

Optionen zur Regulierung von CO₂-Pipelines und CO₂- Untergrundspeichern in der Schweiz

Im Auftrag des Bundesamtes für Umwelt (BAFU)

Impressum

Auftraggeber:

Bundesamt für Umwelt (BAFU), Direktionsbereich Klima, CH-3003 Bern
Das BAFU ist ein Amt des Eidg. Departements für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK).

Auftragnehmer:

[Polynomics AG](#)
[Frontier Economics Ltd](#)
[BAK Economics AG, Basel](#)
[VISCHER](#)

Autor/Autorin:

Polynomics AG: Dr. Heike Worm, Dr. Janick Mollet, Dr. Stephan Vaterlaus
Frontier Economics: Dr. Johanna Reichenbach, Henning Sökeland, Dr. David Bothe
BAK Economics AG, Basel: Dr. Andrea Wagner
VISCHER: Dr. Stefan Rechsteiner, Dr. Livia Camenisch

Begleitung BAFU:

Martin Jiskra, BAFU
Roger Ramer, BAFU
Sophie Wenger, BAFU
Thomas Kellerhals, BAFU
Silvan Aerni, BAFU
Jessica Hug, BFE
Jonathan Vouillamoz, BFE
Benjamin Lerch, EFV
Luzia Halter, EFV
Andreas Möri, Swisstopo

Hinweis:

Dieser Bericht wurde im Auftrag des Bundesamtes für Umwelt (BAFU) verfasst. Für den Inhalt ist allein der Auftragnehmer verantwortlich.

Datum: 26. Juni 2024, Schlussbericht

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	6
Tabellenverzeichnis	8
Abkürzungsverzeichnis.....	9
Das Wichtigste in Kürze	11
1 Einleitung und Fragestellung.....	26
2 Grundlegendes zu CCS	27
2.1 CCS-Wertschöpfungskette	27
2.2 Regulierungsaspekte im CCS-Markt	28
2.2.1 Risiken im CCS-Markt.....	28
2.2.2 Rolle der Regulierung und Interventionen beim Markthochlauf.....	30
2.2.3 Rolle der Regulierung in späteren Phasen eines CCS-Marktes	30
3 Regulatorische Ausgangslage	30
3.1 Betrachtete Regulierungsaspekte	30
3.1.1 Regulierungsrahmen	31
3.1.2 Staatliche Interventionen	31
3.2 Regulierungen im Ausland	32
3.2.1 Regulierungsrahmen in der EU.....	32
3.2.2 Regulierungsrahmen in anderen Ländern.....	34
3.2.3 Staatliche Interventionen	41
3.3 Regulierungen in der Schweiz.....	43
3.3.1 Regulierungsrahmen Untergrund.....	44
3.3.2 Regulierungsrahmen Energie	50
3.3.3 Staatliche Interventionen	56
3.4 Übersicht über relevante Regulierungen in der Schweiz und im Ausland	58
3.5 Rolle der Bundeskompetenz zur Regulierung von CO ₂ -Pipelines und - Untergrundspeichern	61
4 Herleitung Regulierungsrahmen.....	62
4.1 Begründung von Regulierungen	62
4.2 Mögliche Regulierungsinstrumente und betrachtete Ausprägungen.....	63
4.2.1 Marktplanung	64
4.2.2 Marktorganisation.....	65
4.2.3 Marktzugangsregulierung.....	66
4.2.4 Technische Regulierung.....	68

4.2.5	Bewilligungen, Konzessionen, Haftung	68
4.2.6	Zusammenfassung der Elemente eines Regulierungsrahmens	69
4.3	Differenzierung von Regulierungsphasen	69
4.4	Varianten eines Regulierungsrahmens	70
4.4.1	Varianten mit mehreren Unternehmen.....	70
4.4.2	Varianten mit einem vertikal integrierten Unternehmen	74
4.5	Bewertung der Varianten.....	75
4.5.1	Kriterien zur Bewertung der Varianten eines Regulierungsrahmens	76
4.5.2	Bewertung der einzelnen Varianten eines Regulierungsrahmens	77
4.5.3	Zusammenfassende Bewertung der Varianten eines Regulierungsrahmens	83
5	Herleitung staatlicher Interventionen	83
5.1	Definition und Treiber der Finanzierungslücke.....	84
5.1.1	Kostenseitige Treiber	84
5.1.2	Erlösseitige Treiber.....	84
5.2	Quantifizierung der Finanzierungslücke.....	86
5.2.1	Kosten	87
5.2.2	Erlösseite	92
5.2.3	Finanzierungslücke	94
5.3	Begründung staatlicher Interventionen	98
5.4	Einzelmassnahmen staatlicher Intervention.....	101
5.5	Bewertung der Massnahmen.....	105
5.5.1	Bewertungskriterien	105
5.5.2	Ergebnisse der Bewertung der Einzelmassnahmen	106
5.5.3	Zusammenfassung der Massnahmenbewertung.....	115
6	Lösungsraum.....	116
6.1	Kombinationen aus Regulierungsrahmen und staatlichen Interventionen.....	117
6.2	Bespiele von Regulierungsoptionen.....	118
6.2.1	Beispiel für Regulierungsoption ohne vertikale Integration	118
6.2.2	Beispiel für Regulierungsoption mit vertikaler Integration.....	120
6.2.3	Beispiel für Regulierungsoption Transition zu vertikaler Integration	121
6.2.4	Regulierungsoption ohne Bundeskompetenz.....	122
7	Fazit.....	123
8	Quellenverzeichnis	125

A Anhang: Finanzierung der CCS-Infrastruktur.....	131
Schätzung zu den Einnahmen aus der Versteigerung von EHS-Emissionsrechten.....	131
Finanzierungsaspekte von Förderinstrumenten.....	138

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	CCS-Wertschöpfungskette, Beispiel mit CO ₂ -Offshore-Speicherung im Ausland	12
Abbildung 2	Betrachtete Regulierungsvarianten	15
Abbildung 3	Überblick über mögliche staatliche Interventionen	19
Abbildung 4	Ergebnisse der Bewertung von staatlichen Interventionen im CCS-Markt	22
Abbildung 5	Empfehlung zu Interventionspaketen im Zusammenspiel mit dem gewählten Regulierungsrahmen	24
Abbildung 6	Stilisierte CCS-Wertschöpfungskette	28
Abbildung 7	Risiken im CCS-Markt	29
Abbildung 8	Übersicht der Länderanalyse.....	35
Abbildung 9	Zielbild des Hochlaufplans der CCS-Infrastruktur	44
Abbildung 10	Föderalismus in der Raumplanung mit Gegenstromprinzip	46
Abbildung 11	Eigentums- und Herrschaftsbereiche unterhalb der Erdoberfläche.....	49
Abbildung 12	Durch den Regulierungsrahmen adressierte Risiken in der CCS-Wertschöpfungskette.....	63
Abbildung 13	Übersicht der Elemente eines Regulierungsrahmens.....	69
Abbildung 14	Systematik der betrachteten Regulierungsvarianten	70
Abbildung 15	CCS-Markt ohne vorgegebenen Grad der vertikalen Integration.....	71
Abbildung 16	Charakteristika Regulierungsvariante «Geringe Eingriffstiefe».....	72
Abbildung 17	Charakteristika Regulierungsvariante «Hohe Eingriffstiefe».....	73
Abbildung 18	CCS-Markt mit vertikal integriertem Unternehmen	74
Abbildung 19	Charakteristika der Varianten mit vertikal integrierten Unternehmen..	75
Abbildung 20	Beurteilung Regulierungsvariante «Geringe Eingriffstiefe», M1.....	78
Abbildung 21	Beurteilung Regulierungsvariante «Hohe Eingriffstiefe», M2	79
Abbildung 22	Beurteilung Regulierungsvariante «vertikal integriertes privates Unternehmen», U1	80
Abbildung 23	Beurteilung Regulierungsvariante «vertikal integriertes staatliches Unternehmen», U2	81
Abbildung 24	Beurteilung Regulierungsvariante «vertikal integriertes Unternehmen ab Phase 2», D1	82

Abbildung 25	Zusammenfassung der Bewertung der Regulierungsvarianten.....	83
Abbildung 26	Finanzierungslücke im CCS-Markt.....	84
Abbildung 27	Treiber der Finanzierungslücke im CCS-Markt.....	86
Abbildung 28	Übersicht über die jährliche abgeschiedene Menge an CO ₂ für den ausgewählten Hochlaufpfad	87
Abbildung 29	Kosten eines CCS-Systems nach Wertschöpfungsstufen, Schweiz, Basisszenario, mittlere Kosten, 2028-2050, in Mio. CHF	89
Abbildung 30	Kosten, Preise und Finanzierungslücke pro Tonne CO ₂ 2030 bis 2050...	97
Abbildung 31	Vergleich der Finanzierungslücke mit den Gesamtkosten des CCS-Systems zur Illustration des Anteils nicht gedeckter Gesamtkosten, 2030-2050, in %	99
Abbildung 32	Durch staatliche Intervention adressierte Risiken in der CCS-Wertschöpfungskette.....	100
Abbildung 33	Übersicht und Adressaten von staatlichen Interventionen im CCS-Markt	102
Abbildung 34	Kriterien zur Bewertung der staatlichen Interventionen.....	106
Abbildung 35	Bewertung: Kapitalzuschüsse für CCS-Anlagen und -Infrastrukturen ..	107
Abbildung 36	Bewertung: Beschleunigte Abschreibungsregeln / steuerliche Anreize	108
Abbildung 37	Bewertung: Feste Prämien für CO ₂ -Abscheidung	109
Abbildung 38	Bewertung: Variable Prämien für CO ₂ -Abscheidung	110
Abbildung 39	Bewertung: Stärkere Bepreisung des CO ₂ -Ausstosses.....	111
Abbildung 40	Bewertung: Staatliche Garantien / Bürgschaften für T&S-Investitionen	112
Abbildung 41	Bewertung: Langfristige Buchung von T&S-Kapazitäten durch den Staat	113
Abbildung 42	Bewertung: Feste Kapazitätsprämie für T&S-Betreiber.....	114
Abbildung 43	Bewertung: Garantierte Kapitalrenditen für T&S-Betreiber.....	115
Abbildung 44	Zusammenfassung der Bewertungsergebnisse	116
Abbildung 45	Empfehlung zu Interventionspaketen im Zusammenspiel mit dem gewählten Regulierungsrahmen	117
Abbildung 46	Beispiel Regulierungsoption ohne vertikale Integration.....	119
Abbildung 47	Beispiel Regulierungsoption mit vertikaler Integration	121

