für die effiziente Vermarktung) kompensiert.

**Abbildung 2** Illustrative Darstellung der Differenzzahlungen anhand von erlösbasierten CfDs

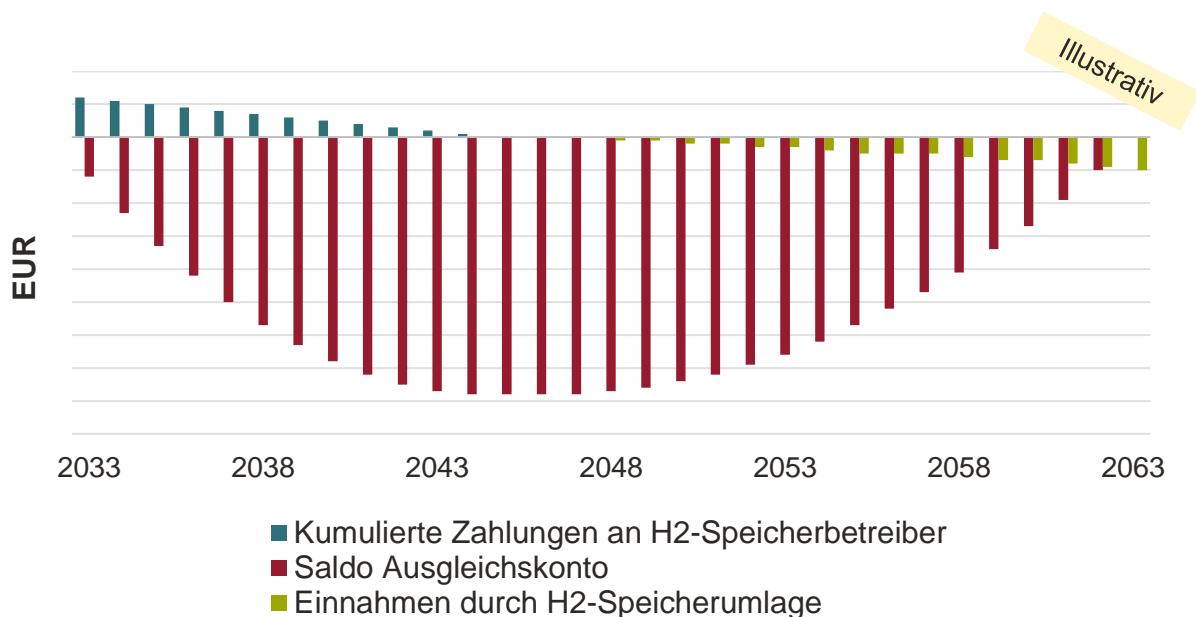


Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Erlösbasierte CfDs garantieren die Erstattung der Differenz zwischen festgelegten Referenzerlösen und dem tatsächlich am Markt erzielten Erlös.

3. **Eine Umlagenfinanzierung mit kollektivem intertemporalem Ausgleichskonto** (Abbildung 3): Die im Rahmen der CfDs erfolgten Zahlungen an Wasserstoffspeicherbetreiber werden in einem kollektivem intertemporalem Ausgleichskonto verbucht (äquivalent zum Amortisationskonto bei der Finanzierung des Wasserstoffkernnetzes). Mit einer zeitlichen Verzögerung wird das intertemporale Ausgleichskonto anschließend über Wasserstoffspeicherumlagen wieder ausgeglichen. Die Refinanzierung über eine solche Umlage betrifft alle Wasserstoffspeicher gleichermaßen, sodass die CfD-finanzierten Wasserstoffspeicher auch in der Refinanzierungsphase weiterhin wettbewerbsfähig sind. Durch die angedachte vollständige Rückführung der im Rahmen der CfDs ausgegebenen Finanzmittel handelt es sich bei dem Finanzierungsmechanismus außerdem nicht um eine Förderung, sondern vielmehr um eine kreditähnliche Finanzierung. Diese Art der Finanzierung müsste also nicht unbedingt über den Staatshaushalt laufen, sondern könnte auch über andere Träger wie z.B. die Kreditanstalt für Wiederaufbau („KfW“) abgewickelt werden.

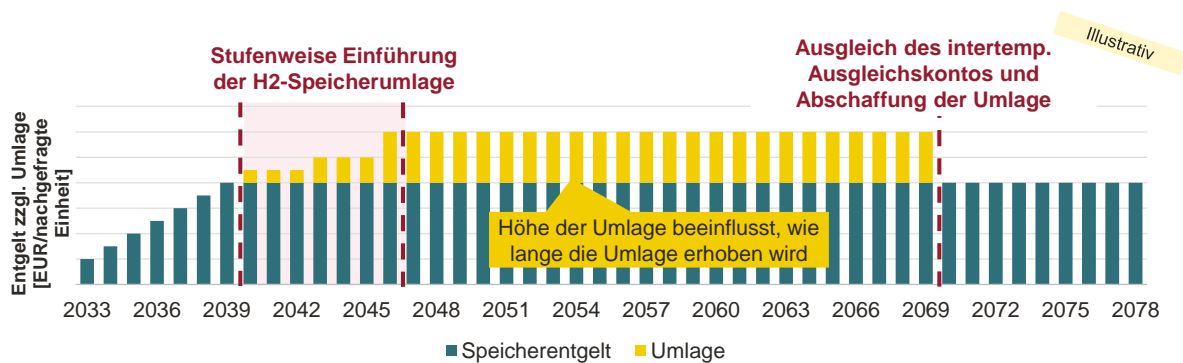
**Abbildung 3** Illustrative Darstellung der Funktionsweise des kollektiven Ausgleichskontos



Quelle: Frontier Economics

4. **Eine wasserstoffspeicherspezifische Entgeltstruktur, die kompatibel mit der anstehenden EU-Regulierung ist** (Abbildung 4): Der vorgeschlagene Finanzierungsmechanismus für Wasserstoffspeicher lässt sich mit der zukünftigen Regulierung von Wasserstoffspeichern verweben und wäre sowohl mit einer Erlös- als auch mit einer Entgeltregulierung zur Umsetzung des spätestens ab 2033 anzuwendenden regulierten Zugangs Dritter („regulated Third Party Access“, rTPA) kompatibel.

Abbildung 4 Illustrative Darstellung der Wasserstoffspeicherentgelt- und Umlagenentwicklung eines beispielhaften Speichers



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Für die illustrative Darstellung wird ein Speicher mit Inbetriebnahme im Jahr 2033 angenommen.

Unsere Bewertung des vorgeschlagenen Finanzierungsmechanismus anhand der zuvor definierten Bewertungskriterien zeigt zudem, dass die erlösbasierten CfDs mit intertemporaler Umlagefinanzierung unter den von uns betrachteten Instrumenten der am besten geeignete Mechanismus zur Finanzierung von Wasserstoffspeichern ist. **Der Mechanismus vereint die Vorteile der erlösbasierten CfDs in Bezug auf Kosteneffizienz und Flexibilität mit den Stärken des Amortisationsverfahrens bei der politischen bzw. beihilferechtlichen Durchsetzbarkeit.**

Unter Berücksichtigung der zeitlichen Anforderungen ergibt sich eine Roadmap zur Unterstützung von Wasserstoffspeichern (Kapitel 5)

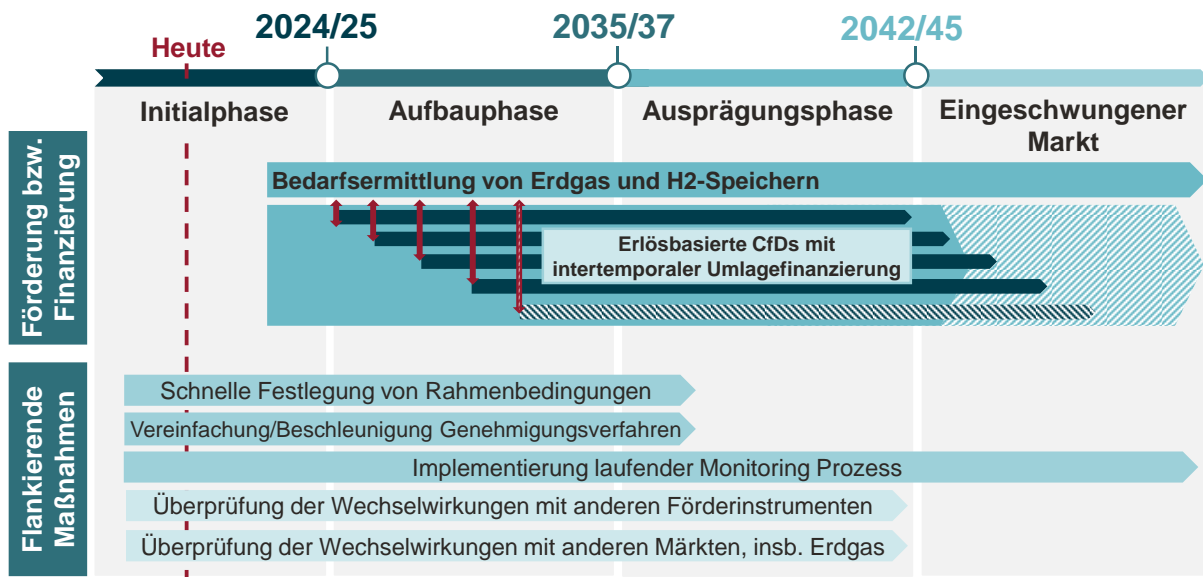
Abschließend zeigen wir, dass die Rahmenbedingungen für Wasserstoffspeicher, also neben dem Finanzierungsmechanismus selbst auch zum Beispiel das Regulierungsregime, die Netzanschlussbedingungen sowie die Anforderungen an die Wasserstoffqualität, möglichst kurzfristig verbindlich festgelegt werden sollten. Dadurch kann die Unsicherheit für Wasserstoffspeicherbetreiber reduziert und deren Investitionsbereitschaft gefördert werden.

Der empfohlene Finanzierungsmechanismus von erlösbasierten CfDs und einer intertemporalen Umlagefinanzierung lässt sich zudem flexibel an die zu erwartenden Hochlaufphasen der Wasserstoffwirtschaft anpassen. Insbesondere kann er in den frühen Phasen Anschubimpulse setzen, über die Zeit mit dem Markt „mitwachsen“ und sich wieder zurückziehen, sobald sich Wasserstoffspeicher selbst „im Markt“ finanzieren können.

Aus der Einordnung des Finanzierungsmechanismus in die zeitliche Dimension sowie durch die Ergänzung dieser flankierenden Maßnahmen ergibt sich eine ganzheitliche Roadmap zur Unterstützung des Wasserstoffspeicherhochlaufs, die in Abbildung 5 dargestellt ist.



Abbildung 5 Roadmap zur Unterstützung des Wasserstoffspeicherhochlaufs in Deutschland



Quelle: Frontier Economics

Zusammenfassend schlussfolgern wir: Der empfohlene Finanzierungsmechanismus von erlös-basierten CfDs und einer intertemporalen Umlagefinanzierung ist – in Kombination mit flankierenden Maßnahmen – geeignet, die Barrieren für Investitionen in Wasserstoffspeicher effektiv und effizient zu überwinden. Auf diese Weise kann die absehbare Lücke zwischen Bedarf nach und verfügbarem Angebot von Wasserstoffspeichern abgewendet und der volkswirtschaftliche Nutzen von Wasserstoffspeichern realisiert werden.

# 1 Wasserstoffspeicher spielen eine entscheidende Rolle im zukünftigen dekarbonisierten Energiesystem und auf dem Weg dahin

In diesem einführenden Kapitel erläutern wir Deutschlands selbst gesteckte Ziele für den Wasserstoffhochlauf (Kapitel 2.1) sowie die Rolle von Wasserstoffspeichern zur Erreichung dieser Ziele und Stärkung des deutschen Energiesystems (Kapitel 2.2).

## 1.1 Zur Erreichung der Klimaneutralität werden Wasserstoff sowie Wasserstoffspeicher eine tragende Rolle übernehmen müssen

Deutschland hat sich das Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2045 Klimaneutralität zu erreichen. Neben einer zunehmenden Elektrifizierung werden absehbar erneuerbarer und emissionsarmer Wasserstoff bzw. dessen Derivate bei der Energiewende ebenfalls eine tragende Rolle übernehmen müssen.

Entsprechend hat sich Deutschland in der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie („NWS“) ambitionierte Ziele für den Wasserstoffhochlauf gesetzt: Bis zum Jahr 2030 soll die installierte heimische Elektrolysekapazität für die Herstellung von grünem Wasserstoff 10 GW<sub>el</sub> betragen.<sup>5</sup> Auf dieser Basis könnten etwa 28 TWh/a grüner Wasserstoff in Deutschland erzeugt werden. Zusätzlich soll grüner – und zumindest in einer Übergangsphase blauer – Wasserstoff importiert werden, um den prognostizierten Bedarf von 95 bis 130 TWh an Wasserstoff bzw. Wasserstoffderivaten im Jahr 2030 zu decken. Ein zukünftiges Wasserstoffsystem benötigt zur Stabilisierung auch Wasserstoffspeicher, nicht zuletzt um die immer wichtiger werdenden Flexibilitäten für ein resilientes Energiesystem zu schaffen. Aus diesem Grund hat die Bundesregierung für das Jahr 2024 eine Wasserstoffspeicherstrategie als Teil einer ganzheitlichen Speicherstrategie angekündigt.

**In diesem Kontext wurde Frontier Economics vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) beauftragt, im Rahmen einer Studie mögliche Instrumente zur Förderung bzw. Finanzierung von Wasserstoffspeichern in Deutschland zu untersuchen.** Damit sollen konkrete Vorschläge in den politischen Meinungsbildungsprozess eingebracht werden.

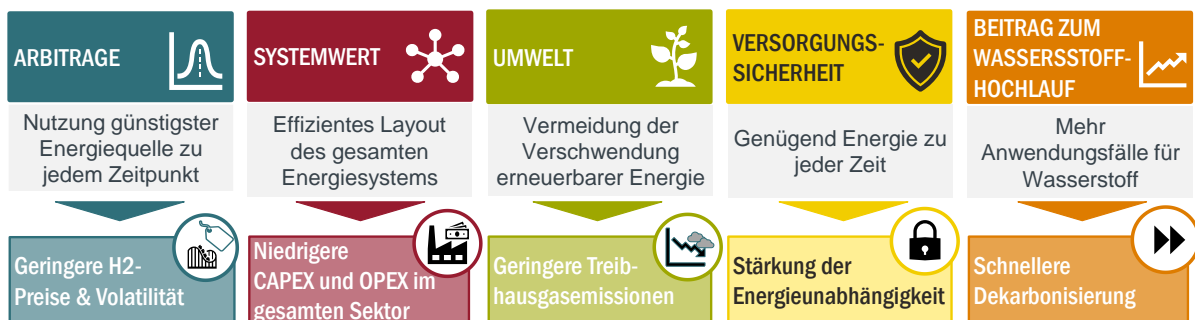
---

<sup>5</sup> Die Bundesregierung (2023), Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie, verfügbar unter: [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/fortschreibung-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=9](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/fortschreibung-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=9).

## 1.2 Wasserstoffspeicher leisten einen signifikanten Beitrag zur Stärkung des zukünftigen Energiesystems

Durch die stetige Zunahme von Strom aus dargebotsabhängigen erneuerbaren Energiequellen wie Wind und Sonne und durch die Elektrifizierung insbesondere von Industrie, Verkehr und Wärmeversorgung wird das Stromsystem zunehmend auf Flexibilitätsquellen angewiesen sein. Die Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff mittels Elektrolyse schafft eine Verbindung zwischen Strom- und Gassektor. Da Wasserstoff weitaus leichter als Strom in größeren Mengen gespeichert werden kann, wird dadurch eine Entkopplung von Energienachfrage und -angebot ermöglicht. Wasserstoffspeicher stellen demnach einen wesentlichen Baustein zur Deckung der benötigten Flexibilität dar und leisten in fünf Dimensionen einen Beitrag zum zukünftigen Energiesystem (Abbildung 6):

**Abbildung 6 Wertedimensionen von Wasserstoffspeichern im zukünftigen Energiesystem**



Quelle: Frontier Economics basierend auf Artelys Studie für GIE<sup>6</sup> und Frontier Economics Studie für GIE<sup>7</sup>.

Hinweis: CAPEX = Capital Expenditures, OPEX = Operational Expenditures

- **Zeitliche Arbitrage:** Wasserstoffspeicher reduzieren die Kosten der Wasserstoffherzeugung, da überschüssiger Wasserstoff bei hohem Angebot (von Strom aus Wind- und Sonnenenergie) und niedriger Nachfrage eingespeichert und – zeitlich versetzt – bei geringem Angebot und hoher Nachfrage ausgespeichert werden kann.
- **Systemwert:** Durch die zeitliche Entkopplung von Angebot und Nachfrage ermöglichen Wasserstoffspeicher eine effiziente Dimensionierung von Erzeugungs- und Transportinfrastruktur. Damit kann die Nachfrage so effizient und günstig wie möglich gedeckt werden (sowohl auf Elektrizitäts- als auch auf Wasserstoffseite). Beispielsweise kann durch Wasserstoffspeicher ein CO<sub>2</sub>-neutraler Brennstoff für Backup-Kraftwerke zur Stromerzeugung bei begrenzter Verfügbarkeit von Wind- und Sonnenenergie zur Verfügung gestellt werden.

<sup>6</sup> Artelys (2022): „Showcasing the pathways and values of underground hydrogen storages – Final report“.

<sup>7</sup> Frontier Economics (2024): „Why European underground hydrogen storage needs should be fulfilled“.

- **Umwelt:** Die Flexibilität der Wasserstoffspeicher kann dazu beitragen, die Volatilität der erneuerbaren Energien Einspeisung zu überbrücken. Dadurch kann die Nutzung erneuerbarer Energie ausgeweitet sowie der Einsatz fossiler Brennstoffe reduziert werden, wodurch ein zusätzlicher Beitrag zur Reduktion der Treibhausgasemissionen erzielt werden kann.
- **Versorgungssicherheit:** Durch ihre Speicherkapazität leisten Wasserstoffspeicher einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit und reduzieren die Abhängigkeit von Importen. Dadurch wird die Energieunabhängigkeit von Deutschland gestärkt.
- **Beitrag zum Wasserstoffhochlauf:** Die zeitliche Arbitrage reduziert die Wasserstoffherstellungskosten wodurch erwartungsgemäß auch der Wasserstoffpreis sinkt. Dadurch wird Wasserstoff eine wettbewerbsfähige Dekarbonisierungsoption für weitere Anwendungsfälle, sodass die Nachfrage nach Wasserstoff steigt und der allgemeine Wasserstoffhochlauf gefördert wird.

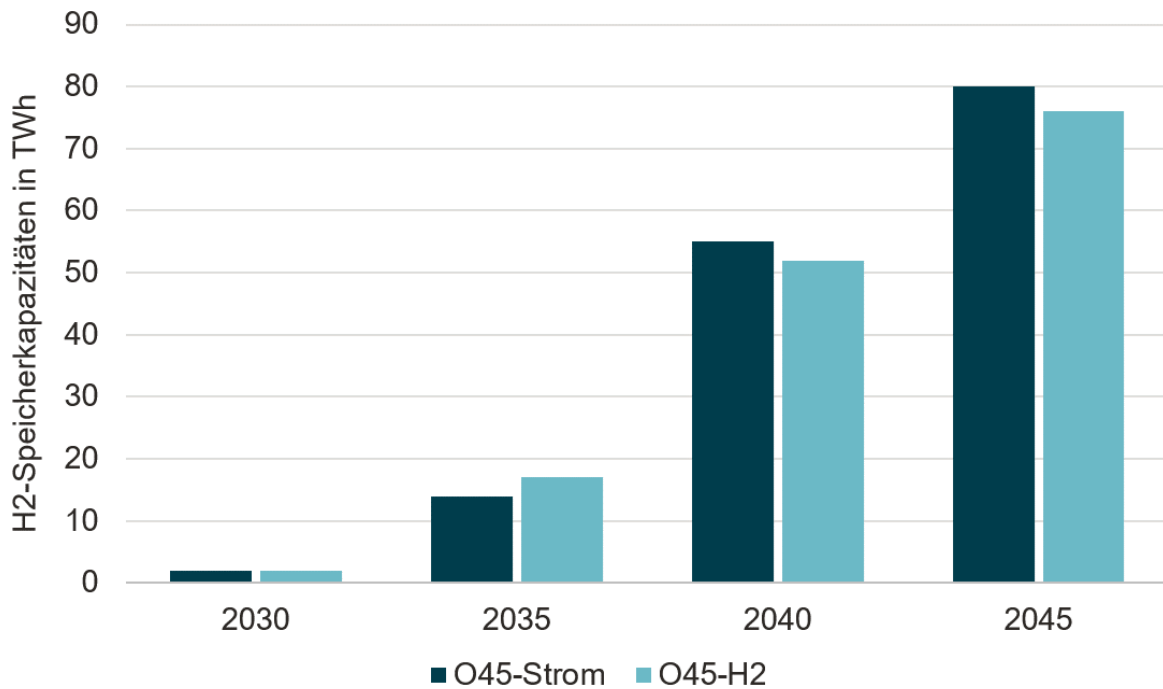
### 1.3 Folgerichtig prognostizieren Studien einen starken Anstieg des Wasserstoffspeicherbedarfs

Die tragende Rolle von Wasserstoffspeichern im zukünftigen deutschen Energiesystem spiegelt sich auch in der Entwicklung des Speicherbedarfs wider. Beispielsweise prognostizieren die BMWK-Langfristszenarien<sup>8</sup> Wasserstoffspeicherkapazitäten von, je nach betrachtetem Szenario, 14 bis 17 TWh in 2035 bzw. 76 bis 80 TWh in 2045, wie in Abbildung 7 illustriert.

