Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Marktregulierung

FRONTIER-ECONOMICS
POLYNOMICS

Februar 2025

REGULIERUNG UND FÖRDERUNG VON WASSERSTOFF-PRODUKTION UND SPEICHER

Im Auftrag des Bundesamt für Energie

Auftraggeberin:

Bundesamt für Energie BFE, CH-3003 Bern

www.bfe.admin.ch

Auftragnehmerin:

Frontier Economics
Im Zollhafen 24
DE-50678 Köln
www.frontier-economics.com

Autoren:

Dr. Matthias Janssen
Jasmina Biller
Antonia Mather

Polynomics AG
Baslerstrassse 44
CH-4600 Olten
www.polynomics.ch

Dr. Heike Worm
Dr. Janick Christian Mollet

BFE-Projektbegleitung:

Yuliya Blondiau, Projektleitung
Elena Burri
Leoni Jossen
Christian Rütschi
Marine Pasquier-Beaud

Für den Inhalt sind ausschliesslich die Autorinnen und Autoren verantwortlich.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung 4

Résumé 11

1 Ausgangslage von Wasserstoff in der Schweiz 18

1.1 Wasserstoffnachfrage und Entwicklungsszenarien 18

1.2 Wasserstoffproduktion und Entwicklungsszenarien 21

1.3 Kosten der Wasserstoffproduktion 22

1.4 Förderrahmen von Wasserstoffproduktion und -nachfrage 23

2 Förderung der Wasserstoffproduktion in der Schweiz 26

2.1 Wahl eines Förderinstruments zur Beanreizung der Wasserstoffproduktion in der Schweiz 26

2.2 Anforderungen an erneuerbaren Wasserstoff auf EU-Ebene und Wechselwirkungen mit der Wahl des Förderinstruments in der Schweiz 40

2.3 Möglichkeiten von europäischen Förderprogrammen zu profitieren 45

2.4 Abschätzung der notwendigen Förderhöhe zur Beanreizung der Wasserstoffproduktion in der Schweiz 47

3 Potenzial, Kosten, Finanzierung und Regulierung von Methan- und Wasserstoffspeichern in der Schweiz 52

3.1 Potenziale verschiedener saisonaler Gasspeichertypen in der Schweiz 52

3.2 Speicherdimensionierung und -kosten 57

3.3 Finanzierung bzw. Förderung von Methan- und Wasserstoffspeichern 62

3.4 Regulierung von Methan- und Wasserstoffspeichern 77

4 Schlussfolgerungen und Ausblick 84

Zusammenfassung

Die vorliegende Studie, die im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE) von Frontier Economics und Polynomics[1] erstellt wurde, untersucht die Förderung und Regulierung der Wasserstoffproduktion sowie das Potenzial, die Kosten, die Finanzierung und Regulierung von Methan- und Wasserstoffspeichern in der Schweiz.

Die Ausgangslage von Wasserstoff in der Schweiz (Kapitel 1)

Die **Wasserstoffnachfrage in der Schweiz** ist aktuell mit einem Bedarf von rund 400 GWh/a relativ gering und dominiert durch die Raffinerie in Cressier, welche bisher ausschliesslich fossil erzeugten Wasserstoff verwendet. Die längerfristige Entwicklung des Bedarfs von erneuerbarem bzw. emissionsarmem Wasserstoff weist in verschiedenen Studienszenarien aufgrund grosser Unsicherheiten und unterschiedlicher Studienzeitpunkte grosse Bandbreiten auf. Wenn die Verstromung von Wasserstoff in substantiellen Mengen ausgeschlossen wird, bewegen sich die Haupt- und Referenzszenarien über verschiedene Studien im Jahr 2050 zwischen 4,3 und 12 TWh. Die Energieperspektiven 2050+ des Bundes weisen im Szenario Zero Basis für 2050 eine Wasserstoffnachfrage von 4,3 TWh aus, wovon 1,9 TWh im Inland produziert werden. Seit der Erarbeitung dieser Perspektiven hat die Schweiz jedoch deutlich ambitioniertere Ausbauziele für Elektrizität aus erneuerbaren Energien beschlossen, wodurch mehr Überschussstrom im Sommer anfallen wird, und die EU hat intensiv am Hochlauf des Wasserstoffmarktes gearbeitet. Auf der anderen Seite wird heute weniger Wasserstoffbedarf im Bereich Gebäude und Mobilität erwartet als bei der Erarbeitung der Energieperspektiven. In der Wasserstoffstrategie des Bundes (2024)[2] wird der Wasserstoffbedarf 2050 zwischen 3,6 und 10,1 TWh geschätzt.

Die **Gestehungskosten** von Wasserstoff sind massgeblich von den Stromkosten abhängig, da diese zwischen 50 und 75 % der Wasserstoffgestehungskosten ausmachen. Bei Stromkosten zwischen 5 und 13 Rp/kWh liegen die Gestehungskosten von Wasserstoff zwischen 23 und 41 Rp/kWh H2 (entspricht 7,9 bis 13,8 CHF/kg H2).[3] Wenn der Elektrolyseur nicht direkt an eine Stromerzeugungsanlage, sondern an das öffentliche Stromnetz angeschlossen wird, müssen zusätzlich Netznutzungsentgelte und Abgaben bezahlt werden. Dies erhöht die Stromkosten 2024 im Median um 10 Rp/kWh, wobei sie je nach Netzbetreiber auch mehrere Rappen niedriger oder höher liegen können. Falls eine gewisse Elektrizitätsmenge rückverstromt und zurück ins Netz gespiesen wird, werden für diese Elektrizitätsmenge Netznutzungsentgelte auf Antrag zurückerstattet. Pilot- und Demonstrationsanlagen zur Produktion vom Wasserstoff, also Anlagen mit neuartigen technischen oder betrieblichen Eigenschaften,

---

1 Die Kapitel 2 (Förderung von Wasserstoffproduktion), 3.3 (Speicherfinanzierung bzw. -förderung) und 3.4 (Speicherregulierung) wurden von Frontier Economics erstellt, während die Kapitel 1 (Ausgangslage von Wasserstoff in der Schweiz), 3.1 (Speicherpotenziale) und 3.2 (Speicherdimensionierung und -kosten) von Polynomics verfasst wurden.

2 Der Bundesrat (2024): «Wasserstoffstrategie für die Schweiz», hier verfügbar. Die Wasserstoffstrategie wurde erst kurz vor Redaktionsschluss publiziert, so dass wir in der Studie nicht im Detail darauf eingehen.

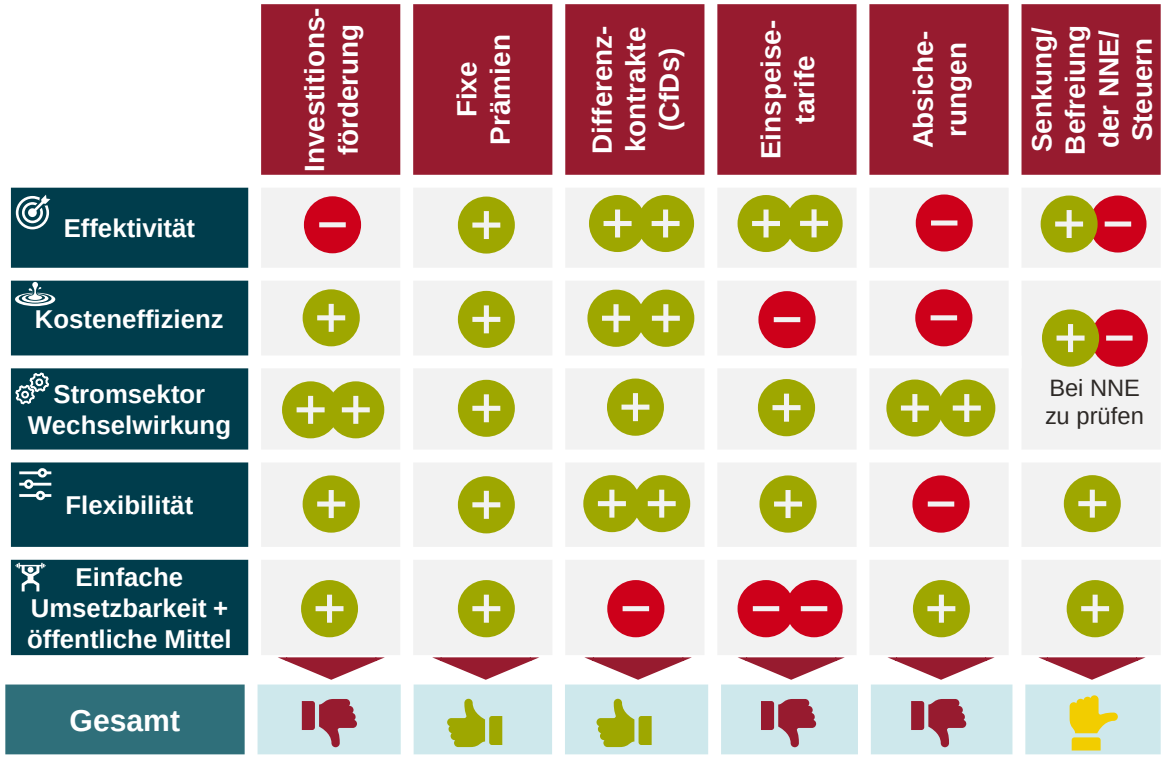
3 Axpo (2024): «Rolle und Potenzial von Wasserstoff in der Schweiz», hier verfügbar.

haben Anspruch auf eine Rückerstattung des Netznutzungsentgelts, auch wenn der Wasserstoff nicht rückverstromt wird. Wasserstoff muss dabei aus erneuerbarer Energien produziert sein und die Gesamtleistung dieser Anlagen darf nicht grösser als 200 MW sein. Im Gegensatz zur Angebotsseite gibt es auf der H2-Nachfrageseite bereits heute indirekte und direkte Fördermechanismen.

Förderung der Wasserstoffproduktion in der Schweiz (Kapitel 2)

In der Schweiz bestehen derzeit noch verschiedene Investitionsbarrieren, die den Hochlauf der Wasserstoffproduktion hemmen. Es sind verschiedene Instrumente denkbar, um diese Investitionsbarrieren zu adressieren und den Hochlauf der Wasserstoffproduktion in der Schweiz zu fördern. Wir haben diese Instrumente untersucht und anhand von fünf definierten Bewertungskriterien bewertet (Abbildung 1). Die Analyse zeigt, dass **fixe Prämien** und **preisbasierte Differenzkontrakte** (Contracts for Difference, CfDs) am besten geeignet sind, um die Wasserstoffproduktion in der Schweiz zu fördern. Die **Senkung oder Befreiung von Netznutzungsentgelten** (NNE) eignet sich ggf. als begleitendes Instrument, falls Elektrolyseure netzdienlich sind und die Senkung oder Befreiung somit verursachungsgerecht ist. Dafür müsste allerdings geprüft werden, inwieweit und unter welchen Bedingungen bzw. Standorten die Elektrolyseure netzdienlich sind und die Befreiung zur volkswirtschaftlichen Effizienz beiträgt.

Abbildung 1 Übersicht der Bewertung der Instrumente zur Beanreizung der Wasserstoffproduktion



Quelle: Frontier Economics

Neben der Wahl des Förderinstruments müssen auch die **regulatorischen Anforderungen an den produzierten erneuerbaren Wasserstoff** festgelegt werden. Die EU hat bereits regulatorische Anforderungen an erneuerbaren[4] und teilweise auch kohlenstoffarmen[5] Wasserstoff definiert. Die Schweiz muss sorgfältig abwägen, ob sie diese Anforderungen für den in der Schweiz produzierten Wasserstoff übernehmen möchte. Unterschiedliche Anforderungen im Vergleich zur EU könnten dazu führen, dass in der Schweiz produzierter erneuerbarer Wasserstoff in der EU nicht als erneuerbar anerkannt wird, was den grenzüberschreitenden Handel sowie potenzielle energiepolitische Verhandlungen mit der EU erschweren könnte. Auf der anderen Seite wird eine Übernahme der EU-Anforderungen an den erneuerbaren Wasserstoff voraussichtlich einschränkend auf die Produktion wirken, insbesondere wenn für die Produktion bestehende Wasserkraftanlagen genutzt werden sollen. Denn Anlagen zur Produktion von Wasserstoff, die über drei Jahre vor Inbetriebnahme des Elektrolyseurs errichtet wurden, werden grundsätzlich durch die EU-Regel der «Zusätzlichkeit» von der Produktion erneuerbaren Wasserstoffs ausgeschlossen.

Während die meisten der betrachteten Förderinstrumente keine unmittelbare Auswirkung auf diese Abwägung haben, kann die **Senkung oder Befreiung von Netznutzungsentgelten (NNE)** tatsächlich eine Rolle spielen. Eine Befreiung der NNE würde Wasserstoffproduzenten Flexibilität bei der Standortwahl des Elektrolyseurs bieten, da ein Produktionsstandort am Standort der erneuerbaren Energie Erzeugung mit Direktbezug keine stromnetzbezogenen Kostenvorteile mehr hätte. Aufgrund der niedrigen Emissionsintensität der Schweizer Gebotszone entfällt bei der Nutzung von Netzstrom nach EU-Regeln die Anforderung an die Zusätzlichkeit. Dies würde die Nutzung bestehender erneuerbarer Energieanlagen zur Herstellung von Wasserstoff erleichtern und könnte eine mögliche **Übernahme der EU-Anforderungen an erneuerbaren Wasserstoff vereinfachen**.

Des Weiteren stellt sich die Frage, wie Fördermechanismen zum Hochlauf der Wasserstoffproduktion in der Schweiz finanziert werden sollten. Wir haben die bestehenden **Förderprogramme der EU oder Nachbarstaaten** auf die **Teilnahmemöglichkeit Schweizer Wasserstoffproduzenten** geprüft und schätzen die Möglichkeiten einer Teilnahme als gering ein. Aus diesem Grund wird der Hochlauf der inländischen Wasserstoffproduktion weitgehend durch **nationale Förderprogramme** finanziert werden müssen. Wir haben für verschiedene Mengen- und Preis-Szenarien eine Abschätzung der Förderhöhe vorgenommen. Je nach Szenario ergeben sich dabei Förderkosten von 29 bis 492 Millionen CHF pro Jahr.[6]

4 Emissionsfreier Wasserstoff, der auf Basis von erneuerbarem Strom mittels Elektrolyse hergestellt wird.

5 Emissionsarmer Wasserstoff, der über verschiedene Methoden gewonnen werden kann und deutlich weniger CO_2-Emissionen verursacht, als über herkömmliche Methoden gewonnener Wasserstoff.

6 Die für die Überschlagsrechnung getroffenen Annahmen sind in Kapitel 2.4 ausgeführt.

Potenzial, Kosten, Finanzierung und Regulierung von Methan- und Wasserstoffspeichern in der Schweiz (Kapitel 3)

Potenzial und Kosten von Methan- und Wasserstoffspeichern in der Schweiz

Die Schweiz verfügt nicht über saisonale **Gasspeicher** im Inland. Als nachfrageseitige Flexibilität dienen bisher einerseits Zweistoffkunden, welche ihre Anlagen z.B. zur Vermeidung eines teuren Gasbezugs im Winter oder, wie 2022 vom Bundesrat empfohlen, zur Vermeidung von Gasmangellagen von Gas auf Heizöl umstellen können. Zudem hat die Schweiz bisher Speicherkapazitäten im Ausland reserviert und zur Erhöhung des gesicherten Zugriffs in Krisenzeiten zwischenstaatliche Abkommen mit Frankreich abgeschlossen. Das in der Schweiz benötigte Speichervolumen ist von zahlreichen Faktoren wie zukünftigem Gasverbrauch, Stellenwert ausländischer Speicher oder auch nachfrageseitiger Flexibilität[7] abhängig. Im Rahmen der Studie wurde keine Abschätzung des Speicherbedarfs in der Schweiz vorgenommen.

Für saisonale Speichervolumina im TWh Bereich sind generell **Speichertypen** im tiefen Untergrund die kostengünstigsten: Porenspeicher, Aquifer und Salzkavernen. Die bisherigen Abklärungen haben bis jetzt jedoch keine geeigneten Standorte für diese Speichertypen in der Schweiz ergeben. Die bisher im Inland verwendeten Röhren- und Kugelspeicher sind nicht für die Speicherung solcher grossen Mengen konzipiert. Felskavernen (engl. Lined Rock Cavern, «LRC»-Speicher) und Flüssiggasspeicher (engl. Liquified Natural Gas, «LNG»-Speicher) bieten potenziell die entsprechenden Volumina und die Voraussetzung für deren Realisierung im Inland scheinen gegeben zu sein. LRC-Speicher sind dabei deutlich günstiger als grosse LNG-Speicher. LRC-Speicher sind für Methan erprobt, können jedoch voraussichtlich auch auf Wasserstoff umgerüstet werden. 2022 wurde z.B. im schwedischen Luleå als Pilotanlage ein kleiner LRC-Speicher für Wasserstoff in Betrieb genommen. Aufgrund der geringen volumetrischen Energiedichte von Wasserstoff führen Umwidmung von Speichern jedoch zu ungefähr fünfmal weniger eingespeicherter Energie.

Um in einem LRC-Speicher in der Schweiz 1,5 TWh Methan zu speichern, müssten gemäss der Gaznat-Fallstudie vier Kavernen gebaut werden. Auf Basis der Energieperspektiven 2050+ und dem aktuellen Anteil der Spitzenlastmonate dürfte dies den Gasbedarf im Jahr 2050 für mindestens 2 Wochen decken.[8] Gestützt auf diese Fallstudie berechnen wir für dieses Speichervolumen **jährliche Kosten** (Kapitalkosten und mengenunabhängige Betriebskosten) von 29 Mio. CHF/a. Die Durchschnittskosten pro Speichervolumen liegen entsprechend bei 19,5 CHF/MWh/a. Die Einspeicherung im Ausland ist mit 5 bis 12 Mio. CHF/a bzw. 3,6 bis 8,1 CHF/MWh/a ca. 60 bis 80% günstiger. Die Kosten einer Verdoppelung des Speichervolumens hängen davon ab, wie die Voraussetzungen an einem zu identifizierenden geeigneten Standort sind. Eine Halbierung der Speicherkapazität führt maximal zu einer Halbierung der Kosten, da Skaleneffekte weniger gut genutzt werden können. Für das Vorhalten von 1,5 TWh Wasserstoff in LRC-Speichern wären aufgrund der geringeren volumetrischen

[7] Der Bund will Zweistoffanlagen künftig nicht finanziell fördern, vgl. Medienmitteilung «Keine finanzielle Hilfe für Zweistoffanlagen» vom 31.10.2024

[8] Dies ist eine grobe Abschätzung, da in dieser Studie keine Systemmodellierung vorgenommen wurde.

Energiedichte 20 Kavernen erforderlich. Ob diese grosse Anzahl an Kavernen in der Schweiz gebaut werden könnte, ist nicht geprüft. Da bei einer Speicherumwidmung einige Anlagen komplett ersetzt werden müssten, liegen die spezifischen Investitionskosten (CHF/MWh H_2) für 1,5 TWh Wasserstoffspeicher mindestens fünfmal höher als für Methanspeicher mit der gleichen Energiespeicherkapazität.

In der Schweiz werden aktuell grosse Mengen an flüssigen Erdölprodukten in Speichern vorgehalten.[9] In flüssiger Form könnten auch im TWh Bereich **Wasserstoffderivate** wie Methanol oder «Liquid Organic Hydrogen Carriers» (LOHC) gelagert werden, da sie unter normalem Atmosphärendruck flüssig vorliegen. Solche Speicher für flüssige Wasserstoffderivate können zukünftig generell für die Lagerung von Energie verwendet werden (nicht im Fokus der Studie). Wenn diese Derivate vergast und ins Gasnetz eingespeist würden, könnten sie einerseits im Gasbereich angebotsseitige Flexibilitäten schaffen. Diese Derivate könnten anderseits auch auf der Gasnachfrageseite Flexibilitäten schaffen, wenn sie in flüssiger Form direkt bei Anlagen von Gaskunden verwendet werden, welche über zweistofffähige Anlagen verfügen. Bei einer Kostenbetrachtung dieser Flüssigspeicher, welche ausserhalb des Rahmens dieser Studie liegt, müssten die Gesamtsystemkosten, insbesondere auch die Kosten der zusätzlichen Umwandlungsverluste berücksichtigt werden.

Finanzierung bzw. Förderung von Methan- und Wasserstoffspeichern

Falls trotz der oben beschriebenen schwierigen Voraussetzungen dennoch Speicher in der Schweiz gebaut werden sollen, untersucht diese Studie, welche Investitionsbarrieren relevant sind und wie der Ausbau von Methan- und Wasserstoffspeichern unterstützt werden kann.

Derzeit verhindern mehrere Investitionsbarrieren den Aufbau von marktlichen Speichern in der Schweiz. Zum einen werden Investitionen durch das erhebliche **Erlösrisiko** der Speicherbetreiber gehemmt, das durch die hohe Unsicherheit der Marktentwicklung von Methan und insbesondere Wasserstoff verursacht wird. Zudem sind die erwarteten Erlöse beim Aufbau und Betrieb von Speichern voraussichtlich nicht ausreichend, um die erwarteten Kosten zu decken. Diese **Erlöslücke** hemmt wiederum die Investitionen in Speicher. Schliesslich besteht auch in Bezug auf die **Rahmenbedingungen** des Speicherbetriebs in der Schweiz derzeit noch erhebliche Unsicherheit (z.B. durch die noch nicht festgelegte Regulierung von Speichern), was eine Barriere für Investitionen darstellen kann.

Um den Aufbau am Markt agierender Speicher in der Schweiz zu fördern, sind verschiedene Instrumente denkbar. Angesichts der noch offenen (Forschungs-)Fragen im Hinblick auf die Speicherpotenziale und den Speicherbedarf, geben wir bei der Finanzierung bzw. Förderung von Speichern lediglich eine grobe Einschätzung der Eignung verschiedenen Instrumente aus Sicht der Investoren und aus Sicht des Bundes ab.

- Aus Sicht der Investoren: Unsere Bewertung der Instrumente aus Sicht der Investoren zeigt, dass **erlösbasierte CfDs** sowie das **Amortisationsverfahren** voraussichtlich am

[9] BWL (2023): «Bericht zur Vorratshaltung 2023», hier verfügbar

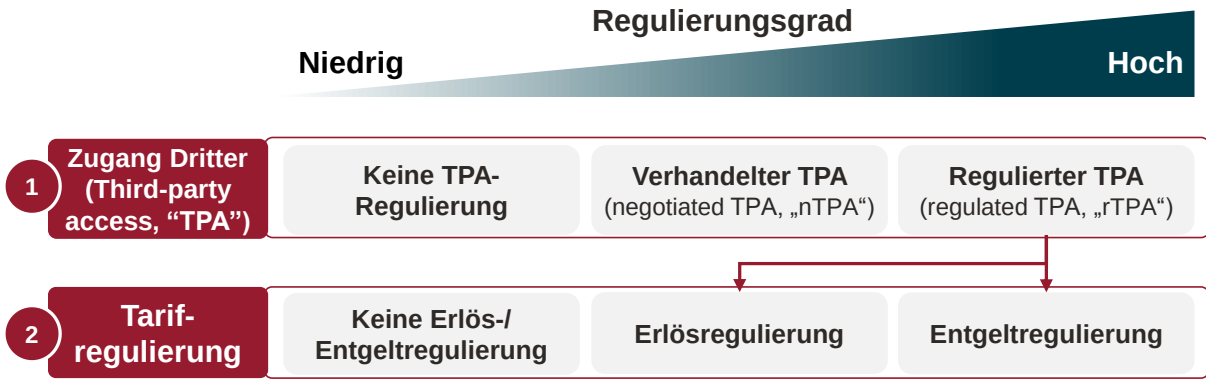
besten für die Förderung bzw. Finanzierung von Speichern geeignet sind. Zu einem gewissen Grad eignen sich für die Förderung von Speichern auch **Investitionsförderungen**. Während sie die Erlöslücke adressieren, indem Speicherbetreiber (einen Teil) ihre/r Investitionskosten erstattet bekommen, adressieren sie die Erlösrisiken nur indirekt, indem sie die Höhe der Investitionskosten und damit die Kapitalkosten reduzieren, die über Markterlöse gedeckt werden müssen. Ähnlich wie bei der Förderung der Wasserstoffproduktion wäre ausserdem die **Reduktion der NNE** (hier für die Ein- und Ausspeisung ins Gas- bzw. Wasserstoffnetz) ggf. als begleitendes Instrument geeignet, falls die Speicher netzdienlich sind.

- Aus Sicht des Bundes: Neben dem Aufbau der gewünschten Speicherkapazitäten muss der Bund auch die damit verbundenen Risiken und Kosten berücksichtigen. Bei der Wahl des Förder- bzw. Finanzierungsinstruments sollte der Bund daher nicht nur die Erreichung der Speicherziele, sondern auch die **Risikoübernahme durch den Bund**, die **Kosteneffizienz,** den **administrativen Aufwand bei der Umsetzung** sowie die **Anreizkompatibilität** der Instrumente berücksichtigen. Unsere Überlegungen zeigen, dass alle betrachteten Instrumente aus Sicht des Bundes jeweils Vor- und Nachteile aufweisen. Preis- und erlösbasierte CfDs sowie das Amortisationsverfahren bieten durch den integrierten Rückführmechanismus beispielsweise Vorteile bei der Kosteneffizienz, sind jedoch mit einer höheren Risikoübernahme durch den Bund verbunden. Im Gegensatz dazu zeichnen sich Investitionsförderungen, fixe Prämien oder die Senkung der Netzentgelte durch eine geringe Risikoübernahme durch den Bund aus, jedoch fehlt ihnen ein Rückführmechanismus, was die Kosteneffizienz einschränkt. Die Wahl des Instruments hängt daher massgeblich von den Prioritäten des Bundes ab.

Regulierung von Methan- und Wasserstoffspeichern

Um einen effizienten Aufbau von Speicherkapazitäten in der Schweiz zu gewährleisten, müssen neben der Wahl eines Förder- oder Finanzierungsinstruments auch die **regulatorischen Rahmenbedingungen** festgelegt werden. Wir untersuchen die Ausgestaltungsoptionen sowie die Vor- und Nachteile von zwei zentralen Aspekten der Speicherregulierung: der **Zugang Dritter** (engl. Third-Party Access, «TPA») sowie die **Tarifregulierung** von Speichern (Abbildung 2). Die gezeigten Regulierungsoptionen sind vor allem hinsichtlich einer marktlichen Speichernutzung relevant und weniger für staatlich induzierte Vorhaltung von Speicherkapazitäten zum Beispiel in Form einer strategischen Reserve.

Abbildung 2 Überblick über die Ausgestaltungsmöglichkeiten für den Zugang Dritter und die Tarifregulierung sowie deren Regulierungsgrad



Quelle: Frontier Economics

Die Entscheidung für eine bestimmte Ausgestaltungsoption erfordert eine **sorgfältige Abwägung**, da die verschiedenen **Optionen verschiedene Vor- und Nachteile** haben. Prinzipiell bietet eine Ausgestaltungsoption mit einem niedrigen Regulierungsgrad Speicherbetreibern eine hohe kommerzielle Flexibilität und sorgt für geringe administrative Kosten. Allerdings entsteht bei diesem Ansatz das Risiko einer monopolistischen Preisgestaltung mit potenziell hohen Nutzerentgelten, geringerer Transparenz und fehlender Kontrolle über die Diskriminierungsfreiheit beim Speicherzugang oder der Tarifsetzung. Im Gegensatz dazu gewährleistet eine Option mit einem hohen Regulierungsgrad niedrigere und faire Nutzerpreise sowie einen objektiven, transparenten und diskriminierungsfreien Zugang. Dies geht allerdings zulasten der kommerziellen Flexibilität und entsprechend den Investitionsanreizen und erhöht die administrativen Kosten.

In der Schweiz muss neben nationalen Faktoren möglicherweise auch die **Vereinbarkeit der Regulierung mit den Vorgaben der EU** berücksichtigt werden, da Abweichungen von der EU-Regulierung im Rahmen von bilateralen Abkommen zu Schwierigkeiten führen könnten. Die EU-Regulierung gibt den Mitgliedstaaten für Methanspeicher die Möglichkeit, zwischen einem verhandelten Zugang Dritter (engl. negotiated TPA, nTPA) und einem regulierten Zugang Dritter (engl. regulated TPA, rTPA) zu wählen. Für Wasserstoffspeicher ist laut EU-Regulierung die Umsetzung einer rTPA-Regulierung ab 2033 Pflicht. Insgesamt sind für die Regulierung der Speicher in der Schweiz also verschiedene Faktoren zu berücksichtigen. Bevor die spezifische Ausgestaltung der Regulierung weiter konkretisiert wird, wären allerdings zunächst klare Speicherziele sowie eine Speicherstrategie festzulegen.

Résumé

La présente étude, réalisée par Frontier Economics et Polynomics[10] sur mandat de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), examine la promotion et la réglementation de la production d'hydrogène ainsi que la capacité potentielle, les coûts, le financement et la réglementation du stockage de méthane et d'hydrogène en Suisse.

La situation actuelle de l'hydrogène en Suisse (chapitre 1)

La **demande d'hydrogène** en Suisse est actuellement relativement faible, avec un besoin d'environ 400 GWh par an, principalement dominée par la raffinerie de Cressier, qui utilise exclusivement de l'hydrogène produit à partir de combustibles fossiles. L'évolution à long terme des besoins en hydrogène renouvelable ou à faibles émissions présente de grandes variations selon les différents scénarios d'étude, en raison des incertitudes et des dates d'étude différentes. En excluant la production d'électricité à partir d'hydrogène en quantités substantielles, les scénarios principaux et de référence estiment une demande entre 4,3 et 12 TWh en 2050. Les perspectives énergétiques 2050+ de la Confédération indiquent, dans le scénario Zero Basis, une demande d'hydrogène de 4,3 TWh en 2050, dont 1,9 TWh serait produit en Suisse. Depuis l'élaboration de ces perspectives, la Suisse a adopté des objectifs de développement nettement plus ambitieux pour l'électricité issue d'énergies renouvelables, entraînant davantage d'électricité excédentaire en été. Parallèlement, l'UE a intensifié ses efforts pour développer le marché de l'hydrogène. D'autre part, les besoins en hydrogène dans les secteurs du bâtiment et de la mobilité sont aujourd'hui estimés à la baisse par rapport aux prévisions initiales des perspectives énergétiques. Dans la stratégie hydrogène de la Confédération (2024)[11], les besoins en hydrogène sont estimés entre 3,6 et 10,1 TWh en 2050.

Les **coûts de production** de l'hydrogène dépendent largement des coûts de l'électricité, qui représentent entre 50 et 75 % des coûts totaux. Pour un coût de l'électricité compris entre 5 et 13 centimes par kWh, les coûts de production de l'hydrogène se situe entre 23 et 41 centimes par kWh H2 (soit 7,9 à 13,8 CHF par kg H2).[12] Si l'électrolyseur n'est pas directement raccordé à une installation de production d'électricité mais au réseau électrique public, des taxes et des redevances d'utilisation du réseau doivent également être payées. Cela augmente le coût de l'électricité en 2024 de 10 centimes par kWh en moyenne, bien que ce coût puisse varier selon le gestionnaire de réseau. Si une certaine quantité d'électricité est reconvertie et réinjectée dans le réseau, les redevances d'utilisation du réseau pour cette électricité seront remboursés sur demande. Les installations pilotes et de démonstration pour la production d'hydrogène, c'est-à-dire les installations avec des caractéristiques techniques ou

10 Les chapitres 2 (promotion de la production d'hydrogène), 3.3. (financement du stockage) et 3.4 (réglementation du stockage) ont été rédigés par Frontier Economics, tandis que les chapitres 1 (situation actuelle de l'hydrogène en Suisse), 3.1 (capacité potentielle du stockage) et 3.2 (coûts du stockage) ont été rédigés par Polynomics.

11 Le Conseil fédéral (2024) : « Wasserstoffstrategie für die Schweiz », disponible ici. La stratégie hydrogène a été publiée juste avant la clôture de la rédaction, de sorte que nous ne l'avons pas abordée en détail dans cette étude.

12 Axpo (2024) : « Rolle und Potenzial von Wasserstoff in der Schweiz », disponible ici.

opérationnelles innovantes, ont droit à un remboursement des redevances d'utilisation du réseau, même si l'hydrogène n'est pas reconverti en électricité. L'hydrogène doit par contre être produit à partir d'énergies renouvelables et la capacité totale de ces installations ne doit pas dépasser 200 MW. Contrairement à l'offre, il existe déjà aujourd'hui des mécanismes de soutien indirects et directs pour la demande d'hydrogène.

Promotion de la production d'hydrogène en Suisse (chapitre 2)

En Suisse, diverses barrières à l'investissement freinent encore la production d'hydrogène. Différents instruments peuvent être envisagés pour surmonter ces obstacles et promouvoir la production d'hydrogène. Notre évaluation de ces instruments contre cinq critères d'évaluation montre que les **primes fixes** et les **contrats pour différence** (en anglais : Contracts for Difference, CfD) **basés sur les prix** sont les plus appropriés pour encourager la production d'hydrogène en Suisse (Figure 3). La **réduction ou l'exonération des frais d'utilisation du réseau** peut être un instrument d'accompagnement si les électrolyseurs sont utiles au réseau et si cette mesure est conforme au principe de causalité. Il est toutefois nécessaire de vérifier dans quelle mesure et sous quelles conditions les électrolyseurs sont utiles au réseau et si l'exonération contribue à l'efficacité économique.