Abbildung 48	Beispiel Regulierungsoption Transition zu vertikaler Integration.....	122
Abbildung 49	Entwicklung des Cap im EHS	133
Abbildung 50	Mengenentwicklung der versteigerten EHS-Emissionsrechte.....	134
Abbildung 51	Annahmen und Szenarien zur Ermittlung der Finanzierungslücke und zur Ermittlung der Einnahmen aus EHS-Erlösen	136
Abbildung 52	Jährliche absolute Finanzierungslücke bei mittleren Kosten und einem Förderbudget von 1.2 Mrd.....	142

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Beurteilung der Varianten eines Regulierungsrahmens	16
Tabelle 2	Ausgangslage Regulierungsrahmen Ausland und Schweiz	59
Tabelle 3	Ausgangslage staatliche Interventionen Ausland und Schweiz	60
Tabelle 4	Abschreibungsdauer der CCS-Anlagen.....	91
Tabelle 5	CCS Kosten in Mio. CHF zwischen 2030 und 2050 für das Basisszenario mit hohen, mittleren und geringen Kosten	92
Tabelle 6	Finanzierungslücke in Mio. CHF (in Preisen 2020) zwischen 2030 und 2050	95
Tabelle 7	Einnahmen aus der Versteigerung der EHS-Emissionsrechte in der Schweiz für vier Szenarien.....	137
Tabelle 8	Finanzierungslücke in Mio. CHF von 2030 - 2050 bei 50% Investitionsbeiträgen von 2030 -2045 und erforderliches Budget für Fördermittel	139
Tabelle 9	Finanzierungslücke in Mio. CHF von 2030 - 2050 bei 50% Investitionsbeiträgen von 2030 - 2038 und erforderliches Budget für Fördermittel	140
Tabelle 10	Finanzierungslücke in Mio. CHF von 2030 - 2050 bei Förderung von 29% der laufenden Kosten von 2030 - 2038 und erforderliches Budget für Fördermittel	141
Tabelle 11:	Finanzierungsaspekte der Einzelmassnahmen	144

Abkürzungsverzeichnis

<i>BAFU</i>	<i>Bundesamt für Umwelt</i>
<i>BFE</i>	<i>Bundesamt für Energie</i>
<i>BECCS</i>	<i>Bioenergy with Carbon Capture and Storage</i>
<i>BV</i>	<i>Bundesverfassung</i>
<i>Cap</i>	<i>Obergrenze der jährlich verfügbaren Emissionsrechte</i>
<i>CAPEX</i>	<i>«Capital Expenditures» - Investitionsausgaben</i>
<i>CBAM</i>	<i>«Carbon Border Adjustment Mechanism» - Grenzausgleichsmechanismus</i>
<i>CCS</i>	<i>Carbon Capture and Storage</i>
<i>CCU</i>	<i>Carbon Capture and Utilization</i>
<i>CCUS</i>	<i>Carbon Capture, Utilization and Storage</i>
<i>CCfD</i>	<i>«Carbon Contracts for Difference» - CO₂-Differenzverträge</i>
<i>CEF</i>	<i>Connecting Europe Facility</i>
<i>CfD</i>	<i>«Contracts for Difference» - Differenzverträge</i>
<i>CST</i>	<i>Cargo sous terrain</i>
<i>CRCF</i>	<i>Carbon Removal Certification Framework</i>
<i>DAC</i>	<i>Direct Air Capture</i>
<i>Dena</i>	<i>Deutsche Energie-Agentur</i>
<i>EHS</i>	<i>Emissionshandelssystem</i>
<i>ElCom</i>	<i>Eidgenössische Elektrizitätskommission</i>
<i>EnCom</i>	<i>Energiekommission</i>
<i>EleG</i>	<i>Elektrizitätsgesetz</i>
<i>ESTI</i>	<i>Eidgenössisches Starkstrominspektorat</i>
<i>ERI</i>	<i>Rohrleitungsinspektorat</i>
<i>F&E</i>	<i>Forschung und Entwicklung</i>
<i>GasVG</i>	<i>Gasversorgungsgesetz</i>
<i>GNU</i>	<i>Gesetz über die Nutzung des Untergrunds</i>
<i>JV</i>	<i>«Joint Venture» - Gemeinschaftsunternehmen</i>
<i>KEG</i>	<i>Kernenergiegesetz</i>
<i>KIG</i>	<i>Klima- und Innovationsgesetz</i>
<i>KIV</i>	<i>Klimaschutz-Verordnung</i>
<i>KVA</i>	<i>Kehrichtverbrennungsanlagen</i>
<i>MSR</i>	<i>Marktstabilitätsreserve</i>
<i>NET</i>	<i>Negativemissionstechnologie</i>

NZIA	<i>Net Zero Industry Act</i>
OPEX	<i>«Operational Expenditures» – Betriebsausgaben</i>
OR	<i>Obligationenrecht</i>
PPP	<i>«Public-private-Partnership» – öffentliche-private Partnerschaften</i>
RLG	<i>Rohrleitungsgesetz</i>
RLV	<i>Rohrleitungsverordnung</i>
RPG	<i>Raumplanungsgesetz</i>
StromVG	<i>Stromversorgungsgesetz</i>
StromVV	<i>Stromversorgungsverordnung</i>
SVGW	<i>Schweizerischen Verein des Gas- und Wasserfaches</i>
T&S	<i>Transport- und Speicher</i>
TYNDP	<i>Ten Year Network Development Plan</i>
ÜGüTG	<i>Bundesgesetz über den unterirdischen Gütertransport</i>
USG	<i>Umweltschutzgesetz</i>
UVEK	<i>Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation</i>
VeVA	<i>Verordnung über den Verkehr mit Abfällen</i>
VNU	<i>Verordnung über die Nutzung des Untergrunds</i>
VSG	<i>Verband der Schweizerischen Gasindustrie</i>
WEKO	<i>Wettbewerbskommission</i>

Das Wichtigste in Kürze

Ausgangslage und Auftrag

Am 18. Juni 2023 hat das Schweizer Volk das Klima- und Innovationsgesetz (KIG) angenommen und damit das Ziel von Netto-Null-Treibhausemissionen bis zum Jahr 2050 in der Schweiz rechtlich verankert. Zur Erreichung dieses Ziels müssen schwer vermeidbare Restemissionen durch Abscheidung und anschliessende Speicherung vermieden und durch Negativemissionen (NET) ausgeglichen werden¹. Der Bundesrat hat in seinem Bericht vom 18. Mai 2022 festgehalten, dass hierzu eine Infrastruktur für den CO₂-Transport und für die CO₂-Speicherung aufgebaut werden muss (Bundesrat, 2022a).

Damit bis zum Jahr 2050 das nationale Netto-Null-Ziel bei den Treibhausgasemissionen erreicht werden kann, müssen gemäss dem Bundesamt für Umwelt (BAFU) rund 7 Mio. Tonnen (Mt) CO₂-eq pro Jahr durch CO₂-Abscheidung und -Speicherung (Carbon Capture and Storage, CCS)² an Punktquellen in der Schweiz vermieden oder ausgeglichen werden. Davon sind voraussichtlich 2 Mt Negativemissionen in der Schweiz. Zur Erreichung von Netto-Null Treibhausgasemissionen in 2050 müssen zudem zusätzlich 5 Mt CO₂-eq durch die Anwendung von Negativemissionstechnologien (NET) im Ausland erreicht werden. Um die in der Schweiz abgeschiedenen Mengen an CO₂ zu transportieren und zu speichern, braucht es eine CCS-Infrastruktur, für deren Aufbau der Bundesrat zwei Phasen vorsieht:

1. **Entwicklungsphase bis 2030:** Im Fokus stehen Pionierarbeiten und Machbarkeitsstudien im Bereich CO₂-Pipelines und Untergrundnutzung.
2. **Skalierungsphase ab 2030:** Im Fokus steht die Einführung und der Hochlauf eines CCS-Marktes.

Im Rahmen der Entwicklungsphase hat eine Studie im Auftrag des BAFU die Kosten für den Aufbau eines solchen CCS-Systems bis 2050 geschätzt (dena und BAK, 2023). Darauf aufbauend widmet sich diese Studie der Identifikation und Prüfung möglicher Regulierungsoptionen für den Ausbau und den Betrieb von CO₂-Pipelines und CO₂-Untergrundspeichern in der Schweiz. Dabei sind zum einen Erkenntnisse zum Finanzierungsbedarf des Ausbaus der CCS-Wertschöpfungskette und zum anderen Erfahrungen mit der Regulierung verwandter Infrastrukturen im In- und Ausland zu berücksichtigen. Ein zentrales Element bei der Untersuchung der Regulierungsoptionen ist, inwieweit sie eine neu zu schaffende Bundeskompetenz bedingen.