---

<sup>8</sup> BMWK (2024): O45-Szenarien, verfügbar unter <https://enertile-explorer.isi.fraunhofer.de:8443/open-view/64620/cb1500155c834a7ffe234cbb3b806383>.

Abbildung 7 Prognosen der BMWK O45-Szenarien zu zukünftigen Wasserstoffspeicherkapazitäten



Quelle: BMWK (2024): O45-Szenarien

Hinweis: Das Szenario O45-Strom (O45-H2) untersucht einen Pfad Richtung Treibhausgasneutralität, der stark auf Stromnutzung (Wasserstoffnutzung) setzt.

Dem steigenden Bedarf sollten bei einem funktionierenden Markt auf der Angebotsseite auch Investitionsentscheidungen entgegenstehen. Im nächsten Kapitel zeigen wir, dass bis 2035 allerdings eine große Lücke zwischen dem voraussichtlichen Bedarf und dem voraussichtlichen Angebot an Wasserstoffspeichern entstehen wird und worauf diese Lücke zurückzuführen ist.

## 2 Ein Finanzierungsmechanismus ist zwingend notwendig, um den Aufbau von ausreichend Wasserstoffspeichern sicherzustellen

In diesem Kapitel zeigen wir, dass sich bis zum Jahr 2035 absehbar eine substantielle Lücke zwischen Angebot und erwartetem Bedarf an Wasserstoffspeichern ergeben wird (Kapitel 2.1) und worauf diese Lücke zurückzuführen ist (Kapitel 2.2).

### 2.1 Der Vergleich des Bedarfs mit den derzeit geplanten Wasserstoffspeicherprojekten zeigt für das Jahr 2035 eine große Lücke

Im Vergleich zum Bedarf an Wasserstoffspeichern bleiben die aktuell geplanten Projekte deutlich hinter dem identifizierten Bedarf zurück. Laut H2Inframap<sup>9</sup> ist derzeit erst in drei Pilot-Projekten von Wasserstoffspeichern tatsächlich eine Final Investment Decision („FID“) getroffen worden. Diese Pilot-Projekte umfassen gemeinsam allerdings nur eine Speicherkapazität von ca. **0,002 TWh** und stellen dementsprechend keine nennenswerten Speicherkapazitäten dar. Hinzu kommen **0,7 TWh** an Wasserstoffspeicherkapazitäten, für die zwar noch keine FID getroffen worden ist, die jedoch in der Planung bereits weiter fortgeschritten sind und einen IPCEI oder PCI<sup>10</sup> Status im Rahmen der EU-Förderprogramme erlangt haben.<sup>11</sup> Ein Vergleich dieser Kapazitäten mit dem erwarteten Wasserstoffspeicherbedarf von ca. 14-17 TWh<sup>12</sup> (in Abhängigkeit des gewählten BMWK-Langfristszenarios) im Jahr 2035 zeigt eine **substantielle Lücke in Höhe von 13,3-16,3 TWh bereits in den nächsten 10 Jahren** auf (Abbildung 8).

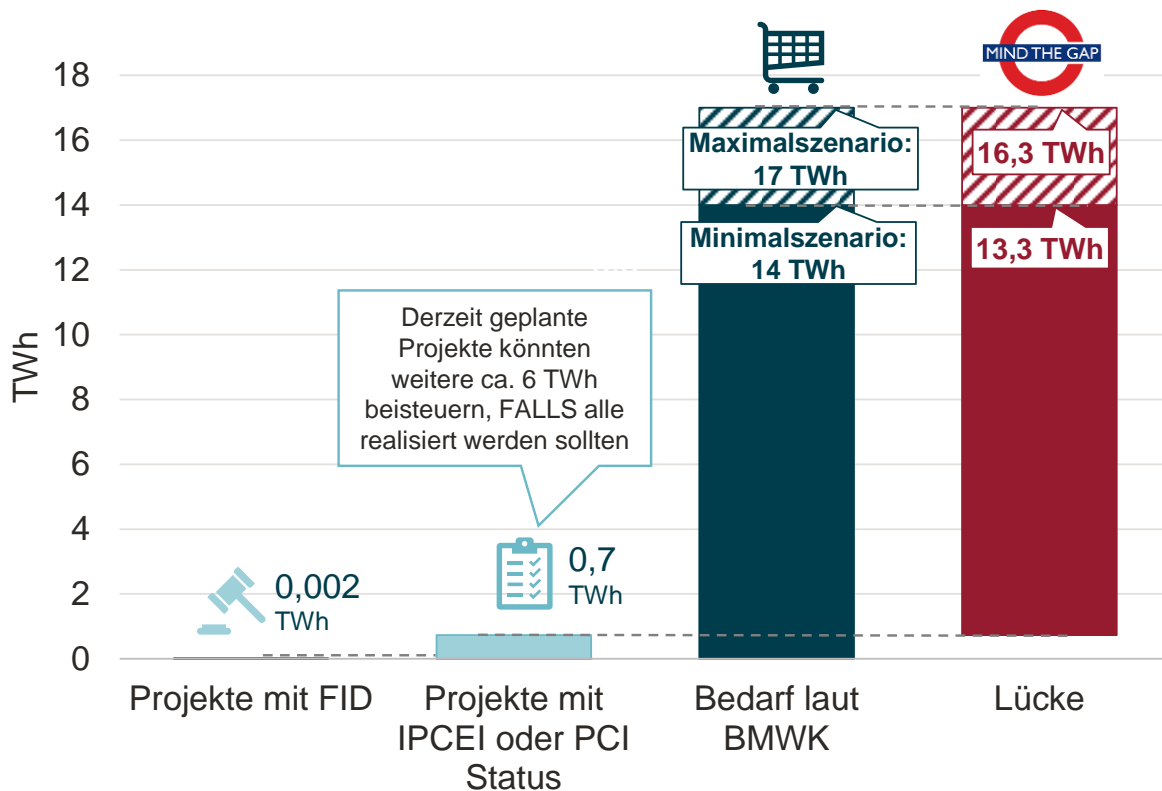
<sup>9</sup> Verfügbar unter <https://www.h2inframap.eu/#map>.

<sup>10</sup> Projects of Common Interest.

<sup>11</sup> Pressemitteilung EC (2024), verfügbar unter [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/IP\\_24\\_789](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/IP_24_789) sowie PCI transparency platform verfügbar unter [https://ec.europa.eu/energy/infrastructure/transparency\\_platform/map-viewer/main.html](https://ec.europa.eu/energy/infrastructure/transparency_platform/map-viewer/main.html).

<sup>12</sup> BMWK (2024): O45-Szenarien, verfügbar unter <https://enertile-explorer.isi.fraunhofer.de:8443/open-view/64620/cb1500155c834a7ffe234cbb3b806383>.

Abbildung 8 Vergleich der Speicherprojekte mit FID, Projekte mit IPCEI/PCI Status und Speicherbedarf im Jahr 2035



Quelle: Frontier Economics auf Basis von H2Inframap, Pressemitteilung EC (2024), BMWK O45-Szenarien (2024)

Wenn man die langen Vorlaufzeiten von Wasserstoffspeichern (bei Kavernenspeicher ca. 7-9 Jahren bei Umrüstung bzw. ca. 11 Jahren bei einem Neubau<sup>13</sup>) berücksichtigt, **müssen also dringend Investitionsentscheidungen für Wasserstoffspeicher getroffen werden, um den erwarteten, ansteigenden Bedarf an Wasserstoffspeicherkapazitäten in den 2030er Jahren decken zu können.**

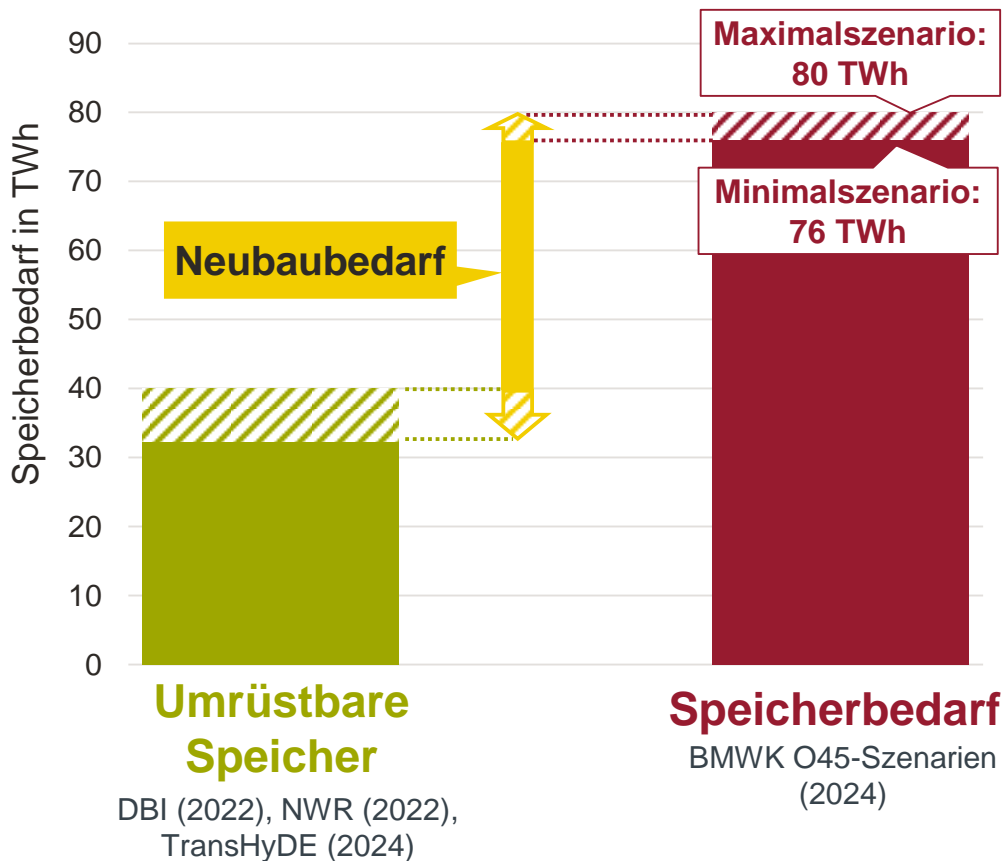
Ein Vergleich des Umrüstungspotenzials von Erdgasspeichern zu Wasserstoffspeichern mit dem langfristigen Bedarf an Wasserstoffspeichern zeigt zudem, dass langfristig grundsätzlich ein Neubaubedarf für Wasserstoffspeicher bestehen wird. Die Umrüstung der gesamten bestehenden Erdgaskavernenspeicherkapazität in Deutschland würde nämlich nur ca. 32-40 TWh<sup>14</sup> Wasserstoffspeicherkapazität zur Verfügung stellen. Im Vergleich zum erwarteten

<sup>13</sup> INES (2023): „Vorschläge für einen Marktrahmen zur Entwicklung von Wasserstoffspeichern“, verfügbar unter [https://energien-speichern.de/wp-content/uploads/2023/10/20231006\\_INES-Positionspapier\\_Vorschlaege-Marktrahmen\\_Entwicklung-H2-Speicher.pdf](https://energien-speichern.de/wp-content/uploads/2023/10/20231006_INES-Positionspapier_Vorschlaege-Marktrahmen_Entwicklung-H2-Speicher.pdf).

<sup>14</sup> DBI (2022): „Wasserstoff speichern – soviel ist sicher“ verfügbar unter [https://energien-speichern.de/wp-content/uploads/2022/06/20220610\\_DBI-Studie\\_H2-speichern-soviel-ist-sicher.pdf](https://energien-speichern.de/wp-content/uploads/2022/06/20220610_DBI-Studie_H2-speichern-soviel-ist-sicher.pdf), NWR (2022): „Hydrogen storage roadmap 2030 for Germany“ verfügbar unter [https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/EN/2023/2022-11-04\\_NWR-Position-Paper\\_Hydrogen-Storage-Roadmap.pdf](https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/EN/2023/2022-11-04_NWR-Position-Paper_Hydrogen-Storage-Roadmap.pdf), TransHyDE (2024): „European Hydrogen Infrastructure

Bedarf an Wasserstoffspeichern im Jahr 2045 von ca. 76-80 TWh<sup>15</sup> (je nach BMWK-Langfristszenario) ergibt sich somit ein **Neubaubedarf von mindestens 36-48 TWh** (Abbildung 9).

**Abbildung 9** Lücke zwischen Umrüstungspotenzial und zukünftigem Wasserstoffspeicherbedarf im Jahr 2045



Quelle: Frontier Economics auf Basis von DBI (2022), NWR (2022), TransHyDE (2024), BMWK O45-Szenarien (2024)

## 2.2 Die voraussichtliche Lücke zwischen Angebot und Bedarf lässt sich auf Barrieren beim Aufbau von Wasserstoffspeichern zurückführen

Grund für die voraussichtliche Lücke zwischen Bedarf und Angebot an Wasserstoffspeichern sind verschiedene Barrieren, die derzeit die Investitionen in Wasserstoffspeicher hemmen. Wir identifizieren die folgenden Barrieren beim Aufbau von Wasserstoffspeichern:

Planning" verfügbar unter <https://publica-rest.fraunhofer.de/server/api/core/bitstreams/7882427f-cd7c-4d49-92bf-eb9b56f47a14/content>.

<sup>15</sup> BMWK (2024): „Neue Langfristszenarien für die Energiewende“, verfügbar unter <https://enertile-explorer.isi.fraunhofer.de:8443/open-view/62867/fea46a11a627b2ec485129740ea3ad98>.



### 1) Herausforderung des Hochlaufs bei geringer initialer Nachfrage

Die Wasserstoffwirtschaft in Deutschland und Europa steckt noch in ihren Anfängen. Abseits von in Kuppelproduktion hergestelltem grauen (fossilen) Wasserstoff für die industrielle Nutzung wird grüner oder blauer Wasserstoff bisher nicht in nennenswertem Umfang hergestellt, transportiert, gespeichert oder verwendet: ein überregionaler Wasserstoffmarkt existiert bisher nicht. Es wird somit zu einem graduellen Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft kommen. In dieser Hochlaufphase müssen angesichts der langen Vorlaufzeiten von Speicherprojekten bereits Investitionsentscheidungen zu Zeitpunkten getroffen werden, in denen noch keine entsprechende Marktnachfrage vorhanden bzw. gesichert erkennbar ist. Darüber hinaus können Speicherkapazitäten, die mittel- bis langfristig zwar von großer Bedeutung sind, voraussichtlich nicht direkt ab Inbetriebnahme zu kostendeckenden Entgelten betrieben werden.<sup>16</sup> Gerade in diesem Zeitraum stehen Speicherbetreiber dementsprechend vor der Herausforderung, ihre tatsächlichen Kosten zu decken und gleichzeitig für Speichernutzer angemessene Entgelte zu bieten. Kostendeckende Entgelte würden in der initialen Phase voraussichtlich prohibitiv hoch ausfallen. Aus diesem Grund müssen Wasserstoffspeicherbetreiber während der Markthochlaufphase mögliche temporäre Unterauslastungen wirtschaftlich überbrücken können.

### 2) Unsicherheit in Bezug auf die Rentabilität von Wasserstoffspeichern

Für Investoren noch gravierender als der graduelle Hochlauf der Speichernachfrage ist die erhebliche Unsicherheit über die zukünftige Marktentwicklung, welche zu erheblichen kommerziellen Risiken führt. Heute besteht weder ein Angebot an wettbewerbsfähigem (grünen oder blauen) Wasserstoff, noch eine signifikante Nachfrage. Wann und in welchem Ausmaß sich diese entwickelt, und wie sich dies auf die Nachfrage nach Speicherprodukten auswirkt, hängt von einer Vielzahl von Faktoren ab. Hierzu zählen nicht zuletzt auch die politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen, wie beispielsweise die Entwicklung von Förderprogrammen auf der Produktionsseite (wie z.B. im Rahmen der Europäischen Wasserstoffbank oder H2Global) oder der Nachfrageseite (wie z.B. Klimaschutzdifferenzverträge, Kraftwerksstrategie oder Kapazitätsmarkt).<sup>17</sup> Potenzielle Investoren in Wasserstoffspeicher sind daher

---

<sup>16</sup> Die Herausforderung einer geringen Auslastung in der Hochlaufphase ist bei Wasserstoffspeichern ggf. weniger stark ausgeprägt als bei Wasserstoffnetzen, da sukzessive einzelne Speicher im Einklang mit dem Bedarf entwickelt werden können, während das Netz unmittelbar auf eine gewisse Zielgröße ausgerichtet werden muss. Allerdings müssen die Entscheidungen über die Entwicklung von einzelnen Speichern aufgrund der ggü. dem Netz längeren Umrüst- bzw. Bauzeiten mit langen Vorläufen geplant werden, und können somit nicht regelmäßig an die ex-ante unsicheren Bedarfsentwicklungen angepasst werden. Zudem bestehen auch beim Speicherbau erhebliche Größenvorteile (Economies of Scale), z.B. wenn mehrere Kavernen dieselbe (entsprechend von vornherein größer dimensionierte) Obertageanlage nutzen. Daher ist es auch bei der Speicherentwicklung ökonomisch sinnvoll, die Kapazität von vornherein an einer gewissen zukünftigen Zielgröße auszurichten, anstatt zu versuchen die Kapazität „in Echtzeit“ an dem tatsächlichen jeweiligen Bedarf auszurichten.

<sup>17</sup> Es bestehen auch bereits Förderprogramme für Wasserstoffspeicher, wie z.B. im Rahmen der IPCEI und PCI-Fördermechanismen der EU. Allerdings in vergleichsweise geringem Förderumfang, zudem sind die Anforderungen dieser Mechanismen kaum auf die Eigenschaften von Speichern ausgerichtet. In beiden Fällen müssen Projekte einen grenzüberschreitenden Effekt vorweisen, durch den die Energiesysteme mehrerer Mitgliedsstaaten verbunden werden. Diese Anforderung ist allerdings für Speicher nur bedingt erfüllbar (im Gegensatz z.B. zu grenzüberschreitenden Wasserstoffnetzen, die inhärent einen grenzüberschreitenden Effekt haben).

großen Risiken bezüglich der Nachfrageentwicklung und entsprechend der Wirtschaftlichkeit ihrer Investitionen ausgesetzt.<sup>18</sup>

### 3) Risiken durch Speicherregulierung

Im Grundsatz kann ein marktliches System in der Lage sein, sowohl die unter Punkt 1 (Hochlauf) erläuterte Fristentransformation vorzunehmen, als auch die unter Punkt 2 (Unsicherheit) erwähnten Risiken zu mitigieren. Allerdings können wesentliche Marktinstrumente, welche beispielsweise Grundlage des Aufbaus der Erdgastransport- und -speicherinfrastruktur waren, aufgrund der im neuen EU-Wasserstoffpaket enthaltenen Vorgaben nicht greifen:<sup>19</sup> Beispielsweise ist eine vertikale Integration über die verschiedenen Stufen der Wertschöpfungskette durch die Vorgaben zur vertikalen Entflechtung („Unbundling“) nun unterbunden. Hinzu kommt, dass die Erlös- bzw. Entgeltregulierung, welche im Rahmen des verpflichtenden regulierten Zugangs Dritter (rTPA) ab spätestens 2033 in allen EU-Mitgliedsstaaten für Wasserstoffspeicher verpflichtend ist, zu asymmetrischen Risiken führt: Im Fall einer hohen Nachfrage nach Speicherprodukten sind die Erlöse nach oben begrenzt (Begrenzung der „upside“ Chance), im Fall einer geringen Nachfrage sind jedoch keine Minimal-Erlöse gesichert (keine Begrenzung des „downside“ Risikos). Hinzu kommt die Unsicherheit über die Ausgestaltung der künftigen Regulierung, da die Vorgaben der EU Richtlinie in den nächsten zwei Jahren noch in nationales Recht überführt und von der Bundesnetzagentur spezifiziert werden müssen.