Figure 3 Aperçu de l'évaluation des instruments d'incitation à la production d'hydrogène



Source: Frontier Economics

Outre le choix de l'instrument de soutien, il est important de définir les **exigences réglementaires applicables à l'hydrogène renouvelable** produit. L'UE a déjà défini des exigences pour l'hydrogène renouvelable et en partie pour l'hydrogène bas carbone[13]. La Suisse doit évaluer si elle souhaite adopter ces exigences pour l'hydrogène produit sur son territoire. Des exigences différentes de celles de l'UE pourraient empêcher la reconnaissance de l'hydrogène suisse comme renouvelable dans l'UE, compliquant ainsi les échanges transfrontaliers et les négociations potentielles avec l'UE en matière de politique énergétique. En revanche, adopter les exigences de l'UE pourrait restreindre la production, notamment si des installations hydroélectriques existantes sont prévues d'être utilisées. En effet, les installations construites plus de trois ans avant la mise en service de l'électrolyseur sont exclues de la production d'hydrogène renouvelable selon la règle européenne de « l'additionnalité ».

Alors que la plupart des instruments de soutien considérés n'ont pas d'impact direct sur cet arbitrage, la **réduction ou l'exonération des frais d'utilisation du réseau électrique** peut effectivement jouer un rôle. Une exonération des frais d'utilisation offrirait aux producteurs d'hydrogène une certaine flexibilité dans le choix de l'emplacement de l'électrolyseur, car un achat direct possible à cause du placement de l'électrolyseur sur le site de production de l'énergie renouvelable n'aurait plus d'avantages de coûts liés au réseau électrique. En raison de la faible intensité d'émission de la zone de dépôt des offres suisse, l'exigence d'additionnalité ne s'applique pas à l'utilisation de l'électricité du réseau selon les règles de l'UE. Cela faciliterait l'utilisation des installations d'énergie renouvelable existantes pour la production d'hydrogène et pourrait **simplifier l'adoption éventuelle des exigences de l'UE** pour la production d'hydrogène renouvelable.

Enfin, la question du financement des mécanismes de soutien pour la production d'hydrogène en Suisse se pose. Nous avons examiné les **programmes de soutien existants de l'UE et des pays voisins** pour déterminer si les producteurs suisses pourraient y participer, mais les possibilités sont faibles. Par conséquent, la production nationale d'hydrogène devra être financée principalement par des **programmes nationaux**. Nous avons estimé les coûts de soutien pour la production d'hydrogène pour différents scénarios de quantité et de prix, variant entre 29 et 492 millions de CHF par an[14].

Capacité potentielle, coûts, financement et réglementation du stockage de méthane et d'hydrogène en Suisse (chapitre 3)

Capacité potentielle et coûts du stockage de méthane et d'hydrogène

La Suisse ne dispose pas de **stockage saisonnier de gaz** à l'intérieur du pays. Jusqu'à présent, la flexibilité de la demande est assurée par les installations bicombustibles, qui peuvent convertir leurs installations du gaz au mazout, par exemple pour éviter un achat de gaz coûteux en hiver ou, comme l'a recommandé le Conseil fédéral en 2022, pour éviter les situations

13 L'hydrogène bas carbone peut être obtenu par différentes méthodes et émet moins d'émissions de CO_2 que l'hydrogène obtenu par des méthodes traditionnelles.

14 Les hypothèses retenues pour le calcul approximatif sont présentées au chapitre 2.4.

de pénurie de gaz. En outre, la Suisse a réservé des capacités de stockage à l'étranger et conclu des accords interétatiques avec la France pour augmenter l'accès sécurisé en temps de crise. Le volume de stockage nécessaire en Suisse dépend de nombreux facteurs tels que la consommation future de gaz, l'importance des stockages à l'étranger ou encore la flexibilité de la demande[15], comme la disponibilité des installations bicombustibles. Dans le cadre de l'étude, aucune estimation des besoins de stockage en Suisse n'a été réalisée.

Pour des volumes de stockage saisonniers de l'ordre du TWh, les **types de stockage** en sous-sol profond sont généralement les plus avantageux : stockage en milieu poreux, aquifères et cavernes de sel. Les études menées jusqu'à présent n'ont toutefois pas permis d'identifier de sites appropriés pour ces types de stockage en Suisse. Les réservoirs tubulaires et sphériques utilisés jusqu'à présent dans le pays ne sont pas conçus pour stocker des quantités aussi importantes. Les cavernes rocheuses (Lined Rock Cavern, « LRC ») et les stockages de gaz naturel liquéfié (Liquified Natural Gas, « LNG ») offrent potentiellement les volumes correspondants et les conditions pour leur réalisation en Suisse semblent réunies. Les stockages LRC sont nettement moins chers que les grands stockages de LNG. Les stockages LRC ont été testés pour le méthane, mais ils pourront probablement aussi être adaptés à l'hydrogène. En 2022, un petit réservoir LRC pour l'hydrogène a par exemple été mis en service comme installation pilote à Luleå, en Suède. Toutefois, en raison de la faible densité énergétique volumétrique de l'hydrogène, la réaffectation des réservoirs entraîne environ cinq fois moins d'énergie stockée.

Pour stocker 1,5 TWh de méthane dans un réservoir LRC en Suisse, il faudrait construire quatre cavernes, selon l'étude de cas de Gaznat. Sur la base des perspectives énergétiques 2050+ et de la part actuelle des mois de pointe, cela devrait couvrir les besoins en gaz en 2050 pendant au moins 2 semaines.[16] Sur la base de cette étude de cas, nous calculons pour ce volume de stockage des **coûts** annuels (coûts de capital et coûts d'exploitation indépendants de la quantité) de 29 millions de CHF/an. Les coûts moyens par volume de stockage sont donc de 19,5 CHF/MWh/an. Le stockage à l'étranger coûte entre 5 et 12 millions de CHF/an ou 3,6 à 8,1 CHF/MWh/an et serait donc environ 60 à 80 % moins cher. Les coûts d'un doublement du volume de stockage dépendent des conditions à un site approprié à identifier. Une réduction de moitié de la capacité de stockage entraîne au maximum une réduction de moitié des coûts, car les économies d'échelle sont moins bien exploitées. Pour stocker 1,5 TWh d'hydrogène dans des réservoirs LRC, 20 cavernes seraient nécessaires en raison de la densité énergétique volumétrique plus faible. Il n'a pas été vérifié si ce grand nombre de cavernes pourrait être construit en Suisse. Étant donné qu'en cas de réaffectation du stockage, certaines installations devraient être entièrement remplacées, les coûts d'investissement spécifiques (CHF/MWh H2) pour un stockage d'hydrogène de 1,5 TWh sont au moins cinq fois plus élevés que pour les stockages de méthane avec la même capacité de stockage d'énergie.

15 La Confédération n'a pas l'intention de soutenir financièrement les installations bicombustibles à l'avenir, selon communiqué de presse « Pas d'aide financière pour les installations bicombustibles » du 31.10.2024, disponible ici.

16 Ceci est une estimation grossière, car aucune modélisation du système n'a été effectuée dans cette étude.

En Suisse, de grandes quantités de produits pétroliers liquides sont actuellement stockées dans des réservoirs[17]. Sous forme liquide, des **dérivés de l'hydrogène** tels que le méthanol ou les « Liquid Organic Hydrogen Carriers » (LOHC) pourraient également être stockés dans des réservoirs liquides de l'ordre du TWh, car ils sont liquides à pression atmosphérique normale. De tels stockages pour les dérivés liquides de l'hydrogène pourraient à l'avenir être utilisés de manière générale pour le stockage d'énergie (hors du champ de l'étude). mais aussi en relation avec le stockage de gaz. Si ces dérivés étaient gazéifiés et injectés dans le réseau de gaz, ils pourraient d'une part créer des flexibilités du côté de l'offre dans le domaine du gaz. D'autre part, ces dérivés pourraient également créer des flexibilités du côté de la demande de gaz s'ils étaient utilisés sous forme liquide directement dans les installations bicombustibles dans le domaine du gaz. Si l'on considère les coûts de ces stockages liquides, ce qui sort du cadre de cette étude, il faudrait prendre en compte les coûts globaux du système, notamment les coûts des pertes de conversion supplémentaires.

Financement du stockage de méthane et d'hydrogène

Si, malgré les conditions difficiles décrites ci-dessus, des installations de stockage devaient néanmoins être construites en Suisse, cette étude examine quelles barrières à l'investissement sont pertinentes et comment le développement des stockages de méthane et d'hydrogène peut être soutenu.

Actuellement, plusieurs barrières à l'investissement freinent le développement des infrastructures de stockage en Suisse. Premièrement, les opérateurs de stockage font face à un **risque** considérable **en termes de recettes**, en raison de l'incertitude qui entoure l'évolution du marché du méthane et de l'hydrogène. Deuxièmement, les **revenus attendus** de la construction et de l'exploitation des installations de stockage **ne suffiront probablement pas à couvrir les coûts** prévus, ce qui décourage les investissements. Enfin, l'incertitude concernant les **conditions-cadres** de l'exploitation du stockage en Suisse, notamment en raison d'une réglementation encore indéfinie, constitue une barrière supplémentaire aux investissements.

Pour encourager la mise en place de systèmes de stockage opérant sur le marché en Suisse, différents instruments peuvent être envisagés. Étant donné les questions de recherche encore en suspens concernant les capacités potentielles et les besoins de stockage, nous proposons une évaluation préliminaire de l'adéquation de divers instruments du point de vue des investisseurs et de la Confédération en matière de financement ou de promotion du stockage.

- Du point de vue des investisseurs : Notre évaluation des instruments montre que les **contrats pour différence basés sur les recettes** et la **procédure d'amortissement** sont probablement les plus appropriés pour la promotion ou le financement du stockage. Dans une certaine mesure, les **aides à l'investissement** sont également adaptées. Bien qu'elles permettent aux opérateurs de récupérer une partie de leurs coûts d'investissement, elles ne s'attaquent qu'indirectement aux risques liés aux revenus en réduisant les coûts d'investissement et, par conséquent, les coûts de capital à couvrir par les revenus

[17] BWL (2023) : « Bericht zur Vorratshaltung 2023 », disponible ici.

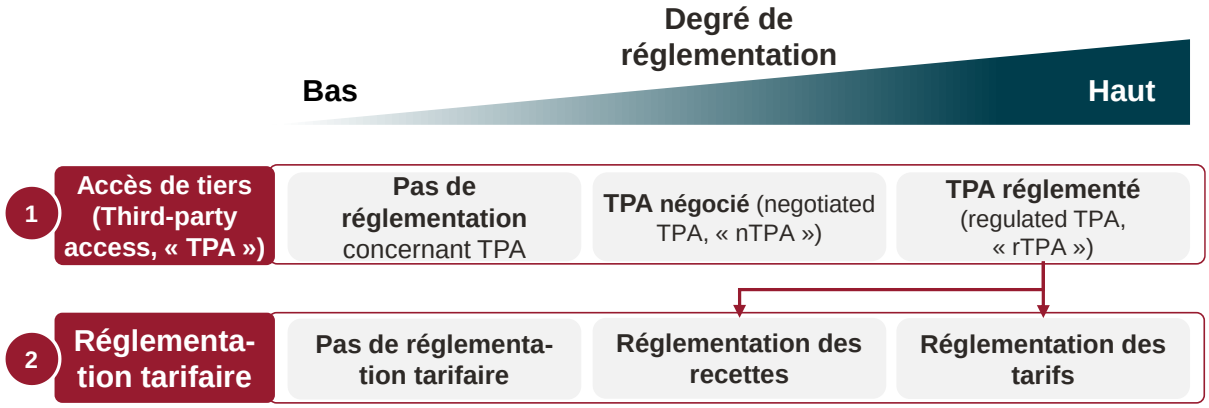
du marché. Comme pour la promotion de la production d'hydrogène, la **réduction des frais de réseau** (notamment pour l'injection et le soutirage dans le réseau de gaz ou d'hydrogène) pourrait également être appropriée en tant qu'instrument d'accompagnement, si les stockages sont utiles au réseau.

- Du point de vue de la Confédération : Outre la mise en place des capacités de stockage souhaitées, la Confédération doit également tenir compte des risques et des coûts associés. Lors du choix de l'instrument de financement, elle devra donc considérer non seulement la réalisation des objectifs de stockage, mais aussi la **prise en charge des risques**, **l'efficacité des coûts,** la **charge administrative de la mise en œuvre** et la **compatibilité des instruments en termes d'incitation**. Nos réflexions montrent que tous les instruments présentent des avantages et des inconvénients. Les contrats sur différence basés sur les prix ou les recettes ainsi que la procédure d'amortissement offrent des avantages en termes d'efficacité des coûts grâce au mécanisme de retour intégré, mais impliquent une prise en charge de risque plus élevée pour la Confédération. À l'inverse, les aides à l'investissement, les primes fixes ou la réduction des frais de réseau se caractérisent par une faible prise en charge de risque, mais n'ont pas de mécanisme de retour, ce qui limite l'efficacité des coûts. Le choix de l'instrument dépend donc en grande partie des priorités de la Confédération.

Réglementation du stockage de méthane et d'hydrogène

Pour garantir un développement efficace des capacités de stockage en Suisse, il est nécessaire de choisir un instrument de promotion ou de financement approprié, tout en définissant un **cadre réglementaire** clair. Nous analysons les différentes options de conception ainsi que les avantages et inconvénients de deux aspects centraux de la réglementation du stockage : **l'accès de tiers** (Third-Party Access, « TPA ») et la **réglementation des tarifs de stockage** (Figure 4). Les options de réglementation présentées sont principalement pertinentes pour l'utilisation du stockage sur le marché, plutôt que pour la mise en réserve de capacités de stockage induite par l'État, telle qu'une réserve stratégique.

Figure 4 Aperçu des possibilités d'aménagement de l'accès des tiers et de la réglementation des tarifs, ainsi que de leur degré de réglementation



Source: Frontier Economics

Le choix d'une option de conception particulière nécessite une **réflexion approfondie**, car **chaque option présente des avantages et des inconvénients** distincts. En principe, une option de conception avec un faible niveau de réglementation offre aux gestionnaires de stockage une grande flexibilité commerciale et des coûts administratifs réduits. Toutefois, cette approche comporte le risque d'une tarification monopolistique, avec des redevances d'utilisation potentiellement élevées, une transparence réduite et un manque de contrôle de la non-discrimination dans l'accès au stockage ou la fixation des tarifs. À l'inverse, une option avec un niveau de réglementation élevé garantit des prix plus bas et équitables pour les utilisateurs, ainsi qu'un accès objectif, transparent et non discriminatoire. Cela se fait toutefois au détriment de la flexibilité commerciale et, par conséquent, des incitations à l'investissement, tout en augmentant les coûts administratifs.

En Suisse, outre les facteurs nationaux, il faudra peut-être aussi tenir compte de la **compatibilité de la réglementation avec les prescriptions de l'UE**, car des divergences par rapport à la réglementation européenne pourraient entraîner des difficultés dans le cadre d'accords bilatéraux. Pour le stockage de méthane, la réglementation de l'UE donne aux États membres la possibilité de choisir entre un accès négocié de tiers (en anglais negotiated TPA, « nTPA ») et un accès réglementé de tiers (en anglais regulated TPA, « rTPA »). Pour le stockage d'hydrogène, la réglementation de l'UE rend obligatoire la mise en œuvre d'une réglementation rTPA à partir de 2033. Dans l'ensemble, différents facteurs doivent donc être pris en compte pour la régulation du stockage en Suisse. Avant de concrétiser davantage l'aménagement spécifique de la réglementation, il faudrait toutefois définir des objectifs de stockage clairs ainsi qu'une stratégie de stockage.

1 Ausgangslage von Wasserstoff in der Schweiz

Die Schweiz hat sich das Ziel von Netto-Null CO_2-Emissionen bis 2050 gesteckt. Dieses Ziel des Übereinkommens von Paris wurde mit der Annahme des Klimaschutzgesetzes (KIG)[18] am 18. Juni 2023 durch 59% der Stimmbevölkerung gesetzlich verankert. Wie die Emissionen bis 2050 auf netto null gesenkt werden können, wurde in den Energieperspektiven 2050+ des Bundes[19] skizziert. In den Energieperspektiven ist auch Wasserstoff eine Option für die Dekarbonisierung. In der Auslegeordnung des Bundes von 2023[20] zur künftigen Rolle von Wasserstoff in Schweiz wurden bereits erste Eckpunkte publiziert und mit der im Dezember 2024 veröffentlichten Wasserstoffstrategie[21] wurden weitergehende Grundlagen für Wasserstoff in der Schweiz gelegt.

In diesem Kapitel gehen wir auf die Ausgangslage von Wasserstoff in der Schweiz ein, gegliedert in die folgenden Themenbereiche:

- In Kapitel 1.1 diskutieren wir die aktuell vorhandene Wasserstoffnachfrage und ordnen Entwicklungsszenarien dieser Nachfrage aus verschiedenen Studien ein.
- In Kapitel 1.2 gehen wir dann auf die erneuerbare Wasserstoffproduktion in der Schweiz ein, deren mengenmässiges Potenzial von der Verfügbarkeit des erneuerbaren Stroms abhängt.
- Nachfolgend erläutern wir in Kapitel 1.3 die stark durch die Betriebskosten (OPEX) geprägten Kosten der erneuerbaren Wasserstoffproduktion.
- Abschliessend rollen wir in Kapitel 1.4 die aktuelle Förderlandschaft von Wasserstoffproduktion und -nachfrage in der Schweiz auf.

1.1 Wasserstoffnachfrage und Entwicklungsszenarien

Die Wasserstoffnachfrage in der Schweiz ist aktuell mit einem Bedarf von rund 400 GWh/a relativ gering. Im Gegensatz zu anderen europäischen Ländern gibt es in der Schweiz keine stark ausgeprägte industrielle Nachfrage nach Wasserstoff als Rohstoff. Grösster Abnehmer ist mit 87% die Raffinerie in Cressier, vgl. Tabelle 1, die fossilen Wasserstoff stofflich im Produktionsprozess nutzt. Dabei handelt es sich aktuell um grauen CO_2-intensiven Wasserstoff.

18 Bundesgesetz über die Ziele im Klimaschutz, die Innovation und die Stärkung der Energiesicherheit (KIG).

19 Prognos, Infras, TEP Energy, Ecoplan (2020): «Energieperspektiven 2050+. Im Auftrag des BFE», hier verfügbar.

20 Der Bundesrat (2023): «Wasserstoff. Auslegeordnung und Handlungsoptionen für die Schweiz. Bericht des Bundesrates in Erfüllung des Postulates 20.4709 Candinas,18.12.2020», hier verfügbar.

21 Der Bundesrat (2024): «Wasserstoffstrategie für die Schweiz», hier verfügbar. Die Wasserstoffstrategie wurde erst kurz vor Redaktionsschluss publiziert, so dass wir in der Studie nicht im Detail darauf eingehen.

Tabelle 1 Übersicht der aktuellen H2-Nachfrage in der Schweiz

Wasserstoffbedarf (Downstream)	GWh/Jahr	Anteil
Raffineriebetrieb	367	87%
Uhrenindustrie	23	5 %
Chemische und pharmazeutische Industrie	20	5 %
Metallverarbeitung, versch. Anwendungen	3	1 %
Mobilität (LKW) erneuerbarer H_2	10	2 %
Total	**423**	**100%**

Quelle: H_2-Barometer 1/2022 (hier verfügbar) basierend auf BFE (2018): «Swiss Hydrogen Production and Demand», ergänzt mit Absatz von Hydrospider; Synt. Steinproduktion gelöscht da in Liquidation.

Die veröffentlichten Studienszenarien zur Entwicklung des Wasserstoffbedarfs weisen aufgrund der Unsicherheiten und der unterschiedlichen Studienzeitpunkte eine grosse Bandbreite auf. In den im Jahr 2020 publizierten Energieperspektiven 2050+[22], welche teils auf Parameterannahmen aus dem Jahr 2017 basieren, wird im Szenario Zero Basis die Gesamtnachfrage nach Wasserstoff für 2050 auf 4,3 TWh geschätzt, 2040 sind es 2.0 TWh. In den Energieperspektiven ist aufgrund des Studienzeitpunktes die allfällige Verfügbarkeit von Wasserstoff über einen europäischen Wasserstoff-Backbone noch nicht berücksichtigt und die Verwendung von Wasserstoff für die Spitzenlastabdeckung oder die Rückverstromung wurde ausgeklammert. Hingegen hat sich die Entwicklung im Mobilitätsbereich auf der Strasse in den letzten Jahren im Vergleich zum Zeitpunkt der Erstellung der Energieperspektiven unter den Erwartungen entwickelt und wird in der Wasserstoffstrategie des Bundes (2024) daher niedriger eingeschätzt[23]. Wenn die Verstromung von Wasserstoff in substanziellen Mengen ausgeschlossen wird, bewegen sich die Haupt- und Referenzszenarien über verschiedene Studien in 2050 zwischen 4,3 und 12 TWh (Energieperspektiven 2050+; Polynomics u.a (2023); JASM CLI in Panos u. a. 2021[24]). Die Bandbreite über alle Szenarien ist deutlich grösser. In der Wasserstoffstrategie des Bundes (2024)[25] wird der Wasserstoffbedarf 2050 zwischen 3,6 und 10,1 TWh geschätzt. Auch bezüglich Entwicklungen im Ausland bestehen

22 Prognos, Infras, TEP Energy, Ecoplan (2020): «Energieperspektiven 2050+», im Auftrag des BFE, hier verfügbar.

23 Der Bundesrat (2024): «Wasserstoffstrategie für die Schweiz», hier verfügbar

24 Panos, E., T. Kober, R. Kannan und S. Hirschberg. 2021. Long term energy transformation pathways: Integrated Scenario Analysis with the Swiss TIMES energy systems model. Report. ETH Zurich, hier verfügbar.

25 Der Bundesrat (2024): «Wasserstoffstrategie für die Schweiz», hier verfügbar. Die Wasserstoffstrategie wurde erst kurz vor Redaktionsschluss publiziert, so dass wir in der Studie nicht im Detail darauf eingehen.

Unsicherheiten: Die Umsetzung der Wasserstoffstrategien in den EU-Ländern kommt in einigen Punkten voran[26], während andere Punkte ins Stocken[27] geraten.

Eine Schätzung des Wasserstoffbedarfs in der Schweiz liegt ausserhalb des Rahmens dieser Studie. Nachfolgend diskutierten wir die Anwendungsbereiche von Wasserstoff und die Unterschiede bei den Bedarfen der verschiedenen Studien[28], um die Unsicherheiten zu illustrieren:

- **Prozesswärme**: Bei der Nutzung von Wasserstoff für Prozesswärme handelt es sich im Wesentlichen um Prozesse, die schwer bzw. nur zu sehr hohen Kosten elektrifizierbar sind. Unterschiede bestehen in den Einschätzungen darüber, welche Hochtemperaturprozesse zukünftig elektrifizierbar sind (z.B. ab 1‘200 Grad oder bereits ab 200°C) oder umgestellt werden können sowie bei den Entwicklungen von Importmöglichkeiten, Preisen, Energieeffizienz sowie Annahmen zur Abwanderung energieintensiver Industrien. Der gesamte Prozesswärmebedarf wird für 2050 auf 17 TWh geschätzt.[29]
- **Spitzenlastabdeckung:** Die Verwendung von Wasserstoff zur Spitzenlastabdeckung der Wärmeproduktion ist vor dem Hintergrund der Wärmestrategie[30] ebenfalls ein wichtiger Bestandteil der zukünftigen Wasserstoffnachfrage. Im Wärmebereich ist zudem denkbar, dass in vereinzelten Gebieten Wasserstoff eingesetzt wird, bspw. Altstädten, der der Erschliessung mit den üblichen defossilisierten Wärmequellen wie Wärmepumpen, Fernwärme und Pelletheizungen Hemmnisse entgegenstehen, so dass diese nicht wirtschaftlich sind.
- **Mobilität:** In den letzten Jahren wurden die erwarteten Mengen der H_2-Nutzung in der Mobilität nach unten korrigiert, da sich die E-Mobilität sehr dynamisch entwickelt hat. Dies trifft insbesondere für den Personenverkehr zu, aber auch beim Schwerverkehr entwickelt sich die Elektrifizierung stärker als gedacht. In den Energieperspektiven wird für 2050 von einem minimalen Wasserstoffbedarf von 800 GWh ausgegangen.
- **Stoffliche H_2-Nutzung:** Aufgrund des erwarteten Rückgangs des Verbrauchs durch die Raffinerie in Cressier, wird die stoffliche Nutzung von Wasserstoff in der Schweiz bis 2050 voraussichtlich stark zurückgehen.[31]

---

26 Die BNetzA hat bspw. das H2-Kernnetze in Deutschland im Herbst 2024 genehmigt, s. hier.

27 Der Bau der Wasserstoffpipeline von Dänemark nach Deutschland verzögert sich hingegen, s. hier.

28 Prognos, Infras, TEP Energy, Ecoplan (2020): «Energieperspektiven 2050+», im Auftrag des BFE, hier verfügbar.
BFE(2023): «Wärmestrategie 2050», hier verfügbar.
Polynomics, E-Bridge, EPFL (2023): «Rahmenbedingungen für Wasserstoff in der Schweiz», im Auftrag von VSG, VSE und weitere, hier verfügbar.
EBP (2024): «Zukünftiger Wasserstoffverbrauch in der Schweizer Industrie», im Auftrag von BFE, hier verfügbar
VSE (2024): «Energiezukunft 2050», hier verfügbar.
ESC (2024): «The role of synthetic fuels in a net-zero emission electricity system in Switzerland Energy Science Center», im Auftrag von ETH Zurich, hier verfügbar.

29 EBP (2024): «Zukünftiger Wasserstoffverbrauch in der Schweizer Industrie», im Auftrag von BFE, hier verfügbar

30 BFE(2023): «Wärmestrategie 2050», hier verfügbar.

31 Polynomics, E-Bridge, EPFL (2023): «Rahmenbedingungen für Wasserstoff in der Schweiz», im Auftrag von VSG, VSE und weitere, hier verfügbar.

- **Stromproduktion:** Der Einsatz von Wasserstoff in der Stromproduktion ist namentlich davon abhängig, wie teuer Winterstrom künftig in der Schweiz ist und wie teuer Wasserstoff, insbesondere Importe, sind. Dies hängt wesentlich von der Integration der Schweiz in den EU-Strommarkt und dem künftigen Zubau von Stromerzeugungsanlagen ab, sowie vom internationalen Wasserstoffmarkthochlauf. Der VSE sieht in der Energiezukunft 2050[32] Szenarien, welche aktuell jedoch überarbeitet werden, in denen Wasserstoff zur Stromproduktion in substantiellen Mengen genutzt wird. Die 2024 publizierte Studie vom Energy Science Center der ETH Zürich[33] kommt hingegen zum Schluss, dass es aufgrund der existierenden Kostenschätzungen eher unwahrscheinlich ist, dass Wasserstoff im schweizerischen Stromsystem eine marktliche Rolle spielen kann. Reservekraftwerke wurden in der Studie jedoch nicht betrachtet.

1.2 Wasserstoffproduktion und Entwicklungsszenarien

Da Wasserstoff in der Schweiz als ein Baustein für die Dekarbonisierung der Energieversorgung betrachtet wird, steht in der Studie erneuerbarer Wasserstoff im Mittelpunkt, welcher mittels Elektrolyse aus erneuerbarem Strom produziert wird. Aktuell wird in der Schweiz vorwiegend erneuerbarer Wasserstoff mit vergleichsweise kleinen 2 MW Anlagen bei Laufwasserkraftwerken produziert, etwas grössere Anlagen bei Stromkraftwerken sind in Planung oder Realisierung.[34] Dieser aus erneuerbarem Strom produzierte Wasserstoff wird vorwiegend für Brennstoffzellen-LKWs produziert[35] und per LKW zu den Tankstellen transportiert.

Das zukünftige Produktionspotenzial von Wasserstoff ist abhängig von der Verfügbarkeit von günstigem erneuerbaren Strom und damit massgeblich vom Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion. Prognosen zum Produktionspotential und zu den Wasserstoffkosten liegen ausserhalb des Rahmens dieser Studie. Im Szenario Zero Basis der Energieperspektiven wir 2040 von einer inländischen Wasserstoffproduktion von 1.6 TWh ausgegangen und 2050 von 1.9 TWh. Die mit dem Stromgesetz 2023 beschlossenen ambitionierteren Ausbauziele für Elektrizität aus erneuerbaren Energien sind darin nicht berücksichtigt. Ein Durchschnitt über verschiedene Stromausbauszenarien in der Studie von Polynomics u.a (2023) ergibt ein Wasserstoffproduktionspotential von 3 TWh 2040 und 5 TWh 2050. Bei einem starken Ausbau der Erneuerbaren wie im Szenario Swisssolar/Energieschweiz, welches näher bei den beschlossenen Ausbauzielen liegt, wären es deutlich mehr.[36]

32 VSE (2024): «Energiezukunft 2050», hier verfügbar.

33 ESC (2024): «The role of synthetic fuels in a net-zero emission electricity system in Switzerland Energy Science Center», im Auftrag von ETH Zurich, hier verfügbar.

34 Vgl. Karte mit H2-Projekten hier.

35 Vgl. insbesondere die Aktivitäten des Pioniers Hydrospider mit Partnern hier.

36 Polynomics, E-Bridge, EPFL (2023): «Rahmenbedingungen für Wasserstoff in der Schweiz», im Auftrag von VSG, VSE und weitere, hier verfügbar.

1.3 Kosten der Wasserstoffproduktion

Die Produktionskosten von erneuerbarem Wasserstoff bestehen aus Kapitalkosten für die Produktionsanlagen (Elektrolyseur und Stack), den fixen Betriebskosten (fixe OPEX), die unabhängig von der produzierten Menge sind, und den mengenvariablen Kosten (variable OPEX). Letztere bestehen vor allem aus Strom- aber auch Wasserkosten. Die Stromkosten haben einen sehr grossen Einfluss auf die Gesamtkosten der Wasserstoffproduktion. Der Anteil der Stromkosten an den gesamten Gestehungskosten[37] der Produktion von erneuerbarem Wasserstoff liegt in einem Berechnungsbeispiel der Axpo (2024)[38] zwischen rund 50 und 65% der Kosten (engl. Levelised Cost of Hydrogen, «LCOH»). Dies bei Stromkosten zwischen 5 und 12,5 CHF/kWh. Die Gesamtkosten liegen entsprechend zwischen 7,9 bis 13,8 CHF/kg H2 (23 Rp/kWh bis 41,4 Rp/kWh)[39]. Je nachdem, wie die Schweiz künftig erneuerbare Energien ausbaut und in den europäischen Strommarkt integriert ist, kann die Wasserstoffproduktion in der Schweiz von grösseren Zeitfenstern niedriger Strompreise profitieren. Dadurch lassen sich grössere Wasserstoffmengen im betriebsoptimalen Bereich[40] zu tieferen Gestehungskosten produzieren. So liegen die Produktionskosten in einem Beispiel aus dem Barometer Erneuerbare Gase ohne Netznutzungsentgelte 2023 bei rund 25,5 Rp./kWh, 2035 bei 14,4 Rp./kWh und 2045 bei 14,2 Rp./kWh.[41]

Exkurs: Netznutzungsentgelte für das Stromnetz als Kostenbestandteil der Wasserstoffproduktion

Wird für die Wasserstoffproduktion der benötigte Strom aus dem öffentlichen Stromnetz entnommen, fallen Netznutzungsentgelte und Abgaben an. Diese liegen im Median 2024 bei ca. 10 Rp./kWh[42], je nach Netzbetreiber können sie mehrere Rappen darüber oder darunter liegen. Zudem können Anschlussgebühren und Investitionen in eine Trafostation beim Netzanschluss anfallen. Bei einem Wirkungsgrad von 65% ergibt das einen Aufschlag von etwa 15,4 Rp./kWh (5,1 CHF/kg H2) auf die Wasserstoffgestehungskosten. Aus Sicht des Endverbrauchers können nebst den Gestehungskosten auch Kosten im Zusammenhang mit dem Transport von Wasserstoff und der Kompression und Speicherung anfallen. Durch den Strombezug aus dem öffentlichen Netz und Wasserstoffproduktion am Ort des Verbrauchs besteht die Möglichkeit, die Kosten im Zusammenhang mit Transport, Kompression und Speicherung zu reduzieren.

37 Gestehungskosten bzw. kostendeckender Preis über die gesamte Lebensdauer der Anlage.

38 Axpo (2024): «Rolle und Potenzial von Wasserstoff in der Schweiz», hier verfügbar.

39 Die weiteren Annahmen sind: Elektrolyseur: 2.5 MW, Investition: 7.5 Mio. CHF, Betriebskosten: 3000 TCHF/a, Benutzungsdauer: 7'446 h (85%).

40 Je mehr Stunden Wasserstoff produziert wird, desto niedriger sind die Fixkosten pro produzierter Wasserstoffeinheit. Dieser Effekt der Fixkostendegression ist gegenläufig dazu, dass die variablen OPEX tiefer ausfallen, wenn Wasserstoff nur zu Zeiten günstiger Strompreise produziert wird. Bei der Herleitung einer betriebsoptimalen Benutzungsdauer sind beide Effekte zu berücksichtigen.

41 Polynomics, E-Bridge (2024): «Barometer erneuerbare Gase», Ausgabe 6, hier verfügbar.

42 Basierend auf dem Median der Benutzungsprofile C6 oder C7 der Strompreisübersicht der ElCom, inkl. SDL, Netzzuschlag und Winterreserve.