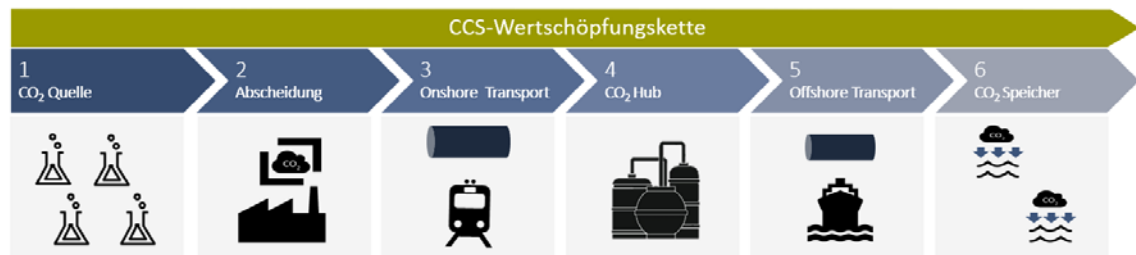
CCS-Wertschöpfungskette

Um die Regulierungsaspekte eines zukünftigen CCS-Marktes zu analysieren, spielen die verschiedenen Akteure und Technologien in der CCS-Wertschöpfungskette eine zentrale Rolle. Grundsätzlich können die in Abbildung 1 dargestellten Wertschöpfungsstufen unterschieden werden.

¹ Vgl. Bericht der UREK-N vom 25. April 2022: <https://www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaefte?AffairId=20210501>

² Wird CO₂ abgeschieden und gespeichert, spricht man von «Carbon Capture and Storage, CCS». CO₂ kann aber auch stofflich gebunden und gespeichert werden («Carbon Capture, Storage and Utilisation, CCUS»). Im Bericht verwenden wir vereinfachend den Begriff «Carbon Capture and Storage, CCS», da der Schwerpunkt der Analyse bei CCS liegt.

Abbildung 1 CCS-Wertschöpfungskette, Beispiel mit CO₂-Offshore-Speicherung im Ausland



Quelle: Eigene Darstellung.

Langfristig substantielle Quellen klimaschädlicher Gase in der Schweiz sind insbesondere die Kehrlichtverbrennungsanlagen, die Zementindustrie und die Landwirtschaft, da sie durch schwer vermeidbare Emissionen gekennzeichnet sind. Diese Emissionen sind bei CO₂-Punktquellen durch CCS vermeidbar, und die Emissionen aus der Landwirtschaft müssen durch NET ausgeglichen werden. Die Wertschöpfungsstufe der CO₂-Abscheidung umfasst die Entwickler und Anbieter der entsprechenden Technologien und ist für einen Grossteil der Kosten der CCS-Kette verantwortlich. Daher muss dieser Teil der Wertschöpfungskette bei den Regulierungsoptionen zwingend mitgedacht werden. Der CO₂-Transport umfasst die Bereiche landgebundener Transport (per Pipeline, Eisenbahnen, LKW oder Binnenschiffe), die CO₂-Sammelstellen (CO₂-Hubs) sowie voraussichtlich bis 2040 den Offshore-Transport von der Küste zu den Speicherstätten im Ausland. Der letzte Teil der CCS-Wertschöpfungskette, die CO₂-Speicherung, könnte gemäss ersten Schätzungen ab 2040 potentiell auch in der Schweiz erfolgen (dena und BAK, 2023).

Im Gegensatz zu anderen regulierten Märkten, wie dem Elektrizitätsmarkt in dem die Nachfrage nach Elektrizität unabhängig von staatlichen Interventionen besteht, gibt es für CO₂ in der CCS-Wertschöpfungskette keinen Markt im klassischen Sinne. Um Nachfrage nach CO₂ in der CCS-Wertschöpfungskette zu erzeugen, sind Intervention des Staats notwendig, da es keine intrinsische Nachfrage nach CO₂ gibt. Es handelt sich demzufolge um eine staatlich regulierte Nachfrage.³

Regulierung und Interventionen zur Risikoreduktion entlang der CCS-Wertschöpfungskette

In Bezug auf den Regulierungsrahmen und Interventionen gilt es die verschiedenen Risiken und Herausforderungen zu beachten, welche im CCS-Markt bestehen. Herausfordernd ist vor allem, dass ein simultaner Markthochlauf gleichzeitig Investitionen auf allen Wertschöpfungsstufen erfordert, deren Kapazitäten aufeinander abgestimmt werden müssen, ohne dass Sicherheit über die langfristig für das System zu erwartenden Mengen besteht. Das damit verbundene Koordinationsproblem ist daher das Kernrisiko für die Akteure auf allen Wertschöpfungsstufen. Für Emittenten und Speicherbetreiber ergibt sich daraus das Risiko der (Nicht-)Verfügbarkeit der Infrastruktur (zeitlich und volumenmässig). Für die Transporteure, und aufgrund der hohen versunkenen Kosten besonders für die Pipelinebetreiber, besteht zum einen ein Marktrisiko in der Hochlaufphase, wenn Infrastrukturen bereitstehen, aber aufgrund eines langsamen Markthochlaufs nicht ausgelastet sind. Für Pipeline- und Speicherbetreiber besteht mittelfristig ein

³ In der CCU-Wertschöpfungskette wird CO₂ einer Nutzung zugeführt und es gibt damit eine gewisse Nachfrage nach CO₂. Die Möglichkeiten von CCU sind aber begrenzt.

Volumenrisiko, wenn die CO₂-Mengen niedriger ausfallen, als erwartet und langfristig ein Stranded-Asset-Risiko, wenn die Infrastrukturen bei einem rückläufigen CCS-Markt nicht ausgelastet werden können⁴. In der Schweiz gibt es aktuell keine Speicher, so dass die Schweiz in absehbarer Zukunft auf ausländische Speicherstätten angewiesen ist. Dabei besteht ein Risiko betreffend den Zugang zu ausreichenden Volumina in diesen Speichern. Bei den Emittenten besteht während der CCS Hochlaufphase das Risiko, dass CCS-Kosten höher ausfallen als die Kosten des Erwerbs von CO₂ Rechten. Generell besteht das Problem, dass die Akteure mit den Investitionen abwarten, da die Pioniere mit höheren Unsicherheiten und Kosten konfrontiert sind, da die Kosten mit grösseren Mengen und potentiellen Lerneffekten sinken werden.

Die Regulierungen und staatlichen Interventionen haben die Aufgabe, diese Risiken zu adressieren und eine absehbare Finanzierungslücke zu schliessen, damit die für die zur Erreichung des klimapolitisch motivierten CCS-Ausbaupfads erforderlichen Investitionen getätigt werden. Gleichzeitig muss die Regulierung das Marktmachtrisiko im Blick behalten, welches aufgrund der hohen irreversiblen Investitionen bei den CCS-Infrastrukturen (sogenannte versunkene Kosten) in Verbindung mit einem natürlichen Monopol besteht. Aufgrund der verschiedenen Unsicherheiten bezüglich der verschiedenen Aspekte des Markthochlaufs ist eine gewisse Flexibilität des Regulierungsrahmens erforderlich, wobei zu beachten ist, dass ein nicht klar definierter und schlecht vorhersehbarer Regulierungsrahmen ein weiteres Risiko für die Akteure darstellt (Regulierungsrisiko).

Um diesen Risiken und Herausforderungen gerecht zu werden, soll der zukünftige Regulierungsrahmen von vornherein die unterschiedlichen Charakteristika der jeweiligen Marktphasen berücksichtigen und wird in diesem Bericht für die folgenden Phasen differenziert:

- **Phase 1 ab 2030 bis 2045 (Markthochlauf):** In dieser Phase sollen Regulierungsrahmen und Interventionen den CCS-Markthochlauf sicherstellen.
- **Phase 2 ab 2045 (etablierter Markt):** In dieser Phase sollen Regulierungsrahmen und Interventionen das Funktionieren des bis dahin etablierten CCS-Marktes sicherstellen.

Rolle der Bundeskompetenz für die Regulierungsoptionen

Um ein konsistentes Set aus Regulierung und Interventionen erarbeiten zu können, wäre ein schweizweit abgestimmtes Vorgehen zielführend, das zu national einheitlichen Rahmenbedingungen führt. Aktuell verfügt der Bund über keine aus der Bundesverfassung direkt hervorgehende Kompetenz, diese Grundlagen für den Hochlauf und die Regulierung eines CCS-Marktes zu schaffen. Ohne eine Bundeskompetenz wäre ein national einheitliches Vorgehen nur durch Koordination zwischen den (betroffenen) Kantonen zu erreichen.

- Besteht eine Bundeskompetenz, können Regulierungsvarianten von der Marktplanung über die Marktorganisation und die Zugangsregulierung bis hin zur technischen Regulierung sowie flankierenden Interventionen konsistent erarbeitet werden. Um eine Bundeskompetenz zu erwirken, bräuchte es eine Verfassungsänderung, welche dem obligatorischen Referendum untersteht. Dies dauert zwischen fünf bis sieben Jahre und es besteht das Risiko einer Ablehnung.

⁴ Gemäss den Energieperspektiven stellen 2050 die KVA sowie die Zementindustrie 6 von schweizweit 7 Mt abgeschiedenem CO₂, also 86 Prozent. Eine geringere Auslastung der CCS-Infrastruktur könnte durch kleinere Mengen an zu verbrennendem Abfall aufgrund vermehrter Kreislaufwirtschaft oder wegen geringerem Bevölkerungswachstum entstehen. Falls die Zementindustrie die Wettbewerbsfähigkeit verliert und ins Ausland abwandert, oder künftig weniger Zement verbaut wird, fallen die abgeschiedenen Emissionen aus diesem Industriezweig.