Im Fall von neuen Infrastruktur-Investitionen wie insbesondere Terminals zum Import von Flüssiggas („Liquid Natural Gas“, LNG) führen diese Risiken regelmäßig dazu, dass Investoren eine Ausnahme von der Erlös- bzw. Entgeltregulierung beantragen, um ihre Kapazität vor der Investitionsentscheidung bereits im Rahmen bilateraler langfristiger Verträge mit freier Preisgestaltung vermarkten zu können, und so die Investition abzusichern.<sup>20</sup> Eine solche Ausnahme ist auch für Wasserstoffspeicher grundsätzlich möglich, wenn bestimmte Kriterien erfüllt sind. Vor dem Hintergrund der großen Unsicherheit über den gesamten Wasserstoffhochlauf sowie der langen Umrüst- bzw. Bauvorlaufzeiten für Wasserstoffspeicher ist allerdings fraglich, inwieweit Speicherbetreiber in der Lage sein werden, Vertragspartner für langfristige Speichernutzungsverträge zur Absicherung wesentlicher Anteile der Investitionskosten des Speichers zu finden.

### 4) Nicht alle Wertedimensionen von Wasserstoffspeichern kurzfristig marktfähig

Eine weitere Barriere für Investitionen in Wasserstoffspeicher liegt darin, dass nicht alle Mehrwerte, die Wasserstoffspeicher dem Energiesystem bieten, durch Speichernutzer direkt

---

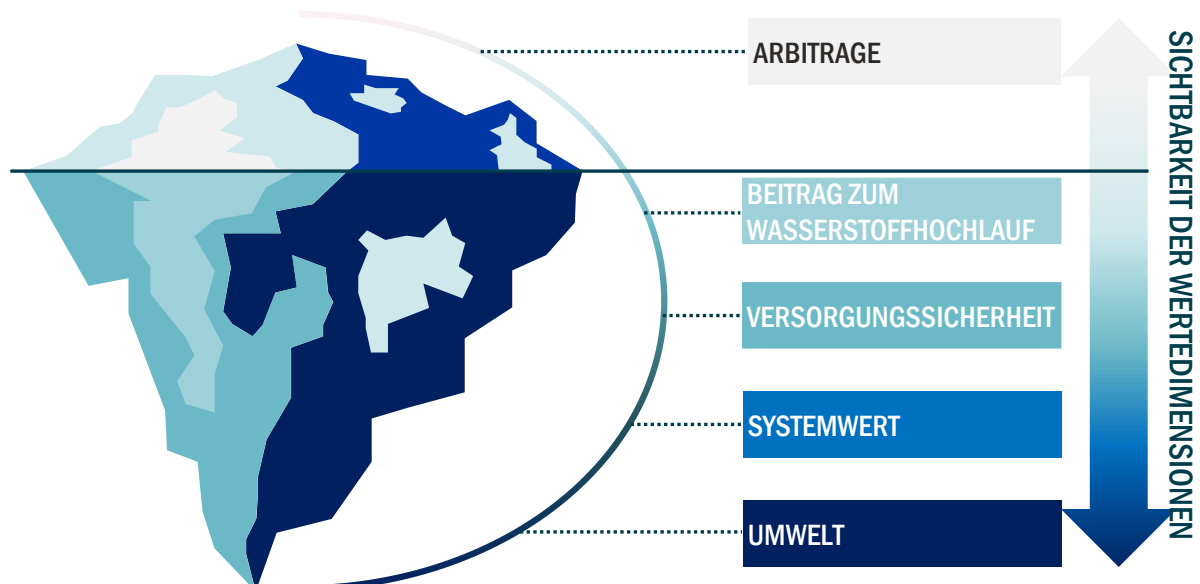
<sup>18</sup> Hinzu kommt eine infrastrukturelle Unsicherheit, insbesondere in Bezug auf die Frage ob eine Speicherinvestition rechtzeitig und hinreichend dimensioniert an das Wasserstoffnetz angeschlossen wird.

<sup>19</sup> Europäische Union (2024), <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2024/05/21/fit-for-55-council-signs-off-on-gas-and-hydrogen-market-package/>.

<sup>20</sup> Siehe Europäische Kommission (2024), [https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/wholesale-energy-market/access-infrastructure-exemptions-and-derogations\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/wholesale-energy-market/access-infrastructure-exemptions-and-derogations_en). Frontier hat mehr als die Hälfte der knapp 20 erfolgreichen Anträge von LNG Terminals in der EU als ökonomischer Sachverständige begleitet.

vergütet werden (vgl. Abbildung 10). Zwar werden Wasserstoffspeicher absehbar für den Arbitrage Wert, den sie generieren, kompensiert. Allerdings ist – insbesondere in den frühen Marktphasen des Wasserstoffhochlaufs – noch nicht absehbar, inwiefern von Speicherbetreibern auch weitere Beiträge von Wasserstoffspeichern monetarisiert werden können im Hinblick auf ihren Beitrag zum Wasserstoffhochlauf, zur Versorgungssicherheit, zum Systemwert, oder für die Umwelt durch eine beschleunigte Klimazielerreichung. Denn inwieweit Speicherbetreiber für derartige Mehrwerte finanziell kompensiert werden (oder ob diese Mehrwerte „positive externe Effekte“<sup>21</sup> bleiben, von denen Speicherbetreiber nicht kommerziell profitieren), hängt von der weiteren Ausgestaltung der Rahmenbedingungen und Regulierung der Wasserstoffwirtschaft ab.

**Abbildung 10** Illustrative Darstellung der Sichtbarkeit der Wertedimensionen von Wasserstoffspeichern



Quelle: Frontier Economics

### 5) Komplexe und langwierige Genehmigungsverfahren

Neben der kommerziellen Unsicherheit sind Speicherbetreiber Hürden durch langwierige und komplexe Zulassungsverfahren ausgesetzt. Die Genehmigungsverfahren für Wasserstoffspeicher folgen derzeit noch keinen erprobten bzw. standardisierten Prozessen, sodass sich dadurch weitere Unsicherheiten sowie Verzögerungen im Inbetriebnahmeprozess ergeben können. Zudem wird der Zulassungsprozess bei Umrüstungsprojekten durch die möglichen Rückwirkungen auf die Versorgungssicherheit mit Erdgas verkompliziert. Unter aktuellen Vorgaben im § 35h des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG)<sup>22</sup> muss für die Außerbetriebnahme

<sup>21</sup> Unter einem externen Effekt versteht man in der Volkswirtschaftslehre die nicht kompensierten Auswirkungen ökonomischer Entscheidungen auf unbeteiligte Marktteilnehmer. Der positive externe Effekt ist in diesem Fall der nicht (ausreichend) kompensierte Nutzen der Wasserstoffspeicher.

<sup>22</sup> Verfügbar unter [https://www.gesetze-im-internet.de/enwg\\_2005/\\_35h.html](https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/_35h.html).

und anschließende Umrüstung von Gasspeichern (die kommerziell besonders interessant und im Vergleich zu Neubauvorhaben technisch schneller umsetzbar ist) individuell geprüft werden, ob dadurch nachteilige Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit entstehen. Für Umrüstungsprojekte entsteht hierdurch eine zusätzliche Unsicherheit sowie weitere zeitliche Verzögerungen im Umbauvorhaben. Der dafür bisher verwendete Prozess einer Einzelfallprüfung ist zudem ggf. nicht zielführend, um die Versorgungssicherheit aus Gesamtsystemsicht zu bewerten.

Durch diese Investitionsbarrieren kann es zu einem **Marktversagen in der kurzen Frist** kommen: der freie Markt ist aufgrund dieser Sondereffekte absehbar nicht in der Lage, die notwendigen Investitionsentscheidungen auszulösen, um die antizipierte Lücke zwischen Angebot und Nachfrage nach Wasserstoffspeichern zu schließen und das volkswirtschaftlich optimale Level an Wasserstoffspeichern zu erreichen. Entsprechend ist **ein staatlicher Finanzierungsmechanismus notwendig, um den angestrebten zeitnahen Hochlauf der Wasserstoffspeicherkapazitäten sicherzustellen.**

### 3 Erlösbasierte CfDs und das Amortisationsverfahren schneiden bei der Bewertung acht verschiedener Instrumente zur Beanreizung des Wasserstoffspeicherhochlaufs am besten ab

Um die Investitionsbarrieren von Wasserstoffspeichern zu überwinden und den Wasserstoffspeicherhochlauf anzureizen, stehen verschiedene Instrumente zur Verfügung. In diesem Kapitel untersuchen wir ausgewählte mögliche Instrumente sowie deren Eignung zur Förderung bzw. Finanzierung des Wasserstoffspeicherhochlaufs. Wir folgen dafür einem vierstufigen Prozess:

- **Aufstellung einer Long List an möglichen Instrumenten:** Als Ausgangspunkt stellen wir eine Long List möglicher Instrumente zur Beanreizung des Wasserstoffspeicherhochlaufs auf Basis bereits existierender Förder- bzw. Finanzierungsinstrumente im Energiebereich auf (Kapitel 3.1);
- **Definition von Bewertungskriterien:** Zur Bewertung der Eignung der Instrumente auf der Long List definieren wir fünf politisch-ökonomische Bewertungskriterien (Kapitel 3.2);
- **Ableitung einer Short List auf Basis der Effektivität als K.O.-Kriterium:** Wir reduzieren die Long List an Instrumenten zu einer Short List, indem wir Instrumente ausschließen, welche erwartungsgemäß nicht ausreichend effektiv bei der Beanreizung des Wasserstoffspeicherhochlaufs sind (Kapitel 3.3);
- **Bewertung der Short List anhand der Bewertungskriterien:** In einem letzten Schritt bewerten wir die verbleibenden Instrumente auf der Short List anhand aller fünf definierten Bewertungskriterien (Kapitel 3.4) und leiten die für die Förderung bzw. Finanzierung des Wasserstoffspeicherhochlaufs am besten geeigneten Instrumente ab.

Im anschließenden Kapitel 4 kombinieren wir die vorteilhaften Elemente der zwei am besten bewerteten Instrumente dann in einem Vorschlag für eine konkrete Ausgestaltung eines Mechanismus.

Wir erläutern die einzelnen Prozessstufen der Instrumentenbewertung im Folgenden näher.

#### 3.1 Ausgangspunkt bildet eine Long List an möglichen Instrumenten zur Beanreizung des Wasserstoffspeicherhochlaufs

Auf Basis in anderen Teilbereichen der Energiewirtschaft innerhalb und außerhalb Deutschlands bereits existierender bzw. diskutierter Förder- oder Finanzierungsinstrumente leiten wir eine Long List an möglichen Instrumenten zur Beanreizung des Wasserstoffspeicherhochlaufs her. Abbildung 11 gibt eine Übersicht der betrachteten Instrumente sowie deren bereits bestehende Anwendungsbeispiele.

Abbildung 11 Übersicht der betrachteten Instrumente zur Finanzierung von Wasserstoffspeichern

Instrument	Beschreibung	Beispiele
<b>Erlösbasierte CfDs</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Instrument garantiert die <b>Erstattung der Differenz</b> zwischen <b>festgelegten Referenzerlösen</b> und <b>dem tatsächlich am Markt erzielten Erlös</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fördervorschlag H2-Speicher (GB)</li> <li>Fördervorschlag H2-Speicher INES (DE)</li> </ul>
<b>Amortisationsverfahren</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Zeitliche Entkopplung</b> der regulatorisch festgelegten <b>Entgelte von den Betreiberkosten</b> durch <b>Ausgleich der Differenz zwischen Erlösen und Kosten</b> der Betreiber über <b>Amortisationskonto</b> sowie <b>subsidiäre staatliche Absicherung</b> eines möglichen Fehlbetrags am Ende der Laufzeit (abzgl. eines Selbstbehaltes)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Finanzierung des H2-Kernnetzes nach § 28r und § 28s EnWG (DE)</li> </ul>
<b>Preisbasierte CfDs</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Instrument garantiert die <b>Erstattung der Differenz</b> zwischen einem <b>Referenzpreis</b> und <b>dem tatsächlich am Markt erzielten Preis</b> (pro Einheit erbrachter Leistung)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Förderung erneuerbare Energien (verschiedene EU-Staaten)</li> </ul>
<b>Fixe Prämien</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Pauschale Prämie</b>, welche <b>in Auktionen festgelegt</b> und <b>pro Einheit erbrachter Leistung</b> ausgezahlt wird</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Feste Prämie für Produktion von H2 der Hydrogen Bank (EU)</li> </ul>
<b>Investitionsförderungen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Pauschale Fördersumme</b>, die <b>unabhängig von der erbrachten Leistung</b> ausgezahlt werden (<b>CAPEX-Förderung</b>)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>IPCEI für H2-Speicher (EU)</li> </ul>
<b>Indirekte Förderung</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Förderung von Speicherbetreibern <b>indirekt über die Reduktion von Nachfragerisiken</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Klimaschutzverträge (DE)</li> </ul>
<b>Strategische Reserve</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Strategische Bevorratung von Wasserstoff</b> zur Überbrückung potenzieller, kurzfristiger Wasserstoffengpässe</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Strategische Gasreserve (AT), Stromreserve (DE)</li> <li>Ölreserve (DE)</li> </ul>
<b>Speicher- verpflichtung</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Verpflichtung einen Anteil des Speicherbedarfs durch H2-Speicher</b> zu decken (mit ansteigendem Quotenpfad über die Zeit und <b>Pönale</b> bei Nichterfüllung)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Politisch diskutierte Grüngasquote (DE)</li> </ul>

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: CfD = Contract for Difference, CAPEX = Capital Expenditures

Die Funktionsweise preisbasierter und erlösbasierter CfDs ist sehr ähnlich. Bei beiden erfolgen Differenzzahlungen zwischen einem festgelegten Referenzwert und dem am Markt erzielten Wert. Der Unterschied besteht jedoch darin, dass der „Wert“ bei preisbasierten CfDs ein Preis und bei erlösbasierten CfDs ein Erlös (also eine Kombination aus Menge und Preis) ist.

Nachfolgend erläutern wir die acht von uns näher untersuchten Instrumente:

- Erlösbasierte CfDs:** Bei den erlösbasierten CfDs handelt es sich um ein Instrument, welches über eine festgelegte Vertragslaufzeit (z.B. 15 Jahre) jeweils jährlich die Erstattung der Differenz zwischen festgelegten Referenzerlösen (welche unabhängig von der tatsächlich abgesetzten Menge bestimmt werden) und dem tatsächlich am Markt erzielten Erlös garantiert. Zur Beanreizung von Investitionen legt man die festgelegten

Referenzerlöse auf der Höhe der (anteiligen) Vollkosten<sup>23</sup> für Wasserstoffspeicherbetreiber fest, sodass die CfDs die Lücke zwischen den Kosten von Speicherbetreibern und der (in der Markthochlaufphase voraussichtlich noch zu geringen) Zahlungsbereitschaft der Kunden ausgleichen. Je nach Gestaltung sind dabei Rückführungen an den Geldgeber vorgesehen, wenn die tatsächlichen Erlöse die Referenzerlöse übersteigen.<sup>24</sup> Verschiedene Formen der erlösbasierten CfDs werden bereits als Förderungen von Wasserstoffspeichern diskutiert (z.B. die von der Regierung vorgeschlagene Erlösuntergrenze für Wasserstoffspeicher in Großbritannien<sup>25</sup> oder der Fördervorschlag für Wasserstoffspeicher von INES in Deutschland<sup>26</sup>).

- **Amortisationsverfahren:** Das Amortisationsverfahren ist das Finanzierungsinstrument des Wasserstoffkernnetzes in Deutschland<sup>27</sup>. Dabei handelt es sich um eine zeitliche Entkopplung der regulatorisch festgelegten Entgelte von den Betreiberkosten sowie eine subsidiäre staatliche Absicherung eines möglicherweise am Ende der Laufzeit verbleibenden Fehlbetrags (unter Anrechnung eines Selbstbehalts für Netzbetreiber). Beim Amortisationsverfahren erfolgt die Finanzierung durch die Kompensation der Differenz zwischen den Netzerlösen und den Netzkosten. Bei anfänglich geringer Nachfrage und somit geringer Auslastung, werden die erwarteten Erlöse noch unterhalb der kalkulatorischen Kosten der Betreiber liegen. In dieser Zeit wird die Differenz der Erlöse zu den Kosten erstattet und einem kollektiven Amortisationskonto für alle Wasserstoffnetzbetreiber zugeschrieben. Bei einem erfolgreichen Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft übersteigen im Rahmen der intertemporalen Kostenallokation erwartungsgemäß zukünftig die Erlöse der Netzbetreiber deren Kosten. Die Differenzbeträge werden wiederum dem Amortisationskonto gutgeschrieben, sodass das Defizit Stück für Stück ausgeglichen wird.
- **Preisbasierte CfDs:** Die preisbasierten CfDs funktionieren in Bezug auf den Mechanismus gleich wie die erlösbasierten CfDs. Der Unterschied ist jedoch, dass es sich um ein preisbasiertes Instrument handelt, sodass jeweils die Differenz zwischen einem festgelegten Referenzpreis und dem tatsächlich am Markt erzielten Preis ausgeglichen wird.

---

<sup>23</sup> Im Falle einer Abschreibungsdauer, die länger als die Laufzeit der CfDs ist, basieren die Referenzerlöse dennoch auf den kalkulatorischen Abschreibungen der gesamten Abschreibungsdauer, sodass nur die anteiligen Vollkosten für die Dauer des CfDs berücksichtigt werden.

<sup>24</sup> Bei vollständiger Rückführung in Höhe der Differenz zwischen tatsächlichen Erlösen und Referenzerlösen spricht man von einer „symmetrischen“ Ausgestaltung, weil dann unabhängig davon, ob die tatsächlichen Erlöse unterhalb oder oberhalb der Referenzerlöse liegen, die CfDs immer die vollständige Differenz zwischen den tatsächlichen Erlösen und den Referenzerlösen ausgleichen bzw. abschöpfen. Bei einer „asymmetrischen“ Ausgestaltung würde entweder bei tatsächlichen Erlösen unterhalb der Referenzerlöse nicht die vollständige Differenz ausgeglichen oder bei tatsächlichen Erlösen oberhalb der Referenzerlösen nicht die vollständige Differenz abgeschöpft werden.

<sup>25</sup> Department for Energy Security & Net Zero (2023): „Hydrogen transport and storage infrastructure: minded to positions“, verfügbar unter [https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/1175804/hydrogen-transport-storage-minded-to-positions.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1175804/hydrogen-transport-storage-minded-to-positions.pdf). Die Kernpunkte sind in Anhang A.1 zusammengefasst.

<sup>26</sup> INES (2023): „Vorschläge für einen Marktrahmen zur Entwicklung von Wasserstoffspeichern“, verfügbar unter [https://energien-speichern.de/wp-content/uploads/2023/10/20231006\\_INES-Positionspapier\\_Vorschlaege-Marktrahmen\\_Entwicklung-H2-Speicher.pdf](https://energien-speichern.de/wp-content/uploads/2023/10/20231006_INES-Positionspapier_Vorschlaege-Marktrahmen_Entwicklung-H2-Speicher.pdf). Die Kernpunkte sind in Anhang A.2 zusammengefasst.

<sup>27</sup> Bundesnetzagentur (2024): „Festlegung WANDA“ verfügbar unter [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/Rahmen\\_Ebene1/WANDA/start.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/Rahmen_Ebene1/WANDA/start.html). Die Kernpunkte sind in Anhang A.3 zusammengefasst.

Bei der Förderung mit preisbasierten CfDs handelt es sich also um eine mengenabhängige Förderung, welche pro Einheit erbrachter Leistung<sup>28</sup> ausgezahlt wird. Dementsprechend verbleibt das Mengenrisiko (also die Verantwortung für die Auslastung der eigenen Anlagen) bei den Betreibern. Dieser Mechanismus wird bei der Förderung von erneuerbarem Strom in verschiedenen EU-Ländern angewandt.