1.4 Förderrahmen von Wasserstoffproduktion und -nachfrage

Eine Übersicht der aktuellen Förderlandschaft bei der Wasserstoffproduktion und der Wasserstoffnachfrage gibt Abbildung 3. Für die erneuerbare Stromproduktion werden aktuell gemäss Art. 25 – 27 des revidierten Energiegesetzes (EnG)[43] Investitionsbeiträge von bis zu 60 Prozent ausgezahlt, was sich potentiell auch positiv auf die Wasserstoffproduktion auswirkt. Im Stromnetz gilt in der Schweiz das Ausspeiseprinzip, sodass beim Strombezug aus dem Netz grundsätzlich Netznutzungsentgelte (NNE) fällig werden. Im am 9. Juni 2024 angenommenen Stromgesetz (Mantelerlass) ist neu in Art. 14a Abs. 4 Bst. c des revidierten Stromversorgungsgesetz (StromVG)[44] vorgesehen, dass Pilot- und Demonstrationsanlagen (P&D-Anlagen) zur Produktion von erneuerbarem Wasserstoff von NNE befreit sind, bis eine Gesamtleistung von 200 MW erreicht ist. Der neue Art. 18e der Vernehmlassungsvorlage der Stromversorgungsverordnung (StromVV)[45] legt weiter fest, dass die Anlage vor 2035 in Betrieb sein muss, mit erneuerbarer Energie betrieben wird und «neuartige technische oder betriebliche Eigenschaften» aufweisen muss, um vom Bund als P&D-Anlage[46] anerkannt zu werden. Für aus Wasserstoff rückverstromte Strommengen kann gemäss Art. 14a Abs. 4 Bst. b des revidierten StromVG neu ein Antrag auf Rückerstattung der NNE gestellt werden.

Im revidierten CO_2-Gesetz ist neu in Art. 34a Abs 1 d[47] die Förderung von erneuerbaren Gasen vorgesehen mit Priorität für Anlagen, welche Gas ins Netz einspeisen. Gemäss Abschnitt 1c des Vernehmlassungsentwurfes der CO_2-Verordnung[48] soll es ab 2025 aber nur Investitionsbeiträge für Biomethananlagen geben.

43 Rev. EnG hier verfügbar.

44 Rev. StromVG hier verfügbar.

45 StromVV Vernehmlassungsvorlage (SR 734.71) hier verfügbar.

46 Während man bei grösseren Anlagen auf Serienprodukte abstellt, scheint es sich hier um Forschungsanlagen zu handeln.

47 Rev. CO_2-Gesetz hier verfügbar.

48 CO_2-Verordnung hier verfügbar.

Abbildung 3 Ausgangslage der Wasserstoffförderung in der Schweiz

Wasserstoffproduktion	Wasserstoffnachfrage
➢ Investitionsbeiträge (< 60%) für erneuerbare Stromproduktion; Art. 25 – 27 rev. EnG ➢ NNE-Befreiung für – P&D-Anlagen bis insgesamt 200 MW; Art. 14a Abs. 4 Bst. c rev. StromVG. P&D-Anlagen müssen «neuartige technische oder betriebliche Eigenschaften» aufweisen; Art. 18e der Vernehmlassungsvorlage dr StromVV – NNE-Befreiung für rückverstromte Mengen; Art. 14a Abs. 4 Bst. b rev. StromVG ➢ Das revidierte CO_2-Gesetz (Art. 34a Abs 1 d) sieht die Förderung erneuerbarer Gase vor. Ab 2025 soll es gemäss den Vernehmlassungsunterlagen (Abschnitt 1c CO_2-Verordnung) aber nur Investitionsbeiträge für Biomethananlagen geben	➢ CO_2-Abgabe auf Brennstoffen von 120 CHF je Tonne CO_2 wird bis 2030 beibehalten ➢ Befreiung im Mobilitätsbereich von LSVA für elektronischen Antriebe bis Ende 2030 (Art. 2 Abs. 1 Bst. k SVAV) und von Mineralölsteuer und Mineralölsteuerzuschlag (MinöStV Abschnitt 1a) ➢ Neues HKN-System ab 2025, indem auch für Wasserstoff HKN erfasst werden können ➢ Finanzhilfen für die Anwendung von neuartigen Technologien und Prozessen von 2025 bis 2030 (200 Mio. CHF/a); Art. 6 KIG ➢ Finanzierung von Dekarbonisierungsmassnahmen bei EHS-Anlagen aus Versteigerungserlösen ab 2025; Art. 37b rev. CO2-Gesetz

Quelle: Polynomics

Aktuell wird die Wasserstoffnachfrage in der Schweiz indirekt über die CO_2-Abgabe auf Brennstoffen von 120 CHF/t CO_2 gefördert, welche bis 2030 beibehalten wird (vgl. Art. 94 des aktuellen CO_2-Gesetzes[49], welcher nicht revidiert wurde). Im Mobilitätsbereich gibt es zudem eine indirekte Förderung, da elektrische Antriebe gemäss der Schwerverkehrsabgabeverordnung (SVAV)[50] bis Ende 2030 von der leistungsabhängigen Schwerverkehrsabgabe (LSVA) und gemäss Abschnitt 1a der Mineralölsteuerverordnung (MinöStV)[51] von der Mineralölsteuer und dem Mineralölsteuerzuschlag befreit sind. Ab 2025 gibt es ein neues Herkunftsnachweissystem (HKN-System) für erneuerbare Brenn- und Treibstoffe[52], das die bestehende Clearingstelle für erneuerbare Gase der Gasbranche ablöst. Wasserstoff wird als einziger Energieträger darin nach allen Qualitäten voll erfasst womit ersichtlich ist, wie und mit welcher Stromquelle der Wasserstoff produziert wurde. Es wird erwartet, dass die Ausführungsbestimmungen dazu[53] im ersten Halbjahr 2025 in Kraft treten.

Ab 2025 sind Finanzhilfen für die Anwendung von neuartigen Technologien und Prozessen auf Grundlage von Art. 6 KIG möglich, falls Unternehmen über Fahrpläne zum Erreichen von Netto-Null-Emissionen bis 2050 verfügen. Von 2025 bis 2030 stehen jährlich 200 Mio. CHF zur Verfügung, wobei Finanzhilfen bedingen, dass es keine anderweitigen Förderungen gibt und es keine Einbindung in ein Instrument zur Verminderung der Treibhausgasemissionen gibt. Ebenso ab 2025 sieht das revidierte CO_2-Gesetz in Art. 37b vor, dass die Versteigerungserlöse im Emissionshandelssystem (EHS) unter anderem dafür verwendet werden

49 CO_2-Gesetz hier verfügbar.

50 Art. 2 Abs. 1 Bst. k der SVAV hier verfügbar.

51 MinöStV hier verfügbar.

52 Vgl. Medienmitteilung über Inkraftsetzung.

53 Vernehmlassungsunterlagen IBTV (Verordnung über das Inverkehrbringen von erneuerbaren oder emissionsarmen Brenn- und Treibstoffen) hier verfügbar.

können, um Dekarbonisierungsmassnahmen bei Anlagen zu finanzieren, welche dem EHS unterstellt sind.

Nachfolgend gehen wir in Kapitel 2 zuerst auf die Förderung der Wasserstoffproduktion ein und diskutieren anschliessend in Kapitel 3 das Potenzial, die Kosten, sowie die Finanzierung und Regulierung von Methan- und Wasserstoffspeicher.

2 Förderung der Wasserstoffproduktion in der Schweiz

In diesem Kapitel gehen wir darauf ein, wie die Wasserstoffproduktion in der Schweiz gefördert werden kann[54] und was dabei beachtet werden muss. Im Rahmen dieser Studie wird dabei der Fokus auf die Förderung von erneuerbarem Wasserstoff gelegt.[55] Wir betrachten dafür die folgenden vier Themen:

- **Wahl eines Förderinstruments zur Beanreizung der erneuerbaren Wasserstoffproduktion in der Schweiz:** Wir geben eine Übersicht möglicher Förderinstrumente für die Wasserstoffproduktion in der Schweiz und bewerten diese anhand definierter Bewertungskriterien (Kapitel 2.1);
- **Festlegung der Anforderungen an erneuerbaren Wasserstoff in der Schweiz und Wechselwirkungen mit EU-Anforderungen und der Wahl des Förderinstruments:** Wir erläutern die regulatorischen Anforderungen an erneuerbaren Wasserstoff in der EU und betrachten die Auswirkungen einer Übernahme dieser Anforderungen in die Schweiz. Zudem diskutieren wir die Wechselwirkungen zwischen der Wahl eines Förderinstruments und der Festlegung der Anforderungen an den erneuerbaren Wasserstoff (Kapitel 2.2);
- **Möglichkeiten, von europäischen Förderprogrammen für Wasserstoffproduktion direkt oder indirekt zu profitieren:** Wir prüfen die Möglichkeit einer Teilnahme Schweizer Projektträger an verschiedenen Förderprogrammen auf EU-Ebene oder in Schweizer Nachbarländern und diskutieren mögliche indirekte Auswirkungen dieser Förderprogramme auf die Schweiz (Kapitel 2.3);
- **Abschätzung der notwendigen Fördermittel zur Beanreizung der Wasserstoffproduktion in der Schweiz:** Wir führen eine Schätzung der notwendigen Fördermittel zur Beanreizung des Hochlaufs der Wasserstoffproduktion in der Schweiz durch und vergleichen diese mit bereits vorliegenden Resultaten ausländischer Förderprogramme (Kapitel 2.4).

2.1 Wahl eines Förderinstruments zur Beanreizung der Wasserstoffproduktion in der Schweiz

Neben der direkten Elektrifizierung wird Wasserstoff voraussichtlich eine zentrale Rolle zur Erreichung der Klimaneutralität spielen, u.a. zur Dekarbonisierung schwer zu elektrifizierender Endanwendungen sowie als Speichermedium, um das volatile Energieangebot mit dem saisonal geprägten Energiebedarf zeitlich zusammenzubringen. Allerdings bestehen derzeit

54 In diesem Kapitel fokussieren wir uns konkret auf die technologiespezifische Wasserstoffförderung und betrachten keine technologieoffenen Förderungen (wie z.B. einen CO_2-Preis) zur Erreichung der Klimaziele.

55 Emissionsarmer Wasserstoff (der im Gegensatz zum erneuerbaren Wasserstoff zwar nicht emissionsfrei ist, aber dennoch geringere CO_2-Emissionen als über herkömmliche Methoden gewonnener Wasserstoff aufweist) könnte in einer Übergangsphase schneller und kostengünstiger verfügbar sein und somit einen wertvollen Beitrag zur Dekarbonisierung leisten. In dieser Studie wird jedoch keine gesonderte Betrachtung des emissionsarmen Wasserstoffs vorgenommen.

verschiedene Herausforderungen, die dazu führen, dass die Investitionstätigkeit entlang der Wasserstoffwertschöpfungskette noch zögerlich ist. Diese Herausforderungen beziehen sich insbesondere auf die derzeit noch vergleichsweise hohen Kosten des Wasserstoffs, die mangelnde Koordination der Investitionen entlang der gesamten Wertschöpfungskette für Wasserstoff sowie die Risiken für Wasserstofferzeuger und -verbraucher aufgrund der unsicheren Marktentwicklung. Für Wasserstoffproduzenten stellen insbesondere die hohen Produktionskosten im Vergleich zur Zahlungsbereitschaft der Nutzer sowie die hohen Erlösrisiken erhebliche Investitionsbarrieren dar. Diese könnten ohne eine staatliche Förderung der Wasserstoffproduktion dazu führen, dass Investitionen ausbleiben und die entstehende Wasserstoffnachfrage nicht gedeckt werden kann.

Um die Hürden bei Investitionen in die Wasserstoffproduktion zu überwinden und den Hochlauf der Wasserstoffproduktion zu beanreizen, stehen verschiedene Instrumente zur Verfügung. In diesem Kapitel untersuchen wir eine Auswahl möglicher Instrumente und bewerten deren Eignung zur Förderung des Hochlaufs der Wasserstoffproduktion in der Schweiz. Dabei folgen wir einem dreistufigen Prozess:

- **Erstellung einer Übersicht an möglichen Instrumenten:** Als Ausgangspunkt stellen wir eine Übersicht möglicher Instrumente zur Beanreizung des Hochlaufs der Wasserstoffproduktion auf. Diese basiert auf bereits existierenden bzw. diskutierten Förder- oder Finanzierungsinstrumente im Energiebereich in der Schweiz und anderen europäischen Ländern (Kapitel 2.1.1);
- **Definition von Bewertungskriterien:** Um die Eignung der Instrumente zu bewerten, definieren wir fünf Bewertungskriterien (Kapitel 2.1.2);
- **Bewertung der Instrumente anhand der Bewertungskriterien:** In einem nächsten Schritt bewerten wir die Instrumente anhand der fünf definierten Bewertungskriterien (Kapitel 2.1.3) und leiten ab, welche für die Förderung der Wasserstoffproduktion in der Schweiz am besten geeignet sind.

Im Rahmen dieser Studie betrachten wir lediglich angebotsseitige Förderinstrumente für den Hochlauf der Wasserstoffproduktion in der Schweiz. Nachfrageseitige Instrumente (wie z.B. Quotenmodelle für grüne Gase oder Instrumenten in Anlehnung an die in Deutschland umgesetzten Klimaschutzverträge[56]) sind damit nicht Inhalt der Untersuchungen.

2.1.1 Übersicht möglicher Förderinstrumente zur Beanreizung der Wasserstoffproduktion in der Schweiz

Bei der Beanreizung anfänglich noch teurer junger Technologien zur Erzeugung, dem Transport oder der Speicherung von erneuerbaren Energien kann auf umfangreiche Erfahrung in der Schweiz und in anderen europäischen Ländern zurückgegriffen werden. Entsprechend erstellen wir eine Übersicht an möglichen Instrumenten zur Beanreizung von

56 Klimaschutzvereinbarungen sind ein Förderprogramm in Deutschland, das Industrieunternehmen bei der Errichtung und dem Betrieb klimafreundlicher Produktionsanlagen unterstützt. Weitere Informationen dazu sind hier verfügbar.

Wasserstoffproduktion in der Schweiz (Abbildung 6), welche in anderen Bereichen der Energiewirtschaft bereits existierenden bzw. diskutierten Förderinstrumenten basieren.

Abbildung 6 Übersicht der betrachteten Instrumente zur Förderung der Wasserstoffproduktion in der Schweiz

Instrument	Beschreibung	Beispiele
Investitionsförderungen	▪ **Pauschale Fördersumme**, die unabhängig von der erbrachten Leistung zur **Deckung (eines Teils) der Investitionskosten** ausgezahlt wird (CAPEX-Förderung)	▪ IPCEI-Förderungen (EU)
Betriebskostenbeiträge	▪ **Zahlung pro produzierter Einheit H2** zur Schliessung der Lücke zwischen Produktionskosten und Zahlungsbereitschaft der Nachfrage**:** ▫ Fixe Prämien: Ergänzung der durch die Veräusserung am Markt erzielten Erlöse durch fixe Prämien ▫ Preisbasierte Differenzkontrakte (CfDs): Regulierende Behörde garantiert Erstattung der Differenz zwischen festgelegtem Preis („strike price“) und Marktpreisen	▪ Fixe Prämien: Europäische Wasserstoffbank (EU) ▪ CfD: Gleitende Marktprämie Strom (CH)
Einspeisetarif	▪ **Vergütung der Einspeisung je Einheit H2**, während eine zentrale Institution den Wasserstoff an Abnehmer veräussert und hierdurch Erlöse erzielt	▪ Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) Strom (CH)
Absicherungen	▪ **Senkung des Investitionsrisikos** von Wasserstoffproduzenten durch die **Vergabe von Bürgschaften** zur **Vereinfachung der Aufnahme von Fremdkapital und Senkung der Finanzierungskosten** (mit staatlicher Deckung von Bürgschaftsausfällen)	▪ Bürgschaften für Unternehmen im Bereich der Energiewende über Technologiefonds (CH)
Senkung oder Befreiung der Netznutzungsentgelte bzw. Steuern	▪ **Senkung der laufenden Betriebskosten** von H2-Produzenten z.B. durch Senkung oder Befreiung von Steuern und/oder Netznutzungsentgelten	▪ Reduktion Netzentgelte für netzdienliche Speicher (CH) ▪ Befreiung Elektrolyseuren von Stromsteuer (DE)

Quelle: Frontier Economics
Hinweis: CfD = Contract for Difference; CAPEX = Capital Expenditures

Nachfolgend werden die untersuchten Instrumente erläutert:

- **Investitionsförderungen**: Bei Investitionsförderungen handelt es sich um pauschale Förderungen, die unabhängig von der erbrachten Leistung ausbezahlt werden. Meistens handelt es sich um eine Förderung von CAPEX (Capital Expenditures), um so einen Teil der Investitionskosten zu Beginn von Projekten zu decken. Ein Beispiel für den Einsatz dieses Instruments sind die IPCEI-Förderungen im EU Kontext.
- **Betriebskostenbeiträge**: Hierbei handelt es sich um Instrumente, bei denen die laufenden Betriebskosten reduziert werden. Dies geschieht durch eine Förderung pro produzierter Einheit Wasserstoff, um so die Lücke zwischen Produktionskosten und den am

Markt zu erzielenden Preisen zu schliessen. Hierfür gibt es zwei mögliche Ausgestaltungen:

- Fixe Prämien: Bei fixen Prämien handelt es sich ebenfalls um eine pauschale Förderung, welche im Gegensatz zu Investitionsförderungen nicht unabhängig von der produzierten Menge, sondern pro Einheit erbrachter Leistung ausgezahlt wird. Die Festlegung der Prämienhöhe sowie die Auswahl der geförderten Produzenten geschieht üblicherweise im Rahmen wettbewerblicher Auktionen. Dieses Konzept wird z. B. im Rahmen der Europäischen Wasserstoffbank (EHB) zur Förderung von europäischer Wasserstoffproduktion verwendet.
- Preisbasierte Differenzkontrakte (Contracts for Difference, CfDs): Durch CfDs können schwankende oder unsichere Markteinnahmen abgesichert werden. Dafür garantiert die verantwortliche Behörde die Erstattung der Differenz zwischen einem (administrativ oder per Ausschreibung) festgelegtem Preis («strike price») und dem tatsächlich erzielten Preis. Bei einer asymmetrischen Ausgestaltung der CfDs wird die Differenz nur ausgeglichen, wenn der tatsächliche Preis unter dem strike price liegt. Bei einer symmetrischen Ausgestaltung wird zusätzlich bei einem tatsächlichen Preis oberhalb des strike prices die Differenz abgeschöpft. Ein Beispiel für einen asymmetrischen CfD ist die gleitende Marktprämie bei der Produktion erneuerbaren Stroms in der Schweiz. Es gibt ausserdem bereits Anwendungen im Wasserstoffbereich z. B. bei der Förderung von Wasserstoffproduktion in den Niederlanden und der UK. Auch die Förderung bei H2Global basiert im Grundsatz auf der Logik eines CfD.

- **Einspeisetarif**: Bei dem Einspeisetarif handelt es sich um eine Vergütung für das Einspeisen einer Einheit erneuerbaren Wasserstoff in das öffentliche Netz (bzw. die anderweitige «Übergabe» an eine zentrale Institution so lange kein öffentliches Netz besteht). Im Gegensatz zu Direktvermarktungsmodellen wie fixen Prämien und den CfDs, im Rahmen der die Produzenten den erzeugten Wasserstoff selbst im Markt veräussern, soll hier nicht die Lücke zwischen den Kosten und der Zahlungsbereitschaft des Marktes geschlossen werden. Stattdessen werden beim Einspeisetarif die (Voll-)kosten für die Produktion der Einheit Wasserstoff vergütet, während eine zentrale Institution[57] den Wasserstoff an Abnehmer veräussert und hierdurch Erlöse erzielt. Die Höhe des Einspeisetarifs kann dabei entweder administrativ auf Höhe der Kosten einer Referenzanlage oder über eine wettbewerbliche Ausschreibung festgelegt werden. Dieses Instrument wird bisher insbesondere im Strombereich verwendet, zum Beispiel in der Schweiz bei der auslaufenden kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV), welche jeweils die laufenden Vollkosten für die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien kompensiert.
- **Absicherungen**: Hierbei handelt es sich um staatliche Investitionshilfen, bei denen der Staat z.B. in Form von Bürgschaften oder Risikogarantien einen Teil des Verlustrisikos übernimmt und damit das Investitionsrisiko von Wasserstoffproduzenten senkt. Konkret vergibt der Bund dabei eine Bürgschaft für die Aufnahme eines Darlehens, wodurch für

57 Bei der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) in der Schweiz wurde diese Rolle durch die Energie Pool Schweiz AG übernommen, welche vor Einführung der Direktvermarktung die Energie- und Finanzströme im Zusammenhang mit der KEV über die Bilanzgruppe der Erneuerbaren Energie abgewickelt hat. Mehr Informationen dazu sind hier verfügbar.

die begünstigten Projektträger die Aufnahme von Fremdkapital erleichtert und die Finanzierungskosten gesenkt werden. In der Schweiz sieht beispielsweise das aktuelle Schweizer CO_2-Gesetz die Möglichkeit staatlicher Bürgschaften für Unternehmen vor, welche im Bereich der Energiewende tätig sind und einen Beitrag zur Dekarbonisierung leisten.

- **Reduktion oder Befreiung von Netznutzungsentgelten («NNE») bzw. Steuern**: Dieses Instrument reduziert die laufenden Betriebskosten von Wasserstoffproduzenten und trägt damit zur Schliessung der Erlöslücke auf der Angebotsseite bei. Es gibt verschiedene Ausgestaltungsmöglichkeiten wie etwa Senkungen oder vollumfängliche Befreiungen der Steuern und/oder NNE. Ein Anwendungsbeispiel davon ist die Befreiung von Elektrolyseuren von der Stromsteuer in Deutschland oder die Reduktion von NNE für netzdienliche Speicher im neuen Schweizer Stromgesetz. In der Schweiz soll gemäss dem Subventionsgesetz in der Regel auf Finanzhilfen in Form von steuerlichen Vergünstigungen verzichtet werden[58], weshalb wir uns im weiteren Verlauf auf die Reduktion oder Befreiung der NNE fokussieren.

Im nächsten Kapitel beschreiben wir die zur Bewertung herangezogenen Bewertungskriterien.

2.1.2 Definition von Kriterien zur Bewertung der möglichen Förderinstrumente

Um die diversen Fördermöglichkeiten aus der oben aufgestellten Übersicht auf ihre Eignung für die Unterstützung der erneuerbaren Wasserstoffproduktion in der Schweiz zu prüfen, bewerten wir die verschiedenen Instrumente anhand der fünf in Abbildung 7 dargestellten Bewertungskriterien. Die Kriterien reflektieren dabei die Anforderungen sowie die Ziele eines möglichen Förderinstruments.

[58] Subventionsgesetz SuG, Art. 7 g., hier verfügbar.

Abbildung 7 Übersicht der für die Bewertung der Instrumente verwendeten Bewertungskriterien

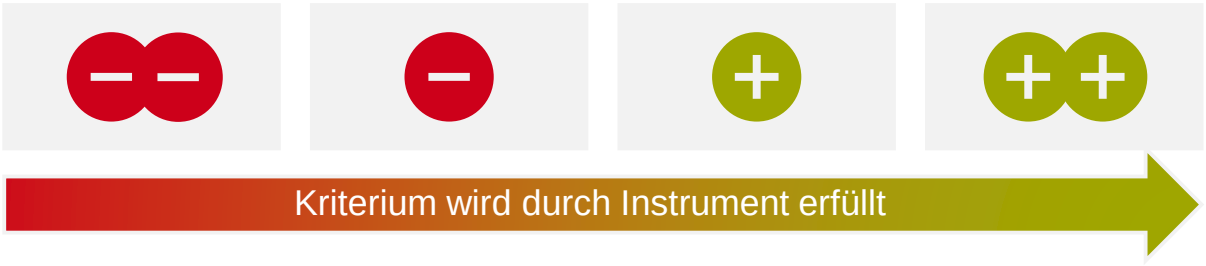
Effektivität	▪ **Fördert** das Instrument die **Produktion von Wasserstoff** in der Schweiz?[1] ➢ Schafft das Instrument **Investitionsanreize** indem die **Erlöslücke** geschlossen bzw. die **Investitionssicherheit** von Produzenten erhöht wird?
Kosteneffizienz	▪ Sorgt das Instrument dafür, dass der Hochlauf der Wasserstoffproduktion auf **kostengünstigste Art und Weise** erfolgt (z.B. in Bezug auf die Wahl der geförderten Projekte sowie deren Betrieb)? ➢ Werden allfällige Fördermittel anhand eines **wettbewerblichen Prozesses** festgelegt, sodass keine Unter-/ oder Überförderung[2] stattfindet?
Stromsektor Wechsel-wirkung	▪ Sorgt das Instrument dafür, dass der **Strompreis bei Einsatzentscheidungen von Elektrolyseure Eingang findet** (bei niedrigen Strompreisen Wasserstoff produzieren und bei hohen Strompreisen Strom direkt nutzen)? ▪ Berücksichtigt das Instrument die **Wechselwirkungen zwischen dem Wasserstoff- und Stromsektor**, sodass ein **Beitrag zur Kosteneffizienz** über die Sektoren hinweg geschaffen wird?
Flexibilität	▪ Lässt sich das Instrument an sich **ändernde Rahmenbedingungen** anpassen? ➢ Unterstützt das Instrument die Nutzung von H2 in der Hochlaufphase indem es die **Bildung von Energy Hubs** fördert, bei denen Energieversorger und Industrieunternehmen H2 herstellen und direkt vor Ort in der Produktion einsetzen (insb. so lange noch keine Transportinfrastruktur vorhanden ist)?
Einfache Umsetzbarkeit + öffentliche Mittel	▪ Ist das Instrument **einfach und transparent umsetzbar** und hält sich der dadurch induzierte **administrative Aufwand** in Grenzen? ▪ Kommt das Instrument ohne **staatliche Mittel** aus (wodurch ggf. die politische Durchsetzbarkeit erleichtert wird)? ▪ Ist das Instrument mit der bisherigen **Schweizer Gesetzgebung im Einklang**?

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: [1]Das Kriterium der Effektivität misst dabei lediglich, ob der zielgerichtete Hochlauf der Wasserstoffproduktion erreicht wird und steht damit nicht im direkten Zusammenhang mit der Höhe der möglichen Gewinnen von Produzenten.
[2]Bei einer Unterförderung generiert die Förderung nicht genügend Investitionsanreize, damit die Investition getätigt wird. Eine Überförderung bezeichnet im Gegensatz dazu eine Förderung, welche höher ist als prinzipiell für die Tätigung der Investition notwendig gewesen wäre und somit zu Mitnahmeeffekten bei Produzenten führt.

Abbildung 8 zeigt ausserdem, welche Bewertungsskala wir zur Bewertung der jeweiligen Instrumente anwenden. Dabei handelt es sich um eine vierstufige Bewertungsskala, bei der «- -» die geringste Erfüllung und «++» die höchste Erfüllung des jeweiligen Kriteriums bedeutet.

Abbildung 8 Für die Bewertung der Instrumente verwendete Bewertungsskala



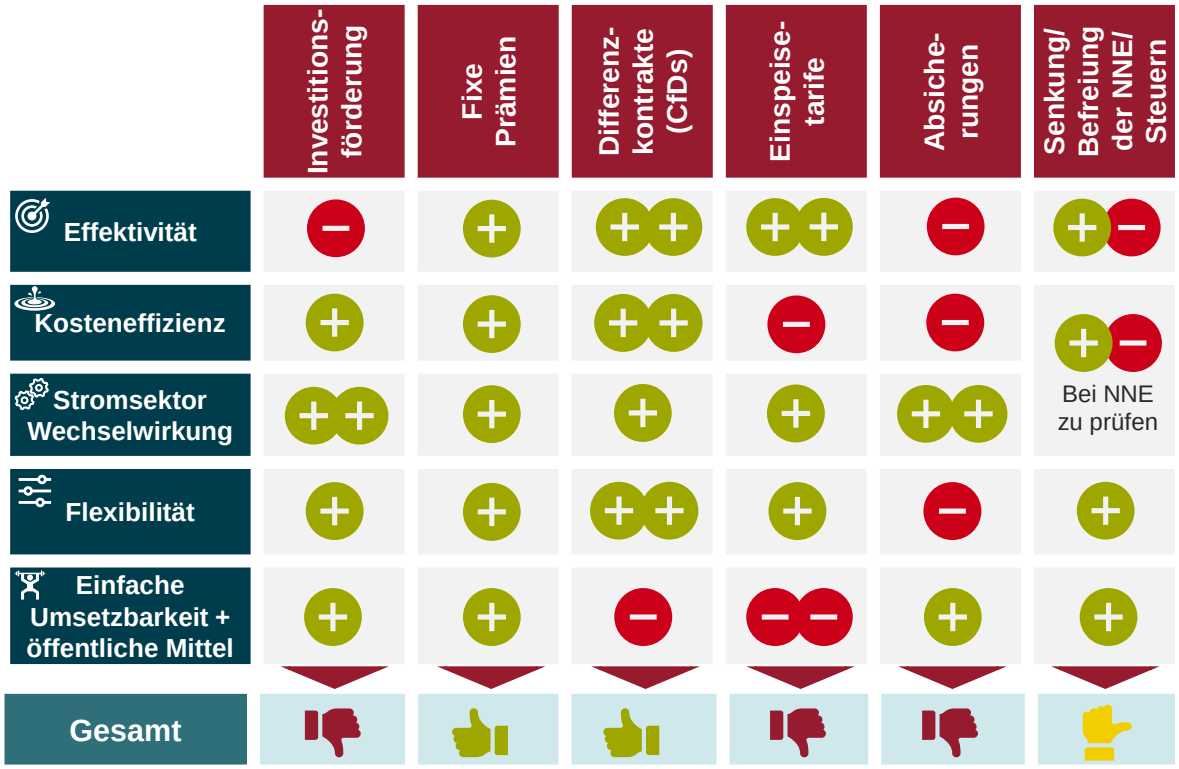
Quelle: Frontier Economics

2.1.3 Bewertung der Fördermöglichkeiten anhand der fünf definierten Bewertungskriterien

Die Analyse der Instrumente zeigt, dass sich fixe Prämien und preisbasierte CfDs am besten eignen, um als alleinstehende Instrumente den Hochlauf der Wasserstoffproduktion in der Schweiz zu fördern. Die Senkung oder Befreiung von NNE eignet sich zudem ggf. als begleitendes Instrument, falls Elektrolyseure netzdienlich sind (also zu einer Verringerung der Netzkosten beitragen) und die Senkung oder Befreiung somit verursachungsgerecht[59] ist. Dafür müsste allerdings geprüft werden, inwieweit und unter welchen Bedingungen bzw. Standorten die Elektrolyseure netzdienlich sind und die Befreiung zur volkswirtschaftlichen Effizienz beiträgt. Die restlichen untersuchten Instrumente (Investitionsförderungen, Einspeisetarife und Absicherungen) eignen sich hingegen weniger als (alleinstehende) Instrumente zur Förderung der Wasserstoffproduktion in der Schweiz. Investitionsförderungen und Absicherungen sind bei der Beanreizung der Wasserstoffproduktion nicht hinreichend effektiv und Einspeisetarife sind zu wenig marktorientiert und damit wenig effizient. Abbildung 9 fasst die Bewertungsergebnisse der Instrumente zusammen.

59 Verursachungsgerechtigkeit bzw. das Verursachungsprinzip besagt, dass Kosten, Aufwendungen und Erlöse denjenigen Aktivitäten zugerechnet werden sollten, die für ihre Entstehung verantwortlich sind.

Abbildung 9 Übersicht der Bewertung der Instrumente zur Beanreizung der Wasserstoffproduktion



Quelle: Frontier Economics

Im Folgenden betrachten wir die Bewertung der sechs Instrumente genauer.

Investitionsförderungen

Investitionsförderungen sind ein beliebtes Förderinstrument in der Energiebranche, welche einfach und transparent umsetzbar und bei einer wettbewerblichen Vergabe auch weitgehend kosteneffizient und flexibel sind. Insbesondere wird durch die produktionsunabhängige Förderung sichergestellt, dass Wasserstoff nur dann produziert und entsprechend Strom nur dann verbraucht wird, wenn der Wert des produzierten Wasserstoffs die variablen Kosten der Produktion übersteigt. Im Fall von sehr hohen Stromkosten hingegen würde auf eine Wasserstoffproduktion verzichtet werden. Aufgrund des hohen Anteils der variablen Strombezugskosten bei der Wasserstoffproduktion[60] sind die CAPEX-orientierten Investitionsförderungen allerdings nicht so effektiv wie die Betriebskostenbeiträge, weshalb sie zur Beanreizung der Wasserstoffproduktion als alleinstehendes Instrument nicht geeignet sind. Die gesamte Bewertung ist in Abbildung 10 zusammengefasst.

60 Eine Studie von Polynomics zur Entwicklung des in der Schweiz produzierten Wasserstoffs schätzt, dass die Strombezugskosten zwischen 60 und 75% der Volkosten ausmachen. Bei langfristig sinkenden spezifischen Investitionskosten kann der Einfluss auf 80% steigen (s. Polynomics, E-Bridge, EPFL (2023): «Rahmenbedingungen für Wasserstoff in der Schweiz», hier verfügbar).