- Besteht keine Bundeskompetenz, ist praktisch auf allen Stufen der Regulierung ein koordiniertes Vorgehen der Kantone notwendig, sei dies über eine implizite Koordination oder über die Bildung eines Konkordates mit gleichlautenden Rechtsgrundlagen in den Kantonen (Beispiel Swisslos). Dabei ist davon auszugehen, dass die Zeit zur Bildung eines Konkordats mindestens so lange dauert, wie der Weg über ein Referendum zur Erlangung einer Bundeskompetenz. Die Dauer kann gegebenenfalls beschleunigt werden, wenn nicht alle Kantone beteiligt sind, sondern (in einer ersten Phase) lediglich die Kantone auf der «Hauptachse» der geplanten Leitungsinfrastruktur.

Gestaltungselemente eines Regulierungsrahmens

Der zukünftige Regulierungsrahmen soll dazu beitragen, in der Hochlaufphase die Risiken im Zusammenhang mit dem Koordinationsproblem für die Akteure zu reduzieren. Die Regulierungsbereiche umfassen daher Marktregulierungen, technische Regulierungen, sowie Konzessions- und Haftungsfragen, die jeweils auf ökonomischer, technischer und rechtlicher Sicht Koordinationsmöglichkeiten adressieren. Ausserdem soll der Regulierungsrahmen prospektiv dazu beitragen, dass der Missbrauch von Marktmacht in einem etablierten CCS-Markt verhindert wird, was durch Anpassungen innerhalb des Bereichs Marktregulierungen möglich ist. Je nach Ausprägung der einzelnen Gestaltungselemente innerhalb der Regulierungsbereiche resultiert ein Regulierungsrahmen mit niedrigerer oder höherer Eingriffstiefe.

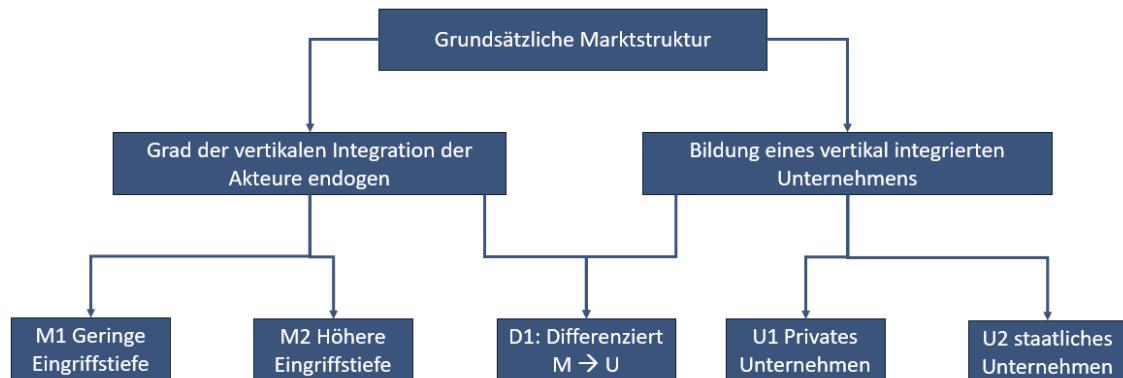
Innerhalb des Bereichs Marktregulierungen betrachten wir die Marktplanung, Marktorganisation und Marktzugangsregulierungen, die vor allem die Risiken aus dem Koordinationsproblem adressieren, unter Berücksichtigung des Marktmachtrisikos. Zur Marktplanung gehören (grenzüberschreitende) Netzwerkplanung und die Planung von Untergrundspeichern, auch in Abhängigkeit der Entwicklungen in der EU. Mit Blick auf den Regulierungsrahmen ist zu entscheiden, wieweit die Planung dezentral oder zentral organisiert wird. Bei der Marktorganisation geht es einerseits um die Koordination zwischen den verschiedenen Akteuren, die mit oder ohne einen Systemverantwortlichen möglich ist. Die Marktorganisation bedingt, unabhängig von weiteren Differenzierungen im Regulierungsrahmen, früher oder später eine Marktaufsichtsbehörde inkl. Monitoring, die aber keine strenge Kostenregulierung verfolgt. Marktzugangsregulierungen definieren Grenzen, innerhalb derer sich Pipeline- und Speicherbetreiber untereinander und mit anderen Stufen der Wertschöpfungskette organisieren und koordinieren dürfen, speziell mit Blick auf den diskriminierungsfreien Zugang zu den Infrastrukturen, wozu auch die Tarifgestaltung gehört. Starke Eingriffe, wie Entflechtungsvorschriften oder Eingriffe in die Tarife können Marktmachtrisiken reduzieren, hemmen jedoch Investitionen. Keine oder nur leichte diesbezügliche Eingriffe beanreizen hingegen Investitionen. Somit spielt das Abwägen zwischen Effizienz- und Investitionsanreizen eine grosse Rolle.

Technische Regulierungen im Sinne von Standards oder Sicherheitsvorschriften sind für jeden Regulierungsrahmen aufzugleisen, wobei deren Erarbeitung, wie in anderen Branchen in der Schweiz üblich, subsidiär und mit Orientierung an der EU erfolgen sollte. Analog z. B. der Strombranche wäre auch eine technische Aufsichtsbehörde einzurichten. Konzessionen und Haftungsfragen bei der Nutzung des Untergrunds und dem Betrieb sind ebenfalls unabhängig von den übrigen Regulierungselementen zu gestalten und können sich an den EU-Vorgaben orientieren.

Varianten eines Regulierungsrahmens

Die fünf betrachteten Varianten des Regulierungsrahmens (Abbildung 2) enthalten unterschiedliche Ausprägungen der beschriebenen Gestaltungselemente.

Abbildung 2 Betrachtete Regulierungsvarianten



Quelle: Eigene Darstellung.

Bei zwei Regulierungsvarianten ist die Marktstruktur offen (M1 und M2). Diese Varianten unterscheiden sich in der Eingriffstiefe (niedrige vs. hohe Eingriffstiefe) und sind jeweils für die Marktphasen (Phase 1 und Phase 2) differenziert. Bei zwei Regulierungsvarianten werden CO₂-Transport und -Speicher (T&S) von einem vertikal integrierten Unternehmen betrieben, entweder von einem privaten Unternehmen (U1) oder von einem staatlichen Unternehmen (U2). Die letzte Regulierungsvariante (M -> U) schliesslich stellt eine Kombination der M- und U-Varianten dar, indem im Zeitablauf der Wechsel von M zu U erfolgt.

- Regulierungsvariante «**M1 Geringe Eingriffstiefe**»: Bei dieser Regulierungsvariante wird in der Phase 1 (Markthochlauf) die Marktplanung einer dezentralen marktlichen Planung überlassen. Es wird kein systemverantwortlicher Akteur installiert. Um das Koordinationsproblem zu lösen, müssen die Akteure daher die Möglichkeit haben, untereinander Verträge abzuschliessen und sich abzustimmen, um Risiken beim Netzwerkaufbau zu reduzieren. Auch wenn dabei Marktentwicklungen insgesamt begünstigt und nicht behindert werden sollen, besteht ohne Spezialgesetz das Risiko, dass diesbezügliche Absprachen der Akteure auf Basis des Kartellgesetzes sanktioniert werden könnten, wenn sie als abschottend qualifiziert werden (Regulierungsrisiko). Ein rechtssicherer Ausschluss des Sanktionsrisikos wäre nützlich. Ohne Spezialgesetz fehlt dazu in der Schweiz ein praxistaugliches Instrument. In Phase 1 gibt es keine Marktzugangsregulierung. In Phase 2 (etablierter Markt) können, wenn ein Marktmachtproblem verortet wird, moderate spezialgesetzliche Regeln und eine Aufsichtsbehörde zur Sicherung des Marktzugang implementiert werden.
- Regulierungsvariante «**M2 Hohe Eingriffstiefe**»: Die Marktplanung wird auf nationaler Ebene koordiniert. Bereits in Phase 1 werden spezialgesetzliche Regeln erlassen und es wird eine Aufsichtsbehörde installiert. Ein Systemverantwortlicher wird erst in Phase 2 installiert. In Phase 2 kommen zusätzliche Entflechtungsanforderungen in Bezug auf die verschiedenen Akteure zum Tragen und es werden Vorgaben für die Tarifstrukturen erlassen.
- Regulierungsvariante «**U1 Privates Unternehmen**»: In dieser Variante wird ein Teil des Koordinationsproblems durch ein vertikal integriertes Unternehmen gelöst, das sowohl in Phase 1 als auch in Phase 2 für Transport und Speicherung verantwortlich ist. Die Zuteilung der Verantwortung an das Unternehmen erfolgt über eine Ausschreibung (Wettbewerb um den Markt). Bei dieser Regulierungsoption wird eine spezialgesetzliche Regulierung benötigt und eine Aufsichtsbehörde installiert.

- Regulierungsvariante «**U2 Staatliches Unternehmen**»: Diese Regulierungsoption unterscheidet sich von U1 dadurch, dass die Verantwortung für den CO₂-Transport und die CO₂-Speicherung durch ein staatliches vertikal integriertes Unternehmen wahrgenommen wird.
- Regulierungsvariante «**Differenziert M, U**»: In dieser Variante ist die Phase des Hochlaufs des CCS-Marktes durch eine dezentrale Organisation gekennzeichnet, die sich am Markt bildet. In Phase 2, wenn ein CCS-Markt besteht und ein Grossteil der Investitionen getätigt ist, soll ein vertikal integriertes Unternehmen die Verantwortung übernehmen. Da diese Entwicklung bereits in Phase 1 vorgezeichnet ist und organisiert werden muss, sind von Anfang an ein Spezialgesetz und eine Aufsichtsbehörde erforderlich.

Beurteilung der Varianten eines Regulierungsrahmens

Die verschiedenen Regulierungsoptionen lassen sich anhand der Kriterien Effizienz, Effektivität des Regulierungsrahmens, EU-Kompatibilität, Nähe zu inländischer Regulierungspraxis, Vollzugskosten, Flexibilität des Regulierungsrahmens, Zuverlässigkeit, Vorhersehbarkeit der Regulierung sowie der Sicherheit und Qualität des CCS-Systems beurteilen (Tabelle 1).