- **Fixe Prämien:** Bei den fixen Prämien handelt es sich um eine pauschale Förderung, welche pro Einheit erbrachter Leistung ausgezahlt wird. Die Höhe der Prämie wird üblicherweise in wettbewerblichen Auktionen festgelegt. Ein Beispiel für den Einsatz von fixen Prämien ist die Förderung der Wasserstoffproduktion der EU Hydrogen Bank.
- **Investitionsförderungen:** Bei den Investitionsförderungen handelt es sich ebenfalls um eine pauschale Förderung. Diese wird allerdings im Gegensatz zu den fixen Prämien unabhängig von der erbrachten Leistung ausbezahlt. Aus diesem Grund handelt es sich dabei oftmals um eine Förderung von CAPEX (Capital Expenditures), welche zur Finanzierung der Investitionsausgaben zu Beginn von Projekten angewandt wird. Darunter fallen auch die IPCEI-Förderungen im EU Kontext.
- **Indirekte Förderungen:** Der Wasserstoffspeicherhochlauf kann auch indirekt gefördert werden. In diesem Fall werden nicht die Speicherbetreiber selbst, sondern potenzielle Speichernutzer bzw. deren Kunden gefördert, z.B. in Form von Förderinstrumenten wie Klimaschutzverträgen („Carbon Contracts for Difference“, CCfD). Hierdurch kann Bedarf für Wasserstoffspeicherung und somit eine Nachfrage nach Wasserstoffspeicherprodukten ausgelöst werden, was die Nachfragerisiken von Speicherbetreibern reduzieren kann.
- **Strategische Reserve:** Bei einer strategischen Reserve handelt es sich um die strategische Bevorratung eines Energieträgers zur Überbrückung potenzieller, kurzfristiger Engpässe. Dabei werden die Betreiber der strategischen Reserve für die Vorhaltung sowie für allfällige Abrufe auf Kostenbasis vergütet. Es gibt bereits verschiedene Beispiele für strategische Reserven im Strom- (z.B. Stromreserve Deutschland), Gas- (z.B. Gasreserve Österreich) oder auch im Ölbereich (z.B. Ölreserve in Deutschland).
- **Speicherverpflichtung:** Neben den klassischen Förderinstrumenten, bei welchen öffentliche Gelder zur gezielten Anreizsetzung verwendet werden, kann der Hochlauf auch über gewisse Verpflichtungen beanreizt werden. Es könnten z.B. Gasspeichernutzer dazu verpflichtet werden, einen Teil (bzw. Quote) ihres Gasspeicherbedarfs über Wasserstoffspeicher zu decken. Ein ansteigender Quotenpfad über die Zeit sowie eine Pönale bei Nichterfüllung der Verpflichtung könnten demnach auch ohne den direkten Einsatz von Fördermitteln zum Hochlauf von Wasserstoffspeichern führen. Mit dem Vorschlag einer Grüngasquote aus der SPD-Bundestagsfraktion<sup>29</sup> wurde ein solches Instrument für den generellen Hochlauf von grünen Gasen (Biomethan, grüner und blauer Wasserstoff) politisch bereits diskutiert.

---

<sup>28</sup> Die erbrachte Leistung kann bei Speichern unterschiedlich definiert sein (z.B. anhand eines Bündels von Speichervolumen sowie Ein- und Ausspeicherkapazität für eine gewisse Vertragsdauer).

<sup>29</sup> Konzept zur Grüngasquote aus der SPD-Fraktion (01.08.2023).



Im nächsten Kapitel beschreiben wir die zur Bewertung herangezogenen Bewertungskriterien.

### 3.2 Zur Bewertung der Instrumente wenden wir fünf politisch-ökonomische Bewertungskriterien an

Um eine informierte und systematische Entscheidung in Bezug auf die bestmögliche Wahl des Instruments zur Förderung bzw. Finanzierung des Wasserstoffspeicherhochlaufs zu treffen, bewerten wir die verschiedenen Instrumente anhand der fünf in Abbildung 12 dargestellten politisch-ökonomischen Bewertungskriterien. Die nachfolgende Bewertung wird auf einer Skala von eins bis fünf durchgeführt, wobei eine Bewertung von 1 die geringste Erfüllung und eine Bewertung von 5 die höchste Erfüllung des jeweiligen Kriteriums bedeutet.

Abbildung 12 Übersicht der für die Bewertung der Instrumente verwendeten Bewertungskriterien

Bewertungskriterien	Bewertungsskala
<b>Effektivität</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Fördert das Instrument gezielt den <b>Hochlauf von H2-Speichern</b> in Deutschland?</li> <li>Mindert das Instrument gezielt die <b>Risiken der Marktteilnehmer</b> sodass das Henne-Ei-Problem gelöst werden kann?</li> </ul>	
<b>Kosteneffizienz</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Sorgt das Instrument dafür, dass der Hochlauf von H2-Speichern auf <b>kostengünstigste Art und Weise</b> erfolgt (z.B. in Bezug auf die Wahl der geförderten Projekte sowie deren Betrieb)?</li> </ul>	
<b>Flexibilität</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Kann das Instrument <b>flexibel auf Veränderungen im Marktumfeld reagieren</b> und sich den Phasen des Markthochlaufs anpassen?</li> </ul>	
<b>Einfache Umsetzbarkeit</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Ist das Instrument <b>einfach und transparent umsetzbar</b> und hält sich der dadurch induzierte <b>administrative Aufwand</b> in Grenzen?</li> </ul>	
<b>Bedarf staatlicher Mittel und beihilferechtliche Durchsetzbarkeit</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Kommt das Instrument ohne <b>staatliche Mittel</b> aus (wodurch die politische Durchsetzbarkeit erleichtert wird)?</li> <li>Ist das Instrument mit dem <b>Beihilferecht kompatibel</b>?</li> </ul>	

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Die Bewertung der Instrumente wird auf einer Skala von eins bis fünf durchgeführt, wobei eins die schlechteste und 5 die beste Bewertung darstellt.

Das Bewertungskriterium „Effektivität“ ist dabei von übergeordneter Relevanz, da es die prinzipielle Fähigkeit der Instrumente misst, den angestrebten Hochlauf von Wasserstoffspeichern zu beanreizen. Dieses Kriterium definieren wir deshalb als K.O.-Kriterium und schließen Instrumente, welche bei der Bewertung der Effektivität nicht hinreichend gut abschneiden, von der Short List aus, wie wir nachfolgend erläutern.

### 3.3 Anhand der Effektivität als Bewertungskriterium leiten wir eine Short List an Instrumenten ab

Wie in Kapitel 2.2 beschrieben, werden aufgrund mehrerer Hemmnisse derzeit zu wenige Investitionsentscheidungen für Wasserstoffspeicher getroffen. Das primäre Ziel der staatlichen Intervention besteht also darin, neue Investitionsanreize für Wasserstoffspeicher zu schaffen. Dieses Ziel bilden wir durch das Bewertungskriterium der Effektivität ab und schließen aufgrund mangelnder Effektivität folgende drei Instrumente von der Short List aus:

- **Fixe Prämien:** Bei den fixen Prämien handelt es sich um eine mengenabhängige Förderung, welche pro nachgefragter Einheit ausbezahlt wird. Dementsprechend kann das Instrument das Mengenrisiko der Speicherbetreiber nicht reduzieren. Die fixe Höhe der Prämie führt außerdem dazu, dass Speicherbetreiber nur begrenzte Sicherheit im Hinblick auf ihre zukünftigen Gesamterlöse bekommen, welche sich aus den Erlösen über die fixe Prämie (pro Mengeneinheit ex-ante fixiert) und den tatsächlichen Vermarktungserlösen (Preis und Menge abhängig von der Marktentwicklung) zusammensetzt. Durch die Kombination dieser beiden Eigenschaften schätzen wir das verbleibende Investitionsrisiko für Speicherbetreiber weiterhin als sehr hoch ein, sodass das Instrument nicht effektiv genug zum Hochlauf der Wasserstoffspeicher beiträgt.
- **Indirekte Förderungen:** Indirekte Förderung (z.B. Förderung der Wasserstoffproduktion oder -nachfrage) können zwar indirekt positive Effekte auf Investitionsentscheidungen von Wasserstoffspeicherbetreibern haben, allerdings schätzen wir diese als zu gering für die effektive Beanreizung des Wasserstoffspeicherhochlaufs ein, als das ein solches Instrument alleine für sich ausreichend effektiv wäre.
- **Strategische Reserve:** Die Strategische Reserve ist nicht als Hochlaufinstrument geeignet, da ihre Nutzung lediglich im Fall von Versorgungsengpässen vorgesehen ist. Die Kompensation der Vorhaltung und Nutzung auf Kostenbasis schafft zudem keine zusätzlichen Investitionsanreize, wodurch die Effektivität als gering zu bewerten ist.

Während diese Instrumente von der Short List an Kerninstrumenten zur Förderung bzw. Finanzierung von Wasserstoffspeichern ausgeschlossen werden, können sie ggf. dennoch einen Beitrag zum Hochlauf der Wasserstoffspeicher leisten. Aus diesem Grund gilt es, diese Instrumente im Rahmen der Festlegung der allgemeinen Rahmenbedingungen und der konkreten Ausgestaltung des Förder- und Finanzierungsinstruments zu berücksichtigen (Kapitel 5).

Im nächsten Kapitel nehmen wir die systematische Bewertung der verbleibenden Instrumente auf Basis aller fünf definierten Bewertungskriterien vor.

### 3.4 Bei der Bewertung der Short List stehen die erlösbasierten CfDs und das Amortisationsverfahren als präferierte Instrumente hervor

Die genauere Analyse der Instrumente auf der Short List zeigt, dass die erlösbasierten CfDs sowie das Amortisationsverfahren für die Förderung bzw. Finanzierung von Wasserstoffspeichern am besten geeignet sind. Preisbasierte CfDs sowie Investitionsförderungen könnten ebenfalls einen Beitrag zum Hochlauf von Wasserstoffspeichern schaffen, sind allerdings als alleinstehendes Instrument insbesondere weniger effektiv und zum Teil auch schlechter durchsetzbar als die erlösbasierten CfDs oder das Amortisationsverfahren. Die Speicherverpflichtungen hingegen fallen bei der Bewertung insbesondere aufgrund ihrer mangelnden Flexibilität und Herausforderungen bei der Umsetzung von den anderen Instrumenten ab. Abbildung 13 fasst die Bewertungsergebnisse der Instrumente auf der Short List zusammen.

Abbildung 13 Übersicht der Bewertung der Short List Instrumente zur Beanreicherung von Wasserstoffspeichern

Instrument	Bewertungskriterien						
	Effektivität	Kosteneffizienz	Flexibilität	Einfache Umsetzbarkeit	Staatliche Mittel und Durchsetzbarkeit		
Erlösbasierte CfDs	4	4	5	3	3	➡	👍
Amortisationsverfahren	4	3	4	3	4	➡	👍
Preisbasierte CfDs	2	3	5	3	3	➡	👉
Investitionsförderungen	3	4	3	4	2	➡	👉
Speicherverpflichtungen	3	3	2	2	3	➡	👎

Quelle: Frontier Economics

Im Folgenden beleuchten wir die Bewertung der einzelnen Instrumente in weiterem Detail.

#### Erlösbasierte CfDs

Die erlösbasierten CfDs zeichnen sich hauptsächlich durch Effektivität, Kosteneffizienz sowie Flexibilität bei der Förderung von Wasserstoffspeichern aus. Nachteil der erlösbasierten CfDs

ist insbesondere die Notwendigkeit von staatlichen Mitteln für die Garantie der Referenzerlöse. Abbildung 14 fasst die Bewertung der erlösbasierten CfDs (auf Basis der von INES vorgeschlagenen Ausgestaltung<sup>30</sup>) zusammen.

**Abbildung 14 Bewertung erlösbasierter CfDs zur Beanreizung von Wasserstoffspeichern (auf Basis der durch INES vorgeschlagenen Ausgestaltung)**

<b>Effektivität</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>Umfassende Reduktion des Investitionsrisikos</b> durch Garantie von Referenzerlösen zur Deckung von CAPEX und fixer OPEX</li> <li>▪ <b>Reduktion des Mengenrisikos</b> durch mengenunabhängige Förderung, <b>Restrisiko verbleibt</b> bei Laufzeit &lt; Abschreibungsdauer</li> </ul>	4
<b>Kosteneffizienz</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>Kosteneffizienz bei der Wahl der geförderten Projekte</b> durch wettbewerbliche Vergabe bei hinreichender Wettbewerbsintensität möglich allerdings bisher <b>kein Kostenkriterium</b> bei der Vergabe angedacht</li> <li>▪ <b>Anreiz für kosteneffiziente(r) Vermarktung/Betrieb</b> bei Partizipation an Vermarktungserlösen</li> </ul>	4
<b>Flexibilität</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>Automatische Anpassung</b> der Förderhöhe über die Zeit + <b>automatischer Rückzug</b> des Instruments am Laufzeitende</li> <li>▪ Jährliche Ausschreibungen ermöglichen <b>Anpassung der geförderten Kapazitäten an Speicherbedarf</b></li> </ul>	5
<b>Einfache Umsetzbarkeit</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Relativ <b>einfache und transparente</b> Umsetzung möglich</li> <li>▪ Für wettbewerbliche Vergabe bedarf es allerdings einer <b>Ausschreibung</b> (ggf. nicht trivial wenn Umrüstungspotenzial &lt; Bedarf)</li> </ul>	3
<b>Bedarf staatlicher Mittel und beihilferechtliche Durchsetzbarkeit</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Erfordert den <b>Einsatz von staatlichen Mitteln</b></li> <li>▪ <b>Überförderung</b> kann durch Rückführmechanismus an Fördergeldgeber (symmetrischer CfD) verhindert werden → erhöht die Kompatibilität mit dem Beihilferecht</li> </ul>	3

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Wir beziehen uns auf die von INES in ihrem Positionspapier „Vorschläge für einen Marktrahmen zur Entwicklung von Wasserstoffspeichern“ vorgeschlagenen Ausgestaltung ([hier](#) verfügbar).  
CAPEX = Capital Expenditures, OPEX = Operational Expenditures

### Amortisationsverfahren

Die Stärken des Amortisationsverfahrens liegen insbesondere in der Effektivität, der Flexibilität sowie der beihilferechtlichen Durchsetzbarkeit. Durch das intertemporale Ausgleichskonto handelt es sich beim Amortisationsverfahren eher um einen kreditähnlichen Finanzierungsmechanismus als um eine Förderung. Aus diesem Grund kann die Finanzierung auch über andere Träger, wie zum Beispiel die KfW, laufen, welche die öffentlichen Haushalte nicht direkt belasten. Das fördert insbesondere die politische, aber vermutlich auch die

<sup>30</sup> [https://energien-speichern.de/wp-content/uploads/2023/10/20231006\\_INES-Positionspapier\\_Vorschlaege-Marktrahmen\\_Entwicklung-H2-Speicher.pdf](https://energien-speichern.de/wp-content/uploads/2023/10/20231006_INES-Positionspapier_Vorschlaege-Marktrahmen_Entwicklung-H2-Speicher.pdf)

beihilferechtliche Durchsetzbarkeit.<sup>31</sup> Etwas schwächer schneidet das Amortisationskonto bei der Kosteneffizienz ab. Dies ist auf die kollektive Natur des Amortisationsverfahrens im H<sub>2</sub>-Kernnetz zurückzuführen, wobei eine gemeinschaftliche Planung und Auswahl der zu realisierenden Projekte durchgeführt wird. Die Bewertung des Amortisationsverfahrens (auf Basis der Umsetzung für das Wasserstoffkernnetz in Deutschland) ist in Abbildung 15 zusammengefasst. Dafür übertragen wir das für die Finanzierung des Wasserstoffkernnetz verwendete Amortisationsverfahren auf Speicherbetreiber und unterstellen regulatorisch festgelegte, einheitliche Speicherentgelte und einen Ausgleich der Differenz zwischen den Kosten und den tatsächlichen Erlösen der Speicherbetreiber mithilfe eines kollektiven Amortisationskontos.

**Abbildung 15 Bewertung des Amortisationsverfahrens zur Beanreizung von Wasserstoffspeichern (analog zur Umsetzung beim deutschen Wasserstoffkernnetz)**

<b>Effektivität</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>Umfassende Reduktion des Investitionsrisikos</b> durch Garantie von Aufstockungszahlungen zur Deckung von CAPEX und fixer OPEX</li> <li>▪ <b>Tlw. Reduktion des Mengenrisikos</b>, Teilrisiko verbleibt bei Selbstbehalt im Falle eines negativen Abschlussaldos am Laufzeitende</li> </ul>	<b>4</b>
<b>Kosteneffizienz</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Kosteneffizienz bei der Wahl der geförderten Projekte nicht möglich, da <b>keine wettbewerbliche Vergabe</b> erfolgt (kollektives Konto)</li> <li>▪ <b>Anreiz für kosteneffiziente(r) Vermarktung/Betrieb</b>, da negatives Abschlussaldo kompensiert werden muss (wobei kollektive Natur auch Trittbrettfahren ermöglicht)</li> </ul>	<b>3</b>
<b>Flexibilität</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>Automatische Anpassung</b> der Förderhöhe über die Zeit + <b>automatischer Rückzug</b> des Instruments am Laufzeitende</li> <li>▪ <b>Anpassung der geförderten Kapazitäten</b> im Rahmen der kollektiven Projektauswahl möglich</li> <li>▪ Durch <b>kollektive Abrechnungsart weniger Flexibilität</b> bei einzelnen Betreibern</li> </ul>	<b>4</b>
<b>Einfache Umsetzbarkeit</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Relativ <b>einfache und transparente</b> Umsetzung möglich</li> <li>▪ <b>Keine Ausschreibung</b> notwendig (allerdings kollektive Festlegung der durchzuführenden Projekte in Planungsrounden ggf. aufwendig)</li> <li>▪ <b>Administrativer Aufwand</b> bei der Festlegung, regelmäßiger Prüfung sowie ggf. Anpassung der einheitlichen Entgelte</li> </ul>	<b>3</b>
<b>Bedarf staatlicher Mittel und beihilferechtliche Durchsetzbarkeit</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Erfordert den Einsatz von finanziellen Mitteln, allerdings <b>keine direkte Finanzierung über Staatshaushalt</b> sondern über Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW)</li> <li>▪ <b>Bestmögliche Verhinderung von Überförderung</b> durch Rückführmechanismus über die Zeit erhöht Kompatibilität mit Beihilferecht</li> </ul>	<b>4</b>

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: CAPEX = Capital Expenditures, OPEX = Operational Expenditures

<sup>31</sup> Das Wasserstoff-Kernnetz hat im Juni 2024 die beihilferechtliche Genehmigung der EU-Kommission über drei Mrd. Euro erhalten. Pressemitteilung verfügbar unter [https://germany.representation.ec.europa.eu/news/entwicklung-des-wasserstoff-kernnetzes-eu-kommission-genehmigt-mit-3-mrd-euro-ausgestattete-deutsche-2024-06-21\\_de](https://germany.representation.ec.europa.eu/news/entwicklung-des-wasserstoff-kernnetzes-eu-kommission-genehmigt-mit-3-mrd-euro-ausgestattete-deutsche-2024-06-21_de).

Preisbasierte CfDs

Die preisbasierten CfDs wirken prinzipiell ähnlich wie die erlösbasierten CfDs, mit dem Unterschied, dass sich die Differenzzahlungen auf einen Referenzpreis anstatt einen Referenzerlös beziehen. Bei der Förderung mit preisbasierten CfDs handelt es sich also um eine mengenabhängige Förderung, welche pro Einheit erbrachter Leistung<sup>32</sup> ausgezahlt wird. Aus diesem Grund kann das Instrument das Mengenrisiko von Speicherbetreibern nicht reduzieren, sodass diese gegeben der Unsicherheit des Wasserstoffmarkthochlaufs trotz Förderung einem substantziellen Investitionsrisiko ausgesetzt sind. Dieses Investitionsrisiko hemmt wiederum Investitionen, wodurch die Effektivität des Instruments reduziert ist. Gegeben der ansonsten ähnlichen Funktionsweise wären bei der Förderung von Speicherbetreibern also erlösbasierte CfDs den preisbasierten CfDs vorzuziehen. Die gesamtheitliche Bewertung der preisbasierten CfDs anhand der definierten Bewertungskriterien ist in Abbildung 16 zusammengefasst.

Abbildung 16 Bewertung von preisbasierten CfDs zur Beanreizung von Wasserstoffspeichern

<p><b>Effektivität</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>Tlw. Reduktion des Investitionsrisikos</b> durch Differenzzahlungen zur Deckung eines wettbewerblichen Strike Price</li> <li>▪ <b>Keine Reduktion des Mengenrisikos</b> aufgrund mengenabhängiger Förderung in EUR/MWh</li> </ul>	<p>2</p>
<p><b>Kosteneffizienz</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Kosteneffizienz bei der Wahl der geförderten Projekte durch <b>wettbewerbliche Vergabe</b> bei hinreichender Wettbewerbsintensität möglich</li> <li>▪ <b>Keinen Anreiz für kosteneffiziente(r) Vermarktung/Betrieb</b>, da CfDs die Differenz zum Strike Price erstatten/abschöpfen (bei symmetrischer Umsetzung)</li> </ul>	<p>3</p>
<p><b>Flexibilität</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>Automatische Anpassung</b> der Förderhöhe über die Zeit + <b>automatischer Rückzug</b> des Instruments am Laufzeitende</li> <li>▪ Jährliche Ausschreibungen ermöglichen <b>Anpassung der geförderten Mengen an Speicherbedarf</b></li> </ul>	<p>5</p>
<p><b>Einfache Umsetzbarkeit</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>Relativ einfache und transparente</b> Umsetzung möglich</li> <li>▪ Für wettbewerbliche Vergabe bedarf es einer <b>Ausschreibung</b></li> </ul>	<p>3</p>
<p><b>Bedarf staatlicher Mittel und beihilferechtliche Durchsetzbarkeit</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Erfordert den <b>Einsatz von staatlichen Mitteln</b></li> <li>▪ <b>Überförderung</b> kann durch Rückführmechanismus an Fördergeldgeber (symmetrischer CfD) verhindert werden → erhöht die Kompatibilität mit dem Beihilferecht</li> </ul>	<p>3</p>

Quelle: Frontier Economics

<sup>32</sup> Die erbrachte Leistung kann bei Speichern unterschiedlich definiert sein (z.B. anhand von Speichervolumen oder Speicherdauer).