Abbildung 10 Bewertung von Investitionsförderungen zur Beanreizung von Wasserstoffproduktion

Kriterium	Bewertungsbeschreibung	
Effektivität	▪ **Reduktion der Investitionsrisiken und Schaffung von Investitionsanreizen** durch die Übernahme (eines Teils) der Investitionskosten ▪ **Investitionsanreize allerdings nicht so bedeutend**, da die variablen Kosten für den Strombezug weitaus relevanter als die fixen Kapitalkosten sind	−
Kosteneffizienz	▪ **Wettbewerbliche Vergabe** stellt Förderung von Produzenten sicher, die am kostengünstigsten H2 herstellen können ▪ **Unter- oder Überförderung kann nicht verhindert werden**, da Höhe der Förderung unabhängig von der Entwicklung des Wasserstoffmarktes ist	+
Stromsektor Wechselwirkung	▪ **Strompreissignal wird durchgegeben**, sodass Anreiz zur Erzeugung von H2 bei tiefen Strompreisen besteht	++
Flexibilität	▪ **Keine automatische Anpassung der Förderung über die Zeit** (Einmalzahlungen), aber **regelmässige Ausschreibungen** ermöglichen die Anpassung der Förderungen und der neu zu fördernden Mengen ▪ **Bildung von Energy Hubs** kann unter dem **Einbezug qualitativer Merkmale** (z.B. Standort) bei der Vergabe gefördert werden	+
Einfache Umsetzbarkeit + öffentliche Mittel	▪ **Umsetzung sehr einfach** und **administrativer Aufwand endet nach initialer Ausschreibung** ▪ **Staatliche Mittel für die Umsetzung notwendig**, wodurch die politische Durchsetzbarkeit ggf. erschwert wird ▪ Instrument wird in der Schweiz z.B. zur **Förderung des Aufbaus neuer Biogas-Produktionsanlagen** genutzt[1]	+

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: [1] s. dazu z.B. hier. Eine wettbewerbliche Vergabe ist nur ab einer gewissen Marktgrösse sowie bei genügend Wettbewerbern sinnvoll und zielführend umzusetzen. Vor einer allfälligen wettbewerblichen Vergabe sollte demnach geprüft werden, ob diese Bedingungen erfüllt sind. Eine anderweitige Vergabe könnte sich ggf. auch auf die Bewertung auswirken.

Fixe Prämien

Fixe Prämien stellen ein ausgeglichenes Förderinstrument für die Wasserstoffproduktion dar, welche Investitionsanreize setzen, einfach umsetzbar und bei einer wettbewerblichen Vergabe auch weitgehend kosteneffizient und flexibel sind. Die fixe Höhe der Prämie führt jedoch dazu, dass Produzenten nur begrenzte Sicherheit im Hinblick auf ihre zukünftigen Gesamterlöse bekommen. Diese setzen sich nämlich aus den Erlösen durch die fixe Prämie (pro Mengeneinheit ex ante fixiert) und den tatsächlichen Vermarktungserlösen (Preis und Menge abhängig von der Marktentwicklung) zusammen. In der Folge besteht für Investoren Unsicherheit, inwieweit die Kosten durch die Summe der zukünftigen Erlöse gedeckt werden können. Aus diesem Grund sind Effektivität, aber auch Kosteneffizienz und Flexibilität etwas geringer als bei CfDs, bei denen sich die Förderzahlungen an die Entwicklung der Markterlöse anpassen, sodass Investoren Sicherheit über zukünftige Kostendeckung durch die Summe aus Markterlösen und Förderzahlungen erhalten. Hingegen ist die Umsetzung der fixen Prämien

im Vergleich zu den CfDs einfacher. Abbildung 11 fasst die Bewertung der fixen Prämien zur Beanreizung der Wasserstoffproduktion in der Schweiz zusammen.

Abbildung 11 Bewertung von fixen Prämien zur Beanreizung von Wasserstoffproduktion

Kriterium	Bewertungsbeschreibung	
Effektivität	▪ **Reduktion des Investitionsrisikos und Schaffung von Investitionsanreizen** durch zusätzliche Erlöse für Produzenten ▪ Allerdings **verbleibt ein Teil der marktlichen Erlösrisiken** aufgrund der fixen Prämie **bei den Produzenten**	+
Kosteneffizienz	▪ **Wettbewerbliche Vergabe** stellt Förderung von Produzenten sicher, die am kostengünstigsten H2 herstellen können ▪ **Unter- oder Überförderung kann nicht verhindert werden**, da Höhe der Prämie unabhängig von der Entwicklung des Wasserstoffmarktes ist	+
Stromsektor Wechselwirkung	▪ **Strompreissignal wird prinzipiell durchgegeben**, sodass Anreiz zur Erzeugung von H2 bei geringen Strompreisen besteht (tiefere Kosten führen zu höheren Profiten) ▪ Allerdings **Nachteile beim Dispatch und der Vermarktung von Elektrolyseuren**, da H2-Produktion unabhängig von Flexibilitätsbedarfen aus Systemsicht gefördert werden (Anreiz zur H2-Produktion so lange Kosten < Erlös inkl. Prämie)	+
Flexibilität	▪ **Keine automatische Anpassung der Prämie** an die Entwicklung des Wasserstoffmarktes, aber **regelmässige Ausschreibungen** ermöglichen die Anpassung der Prämie und der neu zu fördernden Mengen ▪ **Bildung von Energy Hubs** kann unter **Einbezug qualitativer Merkmale** (z.B. Standort) bei der Vergabe gefördert werden	+
Einfache Umsetzbarkeit + öffentliche Mittel	▪ **Umsetzung vergleichsweise einfach** und **administrativer Aufwand** nach initialer Ausschreibung **relativ gering** ▪ **Staatliche Mittel für die Umsetzung notwendig**, wodurch die politische Durchsetzbarkeit ggf. erschwert wird ▪ **Instrument in der Schweiz derzeit nicht genutzt**, in der EU allerdings von der **EU Hydrogen Bank** zur Förderung von H2-Produktion genutzt	+

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Eine wettbewerbliche Vergabe ist nur ab einer gewissen Marktgrösse sowie bei genügend Wettbewerbern sinnvoll und zielführend umzusetzen. Vor einer allfälligen wettbewerblichen Vergabe sollte demnach geprüft werden, ob diese Bedingungen erfüllt sind. Eine anderweitige Vergabe könnte sich ggf. auch auf die Bewertung auswirken.

Preisbasierte Differenzkontrakte (CfDs)

(Preisbasierte) CfDs sind aufgrund ihrer hohen Effektivität und Kosteneffizienz, sowie ihrer hohen Anpassungsfähigkeit an die Marktentwicklung ein sehr beliebtes Förderinstrument. Da die Förderung vom Wasserstoffmarktwert abhängt entsteht maximale Preissicherheit (und damit einhergehende Erlössicherheit) und keine Unter-/Überförderung. Nachteil der CfDs ist die im Gegensatz zu anderen Förderinstrumenten etwas höhere Komplexität und die damit verbundene aufwändigere Umsetzung. Die Bewertung der CfDs zur Förderung von Wasserstoffproduktion in der Schweiz wird in Abbildung 12 im Detail beschrieben.

Abbildung 12 Bewertung von preisbasierten Differenzkontrakten (CfDs) zur Beanreizung von Wasserstoffproduktion

Kriterium	Bewertungsbeschreibung	
Effektivität	▪ **Starke Investitionsanreize** für Produzenten aufgrund **der maximale Preissicherheit** (und damit einhergehende Erlössicherheit) durch die **Garantie der Realisierung des „Strike Price“**	++
Kosteneffizienz	▪ **Wettbewerbliche Vergabe** stellt Förderung von Produzenten sicher, die am kostengünstigsten H2 herstellen können ▪ **Unter-/Überförderung** wird durch die automatische Anpassung der Förderung an den Wasserstoffmarktwert **verhindert**	++
Stromsektor Wechselwirkung	▪ **Strompreissignal wird prinzipiell durchgegeben**, sodass Anreiz zur Erzeugung von H2 bei geringen Strompreisen besteht (tiefere Kosten führen zu höheren Profiten) ▪ Allerdings **Nachteile beim Dispatch und der Vermarktung von Elektrolyseuren**, da H2-Produktion unabhängig von Flexibilitätsbedarfen aus Systemsicht gefördert werden (Anreiz zur H2-Produktion so lange Kosten < Strike Price)	+
Flexibilität	▪ **Automatische Anpassung** der Förderhöhe über die Zeit und **regelmässige Ausschreibungen** ermöglichen die Anpassung des Strike Price und der neu zu fördernden Mengen ▪ **Bildung von Energy Hubs** kann unter **Einbezug qualitativer Merkmale** (z.B. Standort) bei der Vergabe gefördert werden	++
Einfache Umsetzbarkeit + öffentliche Mittel	▪ **Umsetzung etwas komplexer** und **administrativer Aufwand** im Gegensatz zur fixen Prämie **etwas höher**, da Förderansprüche regelmässig bestimmt und geprüft werden müssen ▪ **Staatliche Mittel für die Umsetzung notwendig**, wodurch die politische Durchsetzbarkeit ggf. erschwert wird ▪ Instrument wird in der Schweiz im Rahmen der **gleitenden Marktprämie** zur Beanreizung von erneuerbarem Strom genutzt	−

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Eine wettbewerbliche Vergabe ist nur ab einer gewissen Marktgrösse sowie bei genügend Wettbewerbern sinnvoll und zielführend umzusetzen. Vor einer allfälligen wettbewerblichen Vergabe sollte demnach geprüft werden, ob diese Bedingungen erfüllt sind. Eine anderweitige Vergabe könnte sich ggf. auch auf die Bewertung auswirken.

Einspeisetarif

Die Einspeisetarife setzen starke Investitionsanreize, indem den Produzenten maximale Preissicherheit (und damit einhergehende hohe Erlössicherheit) geboten wird. Allerdings ist die Kosteneffizienz aufgrund der nicht-wettbewerblichen Vergabe und der Kompensation auf Basis der Kosten von Referenzanlagen eher gering. Gleichzeitig würde beim Einspeisetarif eine zentrale Institution damit beauftragt werden, den hergestellten erneuerbaren Wasserstoff zum Einspeisetarif abzunehmen und diesen dann wiederum zu einem Marktpreis an Verbraucher zu verkaufen. Diese als Intermediär agierende Institution garantiert zwar den Wasserstoffproduzenten die Abnahme des hergestellten Wasserstoffpreises zum Einspeisetarif, führt allerdings auch zu einer Reduktion der Marktintegration zwischen Produzent und Verbraucher. Aus diesem Grund wirkt sich der Einspeisetarif negativ auf die Bildung eines Wasserstoffmarktes aus und ist als längerfristiges Förderinstrument für die Wasserstoffproduktion

weniger geeignet. Die Bewertung der Einspeisetarife anhand der fünf Bewertungskriterien wird in Abbildung 13 zusammengefasst.

Abbildung 13 Bewertung von Einspeisetarifen zur Beanreizung von Wasserstoffproduktion

Kriterium	Bewertungsbeschreibung	
Effektivität	▪ **Starke Investitionsanreize** für Produzenten aufgrund **der maximalen Preissicherheit** (und damit einhergehende Erlössicherheit) durch den Einspeisetarif	++
Kosteneffizienz	▪ **Kosteneffizienz** bei administrativer Festlegung der Referenzkosten aufgrund der **nicht-wettbewerblichen Vergabe nicht gegeben** (Kosteneffizienz kann durch Vergabe über Auktion verbessert werden) ▪ **Keine direkte Unter- bzw. Überförderung**, da Kompensation auf Basis der Kosten von Referenzanlagen stattfindet	−
Stromsektor Wechselwirkung	▪ **Strompreissignal wird prinzipiell durchgegeben**, sodass Anreiz zur Erzeugung von H2 bei geringen Strompreisen besteht (tiefere Kosten führen zu höheren Profiten) ▪ Allerdings **Nachteile beim Dispatch und der Vermarktung von Elektrolyseuren**, da H2-Produktion unabhängig von Flexibilitätsbedarfen aus Systemsicht gefördert werden (Anreiz zur H2-Produktion so lange Kosten < Einspeisetarif)	+
Flexibilität	▪ **Automatische Anpassung der Nettoförderhöhe** (Einspeisetarif – Erlöse aus Weiterveräusserung) über die Zeit durch die Veränderung der Erlöse auf Veräusserungsseite ▪ **Fördert nicht die Etablierung eines H2-Handels oder die Bildung von Energy** Hubs, da ein zentraler Intermediär die Rolle der Veräusserung übernimmt	+
Einfache Umsetzbarkeit + öffentliche Mittel	▪ **Umsetzung etwas komplexer**, da Veräusserung über zentrale Institution abgewickelt wird und **administrativer Aufwand** bei der **Festlegung der Referenzkosten** ▪ **Staatliche Mittel für die Umsetzung notwendig**, wodurch die politische Durchsetzbarkeit ggf. erschwert wird ▪ Instrument wurde in der Schweiz im Rahmen der **kostendeckenden Einspeisevergütung** (KEV) genutzt, welche jedoch nun **durch die gleitende Marktprämie ersetzt** wird	−−

Quelle: Frontier Economics

Absicherungen

Absicherungen können über die Senkung der Finanzierungskosten Investitionsanreize für Wasserstoffproduzenten schaffen. Allerdings verbleibt dabei die Möglichkeit, dass die Erlöse die variablen Produktionskosten bei den Produzenten nicht decken. Aus diesem Grund fällt die Effektivität von Absicherungen bei der Beanreizung der Wasserstoffproduktion eher gering aus. Zudem ist die Kosteneffizienz aufgrund der nicht-wettbewerblichen Vergabe über Gesuche eingeschränkt. Ein Vorteil des Instruments könnte die geringe Notwendigkeit öffentlicher Mittel sein, wobei die Mittel für den Fall eines Kreditausfalls dennoch zurückgestellt werden müssen. Die Bewertung von Absicherungen zur Beanreizung von Wasserstoffproduktion in der Schweiz ist in Abbildung 14 zusammengefasst.

Abbildung 14 Bewertung von Absicherungen zur Beanreizung von Wasserstoffproduktion

Kriterium	Bewertungsbeschreibung	
Effektivität	▪ **Investitionsanreize für Produzenten** durch **vereinfachten Zugang zu Fremdkapital und Senkung der Finanzierungskosten** ▪ **Investitionsanreize allerdings nicht so bedeutend,** da die Erlösrisiken zur Deckung der variablen Kosten beim Produzenten verbleiben	−
Kosteneffizienz	▪ **Kosteneffizienz** bei der Vergabe der Absicherungen/Bürgschaften über Gesuche **nicht unmittelbar möglich** (Kosteneffizienz kann durch einen direkten Vergleich der Gesuche ggf. verbessert werden) ▪ **Keine Überförderung möglich**, da nur das Risiko gesenkt wird	−
Stromsektor Wechselwirkung	▪ **Strompreissignal wird durchgegeben**, sodass Anreiz zur Erzeugung von H2 bei tiefen Strompreisen besteht	++
Flexibilität	▪ **Keine Anpassung an den Markthochlauf möglich** und Flexibilität zur Anpassung der Absicherungsbedingungen nur eingeschränkt vorhanden ▪ **Bildung von Energy Hubs** kann unter Einzug des Standorts bei der Vergabe gefördert werden	−
Einfache Umsetzbarkeit + öffentliche Mittel	▪ **Administrativer Aufwand** zur Prüfung der Gesuche ▪ **Keine direkten öffentlichen Mittel notwendig**, dennoch muss die **mögliche Ausfallshöhe budgetiert werden** ▪ Instrument wird mit dem **Schweizer Technologiefonds**[1] in der Schweiz bereits zur Förderung von Innovationen zur Treibhausgasreduktion genutzt	+

Quelle: Frontier Economics
Hinweis: [1] s. dazu z.B. hier

Senkung oder Befreiung von Netznutzungsentgelten bzw. Steuern

Die Senkung der laufenden Betriebskosten durch eine Senkung oder Befreiung von NNE und/oder Steuern kann Investitionsanreize schaffen. Allerdings verbleibt, ähnlich wie bei den fixen Prämien, aufgrund der fixen Höhe der Senkung oder Befreiung einen Teil der marktlichen Erlösrisiken bei den Wasserstoffproduzenten. Im Gegensatz zur fixen Prämie wird die Höhe der Senkung oder Befreiung allerdings nicht wettbewerblich bestimmt, sodass die Lücke zwischen den Kosten und der Zahlungsbereitschaft der Abnehmer geschlossen wird, sondern administrativ (maximal in Höhe einer vollumfänglichen Befreiung) festgelegt. Dadurch wird die erlösseitige Lücke ggf. nicht adäquat adressiert[61], wodurch die Effektivität der Senkung oder Befreiung der NNE oder Steuern als alleiniges Instrument eher gering ausfällt. Die Senkung oder Befreiung der NNE eignet sich allerdings ggf. als begleitendes Instrument, falls Elektrolyseure netzdienlich sind (also zu einer Verringerung der Netzkosten beitragen) und die Senkung oder Befreiung somit verursachungsgerecht ist. Dafür müsste allerdings geprüft werden, inwieweit und unter welchen Bedingungen bzw. Standorten die Elektrolyseure netzdienlich sind und die Befreiung zur volkswirtschaftlichen Effizienz beiträgt. Dabei stellt sich bei der

61 Wobei es sowohl zu einer Unter- als auch zu einer Überförderung kommen könnte.

Umsetzbarkeit dann auch die Herausforderung, dass aus Gleichbehandlungsgründen ggf. auch andere Verbraucher und Produzenten auf ihre Netzdienlichkeit zu untersuchen wären. Die Bewertung der Senkung oder Befreiung von NNE oder Steuern zur Beanreizung von Wasserstoffproduktion in der Schweiz ist in Abbildung 15 zusammengefasst.

Abbildung 15 Bewertung von Senkung oder Befreiung von Netznutzungsentgelten bzw. Steuern zur Beanreizung von Wasserstoffproduktion

Kriterium	Bewertungsbeschreibung	
Effektivität	▪ **Investitionsanreize für Produzenten** durch **Senkung der laufenden Betriebskosten**; wie hoch die Anreize sind, hängt von der Höhe der Befreiung/Senkung ab ▪ Allerdings **verbleibt ein (ggf. grosser) Teil der marktlichen Erlösrisiken** aufgrund der fixen Senkung/Befreiung **bei den Produzenten** (ähnlich wie bei den fixen Prämien)	+ −
Kosteneffizienz	▪ **Kosteneffizienz** durch die **nicht-wettbewerbliche Bestimmung der „Förderhöhe“** stark beeinträchtigt ▪ Allerdings wäre **zu prüfen**, inwieweit und unter welchen Bedingungen bzw. Standorten Elektrolyseure das Stromnetz entlasten und somit eine Senkung/Befreiung der NNE **verursachungsgerecht und ggf. auch effizient** wäre	+ − Bei NNE zu prüfen
Stromsektor Wechselwirkung		
Flexibilität	▪ **Eingeschränkte Flexibilität** aufgrund der **standardisierten Struktur des Instruments** (z.B. maximale Befreiung in Höhe der vollen Steuern/NNE, keine Auswahl von spezifischen Projekten möglich); allerdings **Differenzierung auf Basis des Standorts** möglich ▪ **Bildung von Energy Hubs** wird ohne Befreiung der Netzentgelte signifikant erschwert, da Elektrolyseure zum Umgehen der NNE am Standort der EE-Anlage gebaut werden	+
Einfache Umsetzbarkeit + öffentliche Mittel	▪ **Umsetzung einfach** und **administrativer Aufwand sehr gering** (keine Ausschreibung notwendig) ▪ **Keine direkten öffentlichen Mittel notwendig**, was politische Akzeptanz ggf. erleichtert; allerdings **Herausforderung**, dass bei Einführung ggf. auch andere Verbraucher betrachtet werden müssten ▪ Instrument wird in der Schweiz bereits für **netzdienliche Speicher** genutzt	+

Quelle: Frontier Economics
Hinweis: EE-Anlage = Erneuerbare-Energien-Anlage

Zusammenfassend kommen wir also zu dem Ergebnis, dass fixe Prämien oder CfDs für die Förderung der Wasserstoffproduktion in der Schweiz am besten geeignet sind. Die Senkung oder Befreiung von NNE kann dabei ein wertvolles Begleitinstrument sein.

2.2 Anforderungen an erneuerbaren Wasserstoff auf EU-Ebene und Wechselwirkungen mit der Wahl des Förderinstruments in der Schweiz

Neben der Wahl des Förderinstruments zur Beanreizung der Wasserstoffproduktion in der Schweiz müssen auch die regulatorischen Anforderungen an den produzierten erneuerbaren Wasserstoff festgelegt werden.[62] Dabei ist insbesondere darauf zu achten, wie sich mögliche Anforderungen mit den auf EU-Ebene festgelegten Anforderungen vergleichen. Unterschiedliche Anforderungen könnten nämlich dazu führen, dass in der Schweiz produzierter erneuerbarer Wasserstoff in der EU nicht als erneuerbar anerkannt wird, wodurch der grenzüberschreitende Wasserstoffhandel mit EU-Mitgliedstaaten allenfalls verkompliziert werden würde.[63] Bei der Festlegung der Anforderungen an erneuerbaren Wasserstoff in der Schweiz ergeben sich zudem ggf. Wechselwirkungen mit der Wahl der Förderinstrumente, welche es zu berücksichtigen gilt.

In diesem Kapitel geben wir zuerst einen Überblick über die Anforderungen an erneuerbaren Wasserstoff auf EU-Ebene, diskutieren anschliessend die möglichen Auswirkungen auf die Schweiz bei der Übernahme dieser Anforderungen und gehen und zum Schluss noch auf die Wechselwirkungen zwischen Anforderungen und Wahl des Förderinstruments ein.

2.2.1 Anforderungen an erneuerbaren Wasserstoff auf EU-Ebene

Die Europäische Union hat im Rahmen der Renewable Energy Directive («RED») II/III[64] sowie des Gas Packages eine Emissionsobergrenze für erneuerbaren Wasserstoff festgelegt. Diese Obergrenze orientiert sich am dem in der RED II statuierten Ziel, mindestens 70 % der Treibhausgasemissionen im Vergleich zu den zu ersetzenden fossilen Brennstoffen einzusparen. Ausgehend von einem fossilen Referenzwert von 94 gCO_2eq/MJ[65] ergibt sich daraus eine maximale Emissionsgrenze von 28,2 gCO_2eq/MJ[66], um Wasserstoff als erneuerbar anrechnen zu können. Die Anrechenbarkeit des produzierten Wasserstoffs als erneuerbar ist dabei insbesondere relevant, um Zugang zu Fördermittel zu bekommen und um von der höheren Zahlungsbereitschaft für erneuerbaren Wasserstoff (induziert durch den CO_2-Preis oder nachfrageseitige Förderinstrumente) zu profitieren.

---

62 Für emissionsarmen Wasserstoff müssen ggf. ähnliche Anforderungen festgelegt werden. Diese werden im Rahmen dieser Studie allerdings nicht gesondert betrachtet.

63 Wie stark der Handel dadurch eingeschränkt wird ist allerdings unklar. Die Schweiz wird perspektivisch ein Wasserstoffimportland sein, sodass in der Schweiz hergestellter Wasserstoff voraussichtlich eher nicht in die EU exportiert werden wird. Aktuell sind im Strombereich die Herkunftsnachweise der Schweiz in der EU auch nicht anerkannt, die EU Herkunftsnachweise in der Schweiz allerdings schon. Ggf. wäre eine ähnliche Regelung im Wasserstoffbereich denkbar.

64 RED II hier mit erstem Delegierten Rechtsakt hier und RED III hier verfügbar.

65 Zweiter Delegierter Rechtsakt der RED II, hier verfügbar.

66 Die Berechnungsmethodik der Europäischen Kommission für Treibhausgasemissionen von erneuerbarem Wasserstoff folgt der Logik einer Lebenszyklusanalyse. Allerdings werden dabei nicht alle Elemente der Wertschöpfungskette berücksichtigt. Emissionen aus der Herstellung von Anlagen (z.B. Windkraftanlagen, PV-Anlagen) bzw. dem Bau von Infrastruktur werden nicht in Betracht gezogen.

Zusätzlich zur Emissionsgrenze stellt der erste Delegierte Rechtsakt der RED II[67] weitere Anforderungen an erneuerbaren Wasserstoff. Obwohl sich die RED II selbst ausschliesslich auf den Verkehrssektor bezieht, wird ihre Relevanz durch die RED III auch auf alle andere Sektoren übertragen. Diese Anforderungen gelten sowohl für die Erzeugung innerhalb der EU als auch für Drittländer, die Wasserstoff in die EU exportieren möchten.[68] Die wichtigsten Anforderungen sind:

- **Zusätzlichkeit**: Die Regel der Zusätzlichkeit fordert, dass die Inbetriebnahme der Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien («EE-Anlage»), von welcher der Strom zur Wasserstofferzeugung im Elektrolyseur bezogen wird, maximal drei Jahre vor der des Elektrolyseurs erfolgt. Bei der Nutzung von Netzstrom muss die Zusätzlichkeit durch ein Power Purchase Agreement («PPA») nachgewiesen werden. Anlagen, welche bereits vor 2028 ans Netz angeschlossen werden, sind von dieser Regel für 10 Jahre (also bis 2038) ausgenommen.[69] Ziel der Zusätzlichkeit ist es, neue Kapazitäten für die Erzeugung erneuerbarer Energie zu schaffen, anstatt auf bereits bestehende Anlagen zurückzugreifen. Damit soll sichergestellt werden, dass der steigende Bedarf an Wasserstoff mit einem Ausbau erneuerbarer Stromquellen einhergeht und so zur Dekarbonisierung beiträgt.
- **Geographische Korrelation:** Die Stromerzeugung und -nutzung müssen in derselben Gebotszone erfolgen. Alternativ kann die Stromerzeugung auch in einer benachbarten Gebotszone erfolgen, welche entweder höhere Strompreise aufweist (im Vergleich zur Gebotszone in welcher der Strom zur Herstellung von Wasserstoff genutzt wird) oder eine Offshore-Gebotszone ist. Dies soll sicherstellen, dass erneuerbarer Wasserstoff nur dort produziert wird, wo ausreichend erneuerbare Energien zur Verfügung stehen und Engpässe im Stromnetz durch die Wasserstoffproduktion nicht verschärft werden.
- **Zeitliche Korrelation**: Die Erzeugung und der Verbrauch des Stroms soll monatsscharf bzw. ab 2030 stundenscharf erfolgen.[70] Ziel dieser Anforderungen ist die Sicherstellung genügend erneuerbaren Stroms in den Stunden der Wasserstoffherstellung.

Je nach Strombezugsszenario sieht die delegierte Rechtsakte auch Ausnahmeregelungen für die obenstehenden Anforderungen an erneuerbaren Wasserstoff vor. Diese sind in Abbildung 16 zusammengefasst.

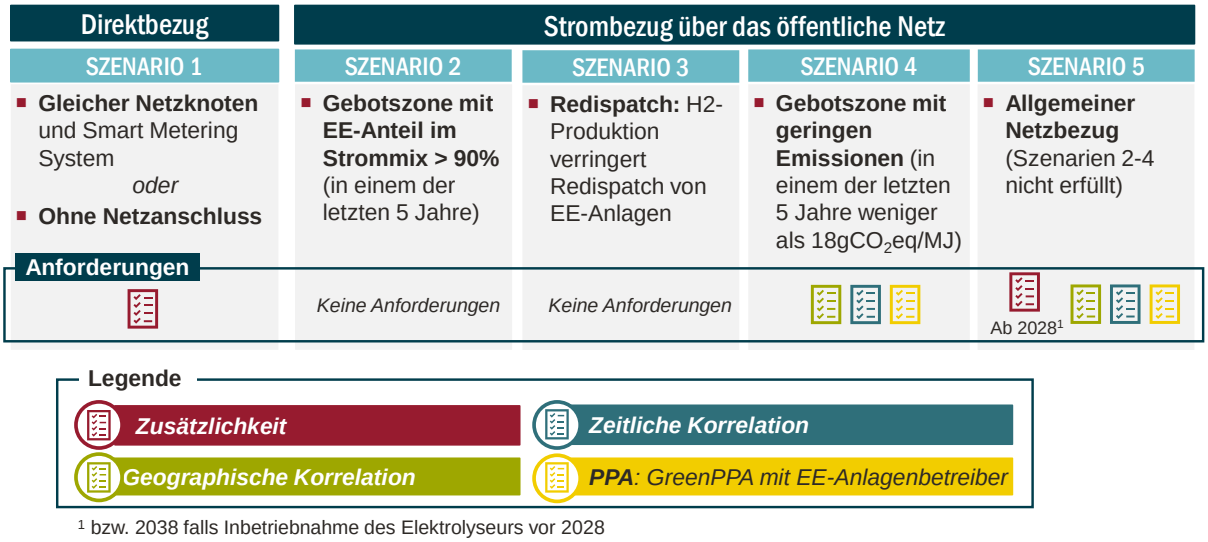
67 Hier verfügbar.

68 Erster Delegierter Rechtsakt der RED II, Art. 9.

69 Erster Delegierter Rechtsakt der RED II, Art. 11.

70 Eine Ausnahme der zeitlichen Korrelation erfolgt, wenn der Day-ahead Preis in einer Stromgebotszone unter 20 EUR/MWh oder unter 0,36*CO_2-Preis pro Tonne (EU ETS 1) liegt.

Abbildung 16 Anforderungen an erneuerbaren Wasserstoff aus der RED II in Abhängigkeit der Elektrolyseurszenarien



[1] bzw. 2038 falls Inbetriebnahme des Elektrolyseurs vor 2028

Quelle: *Frontier Economics*
Hinweis: *PPA = Power Purchase Agreement*

Diese derzeit geltenden Anforderungen werden derzeit allerdings auf EU-Ebene kritisch diskutiert[71] und könnten sich ggf. perspektivisch nochmal ändern. Solche Änderungen hätten dann womöglich auch Auswirkungen auf die Schweiz, sowohl beim Wasserstoffhandel mit EU-Mitgliedstaaten als auch bei einer möglichen Übertragung der EU-Anforderungen auf die Schweiz.

2.2.2 Auswirkungen einer möglichen Übertragung der EU-Anforderungen auf die Schweiz

Falls die Schweiz einen ungehinderten Wasserstoffhandel mit der EU ermöglichen möchte, sollte geprüft werden, ob diese (oder ähnliche) Regeln auch in der Schweiz eingeführt werden sollten. Dabei ist in der Schweiz insbesondere die Anforderung an die Zusätzlichkeit von übergeordneter Relevanz, da dadurch die Nutzung bestehender Wasserkraftanlagen als EE-Quelle zur Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff nicht möglich wäre. In der Schweiz sind folgende beiden Szenarien von Bedeutung:

- **Direktbezug (Szenario 1 aus Abbildung 16):** Bei einem Direktbezug der erneuerbaren Energie muss zur Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff das Kriterium der Zusätzlichkeit erfüllt werden. Wird der Elektrolyseur also direkt an eine EE-Anlage angeschlossen, darf diese nicht älter als drei Jahre sein, damit der produzierte Wasserstoff in der EU als erneuerbar anerkannt wird. Die Herstellung von Wasserstoff auf Basis von

[71] S. z.B. hier.

erneuerbarem Strom aus bestehenden Wasserkraftanlagen, der über einen Direktanschluss bezogen wird, würde demnach den Anforderungen der Zusätzlichkeit nicht genügen und unter EU-Regelung nicht als erneuerbarer Wasserstoff anrechenbar sein.

- **Strombezug über das öffentliche Netz (Szenario 4 aus Abbildung 16):** Wird für die Herstellung von Wasserstoff Strom aus dem öffentlichen Netz genutzt, muss prinzipiell ab 2028 (bzw. ab 2038 falls die Anlage vor 2028 angeschlossen wird) das Kriterium der Zusätzlichkeit (sowie auch die geographische und zeitliche Korrelation) erfüllt sein, um eine Anerkennung als erneuerbarer Wasserstoff in der EU zu gewährleisten. Die Emissionsintensität der Schweizer Gebotszone liegt allerdings durch ihren hohen Anteil an Wasserkraft sowie Kernkraft und zunehmend PV (zusammen über 90% des erzeugten Stroms[72]) unter dem Schwellwert von 18 gCO_2eq/MJ, sodass die Zusätzlichkeit beim Strombezug aus dem Netz nicht erfüllt werden muss (Szenario 4).[73] Bei einer netzgebundenen Wasserstofferzeugung würde eine Nutzung von Strom aus bestehenden Wasserkraftanlagen in der Schweiz demnach den EU-Anforderungen an erneuerbaren Wasserstoff genügen.

Insgesamt muss die Schweiz bei der Festlegung der Anforderungen an erneuerbaren Wasserstoff also sorgfältig abwägen, ob sie die EU-Anforderungen an erneuerbaren Wasserstoff übernehmen möchte (insbesondere solange noch keine Wasserstoffleitung zwischen der Schweiz und der EU besteht) und damit Elektrolyseure bei einem Direktanschluss an bestehende EE-Anlagen von der Produktion erneuerbaren Wasserstoffs ausschliesst oder ob sie die EU-Anforderungen nicht übernehmen möchte und dadurch den grenzüberschreitenden Handel mit der EU ggf. einschränkt.

2.2.3 Wechselwirkungen zwischen den Anforderungen an erneuerbaren Wasserstoff und der Wahl des Förderinstruments in der Schweiz

Die Wahl des Förderinstruments und die Festlegung der Anforderungen an erneuerbaren Wasserstoff sind grösstenteils unabhängig voneinander. Wechselwirkungen können allerdings entstehen, wenn ein Förderinstrument Auswirkungen auf das gewählte Elektrolyseurszenario hat. Relevant wäre hier insbesondere die Wahl zwischen dem Direktanschluss des Elektrolyseurs an der EE-Anlage (Szenario 1) und dem Bezug des Stroms aus dem öffentlichen Netz (Szenario 2-5). Während die meisten der betrachteten Förderinstrumente keine unmittelbare Auswirkung auf diese Wahl haben, kann durch die Senkung oder Befreiung von NNE tatsächlich ein Wechsel zwischen einem Direktanschluss und dem Bezug aus dem öffentlichen Netz bewirkt werden:

72 IEA Statistik 2023, hier verfügbar.

73 Die Emissionsintensität der Schweiz lässt sich anhand der Methode aus dem Annex der Delegierten Rechtsakte (hier verfügbar) sowie dem in der Schweiz produzierten Strom (basierend auf den hier verfügbaren IEA Zahlen) berechnen und lag in den vergangenen Jahren mit unter 5 gCO_2eq/MJ weit unter dem von der EU vorgegebenen Schwellenwert von 18gCO_2eq/MJ.