Tabelle 1 Beurteilung der Varianten eines Regulierungsrahmens

	Marktstruktur offen		Vertikal integriertes Unternehmen		Differenziert
	M1	M2	U1	U2	M --> U
Effizienz	++	+	+	-	+
Effektivität	-	+	++	++	++
EU-Kompatibilität	-	+	+	+	+
Nähe zu inländischer Praxis	--	+	-	+	+
Vollzugskosten	++	-	+	+	+
Flexibilität Regulierung	+	-	-	Nicht relevant	+
Vorhersehbarkeit Regulierung	-	+	+	Nicht relevant	-
Sicherheit / Qualität (Verfügbarkeit)	-	-	+	+	+

Quelle: Eigene Darstellung.

Die Variante mit geringer **Eingriffstiefe, M1**, punktet mit hoher Effizienz und niedrigen Vollzugskosten. Nachteil ist die Unsicherheit über die Effektivität. Ausserdem erfordert sie eine Klarstellung im Wettbewerbsrecht, damit sich die Akteure ohne Sanktionsrisiko in der Hochlaufphase koordinieren können, was in der Schweiz keine Tradition hat. Die Variante mit **hoher Eingriffstiefe, M2** entspricht eher dem Vorgehen in ähnlich gelagerten Branchen in der Schweiz und der EU. Die höhere Eingriffstiefe reduziert die erwartete Effizienz, wird jedoch bezüglich Effektivität und Vorhersehbarkeit positiv eingeschätzt. Nachteil sind die erwartungsgemäss hohen Vollzugskosten. Bei Varianten, in denen ein vertikal integriertes Unternehmen für Transport und Speicherbetrieb vorgesehen ist (**U1 und U2**), wird aufgrund der einfacher durchsetzbaren Zielvorgaben als besonders effektiv eingestuft. Die Vollzugskosten werden niedriger eingestuft als bei einer Variante mit mehreren Unternehmen. Für vertikal integrierte Unternehmen gibt es in der EU Beispiele von Joint Venture (JV) wie z. B. zwischen Shell und Total Energies (Projekt Aramis). Wir stufen die Effizienz eines staatlichen Unternehmens tendenziell niedriger ein als die Effizienz eines Unternehmens, das in einem Ausschreibungsverfahren bestimmt wird.

Die Kombination aus Marktorganisation in der Markthochlaufphase und einem integrierten Unternehmen in der späteren Phase (**von M zu U**) kann einige Nachteile einer durchgängig dezentralen marktlichen Organisation heilen. Jedoch sind die Vollzugskosten sowie die regulatorischen Unsicherheiten hinsichtlich des Übergangs von mehreren auf ein Unternehmen nicht zu vernachlässigen. Zu denken ist beispielsweise an die Anpassung von Verträgen oder je nach Organisationsform den Ausschreibungsprozess.

Finanzierungslücke

Neben der Gestaltung eines geeigneten Regulierungsrahmen müssen für einen erfolgreichen Aufbau des CCS-Marktes in der Schweiz die bestehenden Preis- und Erlösriskien für Marktteilnehmer insbesondere in der Skalierungsphase bis 2039 stark eingedämmt werden. Bis zu diesem Zeitpunkt ist zu erwarten, dass die Preise für CO₂-Emissionsrechte (bzw. die im Markt erzielbaren Erlöse von CO₂-Vermeidung) unter den Kosten für den Aufbau der CCS-Infrastruktur liegen, wodurch eine Finanzierungslücke entsteht. Die CO₂-Preise, steigen gemäss der verwendeten EHS-Preisprognose der IEA⁵ von etwa 120 CHF/tCO₂ im Jahr 2030 auf etwas über 200 CHF/t CO₂ im Jahr 2050, wobei die Unsicherheiten dieser Prognose insbesondere ab 2040 zunimmt. Alle in der Schweiz abgeschiedenen Emissionen bewerten wir in unseren Berechnungen zu den prognostizierten EHS-Preisen. Dies impliziert, dass alle fossilen CO₂-Abscheidungsquellen dem EHS oder einem äquivalenten System unterstellt sind, und dass durch Negativemissionen erzielte NET-Zertifikate auch zu EHS-Preisen bewertet sind. Die für den Zeitraum 2030 bis 2050 kumulierten CCS-Kosten liegen, je nach unterstelltem Kostenszenario, zwischen gut 11 Mrd. CHF bei niedrigen Kosten und gut 20 Mrd. CHF bei hohen Kosten. Im mittleren Kostenszenario gehen wir von gut 15 Mrd. CHF aus.⁶ Die CCS-Kosten pro abgeschiedener Tonne CO₂ steigen in allen drei betrachteten Kostenszenarien zuerst an, und stagnieren dann ab 2040 auf unterschiedlichen Niveaus, wodurch die Lücke sukzessive geschlossen werden kann. Über den gesamten Betrachtungszeitraum von 2030 bis 2050 gesehen liegt die gesamte Finanzierungslücke im mittleren Kostenszenario bei rund 1.3 Mrd. CHF. Im hohen Kostenszenario liegt sie bei 6 Mrd. CHF, wobei im Szenario mit geringen Kosten keinen Finanzierungslücke, sondern ein Überschuss von 3.4 Mrd. CHF resultiert.

Langfristig ist davon auszugehen, dass der Preis für CO₂ durch die Vermeidungskosten der teuersten Technologie bestimmt werden. Insofern ist zu erwarten, dass Technologien wie CCS preissetzend sein werden und damit der ökonomische Grund für eine Subventionierung wegfällt.

Staatliche Interventionen zum Schliessen der Finanzierungslücke

Die erwartete Finanzierungslücke in der Markthochlaufphase, verbunden mit den verschiedenen Risiken, welche mit dem Markthochlauf verbunden sind, lassen sich durch staatliche Interventionen adressieren. Der Vergleich der Gesamtkosten mit der Finanzierungslücke des CCS-Systems im Zeitraum von 2030 bis 2050 zeigt dabei, dass absehbar in der Anfangsphase ein

⁵ Die angenommenen CO₂-Preise basieren auf dem Net-Zero-Szenario aus dem World Energy Outlook 2023 der IEA (IEA 2023, 297).

⁶ Die Kostenszenarien unterscheiden sich z. B. bezüglich angenommenen Lerneffekten und Investitionskosten und basieren auf den weiterentwickelten Kostenszenarien aus BAK und Dena 2023.

grosser Teil der Gesamtkosten nicht unmittelbar verursachergerecht (d.h. durch die aus der Be-
preisung von CO₂ hervorgehenden «Erlöse»⁷) gedeckt werden kann. In diesem Fall wären zu-
sätzliche Instrumente nötig, um die Finanzierungslücke zu schliessen.

Eine vollständige quantitative Betrachtung der (verursachergerechten) Finanzierung dieser
weiteren Massnahmen wurde im Rahmen dieser Studie nicht vorgenommen, da die dafür erforder-
lichen Grundlagen wie gesetzlicher Rahmen in der Schweiz und Entwicklungen in der EU
noch mit grosser Unsicherheit behaftet sind. Grundsätzlich ist es jedoch denkbar, dass weiter-
gehende Fördermittel durch die Einnahmen aus dem EHS finanziert werden.⁸ In der EU ist dies
explizit der Fall, indem die Einnahmen aus dem EU EHS für die Finanzierung des Innovation
Funds genutzt werden, welcher wiederum Mittel an Dekarbonisierungsprojekte in verschiede-
nen Bereichen, u.a. CCS, allokiert. Eine grobe Schätzung zu den Einnahmen aus der Versteige-
rung von EHS-Emissionsrechten in der Schweiz ergibt kumulierte Werte zwischen rund 0.5 und
1.5 Mrd. CHF. Diese Schätzungen sind aufgrund der genannten Unsicherheiten vorsichtig zu in-
terpretieren, wenn es darum geht, wie hoch die Mittel sind, die für eine verursachergerechte
Finanzierung zur Verfügung stehen.

In der Schweiz ist im revidierten CO₂-Gesetz nach 2024 in Art. 37b ein ähnliches Konzept wie
der Innovationsfond der EU vorgesehen. Die Erlöse aus der Versteigerung der Emissionsrechte
sind neu entweder für Anpassungsmassnahmen oder für wesentliche Dekarbonisierungsmass-
nahmen mit einer 50%-Kostendeckung bei Anlagen vorgesehen, welche dem EHS unterstellt
sind.