## Investitionsförderungen

Investitionsförderungen punkten mit ihrer einfachen und transparenten Umsetzbarkeit sowie ihrer Kosteneffizienz bei Vergabe über eine wettbewerbliche Ausschreibung. Allerdings ist die Effektivität begrenzt, da aufgrund der ex-ante fixierten Förderhöhe erhebliche Erlösrisiken in Abhängigkeit des Wasserstoffmarkthochlaufs verbleiben. Zudem erfordern Investitionsförderungen den Einsatz staatlicher Mittel und sind aufgrund des fehlenden Rückführmechanismus (wodurch es ggf. zu einer Überförderung kommen kann) ggf. beihilferechtlich schwer durchsetzbar. Auch die Flexibilität ist bei Investitionsförderungen eher gering, da es sich um eine fixe Zahlung zu Projektbeginn handelt, welche unabhängig vom späteren Wasserstoffmarkthochlauf ist. Die gesamte Bewertung ist in Abbildung 17 zusammengefasst.

**Abbildung 17 Bewertung von Investitionsförderungen zur Beanreizung von Wasserstoffspeichern**

<b>Effektivität</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>Tlw. Reduktion des Investitionsrisikos</b> durch (tlw.) Übernahme von CAPEX</li> <li>▪ <b>Tlw. Reduktion des Mengenrisikos, Teilrisiko verbleibt</b> für Deckung fixer OPEX und restlicher CAPEX</li> </ul>	<b>3</b>
<b>Kosteneffizienz</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>Kosteneffizienz bei der Wahl der geförderten Projekte</b> durch wettbewerbliche Vergabe bei hinreichender Wettbewerbsintensität möglich</li> <li>▪ <b>Anreiz für kosteneffiziente(r) Vermarktung/Betrieb</b>, da Betreiber von Effizienzgewinnen profitieren (keine Abschöpfung durch Instrument)</li> </ul>	<b>4</b>
<b>Flexibilität</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>Keine automatische Anpassung</b> der Förderhöhe über die Zeit</li> <li>▪ <b>Rückzug des Instruments gewährleistet</b>, da es sich nur um eine punktuelle und keine laufende Förderung handelt</li> </ul>	<b>3</b>
<b>Einfache Umsetzbarkeit</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>Sehr einfache und transparente</b> Umsetzung möglich</li> <li>▪ Förderung nur punktuell in Aufbauphase, sodass administrativer Aufwand auf kurze Zeit beschränkt wird</li> <li>▪ Für wettbewerbliche Vergabe bedarf es einer <b>Ausschreibung</b></li> </ul>	<b>4</b>
<b>Bedarf staatlicher Mittel und beihilferechtliche Durchsetzbarkeit</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Erfordert den <b>Einsatz von staatlichen Mitteln</b></li> <li>▪ <b>Keinen Rückführmechanismus</b>, sodass mögliche Überförderung nicht verhindert wird → <b>Eingeschränkte Kompatibilität mit Beihilferecht</b></li> </ul>	<b>2</b>

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: OPEX = Operational Expenditures

## Speicherverpflichtung

Die Speicherverpflichtungen sind als Instrument nicht auf finanzielle Mittel aus dem Staatshaushalt angewiesen. Damit punktet das Instrument insbesondere bei der politischen Durchsetzbarkeit im Fall eines knappen Staatshaushalts. Allerdings erfordert das Design der Speicherverpflichtung die genaue Abwägung zwischen hohen kommerziellen Risiken für Verpflichtete und hinreichender Wirksamkeit der Verpflichtung und ist damit insbesondere in der

initialen Phase auch mit einem hohen administrativen Aufwand verbunden. Zudem ermöglicht sie auch keine automatische Anpassung an den Wasserstoffmarkthochlauf. Abbildung 18 fasst die Bewertung der Speicherverpflichtungen entlang der fünf Bewertungskriterien zusammen.

**Abbildung 18 Bewertung von Speicherverpflichtungen zur Beanreizung von Wasserstoffspeichern**

<b>Effektivität</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>Keine direkte Reduktion des Investitionsrisikos</b>, da keine Förderung erfolgt</li> <li>▪ <b>Tlw. Reduktion des Mengenrisikos</b>, da ein Teil des Speicherbedarfs über H<sub>2</sub>-Speicher gedeckt werden muss. <b>Teilrisiko verbleibt</b>, da dennoch Nachfrageunsicherheit besteht</li> </ul>	3
<b>Kosteneffizienz</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>Kosteneffizienz bei der Wahl der Projekte</b> wird bei der Möglichkeit einer <b>bilanziellen Erfüllung</b> gefördert (allerdings wird Koordination der Projektwahl durch Instrument nicht unterstützt)</li> <li>▪ <b>Anreiz für kosteneffiziente(r) Vermarktung/Betrieb</b>, da Betreiber von Effizienzgewinnen profitiert (keine Abschöpfung durch Instrument)</li> </ul>	3
<b>Flexibilität</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>Keine automatische Anpassung</b> des Instruments über die Zeit</li> <li>▪ <b>Kein automatischer Rückzug</b> des Instruments</li> </ul>	2
<b>Einfache Umsetzbarkeit</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>Umsetzung relativ komplex insb. während Hochlaufphase</b> (zusätzliche Investitionsrisiken könnten Markthochlauf gefährden)</li> <li>▪ <b>Administrativer Aufwand</b> zur Festlegung der Ausgestaltung, Umsetzung, sowie Prüfung der Einhaltung</li> </ul>	2
<b>Bedarf staatlicher Mittel und beihilferechtliche Durchsetzbarkeit</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>Kein Einsatz von staatlichen Mitteln notwendig</b></li> <li>▪ <b>Mehrkosten</b> müssen <b>möglicherweise durch andere Marktteilnehmer getragen</b> werden</li> <li>▪ <b>Keine Überförderung</b> möglich, da keine Förderung stattfindet → Erhöht <b>Kompatibilität mit Beihilferecht</b></li> </ul>	3

Quelle: Frontier Economics

Während wir uns in den bisherigen Betrachtungen auf in verschiedenen Teilen der Energiewirtschaft bereits existierende bzw. diskutierte Instrumente gestützt haben, untersuchen wir im nächsten Kapitel, wie durch die gezielte Kombination von Eigenschaften dieser Instrumente ein auf die Anforderungen des Aufbaus von Wasserstoffspeichern zugeschnittenes Instrument zusammengesetzt werden kann.



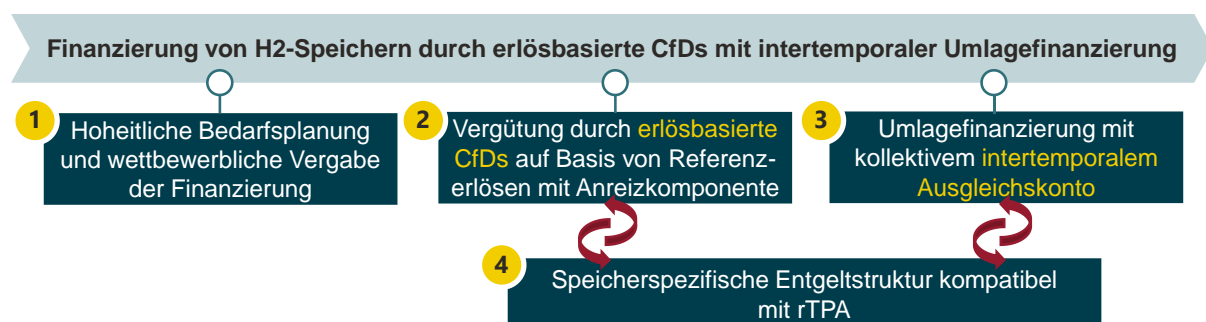
## 4 Wir empfehlen die Finanzierung von Wasserstoffspeichern mithilfe erlösbasierter CfDs und einer intertemporalen Umlagefinanzierung

In diesem Kapitel gehen wir detaillierter auf die Ausgestaltung des von uns vorgeschlagenen Finanzierungsmechanismus von Wasserstoffspeichern ein (Kapitel 4.1). Zudem zeigen wir, dass der vorgeschlagene, auf die Bedürfnisse von Wasserstoffspeichern abgestimmte Finanzierungsmechanismus zu einer Verbesserung in der Bewertung führt (Kapitel 4.2).

### 4.1 Zur Finanzierung von Wasserstoffspeichern bietet sich eine Kombination der Eigenschaften der erlösbasieren CfDs und des Amortisationsverfahrens an

Aus der Bewertung existierender Instrumente gehen in Kapitel 3.4 die erlösbasierten CfDs und das Amortisationsverfahren als Favoriten zur Finanzierung von Wasserstoffspeichern hervor. Wir kombinieren diese zwei Instrumente und empfehlen die Finanzierung von Wasserstoffspeichern mithilfe **erlösbasierter CfDs und einer intertemporalen Umlagefinanzierung**. Der von uns empfohlene Finanzierungsmechanismus ist durch vier Kerneigenschaften charakterisiert, wie in Abbildung 19 illustriert.

**Abbildung 19 Kerneigenschaften der erlösbasierten CfDs mit intertemporaler Umlagefinanzierung**



Quelle: Frontier Economics

Diese vier Kerneigenschaften der erlösbasierten CfDs mit intertemporaler Umlagefinanzierung werden im Folgenden näher beschrieben. Der Fokus liegt dabei darauf, die generelle Funktionsweise der Mechanismen zu erklären. Im Hinblick auf die Detailausgestaltung erläutern wir zudem die verschiedenen Möglichkeiten sowie deren Auswirkungen, nehmen im Rahmen dieser Studie allerdings keine abschließende Festlegung vor.

### 1) Hoheitliche Bedarfsplanung und wettbewerbliche Vergabe der Finanzierung

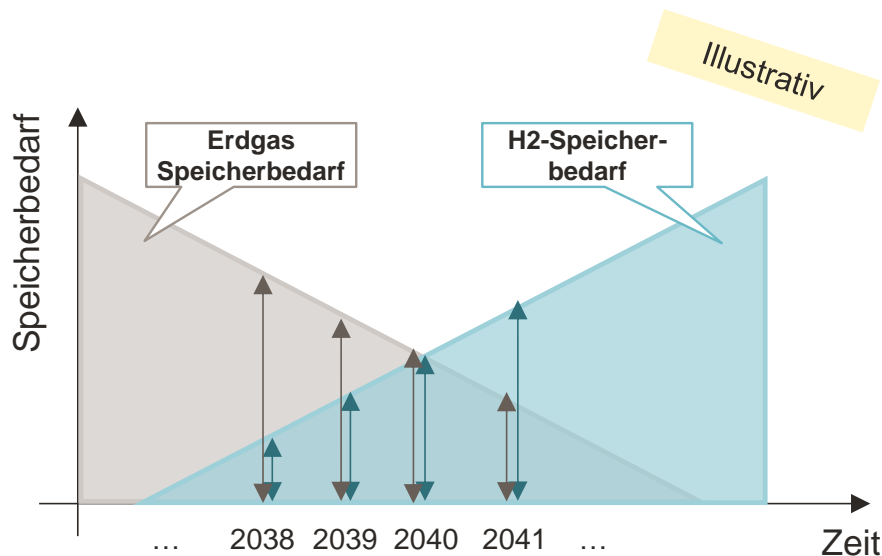
Als Grundlage für die zielgerichtete Finanzierung von Wasserstoffspeichern bedarf es einer regelmäßigen Ermittlung des Wasserstoffspeicherbedarfs. Aufgrund der Möglichkeit der Umrüstung bestehender Erdgasspeicher zu Wasserstoff sollte der Wasserstoffspeicherbedarf allerdings nicht in Isolation, sondern in Kombination mit dem Erdgasspeicherbedarf betrachtet werden. Während derzeit der Erdgasspeicherbedarf stark überwiegt, wird dieser aufgrund der angestrebten Dekarbonisierung perspektivisch absinken, während der Wasserstoffspeicherbedarf voraussichtlich stetig steigen wird (Abbildung 20). Gleichzeitig bedarf es einer zeitlichen Staffelung, da die Speicherbereitstellung beim Wasserstoff eher der Nachfrage vorauslaufen muss, beim Erdgas jedoch auch bei sinkender Nachfrage Versorgungssicherheit gewährleistet sein muss und die Infrastrukturtransformation der Nachfrage nachlaufen muss.<sup>33</sup> Eine kombinierte Ermittlung der Wasserstoff- und Erdgasspeicherbedarfe mittels eines langfristig wirkenden Planungsprozesses einschließlich Szenarioplanung ermöglicht demnach nicht nur die Feststellung von Bedarfslücken bei Wasserstoffspeichern, sondern auch die Identifikation und Quantifizierung von Umrüstungspotenzialen von Erdgasspeichern.

Da die Nachfrageentwicklung (z.B. Umstellung von Erdgas- auf Wasserstoffnachfrage) überwiegend durch politische Maßnahmen getrieben sein wird, bietet es sich an, dieses Wissen auch zur Steuerung der Infrastrukturentwicklung heranzuziehen. Zur Bestimmung der Speicherbedarfe eignet sich daher eine staatliche Instanz, welche zugleich auch die Rolle des Auftraggebers bei der angedachten Finanzierung der Wasserstoffspeicher übernehmen könnte.

---

<sup>33</sup> Eine zusätzliche Herausforderung für den Planungsprozess entsteht dadurch, dass bei der Umstellung von Erdgasspeichern auf Wasserstoff ein Verlust an energetischer Speicherkapazitäten entsteht sodass Speicherkapazitäten nicht 1:1 von Erdgas in Wasserstoff überführt werden können. Zusätzlich müssen während des Umstellungsprozesses die Kapazitäten zeitweise auch ganz aus dem Markt genommen werden (z.B. zur Flutung der Kaverne), wodurch die jeweilige Speicherkapazität temporär weder dem Erdgas- noch dem Wasserstoffmarkt zur Verfügung steht.

Abbildung 20 Illustrative Darstellung der regelmäßigen Ermittlung der Speicherbedarfe für Erdgas und Wasserstoff



Quelle: Frontier Economics

Wie in Kapitel 2 beschrieben, sorgen derzeit verschiedene Investitionsbarrieren dafür, dass im Vergleich zum erwarteten Bedarf zu wenig privatwirtschaftliche Wasserstoffspeicherinvestitionen getätigt werden. Aus diesem Grund schlagen wir einen staatlich organisierten Finanzierungsmechanismus zur Schließung der ermittelten Wasserstoffspeicherbedarfslücke<sup>34</sup> vor. Die Auswahl der zu finanzierenden Wasserstoffspeicherprojekte soll aus Effizienzgründen anhand einer wettbewerblichen Ausschreibung erfolgen. Als Vergabekriterien eignet sich eine Kombination quantitativer sowie qualitativer Kriterien:

- **Quantitative Vergabekriterien** – Als quantitatives Kriterium sollte insbesondere die Höhe der erwarteten Bereitstellungskosten (im Verhältnis zum Arbeitsgasvolumen bzw. der relevanten Ein- und Ausspeicherleistung) herangezogen werden. Damit kann sichergestellt werden, dass kostengünstigere Projekte als erstes realisiert werden, wodurch die allgemeine Kosteneffizienz des Wasserstoffspeicherhochlaufs gefördert wird.
- **Qualitative Vergabekriterien** – Neben den Bereitstellungskosten sollten auch qualitative Kriterien bei der Vergabeentscheidung berücksichtigt werden. Relevant könnten hier insbesondere mögliche bereits bestehende Vereinbarungen zwischen Speicherbetreibern und zukünftigen Nutzern, die Lage des Wasserstoffspeichers in Bezug auf die Netztopologie sowie der Reifegrad des Projekts und die damit verbundene Entwicklungszeit sein. Durch diese und ggf. weitere qualitative Kriterien bei der Vergabe können auch weitere für den Wasserstoffspeicherhochlauf relevante Parameter Eingang in die Bewertung der

<sup>34</sup> Bei den Bedarfslücken handelt es sich ggf. nicht nur um Speicherkapazität (als Arbeitsgasvolumen in TWh) sondern auch um das benötigte Maß an Flexibilität (als installierte Ein- und Ausspeicherleistung). Diese Unterscheidung sollte bei der Detailausgestaltung der Ausschreibungen berücksichtigt werden.

Speicherprojekte finden, und somit die Wahrscheinlichkeit einer zeitnahen Realisierung der Projekte erhöht werden.

Bei der Wahl der Speicherprojekte gilt es außerdem zu beachten, ob es sich dabei um Neubau oder Umrüstungsprojekte handelt. Während der Neubau von Wasserstoffspeichern bei Herstellung neuer Kavernen längere Vorlaufzeiten benötigt, bedürfen Umrüstungsprojekte von Erdgasspeichern aufgrund ihrer möglichen Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit mit Erdgas einer gesonderten Prüfung. Dementsprechend muss bei der Vergabe der Wasserstoffspeicherfinanzierung auch die Versorgungssicherheit mit Erdgas mitgedacht werden. Dafür gibt es zwei übergeordnete Optionen:

- **Weiterbetrieb benötigter Erdgasspeicher erfolgt über eine Verpflichtung zum Speicherbetrieb, bis eine Genehmigung zur Außerbetriebnahme vorliegt:** Eine Möglichkeit zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit mit Erdgas besteht darin, Erdgasspeicherbetreiber so lange zum Betrieb des Speichers zu verpflichten, bis eine Stilllegung oder Umrüstung aus Sicht der Versorgungssicherheit unbedenklich ist. Eine Gesetzesgrundlage hierfür bietet der bereits bestehende § 35 h EnWG, wonach Speicheranlagen nur eine Genehmigung zur Außerbetriebnahme erhalten, wenn dadurch keine nachteiligen Auswirkungen auf die Erdgasversorgungssicherheit entstehen. Eine gezielte Überarbeitung dieses Paragraphen unter Berücksichtigung von Umrüstungsvorhaben sowie einer angemessenen Kompensation für den Weiterbetrieb nicht wirtschaftlicher Speicher (ggf. unter Berücksichtigung von Opportunitätskosten durch eine verhinderte Umstellung) könnte als Grundlage für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit mit Erdgas dienen. Dabei wären auch Detailfragen zu klären, wie z.B. nach welchen Kriterien die Auswahl der weiter zu betreibenden Erdgasspeicher erfolgen würde.
- **Weiterbetrieb benötigter Erdgasspeicher erfolgt aufgrund von finanziellen Anreizen:** Eine zweite grundsätzliche Möglichkeit zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit mit Erdgas wäre es, den Weiterbetrieb der benötigten Erdgasspeicher mithilfe von finanziellen Mitteln gezielt zu beanreizen. Dafür könnten ähnliche Förder- oder Finanzierungsmechanismen herangezogen werden, wie diejenigen, die wir für Wasserstoffspeicher betrachtet haben. Prinzipiell ähnelt die Situation der Erdgasspeicherbetreiber in einem auslaufenden Erdgasmarkt derjenigen der Wasserstoffspeicherbetreiber im hochlaufenden Wasserstoffmarkt. In beiden Situationen kann die geringe Marktnachfrage dazu führen, dass der Betrieb der Speicheranlagen noch nicht bzw. nicht mehr wirtschaftlich ist. Die Detailausgestaltung der Finanzierung von Erdgasspeicheranlagen wäre noch zu klären. Allerdings sollte aus Sicht der Speicherbetreiber vor allem sichergestellt werden, dass die Kosten für erforderliche Re-Investitionen wie zum Beispiel die Umstellung von Kompressoren auf Elektroantrieb auch dann vergütet werden, wenn der Marktpreis für Speicherprodukte nicht kostendeckend ist.