- **Ohne Befreiung der NNE:** Ohne Befreiung der NNE müssen Wasserstoffproduzenten bei einem Strombezug aus dem öffentlichen Netz (Szenario 2-5) NNE bezahlen. Diese können allerdings durch einen Direktanschluss an die EE-Anlage umgangen werden (Szenario 1). Dementsprechend besteht für Produzenten ein Anreiz, den Elektrolyseur direkt am Standort der EE-Erzeugung zu bauen, um die NNE zu vermeiden. Nach EU-Regelung muss bei einem direkten Anschluss allerdings die Anforderung der Zusätzlichkeit eingehalten werden, damit der erzeugte Wasserstoff als erneuerbar gilt. Damit wäre bei einer Übernahme der EU-Anforderungen in die Schweiz die Nutzung bestehender EE-Anlagen (z.B. bestehende Wasserkraftanlagen) zur Herstellung erneuerbaren Wasserstoffs nicht möglich.
- **Mit Befreiung der NNE:** Durch eine Befreiung der NNE entsteht für Wasserstoffproduzenten Flexibilität bei der Standortwahl des Elektrolyseurs, da ein Direktbezug keine stromnetzbezogenen Kostenvorteile mehr hat. Dementsprechend könnten Produzenten den Strom auch aus dem öffentlichen Netz beziehen. Da die Schweizer Gebotszone derzeit eine Emissionsintensität unter 18 gCO_2eq/MJ (Szenario 4) hat, würde beim Strombezug aus dem öffentlichen Netz auch die EU-Anforderung an die Zusätzlichkeit entfallen. Damit wäre bei einer Übernahme der EU-Anforderungen in die Schweiz eine Nutzung bestehender EE-Anlagen zur Herstellung erneuerbaren Wasserstoffs möglich.

Diese Wechselwirkung zwischen der Senkung bzw. Befreiung der NNE und den Anforderungen an erneuerbaren Wasserstoff der EU werden in Abbildung 17 aufgezeigt. Daraus wird ersichtlich, dass eine Befreiung der NNE eine mögliche Übernahme der EU-Anforderungen an erneuerbaren Wasserstoff vereinfachen könnte.

Abbildung 17 Wechselwirkung der EU-Anforderungen an erneuerbaren Wasserstoff und der Befreiung von Netznutzungsentgelten

	Ohne Befreiung Netzentgelte	Mit Befreiung Netzentgelte
Standortwahl der Elektrolyseure	▪ Elektrolyseur wird tendenziell am Standort der EE-Erzeugung gebaut, um Netzentgelte zu vermeiden ➢ **Szenario 1** (Direktbezug)	▪ Flexibilität bei der Standortwahl des Elektrolyseurs und Strombezug aus öffentlichem Netz, da Direktbezug keine Kostenvorteile hat ➢ **Szenario 4** (Gebotszone mit geringen Emissionen)
Anforderungen an erneuerbaren H2 aus EU-Regularien	▪ Anforderungen an erneuerbaren H2: ➢ **Szenario 1:** „Zusätzlichkeit“	▪ Anforderungen an erneuerbaren H2: ➢ **Szenario 4:** „Geographische Korrelation“, „Zeitliche Korrelation“ und „PPA“;
Auswirkungen Übernahme der EU-Anforderungen in die Schweiz	▪ **Nutzung bestehender EE-Anlagen** (z.B. bestehende Wasserkraftwerke) zur Erzeugung von erneuerbarem H2 in Szenario 1 **nicht möglich**	▪ **Nutzung bestehender EE-Anlagen** zur Erzeugung erneuerbarem H2 in Szenario 4 **weiterhin möglich**

Quelle: Frontier Economics

2.3 Möglichkeiten von europäischen Förderprogrammen zu profitieren

Neben Förderungen für die Produktion erneuerbaren Wasserstoffs in der Schweiz gibt es möglicherweise auch Förderungen im europäischen Ausland, von welchen Schweizer Projektträger profitieren können. Hierfür kommen Förderprogramme auf EU-Ebene und aus Nachbarländern der Schweiz in Frage. Dabei kann zwischen direkten positiven Auswirkungen auf die inländische Wasserstoffproduktion durch die Teilnahme an ausländischen Förderprogrammen und indirekten positiven Auswirkungen ausländischer Förderprogramme unterschieden werden.

2.3.1 Teilnahme von Schweizer Projektträgern an ausländischen Förderprogrammen

Eine direkte positive Auswirkung auf die Wasserstoffproduktion in der Schweiz könnte über die Teilnahme von Schweizer Projektträgern an ausländischen Förderprogrammen erzeugt werden. Wir haben die wichtigsten Fördermechanismen auf EU-Ebene sowie von Schweizer Nachbarländer zusammengefasst und eine Einschätzung der Teilnahmemöglichkeit von Schweizer Produzenten vorgenommen (Abbildung 18).[74] Die Untersuchung ergibt, dass die Teilnahme von Schweizer Projektträgern an den untersuchten Förderprogrammen aus der EU bzw. Nachbarländern voraussichtlich nicht möglich ist.

[74] Die Einschätzung basiert auf öffentlich verfügbaren Informationen und wurde nicht juristisch geprüft.

Abbildung 18 Fördermechanismen für Wasserstoffproduktion aus der EU bzw. Nachbarländern und Teilnahmemöglichkeit für Schweizer Projektträger

Land	Beschreibung	Status	Hinweis auf Teilnahmebedingungen	Geeignet für CH Projekte
EU	**Important Projects of Common European Interest (IPCEI):** Investitionsförderungen von H2-Projekten mit grenzüberschreitenden Auswirkungen	Genehmigung von fast 80 Projekten in zwei „Wellen“	Projekte in EU-Ländern (+ Norwegen)	👎
EU	**Projects of Common Interest (PCI) bzw. Projects of Mutual Interest (PMI) bei Teilnahme von Drittstaat:** Schnellere Planungs- und Genehmigungsverfahren sowie möglicher Zugang zu Finanzierung der Connecting Europe Facility (CEF)	Auswahl neuer Projekte jede 2 Jahre seit 2013	PMI-Projekte nur zu Stromübertragung, Offshore-Hybrid-interkonnektoren, H2-Übertragung und CO2-Netze	👎
EU	**EU Hydrogen Bank:** Fixe Prämien (pro produzierte Einheit erneuerbarem H2) als Förderungen von H2-Produzenten	Erste Auktion im April 2024, zweite Auktion bis Februar 2025	Produzenten von erneuerbarem H2 im europäischen Wirtschaftsraum (EEA)	👎
Deutsch-land	**H2Global:** Doppelauktionsmodell mit Ausgleich der Differenz zwischen An- und Verkaufspreis (internationale Auktion für den Einkauf von grünem H2 und Vergabe von langfristigen Verträgen an H2-Produzenten)	Erste Ausschreibung für Produktion im Juli 2024 geendet	Produzenten ausserhalb der EU und EFTA (wird ggf. für zukünftige Förderfenster angepasst)	👎
Frankreich	**CfD** zur Deckung der Differenz zwischen den Kosten für die Herstellung von erneuerbarem oder kohlenstoffarmen H2 und dem Preis für die Herstellung einer kohlenstoffintensiven Alternative	In Planung	H2-Produzenten eines EU-Mitgliedstaates oder der EEA, die auf franz. Boden produzieren	👎
Italien	**Investitionsförderung** für Projekte zur Produktion von erneuerbarem H2/Strom als Ersatz für fossile Energieträger in italienischen Industriegebieten	In Planung (erste Förderungen voraussichtlich Ende 2025)	Unternehmen im italienischen Industriesektor	👎
Österreich	**Fixe Prämien** (pro produzierte Einheit erneuerbarem H2) als Förderungen von H2-Produzenten (u.a. via „nationalen Teil“ der nächsten Ausschreibung der European Hydrogen Bank)	In Planung (erste Auktion vsl. noch 2024)	Österreichische Unternehmen mit geplanten H2-Projekten (konkrete Kriterien vsl. im Sept. 2024)	👎

Quelle: Frontier Economics auf Basis von Informationen unter IPCEI, PCI/PMI, EU Hydrogen Bank, H2Global, FR CfD, IT Investitionsförderung und AT fixe Prämien

2.3.2 Indirekte positive Auswirkungen ausländischer Förderprogramme auf die inländische Wasserstoffproduktion

Auch wenn eine direkte Teilnahme an ausländischen Förderprogrammen unserer Einschätzung nach voraussichtlich nicht möglich ist, können sich die ausländischen Förderprogramme dennoch indirekt positiv auf die Schweizer Wasserstoffproduktion auswirken. Bei einem grenzüberschreitenden Wasserstoffmarkt kann nämlich auch ausländische Nachfrage dazu führen, dass die inländische Wasserstoffproduktion beanreizt wird. Insbesondere Förderinstrumente (wie z.B. die Quotenmodelle der EU sowie die deutschen Klimaschutzverträge), die die Nachfrage nach erneuerbarem Wasserstoff beanreizen, sind dabei von Bedeutung. Um von diesen indirekten positiven Auswirkungen zu profitieren und inländisch produzierten Wasserstoff im Ausland zu vermarkten, müsste die Schweiz allerdings die EU-Anforderungen an erneuerbaren Wasserstoff umsetzen, um sicherzustellen, dass der Wasserstoff im europäischen Ausland auch als erneuerbar anerkannt wird.

2.4 Abschätzung der notwendigen Förderhöhe zur Beanreizung der Wasserstoffproduktion in der Schweiz

Da Schweizer Produzenten voraussichtlich nicht an Förderprogrammen auf EU-Ebene oder in Nachbarländern teilnehmen können, wird der Hochlauf der inländischen Wasserstoffproduktion weitestgehend auch durch inländische Förderprogramme finanziert werden müssen. Dementsprechend stellt sich die Frage, wie viel Fördermittel für die Beanreizung der Produktion einer gewissen Menge an Wasserstoff in der Schweiz notwendig[75] sind. Wir haben für verschiedene Mengen- und Preis-Szenarien eine Abschätzung der Förderhöhe vorgenommen. Aufgrund der hohen Unsicherheit in Bezug auf die zukünftige Entwicklung des Wasserstoffmarktes in der Schweiz kann keine genauere Abschätzung vorgenommen werden. Es handelt sich deswegen um eine Überschlagsrechnung, die auf Basis von vereinfachenden Annahmen durchgeführt wurde. So wurden insbesondere sich verändernde Produktionsmengen, -kosten und Wasserstoffpreise im Zeitverlauf nicht berücksichtigt.[76] Zudem abstrahiert die Abschätzung von möglicher Unter- oder Überförderung verschiedener Förderinstrumente[77] und unterscheidet sich demnach nicht in Bezug auf das gewählte Förderinstrument.

Tabelle 2 fasst die Abschätzung zusammen. Die notwendige Förderhöhe ergibt sich dabei aus der inländischen Produktion multipliziert mit der Erlöslücke (als Differenz zwischen erwarteten Produktionskosten und erwartetem Wasserstoffpreis). Auf Basis von verschiedenen Szenarien, zeigen wir, wie die erwartete Förderhöhe von der inländischen Produktion, der

75 Ohne eine Förderung der Wasserstoffproduktion könnte der kann der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft

76 Für die Rechnung basieren wir uns auf Werte für die inländische Produktion, die Produktionskosten sowie den Wasserstoffpreis aus dem Jahr 2040. Das Jahr wurde so gewählt, dass es möglichst repräsentativ für die erwartete Förderhöhe im Zeitverlauf ist. Während die erwartete Förderhöhe in den Anfangsjahren tendenziell höher ausfallen wird (insb. aufgrund von höheren Produktionskosten und einer tiefen Zahlungsbereitschaft der Nachfrage), wird diese erwartungsgemäss im Zeitverlauf sinken. Das Jahr 2040 liegt damit etwa in der Mitte eines möglichen Förderzeitraums zwischen 2035 und 2045.

77 Mögliche Unter-/Überförderung wird qualitativ bei der Bewertung der Förderinstrumente berücksichtigt.

Entwicklung der Produktionskosten sowie der Entwicklung des Wasserstoffpreises abhängt. Dabei kombinieren wir verschiedene mögliche Werte dieser Variablen und definieren vier exemplarische Szenarien. Die Szenarien «Niedrig», «Mittel» und «Hoch» widerspiegeln jeweils niedrige, mittlere bzw. hohe Werte für die inländische Produktion, die Produktionskosten sowie den Wasserstoffpreis. Zudem definieren wir ein Szenario «Pessimistisch», welches eine hohe inländische Produktion mit hohen Produktionskosten und einem niedrigen Wasserstoffpreis kombiniert. Je nach Szenario ergeben sich dabei **Förderkosten von 29 bis 492 Mio. CHF pro Jahr**. Bei einer Förderdauer von 10 Jahren zur Beanreizung des Hochlaufs der Wasserstoffproduktion in der Schweiz würden sich daraus gesamte Förderkosten von insgesamt etwa **300 Mio. bis zu knapp 5 Mrd. CHF** ergeben. Diese Kostenangaben basieren auf Schätzungen der Produktionskosten exklusive NNE, Transport- und Speicherkosten. Wenn Elektrolyseure nicht von den NNE befreit werden (s. dazu auch Diskussion in Kapitel 2.1.3 und Kapitel 2.2.3), würden die Förderkosten voraussichtlich (substanziell) höher ausfallen.[78]

Tabelle 2 Überschlagsrechnung möglicher Förderhöhen für die Beanreizung der Wasserstoffproduktion in der Schweiz unter aufgeführten Annahmen

Kennzahl	Einheit	Szenario				Basis für Annahme
		«Niedrig»	«Mittel»	«Hoch»	«Pessimistisch»	
Geförderte Wasserstoffmenge	TWh/Jahr	1,0	2,5	4,0	4,0	*Quelle 1*
Produktionskosten	CHF/MWh	119	166	213	213	*Quelle 2, 2040*
Wasserstoffpreis	CHF/MWh	90	105	120	90	*Quelle 3, 2040*
Erlöslücke	**CHF/MWh**	**29**	**61**	**93**	**123**	*Kosten-Preis*
Förderhöhe	**Mio. CHF/Jahr**	**29**	**152**	**372**	**492**	***Produktion* Erlöslücke***

Quelle: *1: Annahme auf Basis der erwarteten Wasserstoffnachfrage und Produktionspotenziale, vgl. 1,4 TWh Produktionspotenzial im Szenario zero Basis der Energieperspektive 2050+ (hier verfügbar) und Quellen in Kapitel 1.*
2: Annahme auf Basis von Polynomics, E-Bridge, EPFL (2023): «Rahmenbedingungen für Wasserstoff in der Schweiz», hier verfügbar
3: Annahme auf Basis von VSE (2022): «Energiezukunft 2050», hier verfügbar

Hinweis: *Hierbei handelt es sich um eine Überschlagsrechnung, die auf vereinfachenden Annahmen basiert. Die Rechnung basiert auf Werten für das Jahr 2040. Die Produktionskosten sind exkl. Strom-NNE und ohne Kosten für den Wasserstofftransport, die mögliche Kompression und die Wasserstoffspeicherung. Die Zahlungsbereitschaft für erneuerbaren Wasserstoff in der Schweiz wird mit dem erwarteten Wasserstoffpreis von international gehandeltem grünen Wasserstoff approximiert.*

78 Die NNE liegen bei rund 10 Rp./kWh, vgl. Exkurs in Kapitel 1.3. Daraus würde ein Kostenaufschlag auf die Produktionskosten von Wasserstoff von rund 15 Rp./kWh bzw. 150 CHF/MWh entstehen (bei einem Wirkungsgrad von 65%). Für den Transport und die Speicherung von Wasserstoff würden zusätzlich nochmal rund 1,8 CHF/kg H2 bzw. 60 CHF/MWh anfallen (vgl. ESC Studie 2024, hier verfügbar).

Die breite Spannweite der Abschätzung reflektiert die hohe Unsicherheit in Bezug auf die zukünftige Entwicklung des Wasserstoffmarktes und die damit einhergehende hohe Unsicherheit in Bezug auf die notwendigen Fördermittel zur Beanreizung der Wasserstoffproduktion. In diese Unsicherheit fliessen zudem auch die Abhängigkeit der Kosten von den Anforderungen an den erneuerbaren Wasserstoff (s. Kapitel 2.2.1) sowie das Ausmass der indirekten positiven Auswirkungen ausländischer Förderprogramme auf die inländische Produktion ein (s. Kapitel 2.3.2). Bereits vorliegende Ergebnisse wettbewerblicher Ausschreibungen im Ausland widerspiegeln diese Unsicherheit ebenfalls.

Abbildung 19 zeigt den Vergleich der geschätzten Förderhöhe in der Schweiz mit den folgenden bereits vorliegenden Resultaten von Auktionen im Rahmen von ausländischen Wasserstoffförderprogrammen:

- **EU-weite Förderung von Wasserstoffproduktion durch die European Hydrogen Bank:** Hierbei handelt es sich um eine EU-weite Förderung von Wasserstoffproduktion durch eine fixe Prämie pro Einheit Wasserstoff. Die Höhe der fixen Prämie wurde anhand einer wettbewerblichen Ausschreibung festgelegt und lag in der ersten Ausschreibungsrunde bei 0,46 EUR/kg H2 (gewichteter Durchschnitt der bezuschlagten Gebote)[79] was ca. 14 CHF/MWh[80] entspricht.
- **Nationale Förderung von Wasserstoffproduktion in Dänemark:** Hierbei handelt es sich wie die Förderung der Europäischen Hydrogen Bank um eine Förderung auf Basis von fixen Prämien. Die auf Basis einer wettbewerblichen Ausschreibung festgelegte fixe Prämie (gewichteter Durchschnitt der bezuschlagten Gebote) beträgt 0,6 EUR/kg H2[81] was ca. 17 CHF/MWh[82] entspricht.
- **Nationale Förderung von Wasserstoffproduktion in der UK:** Hierbei handelt es sich um eine Förderung zur Beanreizung von Wasserstoffproduktion in der UK anhand von CfDs. Die wettbewerbliche Ausschreibung hat dabei einen Strike Price von ca. 11 EUR/kg H2[83] ergeben. Da der Strike Price allerdings direkt die Erlöse und nicht die Erlöslücke widerspiegeln, muss zum Vergleich mit den anderen Förderprogrammen noch der erwartete Wasserstoffpreis abgezogen. Bei einem angenommenen Wasserstoffpreis von ca. 4,5 EUR/kg H2 ergibt sich eine Erlöslücke von 7 EUR/kg H2 was ca. 183 CHF/MWh[84] entspricht.

Dabei wird ersichtlich, dass die von uns geschätzte notwendige Förderhöhe in der Schweiz innerhalb der im Ausland beobachteten Spannweite an zu fördernden Erlöslücken liegt.

79 Resultate der ersten European Hydrogen Bank Auktion hier verfügbar.

80 Auf Basis eines Wechselkurses von 0,94 EUR/CHF und einem Heizwert von Wasserstoff von 33,3 kWh/kg H2.

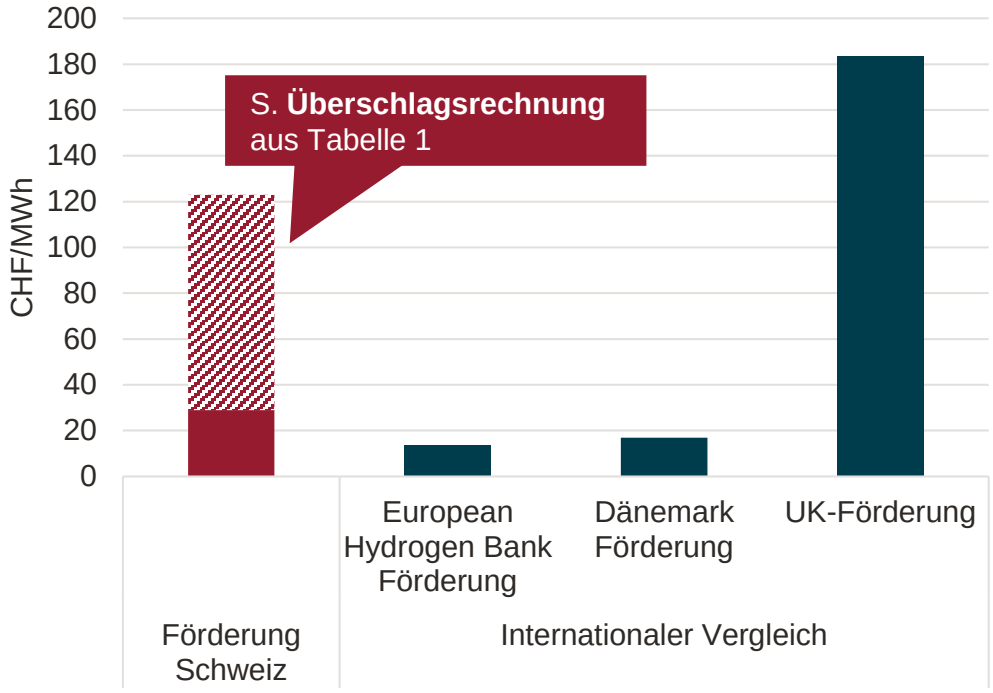
81 Resultate der ersten Auktion in Dänemark hier verfügbar.

82 Auf Basis eines Wechselkurses von 0,94 EUR/CHF und einem Heizwert von Wasserstoff von 33,3 kWh/kg H2.

83 Resultate der ersten Auktion in der UK (HAR1) hier verfügbar.

84 Auf Basis eines Wechselkurses von 0,94 EUR/CHF und einem Heizwert von Wasserstoff von 33,3 kWh/kg H2.

Abbildung 19 Internationaler Vergleich der zu fördernden Erlöslücken der Wasserstoffproduktion



Quelle: Frontier Economics basierend auf Informationen zu EU Hydrogen Bank, Dänemark Förderung, UK-Förderung

Die beobachteten Unterschiede in den zu fördernden Erlöslücken bereits bestehender Förderprogramme könnten verschiedene Ursachen haben, z.B.:

- Die **Wasserstoffproduktionskosten**[85] **sind unterschiedlich,** z.B. aufgrund von unterschiedlichen Strombezugskosten, Skaleneffekten bei unterschiedlicher Projektgrösse[86] oder Unterschiede in den regulatorischen Anforderungen;
- Die **Einschätzungen in Bezug auf die Erlösseite sind unterschiedlich**, z.B. aufgrund von unterschiedlichen Wasserstoffpreisen oder falschen Einschätzungen der Wasserstoffpreise bei Gebotsabgabe im Rahmen von fixen Prämien;
- Die **Gebotsstrategien bei fixen Prämien und CfDs sind unterschiedlich**, z.B. wegen maximaler Gebotshöhen im Rahmen der Ausschreibungen oder der Möglichkeit verschiedene Förderungen zu kumulieren.

85 In der Schweiz werden insb. die regulatorischen Anforderungen an den erneuerbaren Wasserstoff sowie eine potenzielle Befreiung der NNE eine Auswirkung auf die Produktionskosten von Wasserstoff haben.

86 Insbesondere die Projekte in der UK und der EU unterscheiden sich stark in Bezug auf die Projektgrösse. Während in der UK eher kleine Pilotprojekte finanziert werden (rund 10-20 MW Elektrolyseurkapazität), sind die Projekte in der EU zur Wasserstoffherstellung im industriellen Massstab gedacht (Projekte mit bis zu 500 MW Elektrolyseurkapazität).

Insgesamt unterliegt die Höhe der notwendigen Fördermittel zur Beanreizung der Wasserstoffproduktion in der Schweiz derzeit also noch einer relativ grossen Unsicherheit. Diese wird allerdings im Zeitverlauf durch die Festlegung weiterer Rahmenbedingungen sowie der Sammlung von Erfahrungswerten voraussichtlich reduziert werden.

3 Potenzial, Kosten, Finanzierung und Regulierung von Methan- und Wasserstoffspeichern in der Schweiz

In diesem Kapitel untersuchen wir das Potenzial, die Kosten, die Finanzierung und die Regulierung von Methan- und Wasserstoffspeichern in der Schweiz. Dabei behandeln wir konkret die folgenden Themen:

- **Potenziale verschiedener saisonaler Gasspeichertypen:** Im ersten Schritt beleuchten wir die Potenziale der Methan- und Wasserstoff(derivat)speicher in der Schweiz (Kapitel 3.1).
- **Dimensionierung und Kosten saisonaler Speicher:** Anschliessend erläutern wir zentrale Einflussgrössen der Speicherdimensionierung, um dann auf Kostenschätzungen der verschiedenen Speicheroptionen einzugehen (Kapitel 3.2).
- **Finanzierung bzw. Förderung von Methan- und Wasserstoffspeichern:** Danach widmen wir uns der Frage, ob und welche staatliche Unterstützung für den Aufbau von am Markt agierender Speichern erforderlich wäre (Kapitel 3.3).
- **Regulierung von Methan- und Wasserstoffspeichern:** Zuletzt diskutieren wir die Ausgestaltungsoptionen für die regulatorischen Rahmenbedingungen von Speichern und wägen die Vor- und Nachteile dieser Optionen ab (Kapitel 3.4).

Im Zentrum der folgenden Ausführungen stehen am Markt agierende Speicher (auch kommerzielle Speicher genannt), die sowohl grossvolumige Speicher zur saisonalen Speicherung als auch Speicher mit hohen Ein- und Ausspeicherleistungen zur Abdeckung des Spitzenbedarfs umfassen. Diese sind von der staatlich induzierten Vorhaltung von Speicherkapazitäten zum Beispiel in Form einer strategischen Reserve abzugrenzen, welche im Rahmen dieser Studie nicht untersucht werden.

3.1 Potenziale verschiedener saisonaler Gasspeichertypen in der Schweiz

Mangels eigener grösserer Gasspeicher haben Schweizer Gasversorger bisher Erdgasspeicherkapazitäten im Ausland reserviert. Für in Frankreich eingespeichertes Gas wurde die Verfügbarkeit in Krisenzeiten über ein zwischenstaatliches Abkommen abgesichert. In der EU liegt die unterirdische Gasspeicherkapazität bei 1‘100 TWh, wovon sich mit 660 TWh über rund 60 % in den Nachbarländern der Schweiz befinden (BFE 2022)[87]. Diese Gasspeicher bestehen vorwiegend aus den günstigsten Gasspeichertypen wie erschöpften Öl- und Gasvorkommen, Aquiferen und Salzkavernen.

Um Speicher nutzen zu können ist nicht nur das Vorhalten von Energiemengen relevant, sondern es müssen auch die entsprechenden Transportkapazitäten für die Ein- und Ausspeicherung vorhanden sein. Ein saisonaler Gasspeicher in der Schweiz muss an einer

[87] BFE (2022): «Aufbau von Gasspeicherkapazitäten in der Schweiz und alternative Optionen für eine inländische Gasversorgung», hier verfügbar.

Hochdruckleitung angeschlossen sein, also am regionalen oder überregionalen Netz[88]. Da die Nutzung des Untergrunds für Gasspeicher in der Schweiz im Vergleich zum Ausland wenig erforscht ist, wurde 2020/21 die Motion-Fässler zur Erforschung des Untergrundes[89] angenommen. Seit 2023 gibt es eine neue Strategie zur nachhaltigen Nutzung des Untergrundes[90] und im gleichen Jahr bekundete der Bundesrat, dass Geodaten zum Untergrund dem Bund und den Kantonen zugänglich gemacht werden sollen[91].

3.1.1 Methanspeicher

Die kostengünstigsten saisonalen Methanspeicher sind im allgemeinen Aquifere/Porenspeicher und Salzkavernen. In der Schweiz konnten bisher keine konkret geeigneten Standorte für diese unterirdischen Speichertypen identifiziert werden. Röhren und Kugelspeicher existieren aktuell bereits in der Schweiz und werden für den kurzfristigen Ausgleich (i.d.R. Tagesausgleich) verwendet. Sie sind jedoch wie Flüssiggasspeicher (LNG) durch relativ hohe Kosten charakterisiert. Im Bereich grossvolumiger Speicher für den saisonalen Ausgleich besteht in der Schweiz ein gewisses Potenzial für Felskavernen, auch LRC («Lined Rock Cavern») genannt. Dieser Speichertyp ist durch mittlere Kosten charakterisiert und kann in interessanten Grössen im TWh Bereich gebaut werden, indem mehrere Kavernen kombiniert werden. Den aktuellen Stand der Abklärungen zur Realisierbarkeit der verschiedenen Methanspeichertypen in der Schweiz und zu ihren Eigenschaften zeigt Abbildung 20:

- **Porenspeicher:** Potenzialgebiete für Porenspeicher wurden im Rahmen vom Projekt USC-Flex Store[92] identifiziert. In dem Projekt wurden Gesteinsformationen ausfindig gemacht, welche für die Geo-Methanisierung in Frage kommen. Die Grundidee dabei ist, im Untergrund Wasserstoff und Kohlendioxid mithilfe vom Mikroorganismen in Methan zu verwandeln und so einzulagern. Die eingegrenzten Potenzialgebiete kommen nicht nur für die Speicherung von Methan in Frage, sondern potenziell auch für die Speicherung von CO_2 und von Wasserstoff. Aktuell ist ein Pilotprojekt für die CO_2-Einspeicherung beim Bohrplatz Trüllikon-1 der Nagra in Abklärung[93].

- **Salzkavernen:** Es gibt in der Schweiz Salzvorkommen, jedoch sind die Schichten gemäss der bisher öffentlich verfügbaren Daten vergleichsweise dünn und in tiefen Lagen. Dies sind nicht ideale Voraussetzungen für Salzkavernenspeicher, jedoch verfügt China über ähnliche geologische Voraussetzungen und experimentiert zurzeit mit solchen Speichertypen (Pascal Häfliger, 2024)[94]. Gemäss der Kostenschätzung von Olaf Kruck u. a.

88 S. Karte von Swissgas hier.

89 Motion 20.4063 s. hier.

90 Medienmitteilung zur Strategie Untergrund Schweiz s. hier.

91 Medienmitteilung zur Änderung des Bundesgesetzes über die Geoinformation s. hier.

92 Projektbericht hier verfügbar

93 Meldung der Nagra zur Machbarkeitsprüfung s. hier.

94 Pathfnder Lunch-Talk 2024 von Pascal Häfliger: Präsentation und Video

(2013, Tabelle Appendix A)[95] ist eine Salzkaverne unter idealen Bedingungen, welche in der Schweiz jedoch nicht vorliegen, rund sechsmal günstiger als der LRC-Speicher im schwedischen Skallen (vgl. nächster Speichertyp).

- **Felskavernen (Lined Rock Cavern, LRC):** Gemäss Gaznat sind die Voraussetzungen für einen LRC-Speicher aufgrund der Gesteinsformationen in Oberwald im Obergoms gut[96]. Ein kommerzieller LRC-Speicher für Methan ist seit 2004 im schwedischen Skallen in Betrieb und verfügt über eine Kaverne mit einem Arbeitsgasvolumen (working gas) von 139 GWh. Im Vergleich zu den anderen unterirdischen Speichern verfügt ein LRC-Speicher über hohe Ein- und Ausspeicherraten, wodurch vergleichsweise viele jährliche Speicherzyklen erreicht werden können. Vorteilhaft bei LRC-Speichern ist, dass sie wenig Kissengas[97] benötigen, wodurch der Anteil an Arbeitsgas hoch ausfällt. Bei LRC-Speichern ist von mittleren Kosten auszugehen (Kober u.a. (2024)[98]; Kruck u. a. (2013)[99]; Papadias und Ahluwalia (2021)[100]).

- **Flüssiggas (Liquefied Natural Gas, LNG)**: Flüssiggasspeicher könnten potenziell in der Schweiz als grossvolumige Speicher realisiert werden, weisen im Vergleich aber hohe Kosten auf. Insbesondere sind LNG-Speicher auch durch hohe OPEX charakterisiert.

- **Röhren- und Kugelspeicher:** Röhren- und Kugelspeicher verfügen im Vergleich mit den anderen Speichertypen über die geringsten Speichervolumina und die höchsten Kosten und werden in der Praxis nicht als grossvolumige saisonale Speicher konzipiert. Da der grösste Kostentreiber beim Bau dieser Speicher die Stahlmenge ist, bestehen bei der Realisierung auch kaum Skaleneffekte.

95 Kruck, Crotogino, Prelicz, Rudolph (2013): «HyUnder: Overview on all Known Underground Storage Technologies for Hydrogen», hier verfügbar.

96 Gaznat hat bereits 2009 das erste Projekt zu Gasspeichern im Untergrund gestartet. Die Sondierbohrung bei Brévine in der Nähe von Neuenburg wurde jedoch aufgrund von Bedenken wegen dem Grundwasser abgelehnt. In Innertkirchen im Kanton Bern sahen die Bedingungen für einen LRC-Speicher gut aus, jedoch gab es Opposition durch die Kraftwerke Oberhaslis aufgrund eines Wasserkraftprojektes.

97 Kissengas verbleibt immer im Speicher, um den Mindestdruck aufrecht zu erhalten. Das Arbeitsgasvolumen hingegen ist das im Jahresverlauf nutzbare Gasvolumen.

98 Kober, Panos, Wan, McKenna, Fuchs, Demiray, (2024): «Long-term integration of large-scale gas storage in Switzerland», doi:10.55402/psi:63482, hier verfügbar.

99 Kruck, Crotogino, Prelicz, Rudolph (2013): «HyUnder: Overview on all Known Underground Storage Technologies for Hydrogen», hier verfügbar.

100 Papadias, Ahluwalia (2021): «Bulk storage of hydrogen», International Journal of Hydrogen Energy, 46(70):34527–34541, doi:10.1016/j.ijhydene.2021.08.028, hier verfügbar.