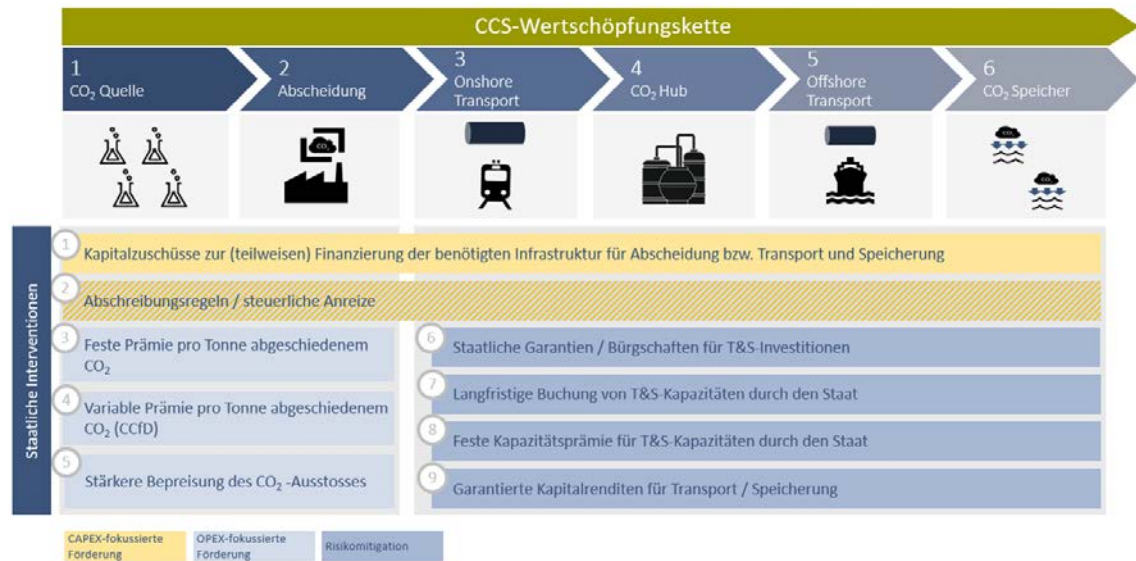
Neben den Preisrisiken sind Investoren in der frühen Marktphase auch signifikanten Volumen-
risiken ausgesetzt. So müssen die Infrastrukturen von Beginn an auf die langfristig erwartete
Marktgrösse ausgelegt werden, obwohl in der Hochlaufphase zunächst nur geringe Volumen re-
alisiert werden. Es besteht daher ein Zielkonflikt zwischen möglicherweise prohibitiv hohen
Kosten für die anfänglich geringe Anzahl an Infrastrukturnutzern und dem Risiko für Investo-
ren, dass sich die Investitionen langfristig nicht amortisieren, wenn der Markthochlauf geringer
als erwartet ausfällt.

Die staatlichen Interventionen zum Schliessen der Finanzierungslücke und Abfedern von Volu-
menrisiken sind insbesondere in der Markthochlaufphase relevant und sollten daher zeitlich
begrenzt werden. Für die kurz- bis mittelfristigen Interventionen stehen verschiedene Instru-
mente zur Auswahl. Abbildung 3 zeigt, dass die Instrumente unterschiedliche Bereiche der
Wertschöpfungskette betreffen und unterschiedliche Schwerpunkte setzen (eher CAPEX-fokus-
siert, eher OPEX-fokussiert oder eher fokussiert auf die Risikomitigation).

⁷ Hierbei ist zu beachten, dass die angenommenen EHS-Erlöse zur Deckung der Finanzierungslücke nur dann
«echte» Erlöse für die Emittenten darstellen, wenn diese eine freie Zuteilung an Emissionsrechten bekommen
haben und diese aufgrund des Einsatzes von CCS verkaufen können. Sofern Emissionsrechte nicht frei ausge-
geben werden, sind die «Erlöse» als vermiedene Kosten zu interpretieren, da die Unternehmen durch den
Einsatz von CCS keine oder weniger Emissionsrechte erwerben müssen.

⁸ Zu den möglichen Optionen zählt beispielsweise die Finanzierung durch Mittel aus der Versteigerung von
Emissionsrechten in anderen Sektoren, die unter den EHS fallen, oder die Nutzung und ggf. Ausweitung der
Erlöse aus spezifischen CO₂-Abgaben.

Abbildung 3 Überblick über mögliche staatliche Interventionen



Quelle: Eigene Darstellung.

Die verschiedenen Ansätze lassen sich dabei wie folgt umschreiben:

CAPEX-fokussierte Förderung

1. **Direkte CAPEX-Zuschüsse zur Errichtung der CCS-Infrastruktur:** Investoren erhalten (einmalige) Zuschüsse für den Aufbau von Abscheidungsanlagen bzw. die Errichtung von Transport- und Speichereinfrasturktur. Die Vergabe kann durch die Anwendung von Gebotsverfahren wettbewerblich gestaltet werden. Solche Ansätze werden zum Beispiel in der EU und in UK verfolgt.⁹ Mit Art. 6 KIG besteht in der Schweiz ein Ansatzpunkt für Kapitalzuschüsse für die Infrastruktur, diese sind jedoch aktuell an einen 2030 auslaufenden Verpflichtungskredit geknüpft.
2. **Steuerliche Anreize und beschleunigte Abschreibungen:** Ähnlich wie CAPEX-Zuschüsse können die Investitionskosten auch mittels Steuergutschriften und beschleunigten Abschreibungen gesenkt werden. Durch die Senkung oder Aufhebung von Steuern und Umlagen, die bei Abscheidung, Transport und Speicherung von CO₂ anfallen, können zudem auch die laufenden Kosten der Projekte reduziert werden. Solche Ansätze finden sich zum Beispiel im Inflation Reduction Act (IRA) der USA oder dem Net-Zero Industry Act (NZIA) der EU. Jedoch sollte gemäss dem Subventionsgesetz auf Finanzhilfen in Form von steuerlichen Vergünstigungen verzichtet werden (Art. 7 Bst. g SUG). Aktuell sind in der Schweiz gleichwohl beispielsweise Elektro- und Wasserstofffahrzeuge von der leistungsabhängigen Schwerverkehrsabgabe (LSVA) befreit.

OPEX-fokussierte Förderung

3. **Feste Prämien für CO₂-Abscheidung:** Die laufenden Kosten zur Dekarbonisierung mittels CCS werden durch eine feste Prämie abgedeckt, die an Emittenten pro abgeschiedener Tonne CO₂ ausgezahlt wird. Die Prämie enthält dabei die Kosten entlang der gesamten

⁹ Auf EU-Ebene sind hier insbesondere der Innovation Fund sowie die Connecting Europe Facility (CEF) zu nennen, die beide (auch) Kapitalkosten von CCS-Projekten bezuschussen. In UK erfolgt die Finanzierung von CCS-bezogenen Investitionen vor allem über den Carbon Capture and Storage Infrastructure Fund (CIF).

Wertschöpfungskette inklusive CO₂-Transport und -Speicherung. Die Höhe der Prämie kann in wettbewerblichen Verfahren, z.B. im Rahmen von Auktionen, ermittelt werden. Solche Ansätze werden zum Beispiel zur Förderung von BEECS in Schweden verfolgt. In der Schweiz entspricht die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) im Strombereich diesem Ansatz, welche 2022 ausgelaufen ist.

4. **Variable Prämie für CO₂-Abscheidung:** Im Gegensatz zur festen Prämie wird bei der variablen Prämie die Differenz zwischen einem bilateral vereinbarten Vertragspreis und dem CO₂-Marktpreis ausgeglichen. In der Praxis sind darunter insbesondere Carbon Contracts for Difference (CCfD) zu verstehen. Liegt bei einem CCfD der Vertragspreis oberhalb des CO₂-Marktpreises, zahlt der Staat eine Förderung an das Unternehmen. Ist der CO₂-Marktpreis höher als zum Schliessen der Finanzierungslücke erforderlich, kann eine entsprechende Ausgleichszahlung des Unternehmens an den Staat vorgesehen werden. Solche Ansätze finden sich zum Beispiel mit den Klimaschutzverträgen in Deutschland sowie im Rahmen des Förderprogramms SDE++ in den Niederlanden.
5. **Stärkere Bepreisung des CO₂-Ausstosses:** Eine stärkere Bepreisung des CO₂-Ausstosses und auch die Ausweitung auf weitere Sektoren erhöhen die Anreize zur Dekarbonisierung. Solche Ansätze finden sich zum Beispiel in der EU mit dem EU-EHS, wo mit signifikant steigenden CO₂-Preisen gerechnet werden kann, da künftig keine kostenlose Zuteilung mehr von Emissionsrechten erfolgt, die Emissionsobergrenze stärker als bisher reduziert wird und das EU-EHS auf weitere Sektoren (Verkehr und Gebäude im EHS2) ausgeweitet wird. Durch die Einführung eines Grenzausgleichsmechanismus für CO₂-Emissionen (Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM) stellt die EU die Wettbewerbsfähigkeit Ihrer Industrie bei einer stärkeren CO₂-Bepreisung sicher. So müssen Importeure von bestimmten Gütern den gleichen CO₂-Preis auf die in ihren Produkten enthaltenen Emissionen entrichten wie inländische Produzenten. Da das Schweizer EHS auch künftig mit dem der EU gekoppelt bleiben soll, gelten die gleichen Preiserwartungen und das Emissionshandelssystem in der Schweiz muss äquivalent zu dem der EU ausgestaltet sein. Der CBAM ist davon nicht betroffen. In der Schweiz wird denn auch vorerst auf die Einführung eines CBAM verzichtet. Der Bundesrat will 2026 erneut eine Lagebeurteilung vornehmen. Eine weitere Möglichkeit zur stärkeren CO₂-Bepreisung stellen eine Beschaffungspflicht für qualitativ hochwertige NET-Zertifikate dar oder dedizierte CO₂-Abgaben dar (bspw. wird in den Niederlanden bereits seit 2021 eine nationale CO₂-Abgabe auf Emissionen von Industrieanlagen erhoben).