Insgesamt bieten beide Möglichkeiten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit je nach Detailausgestaltung verschiedene Vor- und Nachteile. So bedarf es bei der Gewährleistung

der Versorgungssicherheit über Verpflichtungen ggf. keiner weiteren öffentlichen Mittel<sup>35</sup>, allerdings ist auch die Kosteneffizienz<sup>36</sup> durch die nicht-wettbewerbliche Auswahl der weiter zu betreibenden Speicher nicht sichergestellt. Die Wahl bzw. die konkrete Ausgestaltung der Methode zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit mit Erdgas sind allerdings nicht Fokus dieser Studie und werden aus diesem Grund nicht weiter diskutiert.

### 2) Vergütung durch erlösbasierte CfDs auf Basis von Referenzerlösen mit Anreizkomponente

Nachdem die Auswahl der zu finanzierenden Wasserstoffspeicherprojekte wie zuvor beschrieben erfolgt ist, geht es in einem nächsten Schritt um die Ausgestaltung der Finanzierung. Auf Basis der Bewertung existierender Förderinstrumente im Energiebereich (Kapitel 3) empfehlen wir eine Finanzierung der Wasserstoffspeicher mittels erlösbasierter CfDs (Differenzverträge)<sup>37</sup>. Bei diesem Mechanismus werden Wasserstoffspeicherbetreiber über eine gewisse Laufzeit für die Differenz zwischen ihren tatsächlichen Erlösen und definierten Referenzerlösen kompensiert. Die Referenzerlöse setzen sich dabei aus zwei Komponenten zusammen:

- **Referenzkosten:** Als Ausgangspunkt für die Referenzerlöse dienen die speicherindividuellen, regulatorisch geprüften Referenzkosten<sup>38</sup>. Die Referenzkosten bestehen aus kalkulatorischen Abschreibungen (auf Basis einer zuvor festgelegten Abschreibungsdauer), Kapitalkosten, anteiligen fixen Betriebskosten (*Operational Expenditures*, OPEX) sowie variablen OPEX in Abhängigkeit der Speichernutzung. Ein CfD Mechanismus auf Basis der Referenzkosten allein würde also die genaue Kompensation der angefallenen Kosten (inkl. Kapitalverzinsung) ermöglichen.
- **Anreizkomponente:** Als Anreiz für den effizienten Betrieb und die effiziente Vermarktung der Speicher (z.B. über innovative Produkte), schlagen wir zusätzlich zu den reinen Kostenbestandteilen auch die Berücksichtigung einer Anreizkomponente vor. Im Rahmen dieser Anreizkomponente wird ein bestimmter Anteil der tatsächlichen Vermarktungserlöse in die Referenzerlöse miteinbezogen, sodass Betreiber bei guter Vermarktung einen Teil ihrer erzielten Vermarktungserlöse einbehalten können<sup>39</sup>. Der andere Teil der Vermarktungserlöse spiegelt sich dann in einer Reduktion der Differenzzahlungen wider, sodass Vermarktungserlöse sowohl dem Speicherbetreiber als auch dem Auftraggeber zugutekommen (sog. „Sharing-Mechanismus“).

---

<sup>35</sup> Unter Umständen könnte bei der Verpflichtung zum Weiterbetrieb von Erdgasspeichern gemäß § 35h Abs. 6 EnWG eine Entschädigungspflicht des Bundes entstehen.

<sup>36</sup> Für Kosteneffizienz müsste die Gewährleistung der Versorgungssicherheit durch den Betrieb der kostengünstigsten Speicher erfolgen.

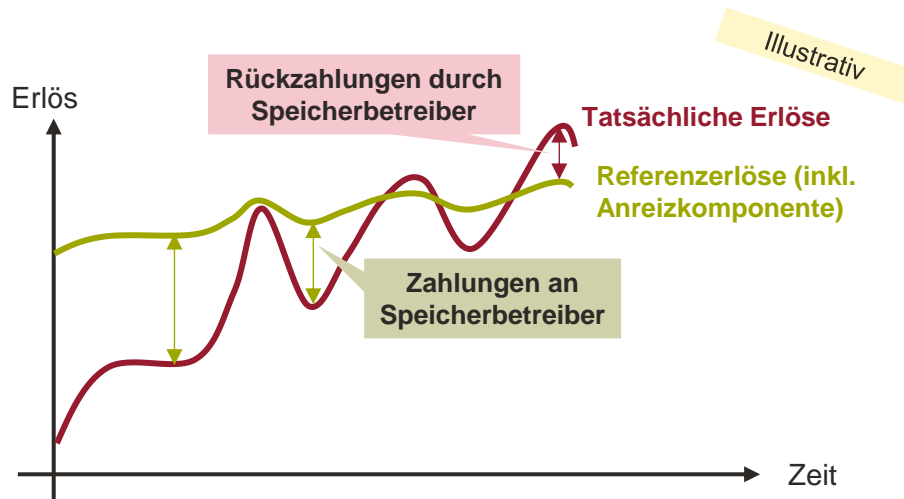
<sup>37</sup> Auch beim Amortisationsverfahren erfolgt die Finanzierung an sich über erlösbasierte CfDs, wobei die Lücke zwischen Netzerlösen und Netzkosten kompensiert wird.

<sup>38</sup> Bei der Vergütung werden die regulatorisch geprüften Referenzkosten anstatt der bei der Vergabe eingereichten erwarteten Bereitstellungskosten berücksichtigt, da diese die tatsächlichen Kosten der Speicherbetreiber abbilden.

<sup>39</sup> Ohne Anreizkomponente würde die Differenzzahlung in gleichem Maße reduziert werden, wie die Vermarktungserlöse steigen, sodass kein Anreiz zur Erhöhung der Vermarktungserlöse besteht.

Die Funktionsweise des CfD Mechanismus auf Basis der angedachten Referenzerlöse wird in Abbildung 21 illustriert.

**Abbildung 21** Illustrative Darstellung der Differenzzahlungen anhand von erlösbasierten CfDs



Quelle: Frontier Economics

Bei der Ausgestaltung der Finanzierung mittels erlösbasierter CfDs muss zudem der Finanzierungsbeginn und die Laufzeit festgelegt werden. Bei beiden Parametern sind unterschiedliche Festlegungen möglich:

- **Finanzierungsbeginn:** Der Start der Finanzierung könnte entweder zum Zeitpunkt des Bau- bzw. Umrüstungsbeginns oder zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des Speichers erfolgen.
  - Bei einem Start zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme müssten Speicherbetreiber die in der Bau- bzw. Umbauphase entstandenen Investitionskosten über den Kapitalmarkt zwischenfinanzieren. Zum Zeitpunkt des CfD-Finanzierungsstartes (d.h. in diesem Fall bei Inbetriebnahme des Speichers) wären die vorab entstandenen Kosten (inkl. der Finanzierungskosten) aber dennoch anzurechnen und zu kompensieren. Die Festlegung des Finanzierungsbeginns bestimmt also nicht, welche Kosten bei der Finanzierung anrechenbar sind, sondern lediglich zu welchem Zeitpunkt diese erstattet werden. In einem wettbewerblichen Markt wäre es prinzipiell üblich, Investitionskosten vorzufinanzieren und diese zu einem späteren Zeitpunkt über Einnahmen auszugleichen. Diese Art der Vorfinanzierung sollte auch für später mittels CfD finanzierte Speicher möglich sein, da sie zum Zeitpunkt des Baus bzw. der Umrüstung bereits die Sicherheit der späteren Finanzierung haben.
  - Alternativ kann aufgrund der langen Vorlaufzeiten von Wasserstoffspeichern auch eine Finanzierung bereits zu Beginn der Bau- oder Umrüstungsphase begründet werden. Bei dieser Variante erhalten Speicherbetreiber bereits während der Bau- bzw.

Umrüstungsphase Ausgleichszahlungen über den CfD zur Deckung der anfallenden Kosten. Aus Sicht der insgesamt benötigten Finanzierungskosten könnte das vorteilhaft sein, da die Kosten der Zwischenfinanzierung für den staatlichen Auftraggeber üblicherweise geringer als für die privatwirtschaftlichen Speicherbetreiber sind.

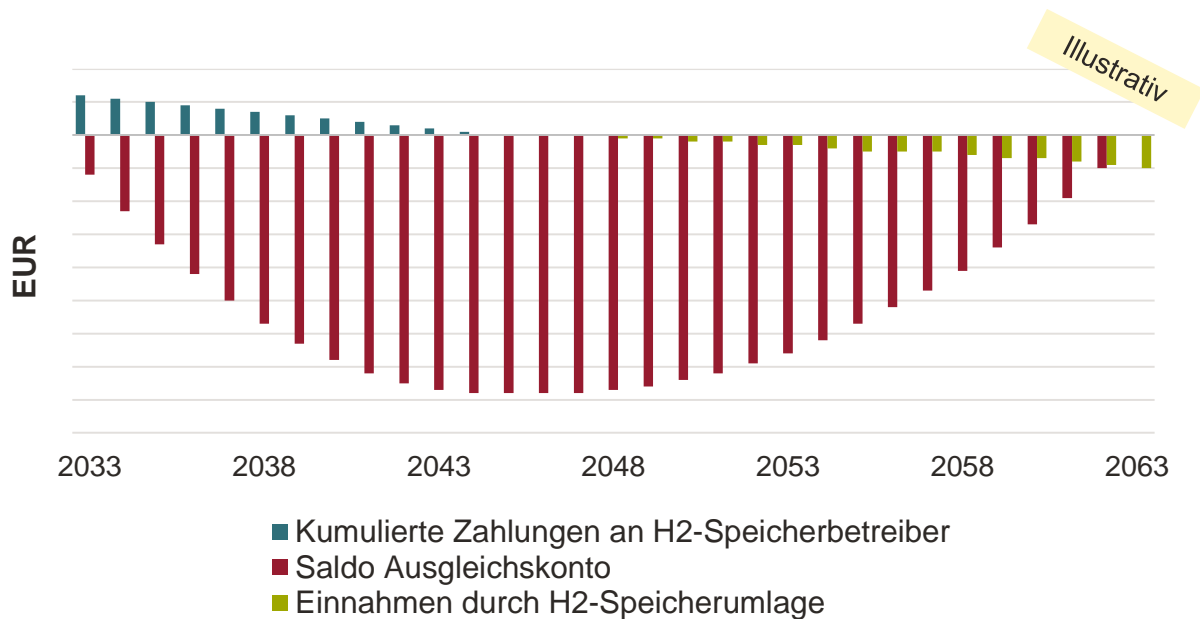
- **Laufzeit:** Die Festlegung der Laufzeit der CfD-Finanzierung ist insbesondere aufgrund ihrer Auswirkungen auf die Risikoverteilung zwischen Speicherbetreiber und Auftraggeber von hoher Relevanz. Bei einer CfD-Laufzeit, die kürzer als die festgelegte Abschreibungsdauer ist, müsste der Speicherbetreiber den am Ende der CfD-Finanzierung verbleibenden Restbuchwert der Investitionskosten durch die Vermarktung des Speichers selbst decken. Erfolgt der Wasserstoffmarkthochlauf wie erwartet, sollten die Wasserstoffspeicher nach Ende der Finanzierung genügend ausgelastet sein, um diese Kosten über ihre Vermarktungserlöse zu decken. Verläuft der Wasserstoffmarkthochlauf allerdings wider Erwarten langsamer oder scheitert sogar ganz, können die Speicherbetreiber ihre Restbuchwerte ggf. nicht mehr über Vermarktungserlöse kompensieren. Aus diesem Grund tragen Speicherbetreiber bei einer CfD-Laufzeit, die kürzer als die festgelegte Abschreibungsdauer ist, einen Teil des Mengenrisikos („impliziter Selbstbehalt“). Die Höhe des impliziten Selbstbehalts wird dann durch die Länge der Laufzeit im Vergleich zur festgelegten Abschreibungsdauer definiert: je kürzer die Laufzeit der CfD-Finanzierung (im Vergleich zur Abschreibungsdauer), desto höher der implizite Selbstbehalt.

Beide Parameter müssen im Rahmen der Detailausgestaltung des CfD Mechanismus nach sorgfältiger Abwägung festgelegt werden.

### 3) Umlagefinanzierung mit kollektivem intertemporalem Ausgleichskonto

Die im Rahmen der CfDs erfolgten Zahlungen an Wasserstoffspeicherbetreiber werden in einem kollektiven (also für alle finanzierten Wasserstoffspeicher gemeinsamen) intertemporalen Ausgleichskonto verbucht (äquivalent zum Amortisationskonto bei der Finanzierung des Wasserstoffkernnetzes). Mit einer zeitlichen Verzögerung wird das intertemporale Ausgleichskonto anschließend über Wasserstoffspeicherumlagen wieder ausgeglichen. Diese werden so lange erhoben und dem Ausgleichskonto gutgeschrieben, bis der Saldo wieder auf null ist. Die Funktionsweise des Ausgleichskontos ist in Abbildung 22 illustrativ dargestellt.

Abbildung 22 Illustrative Darstellung der Funktionsweise des kollektiven Ausgleichskontos



Quelle: Frontier Economics

Bei der Refinanzierung des Ausgleichskontos weicht der hier vorgeschlagene Finanzierungsmechanismus von der Refinanzierung beim Amortisationsverfahren des Wasserstoffkernnetzes ab. Grund dafür ist die Bestreitbarkeit des Wasserstoffspeichermarktes. Während beim Wasserstoffkernnetz alle beteiligten Kernnetzbetreiber an der Finanzierung teilnehmen, können im Wasserstoffspeichermarkt perspektivisch auch Speicherbetreiber ohne CfD-Finanzierung in den Markt eintreten. Würden zuvor finanzierte Wasserstoffspeicher zur Begleichung des Ausgleichskontos dann Speicherentgelte über dem Vollkostenniveau setzen müssen, könnten diese nicht mit später in den Markt eingetretenen Wasserstoffspeichern konkurrieren. Damit CfD-finanzierte Wasserstoffspeicher in der Refinanzierungsphase weiterhin wettbewerbsfähig sind, bedarf es also einer Art der Refinanzierung, die alle Speicher gleichermaßen betrifft. Diese Eigenschaft wird durch die vorgeschlagene Umlagenfinanzierung erfüllt.

Durch die angedachte vollständige Rückführung der im Rahmen der CfDs ausgegebenen Finanzmittel handelt es sich bei dem vorgeschlagenen Finanzierungsmechanismus nicht um eine Förderung, sondern vielmehr um eine kreditähnliche Finanzierung. Daraus ergibt sich ein bedeutender Vorteil: die kreditähnliche Finanzierung muss nicht unbedingt über den Staatshaushalt laufen, sondern kann auch über andere Träger wie z.B. die KfW bei der Finanzierung



des Wasserstoffkernnetzes laufen.<sup>40</sup> Die Abwicklung über einen externen Träger erleichtert dann ggf. auch die politische Durchsetzbarkeit.

Auch bei der Refinanzierung des Ausgleichskontos gibt es Parameter, die in der Detailausgestaltung genauer festgelegt werden müssen:

- **Höhe der Umlage und Zeitpunkt der Einführung:** Die Höhe und der Zeitpunkt der Einführung der Umlage hat Auswirkungen darauf, wann und in welcher Höhe die Finanzmittel an den Auftraggeber zurückfließen. Eine zu hohe Umlage oder zu frühe Einführung könnte den Wasserstoffmarkthochlauf hemmen, während eine zu niedrige Umlage oder zu späte Einführung die Dauer der kreditähnlichen Finanzierung erhöht und demnach zu höheren Kosten führt.
- **Durch Umlage betroffene Marktteilnehmer:** Wie zuvor erläutert, sollen zur Aufrechterhaltung der Wettbewerbsfähigkeit von CfD-finanzierten Speichern in der Refinanzierungsphase alle Wasserstoffspeichernutzer gleichermaßen von der Umlage betroffen sein. Allerdings muss die Finanzierung des Wasserstoffspeicherhochlaufs nicht zwingend allein durch Wasserstoffspeichernutzer getragen werden. Wie in Kapitel 1.2 beschrieben, leisten Wasserstoffspeicher einen signifikanten Beitrag zum Energiesystem über die Speicherwelt hinaus („positive externe Effekte“). Dementsprechend könnte die Finanzierung der Hochlaufkosten von Wasserstoffspeichern z.B. auch von allen Wasserstoffmarktteilnehmern anstatt nur durch Wasserstoffspeichernutzer getragen werden.
- **Expliziter Selbstbehalt:** Prinzipiell sollte die Umlage so lange erhoben werden, bis das Ausgleichkonto wieder ausgeglichen ist. Allerdings kann es beim Scheitern des Wasserstoffmarkthochlaufs dazu kommen, dass das Ausgleichkonto über eine Umlage auf Wasserstoffmarktakteure nicht mehr ausgeglichen werden kann. In diesem Fall besteht eine subsidiäre Garantie des Staates zur Deckung des Abschlussaldos, wobei analog zum Wasserstoffkernnetz durch die Festlegung eines expliziten Selbstbehalts für Speicherbetreiber (als Anteil des negativen Abschlussaldos des Ausgleichskontos) eine Risikoaufteilung zwischen Speicherbetreiber und Auftraggeber erfolgen kann. Die Zuteilung des kollektiven Selbstbehalts auf die einzelnen Speicher könnte dann proportional zur ausgezahlten Finanzierung vorgenommen werden. Allerdings sind hierbei die Auswirkungen auf die Effektivität des Finanzierungsmechanismus sorgfältig abzuwägen: Die Investitionsrisiken für die Speicherinvestoren nehmen mit der Höhe des expliziten Selbstbehalts – welcher zusätzlich zum impliziten Selbstbehalt durch das Restbuchwertisiko (s.o.) wirkt – zu. Ein (zu hoher) expliziter Selbstbehalt kann daher dazu führen, dass keine (ausreichenden) Investitionen in Wasserstoffspeicher getätigt werden.

---

<sup>40</sup> Das Wasserstoffkernnetz hat im Juni 2024 die beihilferechtliche Genehmigung der EU-Kommission über drei Mrd. Euro erhalten. Pressemitteilung verfügbar unter [https://germany.representation.ec.europa.eu/news/entwicklung-des-wasserstoff-kernnetzes-eu-kommission-genehmigt-mit-3-mrd-euro-ausgestattete-deutsche-2024-06-21\\_de](https://germany.representation.ec.europa.eu/news/entwicklung-des-wasserstoff-kernnetzes-eu-kommission-genehmigt-mit-3-mrd-euro-ausgestattete-deutsche-2024-06-21_de).

### 4) Wasserstoffspeicherspezifische Entgeltstruktur kompatibel mit rTPA

Der vorgeschlagene Finanzierungsmechanismus für Wasserstoffspeicher lässt sich mit der zukünftigen Regulierung von Wasserstoffspeichern verweben. Das rTPA Regime wird laut EU-Regulierung für Wasserstoffspeicher bis spätestens 2033 verpflichtend. Die nationale Umsetzung dieses Regimes kann prinzipiell auf zwei Arten erfolgen:

- **Erlösregulierung:** Bei der Umsetzung mithilfe einer Erlösregulierung würde eine regulatorische Festlegung einer Erlösobergrenze für Speicherbetreiber erfolgen. Die Allokation der Wasserstoffspeicherkapazitäten sowie die Festlegung der Speicherentgelte könnte dann marktbasierend anhand von Auktionen erfolgen.
- **Entgeltregulierung:** Alternativ zur regulatorischen Festlegung einer Erlösobergrenze könnten im Rahmen einer Entgeltregulierung auch direkt die Speicherentgelte regulatorisch festgelegt werden (entweder auf Kostenbasis oder auf Höhe der geschätzten Zahlungsbereitschaft).

Prinzipiell stellt die Erlösregulierung im Vergleich zur Entgeltregulierung einen weniger starken regulatorischen Eingriff in den Markt dar, da die Kapazitätsallokation sowie die Entgeltbildung weiterhin marktbasierend erfolgen kann. Wenn davon ausgegangen wird, dass der betrachtete Wasserstoffspeichermarkt wettbewerblich genug für eine marktliche Entgeltbildung ist, wäre demnach die Erlösregulierung aus volkswirtschaftlicher Sicht zu präferieren.

In dieser Hinsicht unterscheidet sich der Markt für Wasserstoffspeicher von jenem für die Wasserstofftransportinfrastruktur. Bei der Transportinfrastruktur handelt es sich klassischerweise um (regionale) natürliche Monopole, bei denen aufgrund erheblicher Skaleneffekte jeweils nur ein einzelnes Unternehmen die effiziente Bereitstellung der Leitungen übernimmt. Das unterscheidet sich von der Situation im Wasserstoffspeichermarkt, in dem Speicherbetreiber durchaus im gleichen regionalen Markt wettbewerblich agieren können. Während beim Wasserstoffkernnetz aufgrund der Markteigenschaften also eine Entgeltregulierung gewählt wurde, könnte die Regulierung im Wasserstoffspeichermarkt ggf. flexibler mit einer Erlösregulierung gestaltet werden. Eine solche Erlösregulierung hätte außerdem den Vorteil, die Behörde von der Entgeltfestlegung zu befreien und durch die marktliche Bildung der Entgelte automatisch die jeweilige Zahlungsbereitschaft der Speicherkunden abzubilden.<sup>41</sup>

Im Folgenden gehen wir zur Beschreibung des Finanzierungsmechanismus von einer Erlösregulierung aus. Wichtig ist allerdings zu betonen, dass die Finanzierung im Rahmen der empfohlenen erlösbasierten CfDs mit Umlagefinanzierung auf einer speicherspezifischen Entgeltstruktur basiert, welche sowohl mit einer Erlös- als auch mit einer Entgeltregulierung unter rTPA kompatibel ist.