Abbildung 20 Speichertypen für Methan in der Schweiz

Speichertyp	Aquifer/ Porenspeicher	Salzkavernen	Felskavernen (Lined Rock Cavern LRC)	Flüssiggas (LNG)	Röhren- und Kugelspeicher
Technische Realisierbarkeit in der Schweiz	Weitere Abklärungen für Porenspeicher erforderlich	Unvorteilhafte dünne Salzschichten in sehr tiefen Lagen. China experimentiert mit ähnlichen Voraussetzungen	Gute Voraussetzungen	Machbar	Machbar
Speichervolumen	Mehrere TWh (~12 TWh)	GWh – TWh (0.7 TWh pro Kaverne)	GWh – TWh (0.3 TWh pro Kaverne)	GWh - TWh	MWh - GWh
Speicherzyklen pro Jahr	1	1 - 4	6 -12	-	-
% Kissengas und Druck / °C	50 % 80 – 100 Bar	30 – 50 % 250 Bar	10 % 230 – 300 Bar	10 % Flüssig bei -162°C	10 %
Lebensdauer	-	Individuell, Salzkriechen von Tiefe abhängig	30	25	20
Kostenvgl. und Skaleneffekte	Tiefe Kosten	Tiefe Kosten	Mittlere Kosten Bau der 2. Kaverne kann 25% günstiger sein als 1. Kaverne	Hohe Kosten Kleine Speicher haben sehr hohe Kosten	Hohe Kosten Kostentreiber primär Stahlmengen

Quelle: Polynomics auf Basis von BFE (2022), Kobel (2024), Pascal Häfliger (2024) und einem Interview mit Gaznat

Hinweis: H_2 anstelle von Methan einzuspeichern erfordert kompatible Materialen. Bei einer Befüllung mit H_2, wird im gleichen Speichervolumen vier bis sechsmal weniger Energie eingelagert.

3.1.2 Wasserstoff- und Wasserstoffderivatspeicher

Zu Speichern für Wasserstoff bestehen grundsätzlich weniger Erfahrungswerte als für Methanspeicher. Aus Abbildung 20 können jedoch grundsätzlich auch Überlegungen zu Wasserstoffspeichern abgeleitet werden. Für grössere Speichermengen ist in der Schweiz auch für Wasserstoff der LRC-Speicher der interessanteste Speichertyp (Ulrich Bünger u. a. 2014, Tabelle 3-1)[101]. Dabei ist zu berücksichtigen, dass Wasserstoff im Vergleich zu Methan eine niedrigere volumetrische und eine höhere gravimetrische Energiedichte aufweist (Johansson u. a. 2018, Abbildung 7)[102]. Wenn die Speichertypen wasserstofftauglich umgerüstet werden, führt dies in Abhängigkeit von Druck und Temperatur dazu, dass im gleichem Speichervolumen eine vier- bis sechsmal kleinere Energiemenge Wasserstoff eingelagert werden kann als bei der Einlagerung von Methan (Olaf Kruck u. a. 2013, Tabelle Appendix A)[103]. Im Umkehrschluss sind die Investitionskosten für die gleiche Energiemenge tendenziell vier- bis sechsmal höher.

Bei LRC-Speichern ist anzunehmen, dass diese grundsätzlich so umgerüstet werden können, dass sie wasserstofffähig sind. Jedoch gibt es dazu keine Erfahrungswerte. In Schweden wurde 2022 der erste LRC-Wasserstoffspeicher in Betrieb genommen, welcher neu gebaut wurde[104]. Dieser Pilotspeicher wurde für ein Speichervolumen von 100 MWh (100 m^3) gebaut, längerfristig soll ein H_2-Speicher mit 100 GWh gebaut werden. Für die längerfristige flüssige Lagerung analog zu LNG-Speichern ist Wasserstoff hingegen nicht geeignet, da diese Lagerungsform Temperaturen von -253 °C erfordert.

Denkbar ist zudem, dass künftig flüssige Wasserstoffderivate wie Methanol oder «Liquid Organic Hydrogen Carriers» (LOHC) in Lagern gehalten werden,[105] da sie unter atmosphärischen Bedingungen[106] in flüssiger Form vorliegen[107]. Diese könnten dann je nach Derivat entweder vergast und ins Gasnetz eingespeist werden, wodurch sie angebotsseitige Flexibilität schaffen. Oder diese Derivate könnten in flüssiger Form direkt bei Anlagen von Gaskunden verwendet werden, wodurch sie nachfrageseitige Flexibilität schaffen und letztlich allen Gaskunden nützen. Letzteres setzt jedoch voraus, dass eine Anzahl grösserer Gaskunden Zweistoffanlagen einsetzt, die einen Wechsel von Gas (Methan oder Wasserstoff) auf einen

101 Bünger, Raksha, Weindorf, Simon, Correas, Crotogino (2014): «HyUnder: Update of Benchmarking of large scale hydrogen underground storage with competing options».

102 Johansson, Spross, Damasceno, Johansson, Stille (2018): «Investigation of research needs regarding the storage of hydrogen gas in lined rock caverns».

103 Kruck, Crotogino, Prelicz, Rudolph (2013): «HyUnder: Overview on all Known Underground Storage Technologies for Hydrogen», hier verfügbar.

104 Informationen zum Projekt HYBRIT von SSAB, LKAB und Vattenfall sind hier verfügbar.

105 Lager für flüssige Energieträger bestehen heute in der Schweiz z.B. in Form von Pflichtlagern für Erdölprodukte. Siehe BWL (2023): «Bericht zur Vorratshaltung 2023», hier verfügbar

106 Dena (2024): «Aufbau und Finanzierung von Wasserstoffspeichern in Deutschland», dena - Deutsche Energie-Agentur GmbH.

107 Ammoniak hingegen ist ungeeignet, da es zur Speicherung in flüssiger Form bei -33°C gelagert werden muss. Zudem ist es giftig mit einer hohen Löslichkeit.

flüssigen Brennstoff (z.B. Methanol) in einem relevanten Ausmass vornehmen können. Gemäss einer Studie von Planair (2020)[108] im Auftrag des BFE könnten bereits in den Tanks am Raffineriestandort Collombey rund 900 GWh in LOHC-Form gespeichert werden.

Exkurs: H_2-Umwidmungen von Salzkavernen und Porenspeichern

Die dena[109] rechnet damit, dass die deutschen Kavernen und Porenspeicher beim Betrieb mit Wasserstoff rund ein Fünftel der Energiemenge im Vergleich zum Methanbetrieb aufnehmen können. Gemäss dena können Kavernenspeicher grundsätzlich umgerüstet werden, bei Porenspeichern ist man noch in der Erprobungsphase und es kann Probleme durch Verunreinigungen geben. Die Umrüstung von Porenspeichern ist aktuell nicht gesichert und muss im Einzelfall geprüft werden. Bei Umwidmungen müssen viele der obertägigen Anlagen wie Verdichter, Ventile, Dichtungen, Aufbereiter komplett ersetzt werden, wobei technische Standards weitgehend noch nicht definiert sind. Die Gasaufbereitung kann zudem potenziell energieintensiv sein. DBI (2022)[110] hat die Umstellungskosten auf Wasserstoff für Poren- und Kavernenspeicher pro Komponente geschätzt. Gemäss INES (2023)[111] kann nicht nur der Neubau sondern auch die Umwidmung eines Speichers Jahre dauern. Die Umwidmungszeit auf Wasserstoff wird für einen Kavernenspeicher oder einen Porenspeicher in Abhängigkeit von den umzustellenden Komponenten auf 6 bis 9 Jahre geschätzt, während der Speicherneubau 10 bis 11 Jahre erfordert.

3.2 Speicherdimensionierung und -kosten

Im Fokus der Analyse zu Speicherdimensionierung und -kosten stehen grosse saisonale Gasspeicher, welche Energie über mehrere Monate einspeichern können. Nachfolgend fassen wie in Unterkapitel 3.2.1 die Einflussgrössen auf die Speicherdimensionierung zusammen ohne die Speicherdimensionierung für die Schweiz zu berechnen. Im darauffolgenden Unterkapitel 3.2.2 zu den Speicherkosten liegt der Fokus auf den Vollkosten der Einspeicherung von Methan, die Kosten der Speicherung von Wasserstoff und seinen Derivaten werden grob überschlagen.

108 De Block, Mosca, Perret, Cazaban, Mallet, Vantou-rout (2021) : «LOHC-CH – Studie zur Umnutzung des Raffineriestandorts Collombey Möglichkeit der Nutzung von Wasserstoff in Form von liquid organic hydrogen carriers (LOHC)», BFE, s. hier.

109 Dena (2024): «Aufbau und Finanzierung von Wasserstoffspeichern in Deutschland», dena - Deutsche Energie-Agentur GmbH.

110 DBI (2022): «Wasserstoff speichern – soviel ist sicher, Transformationspfade für Gasspeicher», DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH.

111 INES (2023): «Positionspapier: Vorschläge für einen Marktrahmen zur Entwicklung von Wasserstoffspeichern», INES - Initiative Energien Speichern e.V.

3.2.1 Einflussgrössen auf die Speicherdimensionierung

Aufgrund der vielen und interagierenden Einflussfaktoren bei der Speicherdimensionierung sowie den Speicherkosten von Gasen wie Methan und Wasserstoff inkl. dessen Derivate ist die Komplexität in diesem Thema erheblich. Zentrale Annahmen und Entwicklungen, die für die Speicherdimensionierung relevant sind, sind für die Schweiz aktuell unklar. Der Speicherbedarf hängt von nationalen und internationalen Rahmenbedingungen, Szenarien zu Angebot, Nachfrage, Handel und Transport ab, vgl. Kapitel 1. Diese werden wiederum vom technischen Fortschritt und der Entwicklung von Kostenkurven getrieben. Da Gasspeicher bzw. Speicher für flüssige Wasserstoffderivate nicht isoliert im Energiesystem stehen, ist die Entwicklung dieser Einflussgrössen nicht nur bezogen auf Methan und Wasserstoff, sondern auch auf andere Energieträger relevant. Auch die Zugriffsmöglichkeiten und deren konkrete Ausgestaltung auf ausländische Speicher ist für die Dimensionierung von Speichern im Inland relevant. Neben diesen Faktoren beeinflusst auch der Zweck der Gasspeicherung die Anforderungen an die Dimensionierung verschiedener Speichertypen: Bei der Nutzung von Speichern zur kurzfristigen Glättung von Spitzenlasen entstehen andere Ansprüche als für bei der Nutzung für die Versorgungssicherheit. Im Zuge der Dekarbonisierung der Energiewirtschaft, bestehen bezüglich Entwicklung und Wirkung dieser Einflussfaktoren grosse Unsicherheiten.

Gasspeicher bieten angebotsseitige Flexibilitäten. Inwiefern diese im Energiesystem benötigt werden, hängt auch von der Verfügbarkeit von nachfrageseitigen Flexibilitäten ab. Diese Flexibilitäten können über einen oder mehrerer Energieträger betrachtet werden. Da in der Schweiz bisher keine grossen Speichervolumina verfügbar sind, besteht traditionell die Besonderheit, dass einige grosse Gasbezüger bei Bedarf von Gas auf andere Energieträger (bisher meist Öl) umstellen können (sogenannte Zweistoffkunden) und damit nachfrageseitige Flexibilitäten bereitstellen. Um Aussagen zur Speicherdimensionierung zu treffen, müssten grundsätzlich auch die Möglichkeiten und Systemkosten nachfrageseitiger Flexibilitäten[112] analysiert werden sowie die Möglichkeiten, Gas im Ausland zu speichern.[113]

Da unklar ist, welchen Beitrag (erneuerbare) Gase, darunter Wasserstoff, sowie flüssige Wasserstoffderivate zukünftig im Energiesystem leisten werden, können ohne eine umfassende Systemmodellierung keine Aussagen zum Speicherbedarf und damit zur Speicherdimensionierung getroffen werden. Dies gilt auch für eine Differenzierung des Speicherbedarfs für Gase und flüssige Wasserstoffderivate. Eine Abschätzung des Speicherbedarfs ist daher aufgrund der Komplexität nicht Bestandteil dieser Studie.

112 Werden für Zweistoffkunden z.B. Wasserstoffderivate als alternativen Flüssigbrennstoff vorgesehn, sind z.B. auch Umwandlungsverluste und die Kosten der zweistofffähigen Anlagen sowie Kosten für die Speicherung der flüssigen Derivate.

113 Dies vor allem aus kommerziellen Gründen, um den im Winter teureren Gasbezug zu reduzieren. Die Zweistoffkunden wurden aber 2022 auch ins Versorgungskonzept zur Gasmangellage aufgenommen (vgl. Faktenblatt zur Gasmangellage vom 20.07.2022) Der Bund hat entschieden, diese Zweistoffanlagen künftig nicht finanziell fördern. Vgl. Medienmitteilung «Keine finanzielle Hilfe für Zweistoffanlagen» vom 31.10.2024

3.2.2 Speicherkosten

Nachfolgend schätzen wir zuerst die Kosten eines saisonalen Methanspeichers anhand eines Beispiels mit einem Arbeitsgasvolumen von 1,5 TWh, für das wir auf vorhandene Berechnungen zurückgreifen können. Auf Basis der Energieperspektiven 2050+ und dem aktuellen Anteil der Spitzenlastmonate dürfte dies den Gasbedarf im Jahr 2050 für mindestens 2 Wochen decken.[114] Im Anschluss gehen wir auf Aspekte und Kosten von Wasserstoffspeichern sowie von Wasserstoffderivaten ein.

Kosten Methanspeicher

Um 1,5 TWh Methan in der Schweiz einzuspeichern, kommen Röhren- und Kugelspeicher technisch und preislich nicht in Frage. Aquifer/Porenspeicher und Salzkavernen wären als Saisonspeicher sehr geeignet und günstig, gemäss dem öffentlich verfügbaren Wissensstand ist aktuell jedoch nicht bekannt, wo aufgrund der geologischen Bedingungen ein solcher Speichertyp in der Schweiz im Inland realisiert werden könnte.[115] LNG-Speicher erfordern hohe Investitionen und die fixen jährlichen Betriebskosten sind vergleichsweise hoch. Die Voraussetzungen für einen LRC-Speicher bei Oberwald sind intakt, wobei weitere Detailabklärungen erforderlich sind. Gemäss der Gaznat-Fallstudie von Kober u.a. (2024)[116] könnten mit vier Kavernen nach Abzug des Kissengases ca. 1,43 TWh bewirtschaftet werden. Die Investitionskosten schätzen die Autoren auf 291 CHF/MWh. Die Kostenschätzung in der Gaznat-Fallstudie ist mit derjenigen für den Speicher in Skallen (in Schweden) vergleichbar[117], welche im

---

114 Der Methanverbrauch lag in der Schweiz in den letzten Jahren in einer Grössenordnung von 30 TWh pro Jahr. Zur Spitzenzeit im Winter werden rund 5 TWh pro Monat verbraucht, also rund ein Sechstel des Jahresverbrauches. Gemäss dem Szenario «Zero Basis» der Energieperspektiven 2050+ des Bundes (BFE 2020) beträgt im Jahr 2050 der Endenergieverbrauch von Erdgas 1,6 TWh und von Biogas 12 TWh, also insgesamt 13,6 TWh. Zusätzlich werden 4,3 TWh Wasserstoff verbraucht. Der Gasverbrauch beträgt somit insgesamt 17,9 TWh im Jahr 2050. Falls bei einem künftigen Gasverbrauch von rund 18 TWh wie bisher ein Sechstel in einem Spitzenmonat anfällt, entspricht der Verbrauch in einem Wintermonat zukünftig rund 3 TWh/Monat oder 1.5 TWh in zwei Wochen.

115 Nebst den geologischen Bedingungen sind auch die politische Akzeptanz erforderlich. Gegenüber Einspeicherungen im tiefen Untergrund könnte es Sicherheitsbedenken geben.

116 Kober, Panos, Wan, McKenna, Fuchs, Demiray, (2024): «Long-term integration of large-scale gas storage in Switzerland», doi:10.55402/psi:63482, hier verfügbar.

117 In der Gaznat-Fallstudie wird mit Kosten von 291 CHF/MWh bei einem Arbeitsgasvolumen von 1’430 GWh gerechnet, was Investitionen von 416 Mio. CHF entspricht. Gemäss Auskunft von Gaznat wurde in einer groben Kostenschätzung durch externe Ingenieure 2014 für die erste Kaverne Investitionskosten von 120 Mio. CHF geschätzt und für die zweite Kaverne 90 Mio. CHF. Die zweite Kaverne ist günstiger, da Land bereits für die erste Kaverne gekauft wird, die Anlagen zur Erschliessung des Speichers gebaut sind und die Studien- und Begleitkosten tiefer ausfallen. Unter der Annahme, dass die dritte und vierte Kaverne zwischen 90 und 120 Mio. CHF kosten, resultieren Gesamtkosten für vier Kavernen zwischen 390 und 450 Mio. CHF zu 2014 Preisen. Die möglichen Bandbreiten passen somit mit der Gaznat-Fallstudie zusammen. Die Kostenschätzung für den LRC-Speicher in Skallen aus dem Jahr 2013 beträgt 194.2 €/MWh, was zum damaligen Wechselkurs von 1.25 CHF/€ rund 243 CHF/MWh entspricht. Der Bau von LRC-Speichern ist arbeitsintensiv, daher benutzen wir zur zeitlichen Indexierung die Entwicklung der Tiefbaukosten, welche zwischen 2013 und 2023 eine Teuerung von 14 Prozent aufweisen. Dadurch erhält man für Skallen Kosten von 267 CHF/MWh, welche 8 Prozent unter der Gaznat-Fallstudie liegen und somit vergleichbar sind. Dabei gilt zu beachten, dass die zugrundeliegenden Kostenschätzungen mit Unsicherheiten behaftet sind. Zudem haben wir hier vereinfachend die Kosten in zwei Ländern anhand des Wechselkurses im Jahr 2013 verglichen, obwohl die Erstellung eines LRC-Speichers tiefbauintensiv ist, und Tiefbau kein handelbares Gut sondern eine lokale Dienstleistung ist.

Projekt-HyUnder durch Kruck u. a. (2013, Tabelle Appendix A)[118] vorgenommen wurde. Hinsichtlich der Skaleneffekte beim Bau von mehreren Kavernen bestehen jedoch grössere Unsicherheiten[119].

Abbildung 21 vergleicht die jährlichen Kosten für einen LRC- und einen LNG-Speicher mit 1,5 TWh im Inland[120] mit der Nutzung eines Speichers von 1,5 TWh im Ausland auf der Basis der Gaznat-Fallstudie von Kober u.a. (2024)[121]. Auf Basis der Investitionskosten und der Lebensdauer haben wir Kapitalkosten als Annuität bei einem WACC von 4 %[122] berechnet und diese als «CHF/MWh/a CAPEX» ausgewiesen. Um die jährlich fixen Gesamtkosten (fixe TOTEX) zu erhalten, addieren wir zu den jährlichen CAPEX die jährlichen fixen Betriebskosten (OPEX)[123]. Pro Speicheroption weisen wir dann die jährlichen Kosten für die Einspeicherung von 1,5 TWh in Mio. CHF aus. Daraus geht hervor, dass der LRC-Speicher mit jährlichen Vollkosten von 29,2 Mio. CHF deutlich günstiger ist als der LNG-Speicher mit 49,5 Mio. CHF. Die Einspeicherung im Ausland ist jedoch mit jährlichen 5,4 bis 12,2 Mio. CHF inkl. Entry-Exit Entgelt für den Transport zum Grenzübergabepunkt deutlich günstiger.[124] Der Zugriff auf Speicher ausserhalb des Schweizer Staatsgebiets ist tendenziell jedoch mit grösseren Unsicherheiten behaftet als bei inländischen Speichern.

Um 3 TWh statt 1,5 TWh einzuspeichern, was den Gasbedarf während mindestens 4 Wochen decken würde, verdoppeln sich prinzipiell die jährlichen Kosten in Abbildung 21, da ein zweiter Speicher gebaut werden müsste. Jedoch ist aktuell ungewiss, ob und an welchem Standort für einen zweiten LRC-Speicher geologisch geeignete Voraussetzungen sowie die erforderliche politische Akzeptanz vorliegen. Bei einem Speichervolumen von 0,75 TWh, was den Gasbedarf für mindestens eine Woche decken würde, ist hingegen maximal mit einer Halbierung

118 Kruck, Crotogino, Prelicz, Rudolph (2013): «HyUnder: Overview on all Known Underground Storage Technologies for Hydrogen», hier verfügbar.

119 Papadias und Ahluwalia (2021) haben versucht die Kosten in Abhängigkeit der Grösse für Wasserstoffspeicher zu modellieren, jedoch gibt es gemäss Auskunft von Pascal Häfliger offene ungeklärte Fragen in dem Papier hinsichtlich der Modellierung der Skaleneffekte. Papadias, Ahluwalia (2021): «Bulk storage of hydrogen», International Journal of Hydrogen Energy, 46(70):34527–34541, doi:10.1016/j.ijhydene.2021.08.028, hier verfügbar.

120 Zu Vergleichszwecken haben wir den LRC-Speicher mit einem Arbeitsgasvolumen von 1,43 TWh um 5 Prozent auf 1,5 TWh hochskaliert.

121 Kober, Panos, Wan, McKenna, Fuchs, Demiray, (2024): «Long-term integration of large-scale gas storage in Switzerland», doi:10.55402/psi:63482, hier verfügbar.

122 Der adäquate WACC ist abhängig vom Kontext wie der Risikoverteilung. Ein WACC für marktliche Aktivitäten wird höher angesetzt als ein WACC bei einer Abnahme und der dementsprechenden Finanzierungsgarantie über die Lebensdauer der Anlage. Zur Illustration der Kostensensitivität aufgrund der Höhe des WACC wird hier ergänzend angefügt, dass die jährlichen Kosten beim LRC-Speicher bei 3 Prozent 26.3 Mio. CHF und bei 5% 32.4 Mio. CHF betragen.

123 Die fixen Betriebskosten bestehen aus Arbeitskosten, Instandhaltungskosten der Anlage / Wartung, Verbrauchsmaterial, Betriebsgebühren/Steuern und Versicherungskosten. Die Kosten für das Kissengas sind nicht enthalten.

124 Bei den Kosten für die Einspeicherung in Nachbarsländern orientieren wir uns an der Gaznat-Fallstudie von Kober u.a. (2024), welche für den Zugriff auf ausländische Speicherkapazitäten Speicherkosten inkl. Entry-Exit Entgelt zwischen 3,6 CHF/MWh und 8,1 CHF/MWh herleiten. Da die Kosten für die Buchung von ausländischen Speicherkapazitäten und den entsprechenden Pipeline-Transportkapazitäten auch von der Wettbewerbssituation auf diesen Märkten abhängen, wird auf diese Kostenbandbreite abgestellt.

der Kosten in Abbildung 21 zu rechnen, da bspw. beim Bau von zwei Kavernen anstelle von vier Kavernen mögliche Skaleneffekte wegfallen.

Abbildung 21 Speicherkosten von Methan im Quervergleich

		LRC-Speicher	LNG-Speicher	Speicherung Ausland**
Speichervolumen	TWh	1,5	1,5	1,5
Lebensdauer	Jahre	30	25	
Investitionen	Mio. CHF	437	500	
Investitionen pro Speichervolumen	CHF/MWh	291	333	
Bestandteile der jährlichen Kosten pro MWh Speichervolumen				
Kapitalkosten CAPEX *	CHF/MWh/a	16,8	21,3	
Fixe Betriebskosten OPEX	CHF/MWh/a	2,7	11,7	
Gesamtkosten TOTEX	CHF/MWh/a	19,5	33,0	3,6 – 8,1
Jährliche Gesamtkosten für 1,5 TWh Speichervolumen				
Gesamtkosten	Mio. CHF/a	29,2	49,5	5,4 – 12,15

Quelle: *Polynomics auf Basis der Gaznat-Fallstudie von Kober u.a. (2024)*

Hinweis: **Annuität mit einem Zinssatz von 4% gerechnet.*
***Inkl. Entry-Exit Entgelt*

Andere Untergrundspeicher wie Aquifer, Porenspeicher oder Salzkavernen wären potenziell deutlich günstiger als LRC-Speicher, jedoch sind bisher keine Potenziale für konkrete Projekte bekannt.

Kosten Wasserstoff- und Wasserstoffderivatspeicher

Wie in Unterkapitel 3.1 ausgeführt, kann bei der Nutzung von Wasserstoff anstelle von Methan vier- bis sechsmal weniger Energie eingespeichert werden, wodurch die Kosten pro Energieeinheit um diese Faktoren höher ausfallen. Zudem müssten bei einer Umwidmung viele der oberirdischen Anlagen neu gebaut werden. [125]

Beim Bau des ersten LRC-Speichers für Wasserstoff im schwedischen Luleå wurde 2021 rund 33,1 Mio. CHF aufgewendet[126], wobei der Speicher nur 100 MWh fasst. Daraus ergeben sich spezifische Investitionskosten von 331'000 CHF/MWh. Die Investitionskosten für den LRC-Pilotspeicher für Wasserstoff sind somit mehr als tausendmal höher als diejenigen in der Gaznat-Fallstudie für den LRC-Methanspeicher. Jedoch ist zu beachten, dass es sich beim LRC-Wasserstoffspeicher in Schweden um eine Pilotanlage mit Forschungscharakter handelt und der Speicher sehr klein und somit teuer dimensioniert wurde. Die Unsicherheiten bei der Kostenbezifferung sind somit sehr gross für einen wasserstofffähigen LRC-Speicher in der Schweiz. In einer groben Schätzung ist mit mindestens fünfmal mehr Kosten zu rechnen,

125 Für die deutschen Salzkavernen und Porenspeichern rechnet die dena (2024) in «Aufbau und Finanzierung von Wasserstoffspeichern in Deutschland» mit einem Fünftel der bisher eingespeicherten Energie. Die dena hat auch geschätzt, dass die Umwidmung einer Salzkaverne hinsichtlich der spezifischen Investitionskosten pro Energieeinheit rund sechsmal günstiger ist als deren Neubau. Hingegen sind die spezifischen Investitionskosten bei der Umwidmung eines Porenspeichers 2,5 mal so hoch wie bei einem Salzkavernenspeicher.

126 331 Mio SEK wurden durch die Projektpartner sowie die schwedische Energieagentur aufgewendet, wobei der Speicher nur 100 MWh fasst. Informationen zum Projekt HYBRIT von SSAB, LKAB und Vattenfall sind hier verfügbar

wodurch die Investitionen pro Speichervolumen mindestens 1‘455 CHF/MWh H_2 betragen. Wenn beim Wasserstoffbetrieb fünfmal weniger Energie pro Speichervolumen eingelagert werden kann, müssten für die Einspeicherung von 1,5 TWh jedoch nicht vier sondern 20 Kavernen gebaut werden. Ob dies möglich wäre, wäre zu prüfen. Daher sollte die Option der Speicherung von Wasserstoffderivaten eingehender geprüft werden. So sind beispielsweise LOHC und Methanol günstig zu transportieren und zu speichern, jedoch sorgen die Umwandlungsverluste von Wasserstoff zu LOHC und dann die Rückvergasung zu Wasserstoff für erhebliche Mehrkosten.

3.3 Finanzierung bzw. Förderung von Methan- und Wasserstoffspeichern

Nachdem wir in den vorangegangenen Kapiteln die Potenziale und Kosten von Methan- und Wasserstoffspeichern untersucht haben, widmen wir uns in diesem Unterkapitel der Frage, ob und welche staatliche Unterstützung für den Aufbau von am Markt agierenden Speichern erforderlich wäre, falls ein gewisses Speichervolumen im Inland erreicht werden soll. Dazu erläutern wir zunächst die wesentlichen Investitionsbarrieren für unterschiedliche Speichertypen (Kapitel 3.3.1). Anschliessend stellen wir mögliche Instrumente zur Überwindung dieser Hürden vor (Kapitel 3.3.2) und bewerten deren Eignung zur Förderung von Speicherinvestitionen aus Sicht der Investoren und des Bundes (Kapitel 3.3.3). Zuletzt nehmen wir eine Einschätzung vor, welche Finanzierungsquellen zur Förderung von Speicherkapazitäten möglich bzw. geeignet sein könnten (Kapitel 3.3.4).

Fokus der nachfolgenden Überlegung liegt wiederum auf der Finanzierung und Förderung von am Markt agierenden Speichern. Bei einer strategischen Vorhaltung von Speicherkapazitäten wären ggf. anderweitige Fragestellungen zu berücksichtigen, welche nicht Inhalt der folgenden Ausführungen sind.

3.3.1 Bestehende Investitionsbarrieren verschiedener Speicherarten

Als Ausgangspunkt für die Beurteilung der Notwendigkeit einer staatlichen Unterstützung für den Aufbau von marktlichen Speichern dient die Untersuchung bestehender Investitionsbarrieren für verschiedene Speicherarten. Die von uns identifizierten Investitionsbarrieren in Speicherkapazitäten lassen sich in die drei Kategorien Erlösrisiko, Erlöslücke und Rahmenbedingungen einteilen, welche im Folgenden näher erläutert werden. Wir diskutieren dabei jeweils inwieweit Methan- und Wasserstoffspeicher von diesen Barrieren betroffen sind. Abbildung 22 fasst unsere Einschätzung zusammen.[127]

[127] Prinzipiell sind sowohl grossvolumige Speicher zur saisonalen Speicherung als auch Speicher mit hohen Ein- und Ausspeicherleistungen zur Abdeckung des Spitzenbedarfs von den Investitionsbarrieren betroffen. Jedoch steigt insbesondere das Erlösrisiko mit höheren Investitionssummen bei grösseren Speichern tendenziell. Auch da kleinere Speicher schneller voll ausgelastet sind, ist hier das Erlösrisiko geringer.

Erlösrisiko

Die erste Kategorie an Investitionsbarrieren in Speicher ist das erhebliche Erlösrisiko. In diese Kategorie fallen Faktoren, welche zu einer hohen Unsicherheit von Speicherbetreibern führen und somit Investitionen hemmen. Diese Kategorie umfasst folgende konkrete Investitionsbarrieren:

- **Herausforderungen bei geringer Speichernutzung:** Die Wasserstoffwirtschaft in Europa und der Schweiz befindet sich noch im Aufbau. Aufgrund der langen Vorlaufszeiten von Wasserstoffspeichern[128], müssen Investitionen erfolgen lange bevor sich der Bedarf nach Wasserstoffspeichern im Markt zeigt. Da die Speicherkapazitäten durch die anfangs erwartete geringe Auslastung direkt nach Inbetriebnahme oft noch nicht kostendeckend betrieben werden können, stehen Betreiber vor der Herausforderung, in dieser Phase ihre Kosten zu decken und zugleich wettbewerbsfähige Entgelte anzubieten. Auch Erdgasspeicherbetreiber sehen sich aufgrund erwartbar rückläufiger Nachfrage nach Erdgas und entsprechend nach der Speicherung von Erdgas ähnlichen Herausforderungen gegenüber. Ohne anderweitige Kompensation könnten kostendeckende Entgelte in der Wasserstoffhochlaufphase bzw. Erdgasrücklaufphase prohibitiv hoch ausfallen.[129]
- **Hohe kommerzielle Risiken durch Unsicherheit der zukünftigen Nachfrage:** Noch gravierender als die Möglichkeit temporärer Unterauslastungen ist die Unsicherheit über die zukünftige Marktentwicklung, die erhebliche kommerzielle Risiken für Speicherbetreiber birgt. Besonders im Wasserstoffmarkt fehlt es derzeit sowohl an einem wettbewerbsfähigen Angebot als auch an relevanter Nachfrage. Wann und in welchem Umfang sich diese Faktoren entwickeln und wie sie die Nachfrage nach Speicherlösungen beeinflussen, hängt von zahlreichen Variablen ab – insbesondere von politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen, wie Produktionsförderungen und nachfrageseitigen Massnahmen. Potenzielle Investoren in Wasserstoffspeicher stehen somit vor erheblichen Risiken in Bezug auf die Nachfrageentwicklung und die damit verbundene Wirtschaftlichkeit ihrer Speicheranlage. Diese Risiken sind bei Erdgasspeichern weniger ausgeprägt, da die Marktentwicklung im Erdgasbereich deutlich stabiler und berechenbarer ist als im Wasserstoffsektor. Allerdings erfordert das Ziel von Netto-Null-Emissionen bis 2050 langfristig die Stilllegung von Erdgasspeichern. Ob und in welchem Umfang diese Speicher wirtschaftlich zu Wasserstoffspeicher umgerüstet werden können ist derzeit noch unklar. Technische und ökonomische Unsicherheiten prägen die Zukunftsfähigkeit einer solchen Umstellung und führen zu einem hohen Erlösrisiko von Erdgasspeicherbetreiber.
- **Koordinationsproblem entlang der Wertschöpfungskette:** Eine weitere Herausforderung spezifisch für einen hochlaufenden Markt wie den Wasserstoffmarkt ist die Koordination der Investitionen entlang der Wertschöpfungskette. Auf der einen Seite zögern Investoren, in die Produktion und Infrastruktur von Wasserstoff zu investieren, solange

128 Die Vorlaufszeit für einen Speicherneubau liegt bei ca. 10 bis 11 Jahre und für eine Umwidmung (in Abhängigkeit von den umzustellenden Komponenten) bei ca. 6 bis 9 Jahren. Basierend auf INES (2023): «Positionspapier – Vorschläge für einen Marktrahmen zur Entwicklung von Wasserstoffspeichern», hier verfügbar.