Risikomitigation

6. **Staatliche Garantien für T&S-Investoren:** Mithilfe von staatlichen Bürgschaften können die Investoren in T&S-Infrastrukturen ihre Investitionen gegen Ausfallrisiken und unerwartete Marktrisiken, z.B. einen langsamer als erwarteten CCS-Markthochlauf, absichern. Dabei wird in der Regel nur die Investition abgesichert, nicht aber der Fortbestand des Unternehmens gewährleistet.¹⁰ In der Schweiz ist die Absicherung von Risiken in öffentliche Infrastrukturen durch den Bund in Art. 7 KIG vorgesehen, jedoch ist sie an den 2030 auslaufenden Verpflichtungskredit aus Art. 6 KIG geknüpft.
7. **Buchung von T&S-Kapazitäten durch den Staat:** Garantierte langfristige Abnahme einer festgelegten Menge an Transport- und Speicherkapazität durch den Staat zur Mitigation

¹⁰ Für den Fall, dass im Fall der Inanspruchnahme der Garantie auch der Fortbestand des Unternehmens gesichert wird, wirkt die Garantie zusätzlich wie ein Kapitalkostenzuschuss.

der Volumenrisiken bei T&S-Infrastrukturbetreibern. Langfristige Kapazitätsbuchungen durch private Akteure sind zum Beispiel im Gasmarkt die Regel.¹¹

8. **Feste Kapazitätsprämie für T&S-Betreiber:** Dabei zahlt der Staat den Betreibern von T&S-Infrastruktur eine feste Prämie für die Bereitstellung der Kapazitäten, die Vermarktung der Kapazität und die Übernahme der damit verbundenen Risiken und Chancen erfolgt durch den Anbieter. Ein Beispiel hierfür sind die Kapazitätsmärkte im europäischen Strommarkt. Im Schweizer Strommarkt sind Beispiele hierfür die Wasserkraftreserve sowie die Reservekraftwerke, welche die Stromversorgung im Winter sichern sollen.
9. **Garantierte Kapitalrenditen für T&S-Betreiber:** Dabei wird den T&S-Betreibern eine durch den Regulierer festgelegte Rendite auf ihr eingebrachtes Kapital garantiert. Auf dieser Basis werden für die jeweilige Regulierungsperiode gültige Tarife für die Nutzung der T&S-Infrastruktur bestimmt. Grundsätzlich kommen zwar die Nutzer für die Infrastrukturkosten auf, der Staat garantiert aber die Kostenübernahme für den Fall, dass Nutzer die Kosten nicht tragen können.¹² Solche regulierten Tarifmodelle werden zum Beispiel in UK eingesetzt.

Bewertung der staatlichen Interventionen zum Schliessen der Finanzierungslücke

Eine Bewertung der verschiedenen Interventionen hinsichtlich der polit-ökonomischen Kriterien Effizienz, Effektivität, Verursachergerechtigkeit und Vollzugskosten zeigt, dass bei allen Ansätzen Vor- und Nachteile gegeneinander abgewogen werden müssen. Während bei fast allen Instrumenten eine verursachergerechte Finanzierung durch die Emittenten bzw. die Nutzer der T&S-Infrastrukturen theoretisch möglich ist (siehe Diskussion des Anteils der verursachergerechten Finanzierung an den Gesamtkosten des CCS-Systems oben), weisen die Massnahmen hinsichtlich ihrer Effizienz¹³ und Effektivität¹⁴ unterschiedliche Stärken und Schwächen auf:

- Bezüglich der Effizienz des Instrumentes überzeugen vor allem die beim Emittenten ansetzenden Interventionen, da hier im Rahmen der initialen Vergabeverfahren bzw. über die Förderdauer hinweg starke Anreize für eine kostengünstige Bereitstellung von CCS gesetzt werden können.

¹¹ Ein Beispiel für die staatliche Vermarktung ist das H2-Global Instrument, bei welchem die staatlich gestützte Hydrogen Intermediary Company GmbH langfristige Verträge mit Wasserstoff-Produzenten abschliesst und den Wasserstoff mittels kurzfristiger Verträge in Europa vermarktet (siehe: <https://www.h2-global.de/>). Ein weiteres Beispiel für staatlich unterstützte Buchungen von Infrastrukturkapazitäten stellt die im Auftrag des deutschen Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz gegründete Deutsche Energy Terminal GmbH (DET) dar, welche die ersten LNG-Terminals in Deutschland betreibt und hierbei auch die Regasifizierungskapazitäten vermarktet (siehe hier: <https://energy-terminal.de/terminal-user/>).

¹² Eine mögliche Ausgestaltung des Instruments zeigt auch das in Deutschland für das Wasserstoff-Kernnetz verwendete Amortisationskonto, welches Betreibern in der frühen Hochlaufphase die Möglichkeit bietet, die über realisierten Erträge aus der Vermarktung der Kapazitäten hinausgehenden Kosten durch eine Zwischenfinanzierung über das Amortisationskonto zu decken. Mittel- bis langfristig soll die Zwischenfinanzierung durch steigende Einnahmen ausgeglichen werden, der Staat garantiert jedoch die subsidiäre Absicherung der Mittel, falls bis zum Jahr 2055 kein Ausgleich des Amortisationskonto erfolgt ist. An diesem Ausgleich des Amortisationskontos werden die Betreiber mit 24% beteiligt (BMWK, 2023, siehe hier: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/FAQ/Wassertstoff-Kernnetz/faq-wasserstoff-kernnetz.html>)

¹³ Das Kriterium der Effizienz bewertet, wie weit ein Instrument eine effiziente Allokation der Fördermittel herbeiführt.

¹⁴ Das Kriterium der Effektivität bewertet die Zielgenauigkeit eines Instruments hinsichtlich Risikomitigation und bezüglich Schliessen der Finanzierungslücke.

- Bei der Bewertung der Fähigkeit zur Risikomitigation schneiden insbesondere die Instrumente gut ab, die spezifisch auf die mit dem Aufbau der kapitalintensiven CO₂-Transport- und Speicherinfrastrukturen verbundenen Risiken ausgerichtet sind. Beim Emittenten ansetzende Förderinstrumente sind in der Regel weniger gut geeignet, um die T&S-spezifischen Risiken zu reduzieren.
- Spiegelbildlich dazu leisten die auf T&S-Betreiber ausgerichteten Instrumente zur Risikomitigation nur einen geringen Beitrag zum Schliessen der Finanzierungslücke während die beim Emittenten ansetzenden Förderinstrumente grundsätzlich gut in der Lage sind, die Finanzierungslücke vollständig zu schliessen.

In Bezug auf die Vollzugskosten schneiden besonders diejenigen Instrumente gut ab, die mit geringem laufenden Aufwand verbunden sind und für die auf Verfahren zurückgegriffen werden kann, die bereits in anderen Bereichen etabliert sind (z. B. Kapitalzuschüsse und staatliche Garantien und Bürgschaften). Demgegenüber werden Instrumente, die sehr komplexe Vergabe- und Verwaltungserfahren erforderlich machen, zu hohen Vollzugskosten auf Seiten des Staates und/oder der privatwirtschaftlichen Akteure (z.B. CCfDs und staatliche Buchung und Vermarktung von T&S-Kapazitäten).

Abbildung 4 Ergebnisse der Bewertung von staatlichen Interventionen im CCS-Markt

	CAPEX-fokussierte Förderung		Laufende Förderung (CAPEX & OPEX)			Instrumente zur T&S-Risikomitigation			
	1 Kapital-Zuschüsse	2 Steuerliche Anreize & beschleunigte Abschreibung sregeln	3 Feste Prämien	4 Variable Prämien (CCfD)	5 Stärkere CO ₂ -Bepreisung	6 Staatliche Garantien für T&S-Investoren	7 Kapazitätsbuchung durch den Staat	8 Feste Kapazitätsprämien	9 Garantierte Kapitalrenditen
Verursachergerechte Finanzierung	+	-	+	+	++	+	+	+	+
Effizienz	+	--	+	++	++	+	-	+	+
Effektivität: Risikomitigation	+	+	-	-	-	+	++	+	+
Effektivität: Schliessen Finanzierungslücke	-	-	+	+	-	-	-	-	-
Vollzugskosten	++	+	+	--	+	++	--	+	-

Quelle: Eigene Darstellung.

Letztlich zeigt sich, dass für einen erfolgreichen Hochlauf des CCS-Marktes eine Kombination von Massnahmen aus den verschiedenen Bereichen (CAPEX-Förderung, laufende OPEX-fokussierte Förderung und T&S-Risikomitigation) erforderlich ist. Die Eignung von einzelnen Instrumenten lässt sich dabei auch entlang der Marktphasen unterscheiden: CAPEX-fokussierte Fördermassnahmen (in Form von Einmalzahlungen) sind vor allem in der sehr frühen Marktphase angezeigt, um die ersten CCS-Projekte zu realisieren. Zusätzlich können Fördermassnahmen in dieser Phase auch OPEX umfassen und so dazu beitragen die Finanzierungslücke zu schliessen. In der Markthochlaufphase stehen beim Emittenten ansetzende, OPEX-fokussierte Fördermassnahmen (in Form wiederkehrender Zahlungen) im Vordergrund, um die hohen Mehrkosten von CCS zu reduzieren. Beispielrechnungen zu CAPEX-Förderungen vs. OPEX-Förderungen zeigen, dass beim gleichen Mitteleinsatz die CAPEX-Förderungen vor allem dazu beitragen, die Finanzierungslücke perspektivisch zu schliessen. Würden z. B. im Szenario mit mittleren Kosten die CCS-Investitionen von 2030 bis 2038 zu 50% gefördert, könnte mit 1.2 Mrd. Franken die von 2030 bis 2050 kumulierte Finanzierungslücke geschlossen werden. Dabei besteht bis 2040 weiterhin eine (reduzierte) Lücke, die sich ab 2041 dank jährlichen Überschüssen zu schliessen be-

ginnt. Würde der gleiche Betrag zur Förderung der laufenden Kosten in den gleichen Jahren eingesetzt, resultiert bis zum Ende der Förderung eine jährliche Überdeckung, und ab 2039 eine jährliche Unterdeckung, welche sich bis 2050 schliesst. Der Budgetbedarf bei variablen Prämien durch CCfDs ist höher als bei fixen Prämien, jedoch sind die Förderkosten für dieses Instrument schwerer prognostizierbar, da sie vom effektiven EHS-Preisverlauf abhängig sind. Generell können OPEX-fokussierte Fördermassnahmen langfristig durch einen wirksamen und sektorübergreifenden CO₂-Preis abgelöst werden. Flankierend zu den laufenden Fördermassnahmen müssen durch Massnahmen zur Risikomitigation die Investitionen in kapitalintensive T&S-Infrastrukturen beanreizt werden.