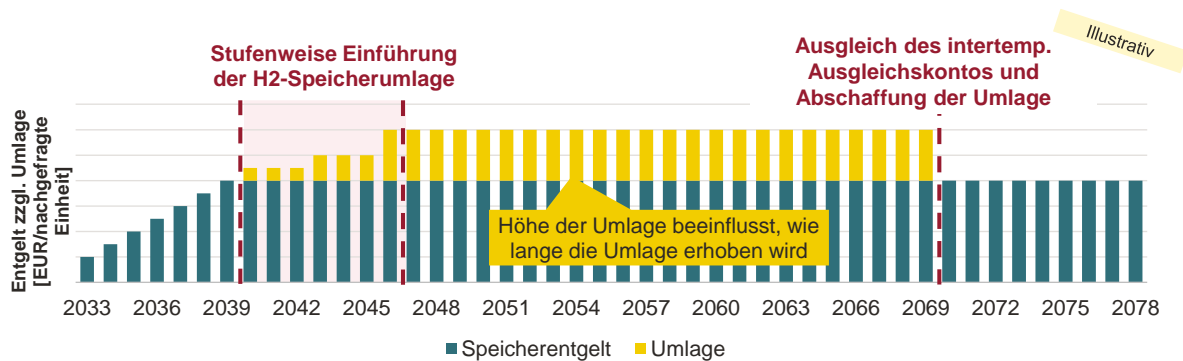
Die Speicherentgelt- und Umlagenentwicklung eines beispielhaften Wasserstoffspeichers im Rahmen einer Erlösregulierung ist in Abbildung 23 illustrativ dargestellt. Durch die

---

<sup>41</sup> Die marktbasierenden Entgelte verhindern auch mögliche Überförderungen von Speichern, welche bei der regulierten Entgeltbildung per se nicht ausgeschlossen werden können.

marktbasierte Entgeltbildung unter einer Erlösregulierung wird automatisch die Zahlungsbereitschaft der Speichernutzer abgebildet werden. Bei einer anfänglich geringen Zahlungsbereitschaft erwarten wir also anfangs geringe Entgelte, welche sich analog zur steigenden Zahlungsbereitschaft beim Hochlauf des Wasserstoffmarktes entwickeln. Dementsprechend können unerwünschte hohe Entgelte in der Hochlaufphase verhindert werden.<sup>42</sup>

**Abbildung 23** Illustrative Darstellung der Speicherentgelt- und Umlagenentwicklung eines beispielhaften Speichers



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Für die illustrative Darstellung wird ein Speicher mit Inbetriebnahme im Jahr 2033 angenommen.

Im nächsten Unterkapitel bewerten wir die erlösbasierten CfDs mit intertemporaler Umlagefinanzierung anhand der in Kapitel 3.3 definierten Bewertungskriterien und vergleichen diese mit den Bewertungen der Instrumente auf der Short List.

## 4.2 Die erlösbasierten CfDs mit intertemporaler Umlagefinanzierung schneiden bei der Bewertung am besten ab

Die erlösbasierten CfDs mit intertemporaler Umlagefinanzierung kombinieren in verschiedenen Bereichen Eigenschaften des erlösbasierten CfD-Modells von INES und dem Amortisationsverfahren des Kernnetzes. Abbildung 24 fasst die Kernunterschiede zwischen den verschiedenen Modellen zusammen.

<sup>42</sup> Dies wäre auch der Fall, wenn bei einer Entgeltregulierung eine Festlegung der regulierten Entgelten auf Basis der Zahlungsbereitschaft der Speichernutzer vorgenommen werden würde.

Abbildung 24 Übersicht der Eigenschaften der erlösbasierten CfDs mit intertemporaler Umlagefinanzierung im Vergleich zum erlösbasierten CfD-Modell von INES und dem Amortisationsverfahren des Kernnetzes

Eigenschaft	Erlösbasiertes CfD Modell von INES	Amortisationsverfahren	Erlösbasierter CfD mit intertemporaler Umlagefinanzierung
Bedarfsplanung und Projektauswahl	<ul style="list-style-type: none"> <li>Hoheitliche Bedarfsplanung</li> <li>Projektauswahl durch <b>jährliche Ausschreibungen</b> mit Vergabe nach <b>qualitativen Kriterien</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Hoheitliche Bedarfsplanung</li> <li>Projektauswahl <b>zu Beginn</b> im Rahmen einer <b>kollektiven Planung</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Hoheitliche Bedarfsplanung</li> <li>Projektauswahl durch <b>regelmäßige</b> Ausschreibung mit Vergabe nach <b>qualitativen und quantitativen Kriterien</b></li> </ul>
Entgelte	<ul style="list-style-type: none"> <li>Marktbasierte, <b>speicherspezifische Entgelte</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Regulierte <b>einheitliche Entgelte</b> für das Wasserstoffnetz</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Speicherspezifische Entgelte</b>, die kompatibel mit rTPA sind</li> </ul>
Rückführung	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Jährliche Teilrückführung</b> (mit Partizipation an Vermarktungserlösen)</li> <li><b>Keine Rückführung am Ende der Laufzeit</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Jährliche Rückführung mit Ausgleichskonto</b> bei Netzerlösen über Netzkosten</li> <li><b>Expliziter Selbstbehalt von 24%</b> des Abschlussaldos am Ende der Laufzeit (falls negativ)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Zeitlich nachgelagerte Rückführung mit <b>Ausgleichskonto</b> über <b>einheitliche Umlage</b></li> <li>Ggf. <b>expliziter Selbstbehalt</b></li> </ul>
Refinanzierung	<ul style="list-style-type: none"> <li>Über den <b>Staatshaushalt</b>, da es sich um eine Netto-Subventionierung handelt</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Über die <b>Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW)</b>, da es ein kreditähnlicher Finanzierungsmechanismus ist</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Falls möglich über die <b>KfW oder einen anderen Träger</b>, da es ein kreditähnlicher Finanzierungsmechanismus ist</li> </ul>

Quelle: Frontier Economics

Daraus ergibt sich bei der systematischen Bewertung der vorgeschlagenen erlösbasierten CfDs mit intertemporaler Umlagefinanzierung eine Verbesserung gegenüber den bisher einzeln evaluierten erlösbasierten CfDs bzw. dem Amortisationsverfahren bei folgenden Bewertungskriterien (Abbildung 25):

- Kosteneffizienz:** Prinzipiell ist die Kosteneffizienz der erlösbasierten CfDs mit Umlagefinanzierung wie jene der erlösbasierten CfDs zu bewerten. Die bessere Bewertung ist hier auf das zusätzliche Bewertungskriterium der Gestehungskosten bei der wettbewerblichen Vergabe zurückzuführen. Dieses quantitative Kriterium ist bei den erlösbasierten CfDs aus dem Positionspapier von INES<sup>43</sup> nach unserem Verständnis bisher nicht angedacht gewesen. Durch die Berücksichtigung der Gestehungskosten bei der Vergabe der Finanzierung könnte sichergestellt werden, dass die kostengünstigsten Speicherprojekte umgesetzt werden, wodurch die Kosteneffizienz bei der Wahl der geförderten Projekte potenziell gesteigert wird.
- Flexibilität:** Die erlösbasierten CfDs mit Umlagefinanzierung sind im Bereich der Flexibilität wie die erlösbasierten CfDs zu bewerten. Damit schneiden sie bei der Flexibilität besser als das Amortisationsverfahren ab, da durch die jährlichen Ausschreibungen auch die

<sup>43</sup> INES (2023): „Vorschläge für einen Marktrahmen zur Entwicklung von Wasserstoffspeichern“, verfügbar unter [https://energien-speichern.de/wp-content/uploads/2023/10/20231006\\_INES-Positionspapier\\_Vorschlaege-Markrahmen\\_Entwicklung-H2-Speicher.pdf](https://energien-speichern.de/wp-content/uploads/2023/10/20231006_INES-Positionspapier_Vorschlaege-Markrahmen_Entwicklung-H2-Speicher.pdf).

geförderten Mengen angepasst werden können. Zudem bleiben anders als beim Amortisationskonto speicherspezifische Entgelte erhalten, welche zusätzliche Flexibilität bieten.

- Politische bzw. beihilferechtliche Durchsetzbarkeit:** Bei der politischen bzw. beihilferechtlichen Durchsetzbarkeit schneiden die erlösbasierten CfDs mit Umlagefinanzierung wie das Amortisationsverfahren ab. Grund dafür ist die intertemporale Rückführung der finanziellen Mittel, sodass lediglich eine kreditähnliche Finanzierung vonnöten ist. Das unterscheidet das Amortisationsverfahren und der hier vorgeschlagene Finanzierungsmechanismus von den erlösbasierten CfDs, die keine Rückführung der ausgezahlten finanziellen Mittel zu einem späteren Zeitpunkt vorsehen. Durch den kreditähnlichen Einsatz finanzieller Mittel könnte die Finanzierung auch über andere Träger (wie z.B. die KfW) anstatt über den Staatshaushalt laufen, was die politische Durchsetzbarkeit erleichtern kann.

**Abbildung 25 Bewertung der erlösbasierten CfDs mit intertemporaler Umlagefinanzierung**

Bewertungskriterium	Erlösbasierter CfD	Amortisationsverfahren	Erlösbasierte CfDs mit intertemporaler Umlagefinanzierung
Effektivität	4	4	<ul style="list-style-type: none"> <li>Umfassende Reduktion des Investitionsrisikos durch Garantie von Referenzerlösen</li> <li>Reduktion des Mengenrisikos durch mengenunabhängige Förderung, Restrisiko verbleibt bei Laufzeit &lt; Abschreibungsdauer</li> </ul> 4
Kosteneffizienz	4	3	<ul style="list-style-type: none"> <li>Kosteneffizienz bei der Wahl der finanzierten Projekte durch wettbewerbliche Vergabe mit Kostenkriterium</li> <li>Anreiz für kosteneffiziente(r) Vermarktung/Betrieb, durch Anreizkomponente</li> </ul> 5
Flexibilität	5	4	<ul style="list-style-type: none"> <li>Automatische Anpassung der Förderhöhe über die Zeit und automatische Auflösung der Finanzierung am Laufzeitende</li> <li>Möglichkeit der Anpassung der geförderten Kapazitäten durch jährliche Ausschreibungen</li> </ul> 5
Einfache Umsetzbarkeit	3	3	<ul style="list-style-type: none"> <li>Relativ einfache und transparente Umsetzung möglich</li> <li>Administrativer Aufwand zur regelmäßigen Bestimmung der Erdgas- und H2-Speicherbedarfe, sowie zur Durchführung der wettbewerblichen Vergabe</li> </ul> 3
Bedarf staatlicher Mittel und beihilferechtliche Durchsetzbarkeit	3	4	<ul style="list-style-type: none"> <li>Erfordert lediglich kreditähnlichen Einsatz von finanziellen Mitteln (ermöglicht Finanzierung über KfW)</li> <li>Überförderung durch automatische Anpassung der Förderhöhe eingeschränkt</li> </ul> 4

Quelle: Frontier Economics

Demensprechend ermöglichen die erlösbasierten CfDs mit intertemporaler Umlagefinanzierung zusätzlich die Kosteneffizienz bei der Auswahl der Speicherprojekte. **Der Mechanismus kombiniert die Vorteile der erlösbasierten CfDs bezüglich Kosteneffizienz und Flexibilität mit den Vorteilen des Amortisationsverfahrens bei der politischen bzw. beihilferechtlichen Durchsetzbarkeit.** Die systematische Bewertung bestätigt also, dass die erlösbasierten CfDs mit intertemporaler Umlagefinanzierung unter den von uns betrachteten Instrumenten der am besten geeignete Mechanismus zur Finanzierung von Wasserstoffspeichern ist.

## 5 Unter Berücksichtigung der zeitlichen Anforderungen ergibt sich eine Roadmap zur Unterstützung von Wasserstoffspeichern

In diesem abschließenden Kapitel diskutieren wir, welche zeitlichen Anforderungen bei der Finanzierung von Wasserstoffspeichern zu beachten sind. Wir zeigen, dass Zeit generell eine wichtige Dimension beim Speicherhochlauf darstellt (Kapitel 5.1) und skizzieren den Markthochlauf in vier Phasen (Kapitel 5.2). Daraus abgeleitet erläutern wir, dass sich der gewählte Finanzierungsmechanismus für Wasserstoffspeicher flexibel an die Hochlaufphasen anpassen lässt und Möglichkeiten für Nachsteuerungen bietet (Kapitel 5.3). Abschließend fassen wir die Erkenntnisse in einer Roadmap zur Unterstützung von Wasserstoffspeichern zusammen (Kapitel 5.4).

### 5.1 Zeit ist eine wichtige Dimension beim Wasserstoffspeicherhochlauf

Wie wir in Kapitel 2.2 gezeigt haben, ist eine der Hauptmotivationen für einen Finanzierungsmechanismus von Wasserstoffspeichern, die sich in der kurzen Frist abzeichnende Lücke zwischen Bedarf und Angebot zu adressieren. Gleichzeitig muss die Infrastruktur der Marktentwicklung vorauslaufen. Daher ist die zeitliche – und insbesondere rasche – Verortung von Maßnahmen eine zentrale Anforderung. Bei Vorlaufzeiten von Wasserstoffspeichern von 7 bis 9 Jahren bei einer Umrüstung bzw. 11 Jahren bei einem Neubau von Kavernenspeichern<sup>44</sup> bedeutet eine erwartete Lücke zwischen Angebot und Bedarf in Höhe von 6,6-10,6 TWh im Jahr 2035 einen dringenden Handlungsbedarf. Es muss also schnellstmöglich erreicht werden, dass Unternehmen Investitionsentscheidungen für Wasserstoffspeicher treffen.

Neben der Implementierung eines Finanzierungsmechanismus sollte der Fokus deshalb darauf liegen, möglichst **kurzfristig verbindliche Rahmenbedingungen verlässlich festzulegen**. Dadurch kann die Unsicherheit reduziert und die Investitionsbereitschaft von Wasserstoffspeicherbetreibern gefördert werden. Insbesondere die frühzeitige Festlegung des Regulierungsregimes, der Netzanschlussbedingungen sowie der Anforderungen an die Wasserstoffqualität könnten zu einer Reduktion der Unsicherheit für Wasserstoffspeicherbetreiber beitragen. Außerdem kann die Festlegung klarer Ausbauziele für Wasserstoffspeicher eine Signalwirkung für Marktteilnehmende haben und als Ankerpunkt für die Wasserstoffspeicherplanung dienen. Bei der Festlegung der Rahmenbedingungen gilt also: Geschwindigkeit ist im Zweifel wichtiger als Perfektionismus im Design der Instrumente.

Zusätzlich sollten auch Maßnahmen geprüft werden, die unabhängig von Förder- oder Finanzierungsinstrumenten einen beschleunigten Aufbau von Wasserstoffspeicherkapazitäten ermöglichen. Das betrifft z.B. den Abbau von administrativen Hürden sowie die

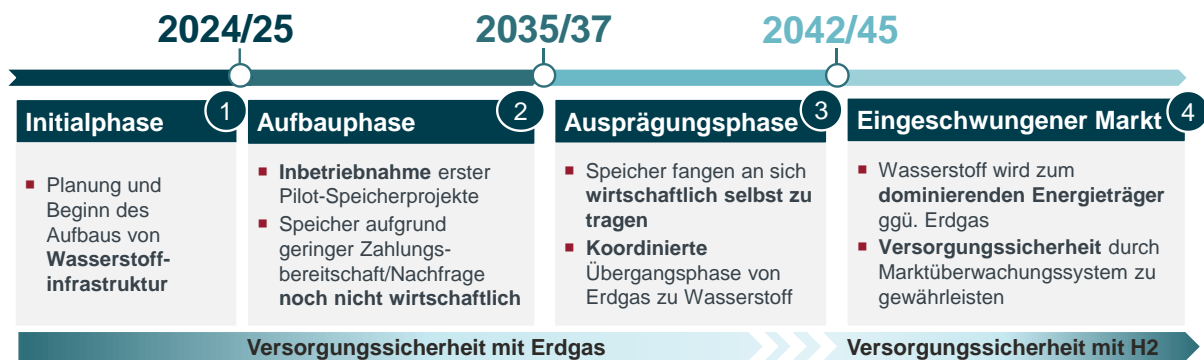
<sup>44</sup> INES (2023): „Vorschläge für einen Marktrahmen zur Entwicklung von Wasserstoffspeichern“, verfügbar unter [https://energien-speichern.de/wp-content/uploads/2023/10/20231006\\_INES-Positionspapier\\_Vorschlaege-Marktrahmen\\_Entwicklung-H2-Speicher.pdf](https://energien-speichern.de/wp-content/uploads/2023/10/20231006_INES-Positionspapier_Vorschlaege-Marktrahmen_Entwicklung-H2-Speicher.pdf).

**Beschleunigung von Genehmigungsverfahren**, wodurch sowohl die Investitionsunsicherheit als auch die Vorlaufzeiten von Wasserstoffspeichern reduziert werden könnten. Mit dem Entwurf des Wasserstoffbeschleunigungsgesetz<sup>45</sup> wurden dafür schon wichtige Weichen gestellt.

## 5.2 Der Markthochlauf wird in Phasen erfolgen

Zwar ist das Ziel der Wasserstoffwirtschaft politisch klar artikuliert und wird sich im Zielszenario absehbar ähnlich wie bei anderen netzgestützten Commodity-Märkten wie Erdgas oder Strom gestalten, die nächsten 10 bis 20 Jahre werden jedoch von einer Hochlaufphase geprägt sein, in der sich Strukturen erst entwickeln müssen. Um den kommenden Markthochlauf zu strukturieren, unterteilen wir die Entwicklung des Wasserstoffmarktes auf Basis eines BDEW-Diskussionspapiers<sup>46</sup> in vier Phasen (Abbildung 26).

**Abbildung 26 Phasen der Entwicklung eines Wasserstoffmarktes**



Quelle: Frontier Economics auf Basis der Entwicklungsphasen des BDEW.

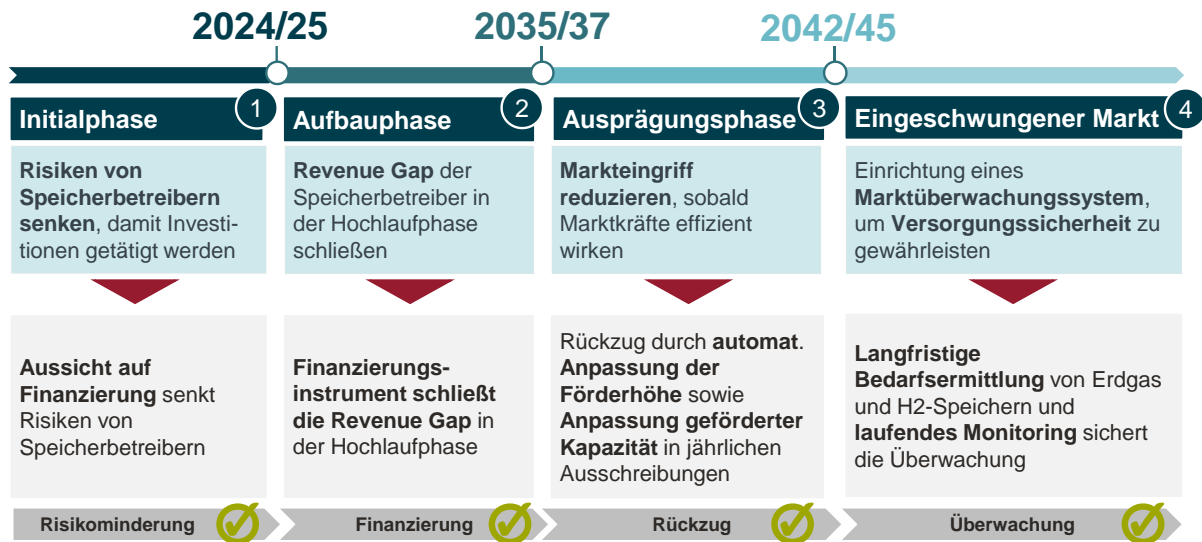
Der gewählte Mechanismus zur Finanzierung von Wasserstoffspeichern muss daher in der Lage sein, die verschiedenen Herausforderungen der Entwicklungsphasen zu adressieren. Das beinhaltet insbesondere die Fähigkeit, in den frühen Phasen Anschubimpulse zu setzen, über die Zeit mit dem Markt „mitwachsen zu können“, und sich wieder zurückzuziehen, sobald sich Wasserstoffspeicher selbst „im Markt“<sup>47</sup> finanzieren können. Abbildung 27 zeigt die Anforderungen an die Unterstützung von Wasserstoffspeichern in den verschiedenen Entwicklungsphasen des Wasserstoffmarktes und wie diese durch den von uns vorgeschlagenen Finanzierungsmechanismus adressiert werden.