129 Eine Zwischenfinanzierung über den privaten Kapitalmarkt ist zudem aufgrund der hohen Unsicherheit im Hinblick auf die zukünftige Marktentwicklung für Speicherbetreiber herausfordernd.

keine ausreichende Nachfrage besteht. Andererseits sind potenzielle Abnehmer zurückhaltend, ihre Systeme auf Wasserstoff umzustellen, solange die Verfügbarkeit und Kosteneffizienz nicht gesichert ist («*Henne-Ei-Problematik*»). Daraus resultiert ein erhebliches Investitionsrisiko für Wasserstoffspeicherbetreiber, welches Investitionen hemmen kann. Bei Erdgasspeichern kann die Unsicherheit über die zukünftige Entwicklung des Verbrauchs von Erdgas und der Erdgasnetze ebenfalls investitionshemmend wirken.

Erlöslücke

Die zweite Kategorie an Investitionsbarrieren bezieht sich auf eine erwartete Erlöslücke von Speicherbetreibern. In diese Kategorie fallen Investitionsbarrieren, welche dazu führen, dass die erwarteten Erlöse nicht zur Deckung der erwarteten Kosten ausreichen. Vor solchen Herausforderungen stehen Erdgasspeicher aber insbesondere auch Wasserstoffspeicher, da es sich dabei um eine neue und bislang wenig etablierte Technologie handelt. Konkret fassen wir die folgenden Investitionsbarrieren unter diese Kategorie:

- **Initial hohe Kosten neuer Technologien und «learning spillovers»:** Investoren und Unternehmen, die früh in Wasserstoffspeichertechnologien investieren, sind häufig mit erheblichen Kosten konfrontiert, da der Technologiereifegrad noch gering und der Markt unerprobt ist. Hinzu kommt die Herausforderung der «learning spillovers»: Die positiven Effekte, die durch das Lernen und die Optimierung der Technologie im Zeitverlauf entstehen, wie beispielsweise Kostendegressionen durch industrielle Skalierung, kommen nicht ausschliesslich den frühen Investoren zugute («Nicht-Exklusivität» von Lerneffekten). Stattdessen profitieren auch später in den Markt eintretende Akteure, die auf die bereits erlernten Effizienzvorteile aufbauen können, ohne selbst die hohen Anfangsinvestitionen getragen zu haben («second-mover advantage»). Dies hemmt Investitionen in die noch junge Wasserstoffspeichertechnologie und erschwert den Aufbau der notwendigen Wasserstoffspeicherkapazitäten.
- **Begrenzte Marktfähigkeit von Wertedimensionen:** Die begrenzte Marktfähigkeit der Wertedimensionen von Wasserstoffspeichern stellen eine zusätzliche Hürde dar. Obwohl Wasserstoffspeicher für das Energiesystem wertvolle Dienste leisten – etwa durch die Reduktion von Treibhausgasemissionen, indem sie Überschüsse aus erneuerbaren Energien aufnehmen und so Abregelungen vermeiden – führt dieser systemische Nutzen nicht automatisch zu Erlösen für die Betreiber. Vielmehr hängen die wirtschaftlichen Vorteile für Speicherbetreiber stark von politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen ab. Solange diese Rahmenbedingungen unklar oder unzureichend entwickelt sind, werden Investitionen in Wasserstoffspeichertechnologien gehemmt.

Rahmenbedingungen

Die dritte Kategorie an Investitionsbarrieren bezieht sich auf die von der Regulierung und Administration gesetzten Rahmenbedingungen für Speicherbetreiber. Darunter fallen die folgenden Investitionsbarrieren:

- **Unsicherheit in Bezug auf Rahmenbedingungen:** Die Unsicherheit in Bezug auf regulatorische Rahmenbedingungen erschwert die Investitionsentscheidung für Speicherbetreiber erheblich. Unklare Vorgaben bezüglich Speicherzugang, Tarifierung und Förderregelungen führen zu einem erhöhten Investitionsrisiko, da Betreiber die langfristigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ihrer Speicherprojekte nur schwer einschätzen können. Diese Unsicherheiten wirken sich negativ auf die Planungssicherheit aus und bremsen notwendige Investitionen, da potenzielle Betreiber befürchten, dass unvorteilhafte Regulierungen oder Änderungen in der Tarifierung ihre Rentabilität beeinträchtigen könnten. Die fehlende Klarheit und Stabilität der Rahmenbedingungen stellt somit eine weitere Investitionsbarriere für Speicherbetreiber dar. Da in der Schweiz derzeit weder für Methan- noch für Wasserstoffspeicher eine Entscheidung im Hinblick auf die Regulatorik getroffen wurde, sind von dieser Investitionsbarriere prinzipiell beide Energieträger betroffen.
- **Komplexe und langwierige Genehmigungsverfahren:** Komplexe und langwierige Genehmigungsverfahren stellen eine weitere Herausforderung insbesondere für den Aufbau von Wasserstoffspeichern dar. Da standardisierte und erprobte Zulassungsprozesse für diese noch junge Technologie oft fehlen, sind die Genehmigungswege häufig kompliziert und wenig transparent. Die fehlende Standardisierung führt zu Verzögerungen und Unsicherheiten im Inbetriebnahmeprozess, da Speicherbetreiber mit unvorhersehbaren Wartezeiten und zusätzlichen bürokratischen Hürden rechnen müssen. Diese Unsicherheiten können die Projektkosten deutlich erhöhen und erschweren es den Betreibern, den Bau und die Inbetriebnahme neuer Speicheranlagen verlässlich zu planen.

Nicht alle Speicherbetreiber sind gleichermassen von den genannten Investitionsbarrieren betroffen. Abbildung 22 gibt einen Überblick darüber, welche Speicherarten (Erdgas- bzw. Wasserstoffspeicher) von den jeweiligen Barrieren betroffen sind.

Abbildung 22 Übersicht der Investitionsbarrieren in Speicher und betroffene Speicherarten

	Barriere	Methanspeicher	Wasserstoff(derivat)-speicher
Erlösrisiko	Herausforderungen bei geringer Speichernutzung	Betroffen aufgrund des rückläufigen Erdgas-Marktes	Betroffen aufgrund des hochlaufenden H2-Marktes
	Hohe kommerzielle Risiken durch Unsicherheit der zukünftigen Nachfrage	Betroffen, da unklar inwiefern eine Umrüstung zu H2-Speicher möglich ist	Betroffen, da Marktentwicklung sehr unsicherer und abhängig von politischen und regulato-rischen Rahmenbedingungen ist
	Koordinationsproblem entlang der Wertschöpfungskette	Betroffen, da Unsicherheit über zukünftige Entwicklung von Verbrauch und Netze besteht	Betroffen aufgrund des hochlaufenden H2-Marktes
Erlöslücke	Initial hohe Kosten neuer Technologien und „learning spillovers“	Weniger betroffen, da CH4-Speichertechnologie zumindest im Ausland bereits etabliert ist	Betroffen, da H2 eine neue Technologie ist
	Begrenzte Marktfähigkeit von Wertedimensionen	Betroffen, aber in geringerem Masse (z.B. beim Beitrag zur Versorgungssicherheit)	Betroffen
Rahmen-bedingungen	Unsicherheit in Bezug auf Rahmenbedingungen	Betroffen (aber stärkere Anhalts-punkte aus internationalem Kontext als bei H2)	Betroffen
	Komplexe und langwierige Genehmigungsverfahren	Weniger betroffen, da auf Auslandserfahrung zurückgegriffen werden	Betroffen

Quelle: Frontier Economics

Insgesamt bestehen derzeit sowohl für Methan- als auch für Wasserstoffspeicher Investitionsbarrieren. Für Wasserstoffspeicher bestehen jedoch tendenziell mehr Investitionsbarrieren als für Methanspeicher, da deren Betreiber noch zusätzliche substanzielle Herausforderungen durch die unerprobte Technologie und begrenzte Erfahrungswerte aus dem Ausland überwinden müssen.

3.3.2 Mögliche Instrumente zur Überwindung der Investitionsbarrieren

Zur Überwindung dieser Investitionsbarrieren kommen verschiedene Instrumente in Frage. Auf Basis bereits existierender bzw. diskutierter Förder- oder Finanzierungsinstrumente für Speicher oder andere Energieinfrastrukturen in der Schweiz und im Ausland leiten wir eine Übersicht dieser möglichen Instrumente her (Abbildung 23). Dabei gleichen einige der aufgeführten Instrumente zur Förderung oder Finanzierung von Speichern denen, die wir zur Finanzierung der Wasserstoffproduktion diskutiert haben (siehe Investitionsförderungen,

Betriebskostenbeiträge in Form von fixen Prämien oder preisbasierten CfDs sowie die Senkung der NNE in Kapitel 2.12). Allerdings betrachten wir hier auch erlösbasierte CfDs und das Amortisationskonto als zusätzliche Instrumente zur Förderung von Speichern, da sie in anderen Ländern konkret zur Förderung von Wasserstoffspeichern bzw. Wasserstoffnetzen diskutiert werden.

Abbildung 23 Mögliche Instrumente zur Förderung oder Finanzierung von Speichern

Instrument	Beschreibung	Beispiele
Investitionsförderungen	▪ **Pauschale Fördersumme,** die **unabhängig von der Betriebsweise** als Anteil der Investitionskosten ausgezahlt werden **(CAPEX-Förderung)**	▪ IPCEI Förderungen (EU)
Fixe Prämien	▪ **Über Vertragslaufzeit fixierte Prämie**, welche **in Auktionen festgelegt** und **pro Einheit erbrachter Leistung** ausgezahlt wird	▪ Fixe Prämie für H2-Produktion der Hydrogen Bank (EU)
Preisbasierte CfDs	▪ Instrument garantiert die **Erstattung der Differenz** zwischen einem **Referenzpreis und dem am Markt erzielbaren Preis** (pro Einheit erbrachter Leistung)	▪ Gleitende Marktprämie Strom (CH/DE)
Erlösbasierte CfDs	▪ Instrument garantiert die **Erstattung der Differenz** zwischen **festgelegten Referenzerlösen und dem am Markt erzielbaren Erlös**	▪ Vorschlag H2-Speicher (GB/DE)
Amortisationsverfahren	▪ **Zeitliche Entkopplung** der regulatorisch festgelegten **Entgelte von den Betreiberkosten** durch **Ausgleich der Differenz zwischen Erlösen und Kosten** über **Amortisationskonto** sowie **subsidiäre staatliche Absicherung** möglichen Fehlbetrags am Laufzeitende (abzgl. Selbstbehalt)	▪ Finanzierung Kernnetz (DE)
Senkung der Netzentgelte	▪ Beitrag zur **Schliessung der Erlöslücke** durch Reduktion der laufenden Betriebskosten ▪ **Verschiedene Ausgestaltungsmöglichkeiten** (z.B. 50%/70%/100% Rabatte beim Netzzugang)	▪ Reduktion Netzentgelte für netzdienliche Speicher (CH)

Quelle: Frontier Economics
Hinweis: CfD = Contract for Difference, CAPEX = Capital Expenditures

Nachfolgend erläutern wir die sechs von uns näher untersuchten Instrumente:

- **Investitionsförderungen:** Investitionsförderungen können nicht nur wie in Kapitel 2 zur Förderung von Wasserstoffproduktion genutzt werden, sondern prinzipiell für alle Arten von Infrastrukturen mit hohen Investitionskosten. Demnach sind sie auch ein mögliches Instrument zur Förderung von Speichern. Durch die Förderung (eines Teils) der Investitionskosten reduzieren sich die vom Investor zu tragenden Investitionskosten, und somit die über Speicherentgelte zu amortisierenden Kapitalkosten (CAPEX-Förderung).
- **Fixe Prämien:** Bei den fixen Prämien handelt es sich um eine Förderung, welche pro Einheit erbrachter Leistung ausgezahlt wird. Bei Methan- und Wasserstoffspeichern könnten dies vermarktete Speicherkapazitäten sein. Der Einsatz von fixen Prämien zur

Förderung von Speichern ähnelt dem möglichen Einsatz von fixen Prämien zur Förderung der Wasserstoffproduktion (s. Kapitel 2). Ein Beispiel für den Einsatz von fixen Prämien ist die Förderung der Wasserstoffproduktion der EU Hydrogen Bank.

- **Preisbasierte CfDs:** Im Rahmen von preisbasierten CfDs wird, wie in Kapitel 2.1.1 bei der Förderung der Wasserstoffproduktion beschrieben, die Erstattung der Differenz zwischen einem (administrativ oder per Ausschreibung) festgelegtem Preis und dem tatsächlich erzielten Preis pro Leistungseinheit durch die verantwortliche Behörde garantiert. Dabei handelt es sich um eine mengenabhängige Förderung, welche pro Einheit erbrachter Speicherleistung[130] ausgezahlt wird. Dieser Mechanismus wird bei der Förderung von erneuerbarem Strom in der Schweiz sowie in verschiedenen EU-Ländern angewandt.
- **Erlösbasierte CfDs:** Die erlösbasierten CfDs folgen der gleichen Logik wie die preisbasierten CfDs, wobei die Bezugsgrösse nicht der Preis sondern der Erlös von Speicherbetreibern ist. Erlösbasierte CfDs sind Instrumente, die über eine festgelegte Vertragsdauer (z.B. 15 Jahre) jährlich die Differenz zwischen vordefinierten Referenzerlösen (die unabhängig von der tatsächlichen Absatzmenge als Proxy der Vollkosten festgelegt werden) und dem am Markt erzielbaren Erlös ausgleichen. Um Investitionen zu fördern, werden die Referenzerlöse so angesetzt, dass sie die (anteiligen) Vollkosten[131] von Speicherbetreibern decken. Auf diese Weise schliessen die CfDs die Lücke zwischen den Kosten der Speicherbetreiber und der Zahlungsbereitschaft der Kunden. In einigen Modellen sind Rückzahlungen an den Geldgeber vorgesehen, falls die Markterlöse die Referenzerlöse überschreiten.[132] Unterschiedliche Formen dieser erlösbasierten CfDs werden bereits als Fördermechanismen für Wasserstoffspeicher diskutiert, wie etwa die von der britischen Regierung vorgeschlagene Erlösuntergrenze für Wasserstoffspeicher[133] oder der Förderansatz von INES in Deutschland[134].
- **Amortisationsverfahren**: Das Amortisationsverfahren ist das Finanzierungsinstrument des deutschen Wasserstoffkernnetzes.[135] Es ermöglicht eine zeitliche Entkopplung der regulatorisch festgelegten Entgelte von den Betreiberkosten. Aufgrund anfänglich geringer Nachfrage und Auslastung werden die erwarteten Erlöse zunächst unter den kalkulatorischen Kosten der Betreiber liegen. In dieser Phase wird die Differenz zwischen

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

131 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.

132 Bei einer vollständigen Rückführung in Höhe der Differenz zwischen Markterlösen und Referenzerlösen spricht man von einer «symmetrischen» Gestaltung. In diesem Fall wird die Differenz zwischen den tatsächlichen Erlösen und den Referenzerlösen stets vollständig ausgeglichen oder abgeschöpft, unabhängig davon, ob die tatsächlichen Erlöse unter- oder oberhalb der Referenzerlöse liegen. Eine «asymmetrische» Gestaltung würde dagegen bedeuten, dass entweder bei tatsächlichen Erlösen unterhalb der Referenzerlöse nicht die gesamte Differenz ausgeglichen oder bei tatsächlichen Erlösen oberhalb der Referenzerlöse nicht die gesamte Differenz abgeschöpft wird.

133 Department for Energy Security & Net Zero (2023): «Hydrogen transport and storage infrastructure: minded to positions», hier verfügbar.

134 INES (2023): «Vorschläge für einen Marktrahmen zur Entwicklung von Wasserstoffspeichern», hier verfügbar.

135 Bundesnetzagentur (2024): «Festlegung WANDA», hier verfügbar.

Erlösen und Kosten durch eine staatlich gestützte Stelle erstattet und einem kollektiven Amortisationskonto für alle Netzbetreiber zugeordnet. Mit dem erfolgreichen Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft wird erwartet, dass die Erlöse der Netzbetreiber in Zukunft ihre Kosten übersteigen. Diese Differenzen werden dann dem Amortisationskonto gutgeschrieben, wodurch das anfängliche Defizit schrittweise ausgeglichen wird. Falls es aufgrund mangelnden Markthochlaufs am Ende der Laufzeit zu einem Fehlbetrag im Amortisationskonto kommt, tritt eine subsidiäre staatliche Absicherung in Kraft. Allerdings tragen die Investoren einen Teil des Risikos durch einen Selbstbehalt selbst. Ein ähnliches Konzept könnte auch für die Finanzierung von Speichern umgesetzt werden. Besonders für Wasserstoffspeicher könnte eine solche Finanzierung sinnvoll sein, da auch sie vor der Herausforderung stehen, sich in einer wachsenden Wasserstoffwirtschaft zu etablieren.

- **Senkung der NNE:** Dieses Instrument reduziert die laufenden Betriebskosten von Speicherbetreibern und trägt damit zur Schliessung der Erlöslücke bei. Ähnlich wie bei der Förderung der Wasserstoffproduktion kann das Instrument auch zur Förderung von Speichern unterschiedlich ausgestaltet werden. Bei Methanspeichern wird die Befreiung der NNE insbesondere im Kontext von Doppelzahlungen diskutiert. Ohne eine Befreiung müssen Speichernutzer nämlich möglicherweise die NNE doppelt bezahlen, einmal beim Einspeichern und einmal beim späteren Ausspeichern, wodurch sich ihre Zahlungsbereitschaft für das Speicherprodukt reduziert.

3.3.3 Eignung der Instrumente zur Überwindung der Investitionsbarrieren

Nach der Übersicht möglicher Instrumente zur Überwindung von Investitionsbarrieren in Methan- und Wasserstoffspeichern nehmen wir in diesem Kapitel eine Einschätzung ihrer Eignung für diesen Zweck vor. Dabei unterscheiden wir zwischen der Sicht der Investoren und der Sicht des Bundes. Unsere Analyse erfolgt bewusst auf einer höheren Flugebene als die detaillierte Bewertung der Instrumente zur Förderung der Wasserstoffproduktion, da die bisherigen Überlegungen zum Aufbau von Speicherkapazitäten in der Schweiz noch weniger weit entwickelt sind.

Eignung der Instrumente zum Aufbau von Speichern aus Investorensicht

Wie in Kapitel 3.3.1 beschrieben, lassen sich die bestehenden Investitionsbarrieren bei Methan- und Wasserstoffspeichern in die drei Kategorien Erlöslücke, Erlösrisiko und Rahmenbedingungen unterteilen. Um die Eignung der Instrumente zur Überwindung dieser Barrieren aus Sicht der Investoren zu bewerten, prüfen wir ihren Beitrag zur Verringerung der Erlöslücke und des Erlösrisikos. Die Investitionsbarrieren im Bereich der Rahmenbedingungen sind dagegen voraussichtlich eher durch regulatorische oder anderweitige Massnahmen zu adressieren und daher für die Bewertung der Eignung von Förder- oder Finanzierungsinstrumenten weniger relevant.

Unsere Bewertung der Instrumente zur Förderung bzw. Finanzierung von Speicherkapazitäten aus Sicht der Investoren zeigt:

- **Erlösbasierte CfDs** sowie das **Amortisationsverfahren** adressieren sowohl die Erlöslücke als auch das Erlösrisiko von Speicherbetreibern und sind deshalb voraussichtlich am besten für die Förderung- bzw. Finanzierung von Speichern geeignet.[136] Die Erlöslücke wird bei diesen Instrumenten adressiert indem Speicherbetreiber zusätzliche Erlöse erhalten, falls ihre tatsächlich Erlöse kleiner als kostenbasierte Referenzerlöse sind. Das Erlösrisiko, bestehend aus einem Preis- und einem Mengenrisiko wird durch die Instrumente ebenfalls reduziert, da den Speicherbetreibern Erlöse in Höhe der Referenzerlöse, unabhängig von der abgesetzten Menge (hier kontrahierte Speicherkapazität) und dem dafür angesetzten Preis, zugesichert werden.
- **Investitionsförderungen** eignen sich zu einem gewissen Grad für die Förderung von Speicherkapazitäten. Sie adressieren die Erlöslücke, indem Speicherbetreiber (einen Teil) ihre(r) Investitionskosten erstattet bekommen. Insbesondere handelt es sich bei den Investitionsförderungen um das einzige der betrachteten Instrumente, bei dem die Auszahlung der Förderung bereits zu Beginn der Inbetriebnahme (oder teilweise schon in der Konstruktionsphase) erfolgt. Bei allen anderen Instrumenten müssen die angehenden Betreiber ihr Anfangskapital am Kapitalmarkt beschaffen. Im Gegensatz dazu adressieren die Investitionsförderungen die Erlösrisiken nur indirekt, indem sie die Höhe der Investitionskosten und damit die Kapitalkosten reduzieren, welche über Markterlöse gedeckt werden müssen. Für die durch die Investitionsförderung nicht-gedeckten Kosten sind Speicherbetreiber allerdings weiterhin den vollen Erlösrisiken ausgesetzt, wodurch Investitionen in Speicherkapazität aufgrund der hohen Marktunsicherheit dennoch gehemmt werden können.
- Die **Reduktion der NNE** ist ähnlich wie bei der Förderung von Wasserstoffproduktion ggf. als begleitendes Instrument geeignet, da sie die Nutzungskosten für Speichernutzer reduziert, und so deren Zahlungsbereitschaft für Speicherbuchungen, und damit letztlich die Erlöse für Speicherbetreiber, erhöht. Falls die Speicher netzdienlich sind (also zu einer Verringerung der Netzkosten beitragen) wäre eine Senkung oder Befreiung der NNE verursachungsgerecht[137] und könnte zur volkswirtschaftlichen Effizienz beitragen. Dafür müsste allerdings geprüft werden, inwiefern die Speicher netzdienlich verortet sind bzw. netzdienlich betrieben werden.
- **Preisbasierte CfDs** sowie **fixe Prämien** sind aufgrund ihrer Mengenabhängigkeit nur bedingt zur Finanzierung oder Förderung von Speicherkapazitäten geeignet. Sie adressieren zwar durch zusätzliche Erlöse pro Einheit erbrachter Leistung (z.B. vermarktete Speicherkapazität) die Erlöslücke, sind aber aufgrund des verbleibenden Erlösrisikos voraussichtlich nicht effektiv genug bei der Überwindung der Investitionsbarrieren. Insbesondere adressieren diese Instrumente nicht das Mengenrisiko von Speicherbetreibern, also das Risiko nur geringe Anteile der Speicherkapazität vermarkten zu können, welches aufgrund der hohen Kapitalkosten von Speichern besonders relevant ist (anders als bei

136 Zur Finanzierung von Speichern könnte auch eine Kombination beider Mechanismen umgesetzt werden, siehe dazu Frontier Economics' Empfehlung zu einem Finanzierungsmechanismus für Wasserstoffspeicher in Deutschland, hier verfügbar.

137 Verursachungsgerechtigkeit bzw. das Verursachungsprinzip besagt, dass Kosten, Aufwendungen und Erlöse denjenigen Aktivitäten zugerechnet werden sollten, die für ihre Entstehung verantwortlich sind.

der H2-Produktion, bei der die variablen Kosten der Strombeschaffung den Hauptteil der Kosten ausmachen).

Unsere Bewertung der Instrumente sowie unsere Einschätzung derer Eignung zur Überwindung der Investitionsbarrieren von Speicherbetreibern aus Sicht der Investoren sind in Abbildung 24 zusammengefasst.

Abbildung 24 Übersicht der Eignung möglicher Förder- bzw. Finanzierungsinstrumente von Speichern zur Überwindung von Investitionsbarrieren aus Sicht der Investoren

Instrument	1 Reduktion Erlöslücke	2 Reduktion Erlösrisiko		Eignung Instrument
		Reduktion Preisrisiko	Reduktion Mengenrisiko	
Erlösbasierte CfDs	**Ja**, zusätzliche Erlöse bei Erlös kleiner als Kosten	**Ja**, durch Ausgleich der Differenz zwischen tatsächlichen Erlösen und Referenzerlösen	**Ja**, aufgrund mengen-unabhängiger Förderung	👍
Amortisations-verfahren	**Ja**, zusätzliche Erlöse bei Erlös kleiner als Kosten	**Ja**, durch Ausgleich der Differenz zwischen tatsächlichen Erlösen und Referenzerlösen	**Ja**, aufgrund mengen-unabhängiger Förderung	👍
Investitions-förderungen	**Ja**, zusätzliche Erlöse in Form einer pauschalen Fördersumme	**Indirekt ja**, da nur der mögliche Restbetrag der Investitionssumme durch Markterlöse gedeckt werden muss		👎
Preisbasierte CfDs	**Ja**, zusätzliche Erlöse pro nachgefragte Einheit bei Preis kleiner als Referenzpreis	**Ja**, durch Ausgleich der Differenz zwischen tatsächlichem Preis und Referenzpreis	**Nein**, aufgrund mengenabhängiger Förderung	👎
Fixe Prämien	**Ja**, zusätzliche Erlöse pro nachgefragte Einheit	**Nein**, da Preisänderungen durch das Instrument unbeeinflusst bleiben	**Nein**, aufgrund mengenabhängiger Förderung	👎
Senkung der Netzentgelte	**Indirekt**, über Senkung der Nutzungskosten für Speichernutzer	**Nein**, da Preisänderungen durch das Instrument unbeeinflusst bleiben	**Nein**, aufgrund mengenabhängiger Senkung der Kosten	👎 / 👎

Quelle: Frontier Economics

Eignung der Instrumente zum Aufbau von Speichern aus Sicht des Bundes

Wenn die Schweiz Methan- oder Wasserstoffspeicher im Inland aufbauen möchte, wird es zur Überwindung der bestehenden Investitionsbarrieren voraussichtlich notwendig sein, ein Finanzierungs- oder Förderinstrument umzusetzen. Neben der Beanreizung des Aufbaus der gewünschten Speicherkapazitäten geht es aus Sicht des Bundes auch darum, welche Risiken und Kosten dafür auf Bundesseite in Kauf genommen werden müssen. Insbesondere sollte

der Bund bei der Wahl des Förder- bzw. Finanzierungsinstruments neben der Fähigkeit zur Erreichung der gesetzten Speicherziele folgende Faktoren berücksichtigen:

- **Risikoübernahme durch den Bund:** Während eine gewisse Übernahme von Risiken durch den Bund voraussichtlich notwendig ist, um die Investitionsbarrieren zu überwinden, muss der Bund sorgfältig abwägen, welche und wie viele Risiken er für den Aufbau von Speichern übernehmen kann bzw. möchte. Eine hohe Risikoübernahme durch den Bund spiegelt sich normalerweise in niedrigen Risiken für Investoren wider, wodurch die Überwindung der Investitionsbarrieren und damit auch die Erreichung der gesetzten Speicherziele wahrscheinlicher wird. Gleichzeitig geht die Übernahme von Risiken mit Kosten für den Bund einher. So muss der Bund die Investoren bei der Übernahme des Preisrisikos für Abweichungen im erwarteten Preis für die Buchung von Speicherleistungen und bei der Übernahme des Mengenrisikos für Abweichungen in der erwarteten Menge gebuchter Speicherleistungen kompensieren. Die betrachteten Instrumente unterscheiden sich im Hinblick auf die Risikoübernahme des Bundes:
  - Übernahme des Preis- und Mengenrisikos durch den Bund: Bei den erlösbasierten CfDs und dem Amortisationsverfahren übernimmt der Bund sowohl das Preis- als auch das Mengenrisiko, indem er Speicherbetreiber einen gewissen Erlös (zusammengesetzt aus Preis und Menge vermarkteter Speicherleistung) garantiert.
  - Übernahme des Preis- aber nicht des Mengenrisikos: Bei den preisbasierten CfDs übernimmt der Bund das Preisrisiko, indem er die Investoren im Rahmen der CfDs für Unterschiede in den Preisen für Speicherleistungen kompensiert. Das Mengenrisiko verbleibt bei den preisbasierten CfDs allerdings beim Investor, da dieser keine Kompensation für Abweichungen in der Speicherauslastung erhält.
  - Keine Übernahme des Preis- oder Mengenrisikos: Im Gegensatz dazu erfolgt bei den Investitionsförderungen, den fixen Prämien sowie der Senkung der Netzentgelte weder eine Preis- noch eine Mengenrisikoübernahme durch den Bund. Investoren müssen dementsprechend Abweichungen im erwarteten Preis oder der erwarteten Menge an vermarkteter Speicherleistung selbst tragen.
- **Kosteneffizienz beim Aufbau der gewünschten Speicherkapazitäten**: Neben der Übernahme von Risiken spielt bei der Wahl des Instruments aus Sicht des Bundes auch die Kosteneffizienz des Speicheraufbaus in der Schweiz eine Rolle. Insbesondere geht es für den Bund darum, ob der gewünschte Aufbau von Speicherkapazitäten auf die kostengünstigste Art und Weise geschieht, sodass nicht mehr finanzielle Mittel verwendet werden, als tatsächlich notwendig sind. Dafür gibt es zwei zentrale Hebel:
  - Kosteneffizienz bei der Wahl der Projekte durch eine wettbewerbliche Ausschreibung: In einem ersten Schritt geht es bei der Kosteneffizienz darum, jene Speicherprojekte zu fördern, welche die gewünschte Speicherkapazität oder -leistung am günstigsten erbringen können. Dafür eignet sich eine Wahl der zu fördernden Speicherprojekte anhand einer wettbewerblichen Ausschreibung, bei welcher jene Projekte gewählt werden, welche voraussichtlich die niedrigsten Bereitstellungskosten haben. Die meisten der betrachteten Förder- bzw. Finanzierungsinstrumente lassen sich mit einer wettbewerblichen Ausschreibung zur Wahl der Projekte umsetzen und

sind damit bei der Wahl der Projekte kosteneffizient, sofern mit einer hinreichenden Wettbewerbsintensität zu rechnen ist. Lediglich das Amortisationsverfahren und die Senkung der Netzentgelte sind nicht direkt mit einer wettbewerblichen Ausschreibung verknüpfbar. Das aus der Finanzierung des Wasserstoffkernnetzes bekannte Amortisationsverfahren basiert von der Idee her auf einer kollektiven Planung des Wasserstoffnetzes durch bestehende Erdgasnetzbetreiber, sodass hier keine primäre Auswahl der kostengünstigsten Projekte anhand einer Ausschreibung erfolgt. Das Amortisationsverfahren lässt sich allerdings auch mit den erlösbasierten CfDs verknüpfen, sodass durch gezielte Anpassungen und eine Übertragung auf die Finanzierung von Speichern anstatt Netzen auch eine wettbewerbliche Ausschreibung zur Wahl der kostengünstigsten Projekte in Frage kommt.[138] Bei der Senkung der Netzentgelte gilt für die Kosteneffizienz wiederum eine ähnliche Abwägung wie bei der Förderung der Wasserstoffproduktion (s. Unterkapitel 2.1.3). Eine Senkung der Netzentgelte wäre aus volkswirtschaftlicher Sicht kosteneffizient, falls die Speicher netzdienlich sind und die Senkung der Netzentgelte somit verursachungsgerecht ist.

- Berücksichtigung eines Rückführmechanismus zur Verhinderung von Überförderung: Der zweite Hebel für die Kosteneffizienz der Instrumente ist die Anwendung eines Rückführmechanismus zur Verhinderung von Überförderung. Der Rückführmechanismus sorgt dafür, dass die ausgewählten Projektbetreiber durch die Finanzierung bzw. die Förderung auch tatsächlich nur so viel finanzielle Unterstützung erhalten, wie sie für den Aufbau und den Betrieb der Speicher benötigen. In anderen Worten sollen für die ausgewählten Investoren keine Mitnahmeeffekte entstehen. Auch in dieser Hinsicht unterscheiden sich die verschiedenen Instrumente: erlös- und preisbasierte CfDs sowie das Amortisationsverfahren verfügen bei einer symmetrischen Ausgestaltung der Differenzkontrakte[139] automatisch über einen Rückführmechanismus und verhindern somit die Überförderung der ausgewählten Speicherbetreiber. Im Gegensatz dazu gibt es bei den Investitionsförderungen, den fixen Prämien oder der Senkung der Netzentgelte keinen Mechanismus, der überschüssige finanzielle Mittel an den Geldgeber zurückführt, sodass eine mögliche Überförderung nicht ausgeschlossen werden kann.

- **Administrativer Aufwand bei der Umsetzung:** Auch der administrative Aufwand, der bei der Umsetzung des Instruments entsteht, spielt für den Bund bei der Wahl des Instruments eine Rolle. Dieser Aufwand ist z.B. bei Investitionsförderungen tendenziell gering, da es sich lediglich um einen einmaligen administrativen Aufwand bei der anfänglichen Wahl der Projekte handelt. Die erlös- und preisbasierten CfDs, das Amortisationsverfahren sowie die fixen Prämien erfordern im Gegensatz dazu, nach der initialen Wahl der Projekte, regelmässige Zahlungen an die ausgewählten Projekte. Im Fall von erlös- und

138 Ein Finanzierungsmechanismus, der die Eigenschaften der erlösbasierten CfDs und des Amortisationsverfahren für die Finanzierung von Speichern kombiniert, haben wir uns in der Studie «Ein Finanzierungsmechanismus für Wasserstoffspeicher» angeschaut (hier verfügbar).

139 Bei einer symmetrischen Ausgestaltung erfolgt neben einer Kompensation der Betreiber bei tatsächlichen Erlösen bzw. Preisen unter dem Referenzwert auch eine Abschöpfung der Differenz bei Erlösen bzw. Preisen oberhalb des Referenzwerts.

preisbasierten CfDs sowie dem Amortisationsverfahren kommen neben den regelmässigen Zahlungen noch die Festlegung der Referenzwerte sowie die Ermittlung der Zahlungshohe als Differenz zwischen tatsächlichen Preisen bzw. Erlösen und dem Referenzwert hinzu. Der administrative Aufwand von NNE-Senkungen hängt insbesondere von deren Umsetzung ab. Werden die NNE einheitlich für alle Speicher gesenkt, beschränkt sich der administrative Aufwand der Umsetzung auf eine einmalige Einführung einer Senkung von NNE für Wasserstoffspeicher. Sollen die NNE-Senkungen allerdings verursachergerecht sein und lediglich für netzdienliche Speicher Anwendung finden, müsste für jeden Speicher geprüft werden, inwiefern er netzdienlich verortet bzw. betrieben wird. Eine solche Prüfung ginge wiederum mit einem signifikantem administrativen Aufwand einher.

- **Anreizkompatibilität bei der Vermarktung bzw. dem Betrieb der Speicher:** Nicht zuletzt spielt für den Bund bei der Wahl des Finanzierungs- bzw. Förderinstruments auch die Anreizkompatibilität zwischen den Interessen des Bundes und der Betreiber eine Rolle. Idealerweise sollte das Instrument den Betreibern einen Anreiz geben, die erbauten Speicher effizient zu betreiben bzw. zu vermarkten. Ein solcher Anreiz entsteht, wenn die Betreiber selbst von einem effizienten Betrieb bzw. einer effizienten Vermarktung profitieren. Dies ist bei Investitionsförderungen, fixen Prämien und der Senkung der Netzentgelte unmittelbar der Fall, da mögliche Effizienzgewinne automatisch bei den Betreibern verbleiben. Im Gegensatz dazu profitieren Betreiber bei den preisbasierten CfDs von einem effizienten Betrieb bzw. einer effizienten Vermarktung vor allem, wenn dadurch die vermarktete Menge und somit auch die Erlöse der Betreiber steigen. Wirken sich mögliche Effizienzsteigerungen lediglich auf den Preis aus, werden diese durch die preisbasierten Differenzkontrakte nicht unbedingt beanreizt.[140] Bei den erlösbasierten CfDs und dem Amortisationsverfahren gibt es aufgrund der Kompensation auf Erlösbasis keinen unmittelbaren Anreiz für einen effizienten Betrieb bzw. eine effiziente Vermarktung. Allerdings kann durch die Berücksichtigung einer sogenannten Anreizkomponente, bei der Betreiber einen Teil ihrer erwirtschafteten Vermarktungserlöse einbehalten dürfen, dennoch ein zielgerichteter Anreiz zum effizienten Betrieb bzw. zur effizienten Vermarktung gesetzt werden.

Diese zusätzlichen Überlegungen aus Sicht des Bundes werden in Abbildung 25 zusammengefasst.

[140] Je nach Ausgestaltung der preisbasierten CfDs könnte auch ein Anreiz für preisbezogene Effizienzsteigerungen vorhanden sein, z.B. wenn der CfD die Differenz zwischen dem Strike Preis und dem Preis einer Referenzanlage (im Gegensatz zum tatsächlichen Preis) ausgleicht.

Abbildung 25 Übersicht der Vor- und Nachteile der betrachteten Finanzierungs- bzw. Förderinstrumente für den Aufbau von Speichern aus Sicht des Bundes

Instrument	Risiko für Bund	Kosteneffizienz: Wahl der Projekte	Kosteneffizienz: Rückführmechanismus	Aufwand der Umsetzung	Anreizkompatibilität
Erlösbasierte CfDs	👎	👍	👍	👌	👌
Amortisationsverfahren	👎	👎	👍	👌	👌
Investitionsförderungen	👍	👍	👎	👍	👍
Preisbasierte CfDs	👌	👍	👍	👌	👌
Fixe Prämien	👍	👍	👎	👌	👍
Senkung der Netzentgelte	👍	👌	👎	👍 / 👎	👍

Bewertungslegende: 👍 Gut; 👌 Mittel; 👎 Schlecht

Quelle: Frontier Economics

Insgesamt lässt sich feststellen, dass alle Instrumente unterschiedliche Vor- und Nachteile haben. Es kommt somit vor allem darauf an, worin der Bund seine Prioritäten bei der Wahl des Finanzierungs- bzw. Förderinstruments legen möchte.

3.3.4 Auswahl der Finanzierungsquelle zur Förderung bzw. Finanzierung von Methan- und Wasserstoffspeichern

Aufgrund der derzeit bestehenden Investitionsbarrieren für Speicherbetreiber werden für den Aufbau von Speichern voraussichtlich öffentliche Mittel benötigt werden. Bei einer reinen Finanzierung der Speicher über Speicherentgelte könnten diese für die Speichernutzer prohibitiv hoch ausfallen, wodurch wiederum die Nachfrage nach Speichern gehemmt werden würde. Das BFE hat im Oktober 2022 bereits eine erste Einschätzung zur Umsetzbarkeit der Nutzung öffentlicher Gelder aus verschiedenen Finanzierungsquellen für den Aufbau von Gasspeicherkapazitäten in der Schweiz vorgenommen.[141] Ergänzend dazu nehmen wir in diesem Unterkapitel eine Abwägung der Wahl der Finanzierungsquelle aus ökonomischer Sicht vor, wobei wir uns insbesondere auf die entstehenden Verteilungseffekte fokussieren. Eine abschliessende Einschätzung zur Eignung verschiedener Finanzierungsquellen kann allerdings vor

[141] BFE (2022): «Aufbau von Gasspeicherkapazitäten in der Schweiz und alternative Optionen für eine inländische Gasversorgung», Kapitel 6.3, hier verfügbar.

dem Hintergrund einer bisher noch nicht vorhandenen Speicherstrategie bzw. -zielen in der Schweiz nicht vorgenommen werden. Zudem wäre vor einer Anwendung der jeweiligen Finanzierungs- oder Förderinstrumente sowie der möglichen Finanzierungsquellen, die rechtliche Umsetzbarkeit in der Schweiz zu prüfen.

Aus ökonomischer Sicht geht es bei der Wahl der Finanzierungsquelle vor allem darum, wer für die Finanzierung der Kosten zum Aufbau von Speicherkapazitäten aufkommen soll. Der «Kreis der Geldgeber» kann dabei unterschiedlich eng oder breit definiert werden, wobei sich folgender Trade-off ergibt: **Je enger der Kreis der Geldgeber**, desto…

- …**höher ist die Verursachergerechtigkeit.** Im Fall einer Speicherfinanzierung bedeutet Verursachergerechtigkeit, dass jene Akteure für die Kosten zum Aufbau der Speicherkapazitäten aufkommen, welche die Kosten verursachen und vom Aufbau der Speicherkapazitäten profitieren (in diesem Fall also die Speicherbetreiber bzw. die Speichernutzer). Hierbei ist anzumerken, dass Verursachergerechtigkeit bei Speicherkapazitäten ggf. auch weiter als nur Speicherbetreiber bzw. -nutzer zu fassen wäre, da Speicher z.B. durch ihren Beitrag zur Versorgungssicherheit auch einen Mehrwert stiften, der über die direkten Speichernutzer herausgeht.
- …**höher die potenziellen negativen Effekte auf den Kreis der Geldgeber**, da wenige Akteure die Gesamtheit der Kosten tragen müssen. Entstehen durch die Finanzierung z.B. substanziell höhere Kosten für Speichernutzer, könnte das die Nachfrage nach Speichern reduzieren und zum Ausbleiben der Investitionen in Speicherkapazitäten führen (siehe Ausführungen zur Erlöslücke in Kapitel 3.3.1).

Abbildung 26 zeigt eine Auswahl möglicher Geldgeber sowie die Einordnung der jeweiligen Breite des betroffenen Geldgeberkreises.

Abbildung 26 Übersicht verschiedener Finanzierungsquellen für den Aufbau von Speicherkapazitäten

Sinkender Kreis der Geldgeber

Geldgeber	Beschreibung
Bundeskasse	Finanzierung über **Gesamtheit der Steuerzahler**
Energieverbraucher	Finanzierung über gezielte **Steuer oder Abgabe an Energieverbraucher** (verschieden breit gefasst z.B. über CO2-Abgabe, fossile Mineralölsteuer)
Gasverbraucher	Finanzierung über gezielte **Steuer oder Abgabe an Gasverbraucher** (Erdgas + Wasserstoff) z.B. über Netzentgelte
Erdgas- und H2-Verbraucher separat	Finanzierung von Erdgasspeichern über gezielte **Steuer oder Abgabe an Erdgasverbraucher** und Finanzierung von H2-Speichern über gezielte **Steuer oder Abgabe an H2-Verbrauchern**
Speichernutzer	Finanzierung über gezielte **Steuer oder Abgabe an Speichernutzer** (Erdgas + Wasserstoff)
Erdgas- und H2-Speichernutzer separat	Finanzierung von Erdgasspeichern über gezielte **Steuer oder Abgabe an Erdgasspeichernutzer** und Finanzierung von H2-Speichern über gezielte **Steuer oder Abgabe an H2-Speichernutzern**
Speicherbetreiber	Ohne Förderung verbleibt die Finanzierung der Speicher bei den **jeweiligen Speicherbetreibern**

Quelle: Frontier Economics

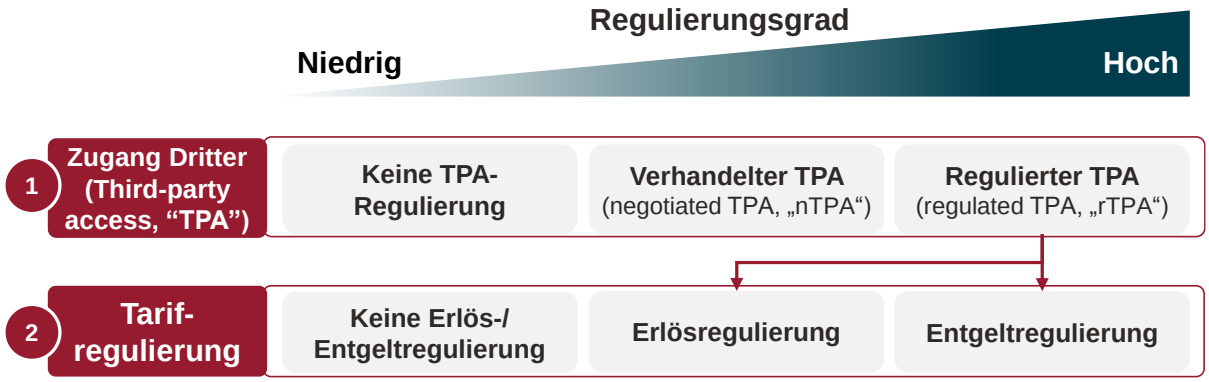
Hinweis: Bei den angeführten Finanzierungsquellen handelt es sich um mögliche Quellen für die Finanzierung, die über die Speicherentgelte hinweg erforderlich für den Aufbau von Speicherkapazitäten sind.

3.4 Regulierung von Methan- und Wasserstoffspeichern

Um einen effizienten Aufbau von Speicherkapazitäten in der Schweiz zu gewährleisten, müssen neben der Wahl eines Förder- oder Finanzierungsinstruments auch die regulatorischen Rahmenbedingungen festgelegt werden. In diesem Unterkapitel diskutieren wir die Ausgestaltungsoptionen sowie die Vor- und Nachteile von zwei zentralen Aspekten der Speicherregulierung: der Zugang Dritter (engl. Third-Party Access, «TPA») sowie die Tarifregulierung von Speichern. Die Diskussion in diesem Unterkapitel ist wiederum auf die Regulierung von am Markt agierender Speicher (sowohl saisonale Speicher als auch Speicher mit hoher Ein- und Ausspeicherleistungen zur Abdeckung des Spitzenbedarfs) ausgerichtet. Die Organisation bzw. Regulierung einer allfälligen strategischen Vorhaltung von Speichern bedarf separater Überlegungen, welche nicht Inhalt dieser Studie sind.

Abbildung 27 gibt einen Überblick über die Ausgestaltungsmöglichkeiten der beiden betrachteten Aspekte der Speicherregulierung. Die Ausgestaltungsvarianten sind dabei in aufsteigender Reihenfolge ihres Regulierungsgrades angeordnet.

Abbildung 27 Überblick über die Ausgestaltungsmöglichkeiten für den Zugang Dritter und die Tarifregulierung sowie deren Regulierungsgrad



Quelle: Frontier Economics

Im Folgenden gehen wir näher auf die beiden Regulierungsaspekte sowie deren Ausgestaltungsmöglichkeiten ein: die Regulierung des Zugangs Dritter (s. Unterkapitel 0) und die Tarifregulierung für Speicher (s. Unterkapitel 3.4.2).

3.4.1 Regulierung des Zugangs Dritter zu Speichern

Der erste von uns näher betrachtete zentrale Aspekt einer Speicherregulierung ist die Regelung des Speicherzugangs. Dabei gilt es festzulegen, unter welchen Bedingungen Speichernutzer Zugang zu den vorhandenen Speicherkapazitäten erhalten. Für die Regulierung des Zugangs Dritter zu Speichern gibt es drei grundlegende Ausgestaltungsmöglichkeiten:

- **Keine TPA-Regulierung:** Es existieren keine expliziten TPA-Regeln, sodass Speicherbetreiber frei entscheiden können, ob und unter welchen Bedingungen Dritte einen Speicherzugang erhalten.
- **Verhandelter TPA** (engl. negotiated TPA, «nTPA»): Die Zugangsbedingungen werden über bilaterale Verhandlungen zwischen Speicherbetreibern und -nutzern festgelegt. Dabei ist ein Zugang auf Basis objektiver, transparenter und nicht-diskriminierender Kriterien die Grundlage für die Verhandlungen.
- **Regulierter TPA** (engl. regulated TPA, «rTPA»): Die Zugangsbedingungen werden hier von einer Regulierungsbehörde festgelegt bzw. genehmigt. Diese Bestimmung betreffen hauptsächlich die Entgeltgestaltung sowie ggf. die Kapazitätsallokation und die Laufzeit von Kapazitätsverträgen.

Die drei Ausgestaltungsmöglichkeiten unterscheiden sich insbesondere in Hinblick auf die gewährte kommerzielle Flexibilität für Speicherbetreiber, die administrativen Kosten, die resultierenden Nutzerpreise sowie die Transparenz und Diskriminierungsfreiheit des Zugangs für Dritte. Die Vor- und Nachteile der jeweiligen Optionen in Bezug auf diese Kriterien sind in Abbildung 28 dargestellt.

Abbildung 28 Überblick der Vor- und Nachteile der Ausgestaltungsmöglichkeiten des Zugangs Dritter zu Speichern

	Keine TPA-Regulierung	Verhandelter TPA (nTPA)	Regulierter TPA (rTPA)
Kommerzielle Flexibilität & Investitionsanreize	**Marktbasierte Investitionsanreize** und hohe kommerzielle Flexibilität (z.B. langfristige Kapazitätsverträge) ⊕	**Investitionsanreize zw. denen ohne TPA-Regulierung und rTPA**, aufgrund vorhandener aber eingeschränkter kommerzieller Flexibilität 0	**Hoher Regulierungsgrad** schränkt kommerzielle Flexibilität ein und kann **Investitionen hemmen** ⊖
Administrative Kosten	**Geringe** administrative Kosten ⊕	**Administrativer Aufwand** für Speicherbetreiber und -nutzer durch TPA-Verhandlungen ⊖	**Hoher** administrativer Aufwand für Regulierungsbehörde ⊖
Marktliquidität & Nutzerpreise	**Risiko überhöhter Nutzerpreise** durch monopolitische Preisgestaltung bei mangelndem Wettbewerb + **Risiko geringer Marktliquidität** (bei Langfristverträgen) ⊖	**Nutzerpreise zwischen** denen **ohne TPA-Regulierung und rTPA** und **Marktliquidität** tendenziell **höher als ohne TPA-Regulierung** 0	**Niedrige** bzw. faire **Nutzerpreise** durch Regulierung und **einfacherer Zugang** zu Speichern für neue Player im Markt ⊕
Transparenz & Diskriminierungsfreiheit	**Objektiver, transparenter und diskriminierungsfreier Zugang** kann **nicht garantiert** werden ⊖	**Objektiver, transparenter und diskriminierungsfreier Zugang** wird als Grundlage für Verhandlungen gesetzt 0	**Objektiver, transparenter und diskriminierungsfreier Zugang** wird garantiert ⊕

Quelle: Frontier Economics

Wie in der Abbildung zu sehen ist, ergibt sich bei der Regulierung des Zugangs Dritter ein wesentlicher Trade-off: Ein niedriger Regulierungsgrad bietet Speicherbetreibern eine hohe kommerzielle Flexibilität und sorgt für geringe administrative Kosten. Allerdings entsteht bei diesem Ansatz das Risiko einer monopolistischen Preisgestaltung mit potenziell hohen Nutzungsentgelten, geringerer Transparenz und fehlender Kontrolle über die Diskriminierungsfreiheit beim Speicherzugang. Ein hoher Regulierungsgrad hingegen gewährleistet niedrigere und faire Nutzerpreise sowie einen objektiven, transparenten und diskriminierungsfreien Zugang. Dies geht allerdings zulasten der kommerziellen Flexibilität und kann die Investitionsanreize für Speicherbetreiber verringern, während die administrativen Kosten steigen. Die Entscheidung für eine bestimmte Ausgestaltungsoption erfordert daher eine sorgfältige Abwägung. In Märkten mit geringer Wettbewerbsintensität könnte dementsprechend eine stärkere Regulierung sinnvoll sein, um eine monopolistische Preisgestaltung zu vermeiden und den Zugang für Dritte fair und transparent zu gestalten.

Dieser Trade-off spiegelt sich auch in der EU-Regulierung und ihrer Umsetzung in den verschiedenen Mitgliedstaaten wider. Die EU erlaubt die Option keine TPA-Regulierung umzusetzen für Methan- und Wasserstoffspeicher nicht, gibt den Mitgliedstaaten aber für Methanspeicher die Möglichkeit, zwischen nTPA und rTPA zu wählen, was in der Praxis von den Mitgliedsstaaten auch unterschiedlich genutzt wird (s. Abbildung 29).

Abbildung 29 EU-Vorgaben zum Zugang Dritter im Methan- und Wasserstoffmarkt sowie Umsetzung der Mitgliedstaaten in nationales Recht



Quelle: Frontier Economics auf Basis von Richtlinie (EU) 2024/1788 (hier verfügbar), Verordnung (EU) 2024/1789 (hier verfügbar) und ACER (2022): «Report on Gas Storage Regulation and Indicators» (hier verfügbar).

Wie in der Abbildung zu sehen ist, haben die Mitgliedstaaten unterschiedliche Entscheidungen in Bezug auf die Wahl zwischen nTPA und rTPA zur Regulierung von Methanspeichern getroffen. Während Faktoren wie die Wettbewerbsintensität im jeweiligen Markt mit hoher Wahrscheinlichkeit einen Einfluss auf die Entscheidung der einzelnen Mitgliedstaaten hatten, ist die Wahl letztlich eine politische Entscheidung, welche nicht vollständig auf marktliche Gegebenheiten zurückzuführen ist.

3.4.2 Tarifregulierung von Speichern

Das zweite von uns näher untersuchte Kernelement einer Speicherregulierung ist die Tarifregulierung. Hier geht es darum festzulegen, welche Anforderungen an Speicherbetreiber bei der Festlegung der Speicherentgelte gestellt werden. Auch bei der Tarifregulierung gibt es drei wesentliche Ausgestaltungsmöglichkeiten:

- **Keine Erlös-/Tarifregulierung:** Speicherbetreiber können ihre Entgelte zur Speichernutzung individuell festlegen, ohne vorab festgelegten regulatorischen Beschränkungen folgen zu müssen. Diese Art der Tarifregulierung wird angewandt, wenn keine TPA-Regulierung oder eine nTPA-Regulierung umgesetzt wird.
- **Erlösregulierung:** Bei einer Erlösregulierung werden die Entgelte nur indirekt festgelegt, z.B. durch eine Erlösobergrenze auf der Grundlage eines Kostenvergleichs verschiedener Speicherbetreiber («Kosten-Benchmarking»). Diese Ausgestaltung der Tarifregulierung ist mit einem rTPA-Regime kompatibel.

- **Entgeltregulierung:** Bei einer Entgeltregulierung werden die Entgelte für jeden Speicherbetreiber direkt auf Grundlage ihrer individuellen Kosten (inkl. einer Kapitalrendite) festgelegt bzw. von den Speicherbetreibern zu beantragen und von der Regulierungsbehörde zu genehmigen. Diese Ausgestaltungsmöglichkeit stellt neben der Erlösregulierung die zweite Option für die Tarifregulierung im Rahmen eines rTPA-Regimes dar.

Auch bei der Tarifregulierung unterscheiden sich die Ausgestaltungsmöglichkeiten in Bezug auf die kommerzielle Flexibilität, die administrativen Kosten, die Preissetzung sowie die Transparenz und die Diskriminierungsfreiheit. Die Vor- und Nachteile der drei Ausgestaltungsmöglichkeiten im Hinblick auf diese Kriterien sind in Abbildung 30 zusammengefasst.

Abbildung 30 Überblick der Vor- und Nachteile verschiedener Ausgestaltungsmöglichkeiten der Tarifregulierung von Speichern

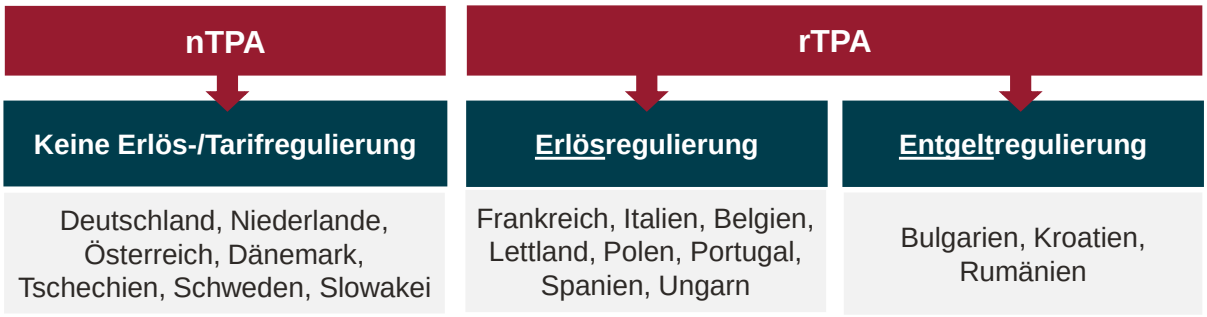
	Keine TPA-Regulierung oder nTPA	rTPA	
	Keine Erlös-/Tarifregulierung	**Erlösregulierung**	**Entgeltregulierung**
Kommerzielle Flexibilität & Investitionsanreize	**Hohe kommerzielle Flexibilität** bei der Entgeltsetzung ermöglicht **profitmaximierende Entgelte** und **setzt Investitionsanreize** ⊕	**Gewisser Grad an kommerzieller Flexibilität** schafft Investitionsanreize, allerdings **asymmetrisches Risiko für Investoren** (Upsides beschränkt durch Erlösregulierung, Downsides nicht) 0	Regulierung schafft **Investitionssicherheit**, **Investitionsanreize** allerdings **abhängig von erlaubter Rendite** ⊖
Administrative Kosten	**Geringe administrative Kosten** ⊕	**Administrativer Aufwand** insb. für das Kosten-Benchmarking 0	**Hoher administrative Aufwand** für das Reporting und die Prüfung der Kosten ⊖
Preissetzung	Freie Entgeltwahl **ermöglicht monopolistische Preissetzung** → höhere Entgelte und Wohlfahrtsverluste ⊖	**Reduzierte Entgelte**, da keine monopolistische Preissetzung mehr möglich und Erzeugung Anreiz für **Effizienzsteigerung**, da kurzfristig von Erlösen > Benchmark profitiert wird 0	**Reduzierte Entgelte**, da keine monopolitische Preissetzung mehr möglich, allerdings **keinen Anreiz für Effizienzsteigerungen**, da Entgelte auf Kostenbasis gesetzt werden ⊕
Transparenz & Diskriminierungsfreiheit	**Keine Transparenz** in Bezug auf Entgeltsetzung und **ggf. Preisdiskriminierung** von nicht preissensitiven Nutzern ⊖	**Keine vollständige Transparenz** in Bezug auf Entgeltsetzung, allerdings **Preisdiskriminierung** aufgrund der Erlösregulierung **nur bis zu gewissem Grad möglich** 0	Regulierung schafft **Transparenz** und **Diskriminierungsfreiheit** bei der Entgeltsetzung ⊕

Quelle: Frontier Economics

Auch hier zeigt sich der zuvor beschriebene Trade-off zwischen einem niedrigen und einem hohen Regulierungsgrad: Ohne Erlös- bzw. Tarifregulierung werden stärkere Investitionsanreize geschaffen und die administrativen Kosten bleiben gering. Gleichzeitig ermöglicht die freie Entgeltgestaltung eine monopolistische Preissetzung, wodurch es an Transparenz bei der Entgeltbildung fehlt. Im Gegensatz dazu führt eine Entgeltregulierung tendenziell zu niedrigeren Entgelten und schafft Transparenz sowie Diskriminierungsfreiheit, hemmt jedoch aufgrund der eingeschränkten kommerziellen Flexibilität die Investitionsanreize der Speicherbetreiber und erhöht den administrativen Aufwand.

Während die konkrete Regulierung von Wasserstoffspeichern in den einzelnen Mitgliedstaaten derzeit noch aussteht, lassen sich unterschiedliche Ansätze der Tarifregulierung für Erdgasspeicher beobachten. Abbildung 31 zeigt eine Übersicht der gewählten Tarifregulierungsansätze für Erdgasspeicher in ausgewählten EU-Mitgliedstaaten.

Abbildung 31 Übersicht der gewählen Tarifregulierung von Erdgasspeichern in ausgewählten EU-Mitgliedstaaten



Quelle: Frontier Economics auf Basis von ACER (2022): «Report on Gas Storage Regulation and Indicators», hier verfügbar.

Bei der Entscheidung zwischen Erlös- und Entgeltregulierung zeigt sich, dass die Mehrheit der Mitgliedstaaten mit rTPA die Erlösregulierung bevorzugt. Von den elf von der ACER untersuchten Mitgliedstaaten mit rTPA haben sich nur drei für eine Entgeltregulierung entschieden. Diese drei Staaten befinden sich alle in Osteuropa und verfügen tendenziell über weniger entwickelte bzw. wettbewerbliche Gasmärkte. Dies deutet darauf hin, dass bei einer geringeren Wettbewerbsintensität eher eine Tarifregulierung mit höherem Regulierungsgrad gewählt wird, um monopolistische Preisbildung zu verhindern.

Die Wahl der Tarifregulierung steht zudem in gewissem Masse mit dem Finanzierungsmechanismus in Verbindung. Besonders bei der Erlösregulierung werden die Gewinnpotenziale («Upsides») der Speicherbetreiber durch die Regulierung eingeschränkt. Gleichzeitig können die damit verbundenen finanziellen Risiken («Downsides»), also das Risiko, dass die Speicher nicht vermarktet werden können, investitionshemmend wirken, wenn sie nicht durch gezielte Finanzierungs- oder Fördermechanismen abgefedert werden. Im Wesentlichen sind die einzelnen Förder- bzw. Finanzierungsinstrumente jedoch mit den verschiedenen Formen einer Tarifregulierung kompatibel.[142] Allerdings sollten bei der Festlegung der Regulierung und der Wahl des Förder- bzw. Finanzierungsinstruments auch die Interdependenzen zwischen den beiden Komponenten berücksichtigt werden. Insbesondere müsste bei der Detailausgestaltung des Förder- oder Finanzierungsinstruments ggf. die angedachte Regulierung berücksichtigt werden, sodass die beiden Komponenten gut aufeinander abgestimmt sind.

[142] Beispielsweise basiert der von Frontier Economics empfohlene Finanzierungsmechanismus für Wasserstoffspeicher in Deutschland (eine Kombination aus erlösbasierten CfDs und dem Amortisationsverfahren) auf einer speicherspezifischen Entgeltstruktur, die sowohl mit einer Erlös- als auch mit einer Entgeltregulierung unter rTPA kompatibel ist (Studie hier verfügbar).

Die Kombination aus Finanzierung und Regulierung kann somit unterschiedlich gestaltet werden. Ein Beispiel für die Ergänzung der Erlösregulierung durch einen Finanzierungs-mechanismus in der Form eines Differenzvertrags wird in der folgenden Fallstudie anhand des Beispiels Frankreichs dargestellt.

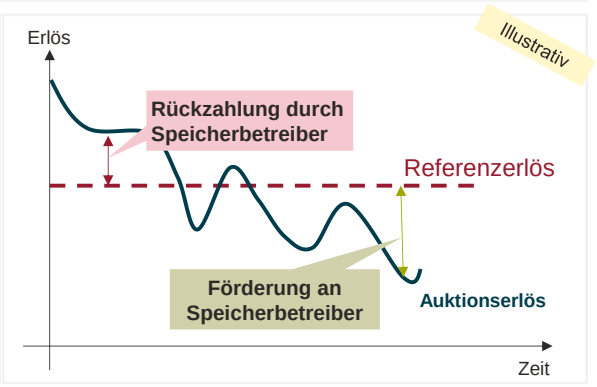
Fallstudie zur Erlösregulierung für Erdgasspeicher in Frankreich

Generelle Idee der Förderung

- In Frankreich gilt für Erdgasspeicher eine **Erlösregulierung**
- **Zugestandenen Erlöse (= Referenzerlöse)** der Speicherbetreiber werden von der Regulierungsbehörde auf Basis von CAPEX, OPEX und Anlagenabschreibung regulatorisch festgelegt
- Die Erlösregulierung wird mit einem **Contract for Difference (CfD)** Mechanismus verknüpft:
  - Wenn tatsächliche Erlöse < Referenzerlös: Speicherbetreiber erhalten die Differenz über erhöhte ÜNB-Entgelte von Gaskonsumenten
  - Wenn tatsächliche Erlöse > Referenzerlös: Speicherbetreiber zahlen Differenz über reduzierte ÜNB-Entgelte an Gaskonsumenten zurück

Erzeugte Anreize und Wirtschaftlichkeit der Speicher-anlagen

- **Erlösrisiko von Speicherbetreibern abgesichert:** Speicherbetreiber erhalten immer den Referenzerlös
- **Anreiz zum Weiterbetrieb von Erdgasspeichern:** Bei sinkender Auslastung verhindert der CfD Mechanismus, dass Erdgasspeicher aus Gründen mangelnder Wirtschaftlichkeit frühzeitig stillgelegt werden



Quelle: Frontier Economics auf Basis von VIS Economic & Energy Consultants (2023): «Study on the impact of the measures included in the EU and National Gas Storage Regulations», hier verfügbar.

Insgesamt ist es von grosser Bedeutung, die Regulierung der Speicher frühzeitig festzulegen, um den Betreibern Investitionssicherheit zu bieten und Investitionen in Speicheranlagen anzuregen. Die genaue Ausgestaltung der Regulierung ist jedoch eine komplexe Aufgabe, da die verschiedenen Optionen oft mit einem Trade-off verbunden sind, sodass es keine einheitlich «beste» Lösung gibt. Lokale Marktbedingungen können bei der Entscheidung unterstützen, letztlich ist die Wahl der Regulierungsform jedoch eine politische Entscheidung.

In der Schweiz müssen neben nationalen Faktoren möglicherweise auch die Vereinbarkeit der Regulierung mit den Vorgaben der EU berücksichtigt werden, da Abweichungen von der EU-Regulierung im Rahmen von bilateralen Abkommen zu Schwierigkeiten führen könnten. Zudem stellt sich die Frage, inwieweit in der Schweiz zunächst klare Speicherziele und eine Strategie festgelegt werden sollten, bevor die spezifische Ausgestaltung der Regulierung weiter konkretisiert wird.

4 Schlussfolgerungen und Ausblick

Im Rahmen dieser Studie haben wir die Ausgangslage von Wasserstoff in der Schweiz dargelegt und mögliche Politikoptionen in Bezug auf die Regulierung und Förderung der Wasserstoffproduktion und Methan- sowie Wasserstoffspeicher aufgezeigt.

Im Bereich der Wasserstoffproduktion ist die Schweiz bereits erste Schritte gegangen. Die möglichen Entwicklungsszenarien und Produktionspotenziale wurden in verschiedenen Studien untersucht, und die erneuerbare Wasserstoffproduktion hat, wenn auch erst in kleinem Massstab, bereits begonnen. Die Ende 2024 publizierte Wasserstoffstrategie hat den Rahmen für die Entwicklung des Wasserstoffmarktes weiter konkretisiert. Im Anschluss daran sollten die Überlegungen zu geeigneten Förderinstrumenten für Wasserstoffproduktion konkretisiert werden falls diese Produktion unterstützt werden soll. Dabei sind die in diesem Bericht diskutierten Wechselwirkungen mit den regulatorischen Anforderungen an erneuerbaren Wasserstoff aus der EU zu berücksichtigen.

Im Bereich des Aufbaus von Speicherkapazitäten sind die Überlegungen in der Schweiz noch weniger weit fortgeschritten. Die in dieser Studie dargelegten Potenziale und Kosten für Methan- und Wasserstoffspeicher können als Grundlage genutzt werden, um die Speicherziele der Schweiz weiter zu konkretisieren oder eine Speicherstrategie festzulegen. In einer solchen wären staatliche Massnahmen für die Unterstützung der Speicher zu erwägen. Parallel dazu müssen die regulatorischen Rahmenbedingungen für Speicher in der Schweiz festgelegt werden. Die in dieser Studie dargelegten Überlegungen zur Eignung verschiedener Instrumente zur Finanzierung bzw. Förderung sowie zu möglichen Ausgestaltungsoptionen für die Regulierung von Speichern können die Entscheidungsfindung unterstützen.

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.

WWW.FRONTIER-ECONOMICS.COM
WWW.POLYNOMICS.CH