<sup>45</sup> <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/05/20240529-bundesregierung-stellt-weichen-fuer-den-beschleunigten-ausbau-von-wasserstoffprojekten.html>

<sup>46</sup> BDEW (2023): "Diskussionspapier für ein Marktdesign für Wasserstoff" verfügbar unter [https://www.bdew.de/media/documents/2023-07-04\\_BDEW-Diskussionspapier\\_Marktdesign\\_Wasserstoff\\_final\\_online\\_v2.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/2023-07-04_BDEW-Diskussionspapier_Marktdesign_Wasserstoff_final_online_v2.pdf).

<sup>47</sup> „Markt“ ist aufgrund des rTPA Regimes nur eingeschränkt zu verstehen.

**Abbildung 27** Anforderungen der Entwicklungsphasen des Wasserstoffmarktes an die Finanzierung von Wasserstoffspeichern und Erfüllung der Anforderungen durch den vorgeschlagenen Finanzierungsmechanismus



Quelle: Frontier Economics

### 5.3 Der vorgeschlagene Finanzierungsmechanismus erlaubt durchgängige Nachsteuerung in Abhängigkeit der Marktentwicklung

Wie in Kapitel 5.1 und 5.2 gezeigt, spielt die Entwicklung über die Zeit eine wichtige Rolle bei der Unterstützung von Wasserstoffspeichern.

Hierzu müssen bei der hoheitlichen Bedarfsbestimmung für Wasserstoffspeicher (siehe Kapitel 4.1) die notwendigen Vorlaufzeiten für Umrüstung bzw. Neubau von Speichern sowie die Tatsache berücksichtigt werden, dass in einem hochlaufenden Markt die Speicherbereitstellung der Nachfrage vorauslaufen sollte.

Zudem sollte ein Finanzierungsinstrument nicht statisch sein, sondern permanent an Markt- und Regulierungsentwicklungen angepasst werden können. Die vorgeschlagenen erlösbaasierten CfDs mit intertemporaler Umlagefinanzierung bieten durch ihre inhärenten Flexibilitäten viel Raum für mögliche Nachsteuerungen oder Anpassungen.

Die Implementierung eines **kontinuierlichen Monitorings** in Ergänzung zum vorgeschlagenen Finanzierungsmechanismus ermöglicht die laufende Prüfung von Bedarf und Angebot von Wasserstoffspeichern und die schnelle Feststellung von möglichen Lücken. Auf dieser Basis können dann auch nötige Maßnahmen oder Anpassungen bei den Finanzierungsmechanismen implementiert werden.



Im Rahmen des Monitorings sind auch die folgenden Aspekte zu berücksichtigen:

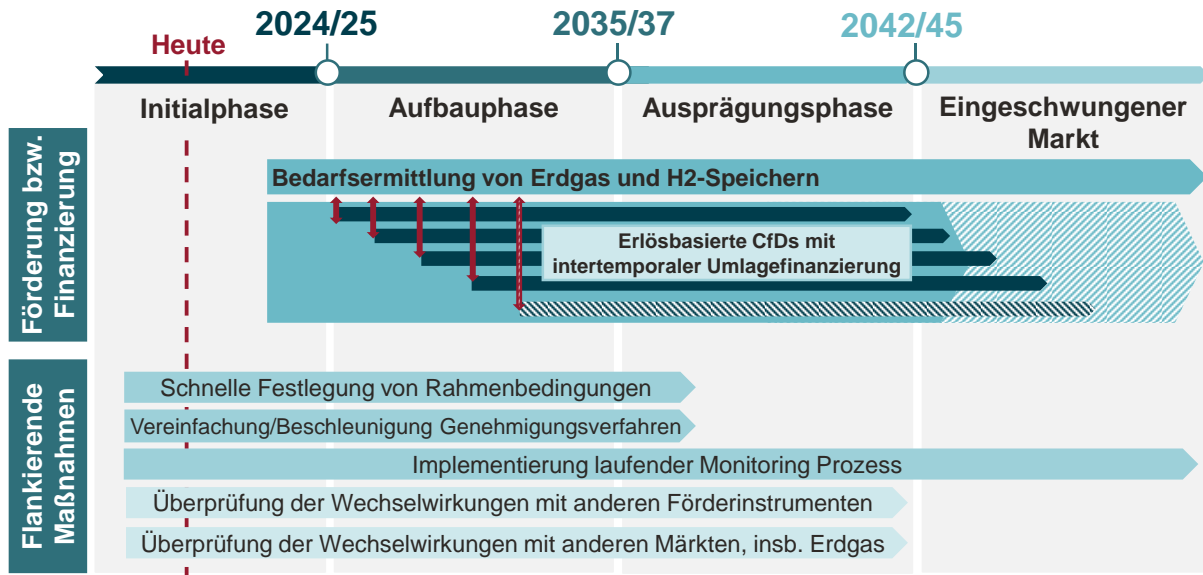
- **Wechselwirkung mit anderen Förderinstrumenten:** Entlang der Wertschöpfungskette sowie auf Speicherebene selbst gibt es noch weitere, existierende oder geplante Fördermechanismen die ergänzend bzw. flankierend zu dem von uns vorgeschlagenen Finanzierungsmechanismus zur Unterstützung des Wasserstoffspeicherhochlaufs wirken (z.B. Investitionsförderungen im Rahmen der EU-Förderprogramme IPCEI/PCI bzw. indirekte Fördermechanismen wie z.B. die Klimaschutzverträge). Während diese Instrumente ebenfalls einen Beitrag zum Hochlauf von Wasserstoffspeichern leisten können, müssen die Wechselwirkungen zwischen den Instrumenten über die Zeit kontinuierlich beobachtet werden, um sicherzustellen, dass die Instrumente additiv wirken und sich möglichst ziel führend ergänzen.
- **Wechselwirkung mit anderen Märkten, insbesondere Erdgas:** Wie in Kapitel 4.1 dargestellt, bietet die Umwidmung von Erdgasspeichern für den Aufbau von Wasserstoffspeicherkapazitäten Effizienzvorteile. Allerdings droht damit auch eine Kannibalisierung von Versorgungssicherheitsbeiträgen im Erdgasmarkt. Diese Wechselwirkungen müssen bei der Unterstützung des Markthochlaufs von Wasserstoffspeichern beachtet werden, sodass die Versorgungssicherheit mit Erdgas gewährleistet bleibt. Dies kann - wie in Kapitel 4.1.2 erläutert - einerseits über Genehmigungen zur Außerbetriebnahme von Erdgasspeichern oder andererseits über finanzielle Förderungen (wie etwa CfDs) für Erdgasspeicher erfolgen.

Im Ergebnis können die regelmäßigen Monitoring-Ergebnisse über die Ausschreibungsmengen einen direkten Eingang in den vorgeschlagenen Finanzierungsmechanismus für Wasserstoffspeicher finden. Die im Rahmen der erlösbasierten CfDs mit intertemporaler Umlagefinanzierung neu finanzierten Wasserstoffspeicherkapazitäten können sich nämlich aufgrund der angedachten regelmäßigen Ausschreibungsrunden flexibel an die Ergebnisse des Monitorings anpassen. Wir schlagen z.B. eine jährliche Festlegung der neu zu finanzierenden Wasserstoffspeicherkapazitäten bzw. -leistungen sowie eine entsprechend jährliche Ausschreibung dieser Speicherkapazitäten vor. **Der vorgeschlagene Finanzierungsmechanismus ist somit in der zeitlichen Dimension flexibel anpassbar und erlaubt eine durchgängige Nachsteuerung in Abhängigkeit des Marktumfelds.**

### 5.4 Daraus ergibt sich eine Roadmap zur Unterstützung von Wasserstoffspeichern

Aus der Einordnung des Finanzierungsmechanismus in die zeitliche Dimension sowie durch die Ergänzung der in den vorherigen Unterkapiteln angesprochenen zusätzlichen Maßnahmen ergibt sich eine ganzheitliche Roadmap zur Unterstützung des Wasserstoffspeicherhochlaufs, die in Abbildung 28 dargestellt ist.

Abbildung 28 Roadmap zur Unterstützung des Wasserstoffspeicherhochlaufs in Deutschland



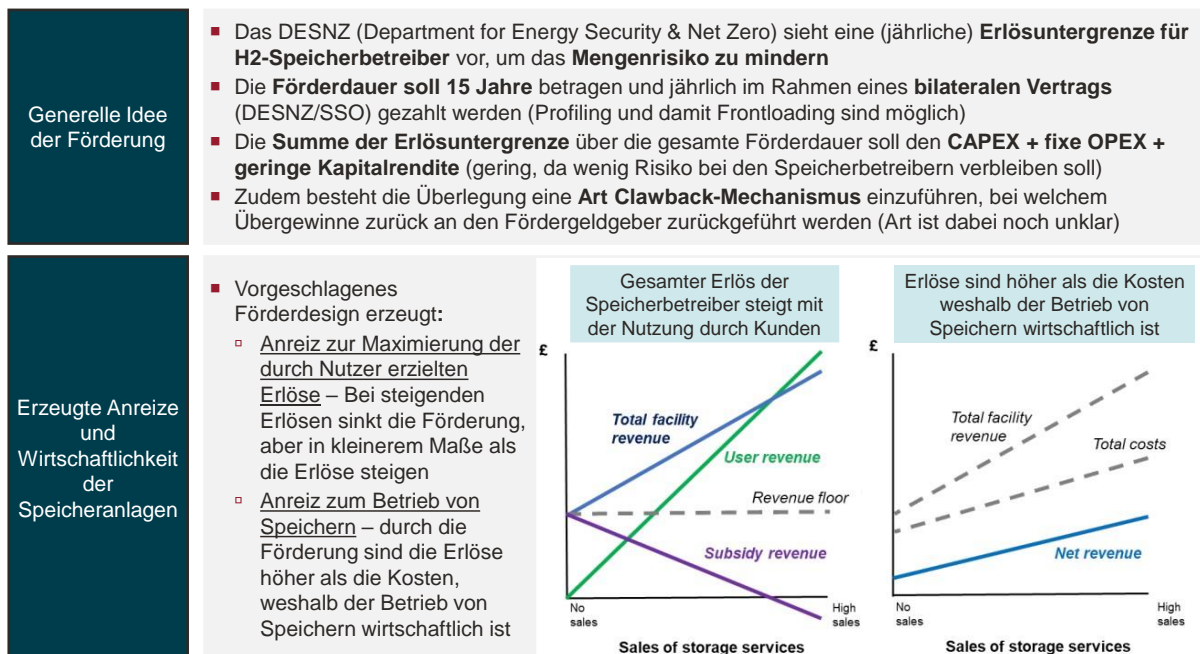
Quelle: Frontier Economics

Zusammenfassend schlussfolgern wir: Der in Kapitel 4 vorgeschlagene Finanzierungsmechanismus bestehend aus erlösbasierten CfDs und einer intertemporalen Umlagefinanzierung ist – in Kombination mit den hier beschriebenen flankierenden Maßnahmen – geeignet, die in Kapitel 2.2 erläuterten Barrieren für Investitionen in Wasserstoffspeicher effektiv und effizient zu überwinden. Auf diese Weise kann die absehbare Lücke zwischen Bedarf nach und verfügbarem Angebot von Wasserstoffspeicherkapazitäten abgewendet und die in Kapitel 1.2 dargelegten volkswirtschaftlichen Nutzen von Wasserstoffspeichern realisiert werden.

## Anhang A – Fallstudien existierender oder vorgeschlagener Förder- bzw. Finanzierungsmechanismen mit Relevanz für Wasserstoffspeicher

### A.1 Erlösuntergrenze zur Förderung von Wasserstoffspeichern in Großbritannien

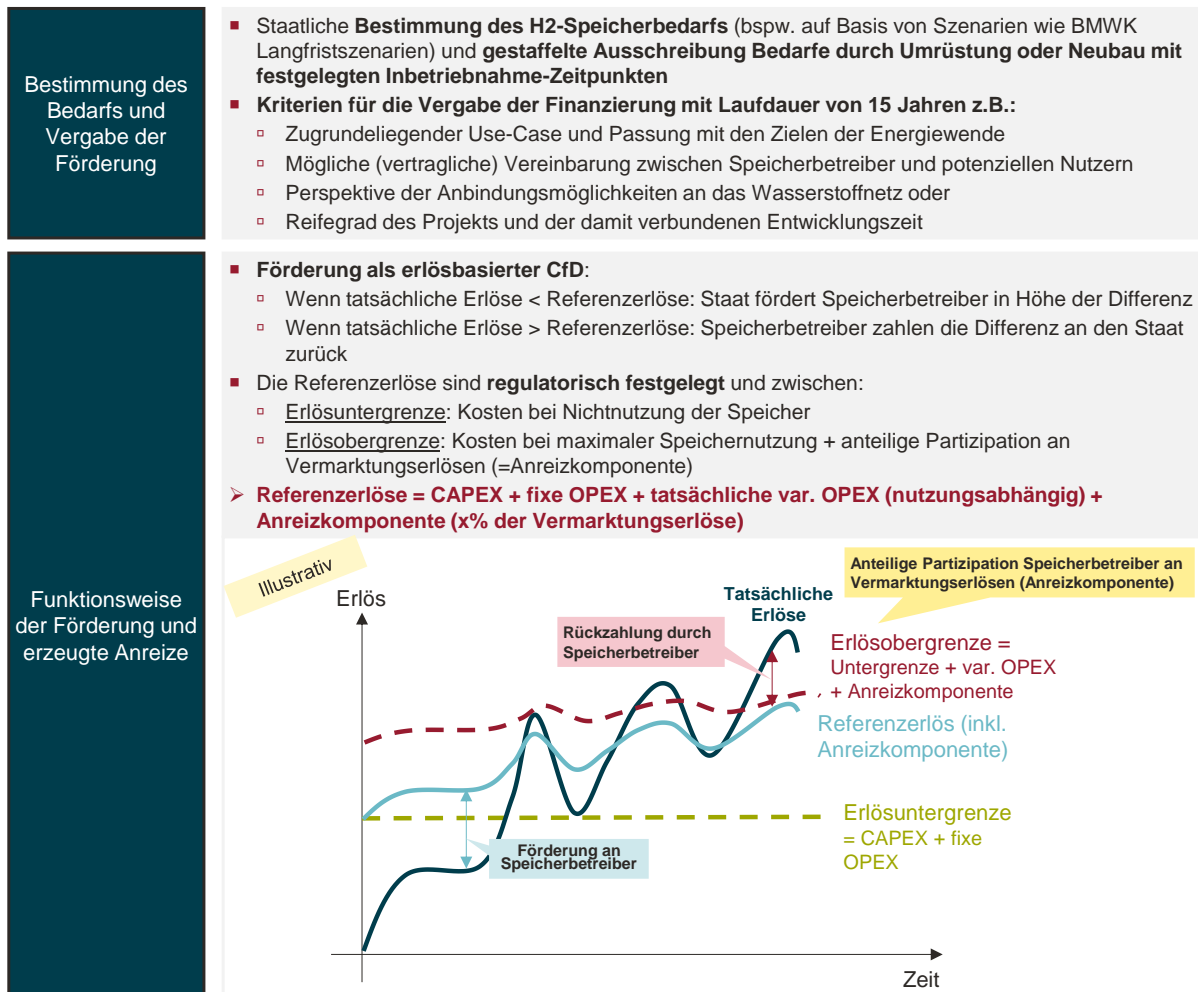
Abbildung 29 Fallstudie zur vorgeschlagenen Erlösuntergrenze zur Förderung von Wasserstoffspeichern in Großbritannien



Quelle: Frontier Economics basierend auf [https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/1175804/hydrogen-transport-storage-minded-to-positions.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1175804/hydrogen-transport-storage-minded-to-positions.pdf).

## A.2 Durch INES vorgeschlagene erlösbasierte CfDs zur Förderung von Wasserstoffspeichern in Deutschland

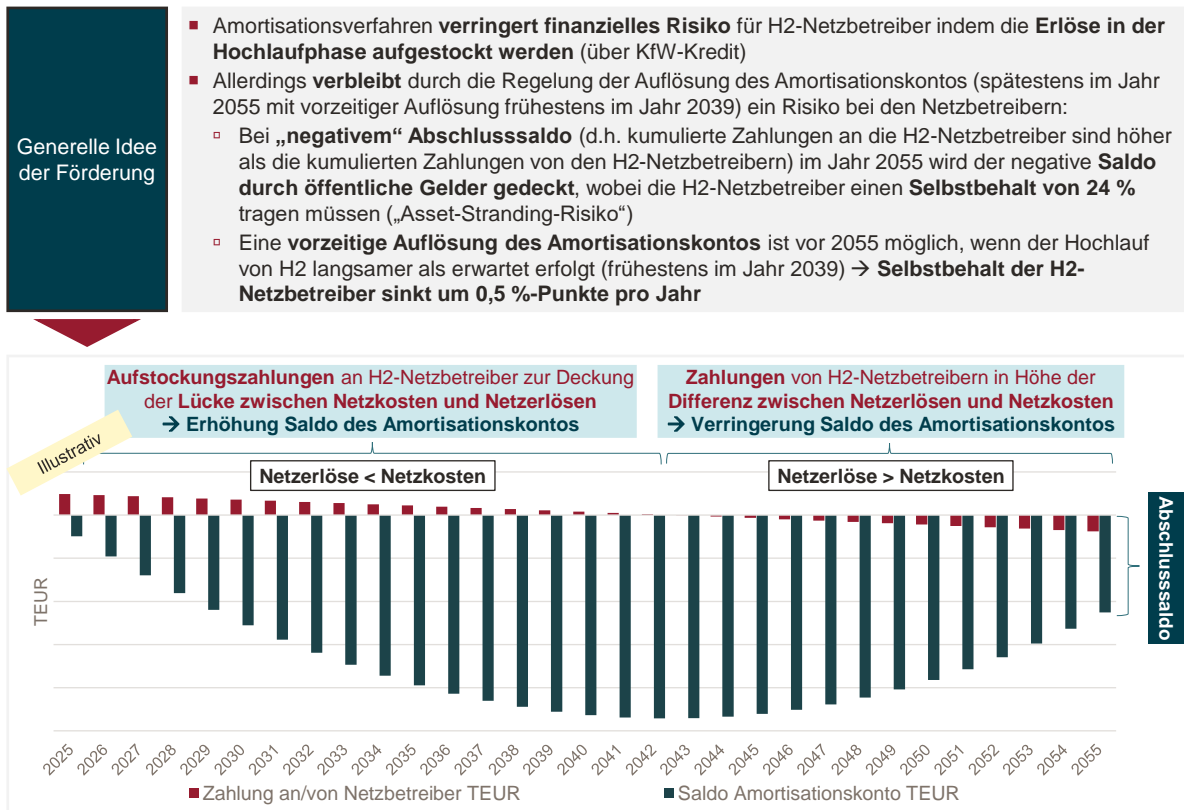
Abbildung 30 Fallstudie zu den von INES vorgeschlagenen erlösbasierten CfDs zur Förderung von Wasserstoffspeichern in Deutschland



Quelle: Frontier Economics basierend auf [https://energien-speichern.de/wp-content/uploads/2023/10/20231006\\_INES-Positionspapier\\_Vorschlaege-Marktrahmen\\_Entwicklung-H2-Speicher.pdf](https://energien-speichern.de/wp-content/uploads/2023/10/20231006_INES-Positionspapier_Vorschlaege-Marktrahmen_Entwicklung-H2-Speicher.pdf).

### A.3 Amortisationsverfahren zur Finanzierung des Wasserstoffkernnetzes in Deutschland

Abbildung 31 Fallstudie zum Amortisationsverfahren zur Finanzierung des Wasserstoffkernnetzes in Deutschland



Quelle: Frontier Economics basierend auf <https://dserver.bundestag.de/btd/20/110/2011017.pdf>.

Frontier Economics Ltd is a member of the Frontier Economics network, which consists of two separate companies based in Europe (Frontier Economics Ltd) and Australia (Frontier Economics Pty Ltd). Both companies are independently owned, and legal commitments entered into by one company do not impose any obligations on the other company in the network. All views expressed in this document are the views of Frontier Economics Ltd.