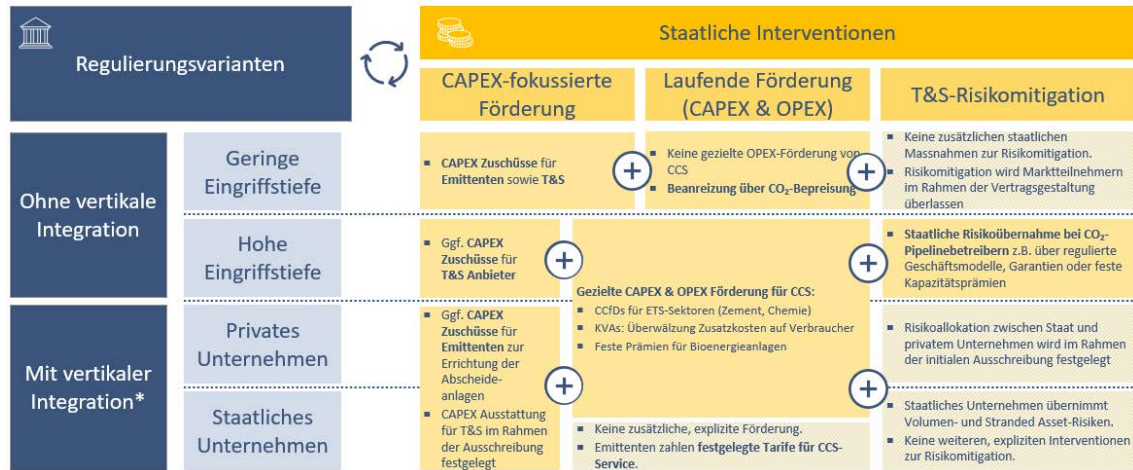
Zusammenspiel von Regulierungsvarianten und Interventionen

Zur Gestaltung eines sinnvollen Markt- und Regulierungsrahmens für den CCS-Markthochlauf sollten die staatlichen Interventionen und die grundlegenden Ansätze zur Marktregulierung zusammen gedacht werden. In Abhängigkeit von der CCS-Marktstruktur (vertikal integriert oder nicht vertikal integriert), der Art der vertikal integrierten Akteure (staatlich oder privat) und der gewählten Eingriffstiefe (gering oder hoch) lassen sich daher einige übergreifende Empfehlungen für die Zusammensetzung sinnvoller Massnahmenkombinationen herleiten:

- Der Einsatz von CAPEX-fokussierten Förderinstrumenten ist unabhängig von der konkreten Regulierungsvariante grundsätzlich sinnvoll, wobei der Umfang der Förderung und die begünstigten Akteure sich zwischen den Regulierungsvarianten unterscheiden können.
- Der Einsatz von laufenden Fördermassnahmen ist in den meisten Regulierungsvarianten ebenfalls sinnvoll, da nur so die Finanzierungslücke effektiv geschlossen werden kann. In einem Regulierungsszenario, in dem der Markthochlauf insgesamt eher marktbasierend erfolgen soll, könnte anstatt einer dezidierten laufenden CCS-Förderung auch auf das Greifen eines langfristig sektorübergreifend bindenden und ausreichend hohen CO₂-Preis verwiesen werden.¹⁵
- Die grösste Variation der empfohlenen staatlichen Interventionen in den verschiedenen Regulierungsvarianten besteht hinsichtlich der Massnahmen zur T&S-Risikomitigation. Spezifische Instrumente zur Reduktion von T&S-Risiken sind dabei insbesondere in dem Regulierungsszenario ohne vertikale Integration und mit hoher Eingriffstiefe erforderlich. Dahingegen werden in den Regulierungsvarianten mit vertikaler Integration die T&S-spezifischen Risiken von dem vertikal integrierten Akteur getragen, so dass keine zusätzlichen Interventionen zur Risikomitigation angezeigt sind. In einem Regulierungsszenario mit geringer Eingriffstiefe wäre es im Sinne eines marktbasierten CCS-Hochlaufs ebenfalls denkbar, dass auf zusätzliche staatliche Risikomitigationmassnahmen verzichtet wird.

¹⁵ Um dem Risiko von Carbon Leakage zu begegnen, sollte die CO₂-Bepreisung durch entsprechende grenzüberschreitende Massnahmen (z. B. im Sinne des Carbon Border Adjustment Mechanism in der EU) ergänzt werden.

Abbildung 5 Empfehlung zu Interventionspaketen im Zusammenspiel mit dem gewählten Regulierungsrahmen



* Annahme: Vertikal integriertes Unternehmen deckt Transport und Speicherung ab, nicht aber die Abscheidung von CO₂ beim Emittenten.

Quelle: Eigene Darstellung.

Grundsätzlich sind Varianten denkbar, bei denen von der Phase 1 (Markthochlauf) bis Phase 2 (etablierter Markt) entweder ein vertikal integriertes Unternehmen agiert oder die Marktstruktur den Akteuren überlassen wird. Die Variante mit vertikaler Integration hat den Vorteil, dass bei der Lösung des Koordinationsproblems und bei den staatlichen Interventionen weniger Akteure berücksichtigt werden müssen, was sich positiv auf die Vollzugskosten auswirkt und Schnittstellenthemen reduziert. Bei mehr Akteuren besteht hingegen Offenheit bezüglich der Entwicklung der Marktstrukturen, was sich tendenziell positiv auf die Effizienz auswirkt. Möglich wäre auch, in Phase 1 auf dezentrale Marktstrukturen zu setzen und für Phase 2 ein vertikal integriertes Unternehmen vorzusehen. Damit besteht zunächst Spielraum für die Entwicklung effizienter Strukturen, die dann bei der Abgrenzung des vertikal integrierten Unternehmens berücksichtigt werden können. Herausfordernd bei einer solchen Variante ist die Gestaltung zuverlässiger Regeln für den Übergang von Phase 1 zu Phase 2. Insbesondere die Ausgestaltung der Abgeltung für die Übertragung von Anlagen ist wichtig, damit sich Investoren in Phase 1 engagieren.

Sämtliche Varianten und Kombinationen aus Regulierungsrahmen und staatlichen Interventionen erfordern ein national einheitliches Vorgehen. Dies erfordert eine verfassungsrechtlich begründete Bundeskompetenz oder ein koordiniertes Vorgehen der Kantone.

Fazit

Damit ein entsprechender CCS-Markt entstehen und funktionieren kann, sind folgende drei Grundlagen von Bedeutung:

- Bundeskompetenz:** Der Aufbau eines Pipeline-Systems für den Transport des abgeschiedenen CO₂ in der Schweiz sowie die allenfalls künftige inländische Speicherung wird mehrere Kantone tangieren. Ohne eine entsprechende verfassungsrechtlich begründete Bundeskompetenz ist der Aufbau eines Regulierungsrahmens für den Aufbau der notwendigen Infrastruktur in der Schweiz von den Aktivitäten der betroffenen Kantone und deren Koordination beispielsweise über eine interkantonale Vereinbarung (Konkordat) abhängig. Auch die Möglichkeiten zur Einführung von Interventionsmassnahmen des Bundes zur

Schliessung der Finanzierungslücke sind ohne Bundeskompetenz eingeschränkt, da Fördermassnahmen des Bundes generell einer verfassungsrechtlich begründeten Bundeskompetenz bedürfen. Dies betrifft grundsätzlich alle in der Studie diskutierten Interventionsmassnahmen, seien dies Instrumente zur Übernahme von Volumenrisiken oder zur direkten Förderung von Investitionen. Ausnahme ist die CO₂-Bepreisung. Die Einführung einer Bundeskompetenz benötigt eine Änderung der Verfassung und damit einen zeitlichen Vorlauf, der bei der Umsetzung des vom Bundesrat angestrebten zwei Phasen Modells zu beachten ist.

- **Umgang mit der Finanzierungslücke:** Die Studie zeigt, dass die mit dem Aufbau und Betrieb einer CCS-Infrastruktur verbundenen Kosten pro abgeschiedener Tonne CO₂ zumindest kurz- und mittelfristig absehbar höher sind als der zu erwartende Preis pro Tonne CO₂ im Emissionshandelssystem (EHS). Mit anderen Worten sind die Kosten für CO₂ in den Szenarien mit mittleren und hohen CCS-Kosten nicht komplett internalisiert. Ohne weitere staatliche Fördermassnahmen zur Deckung der Finanzierungslücke besteht somit das Risiko, dass Investitionen zum Hochlauf des CCS-Marktes nicht in ausreichendem Masse erfolgen. Die möglichst verursachergerechte Schliessung der Finanzierungslücke sollte bei der Gestaltung der Rahmenbedingungen mitberücksichtigt werden. Die Verursachergerechtigkeit ist bei den Instrumenten zur CO₂-Bepreisung gegeben. Bei Interventionen zur Schliessung der Lücke, bei denen direkt oder indirekt Fördermittel vom Staat an die Akteure fliessen, ist der erzielbare Grad der Verursachergerechtigkeit stark davon abhängig, wie die Massnahmen finanziert werden. Der Grad der Verursachergerechtigkeit steigt tendenziell, je mehr Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung dafür verwendet werden. Zu beachten ist in diesem Zusammenhang, dass aufgrund der Erwartung steigender CO₂-Preise im EHS auch die Finanzierungslücke über die Zeit abnehmen wird.
- **Ausgestaltung des Regulierungsrahmen:** Drittes zentrales Element für einen erfolgreichen CCS-Markthochlauf ist der Regulierungsrahmen. Dieser soll dazu beitragen, in der Hochlaufphase die Risiken im Zusammenhang mit dem Koordinationsproblem für die Akteure zu reduzieren. Namentlich Marktregulierungen, technische Regulierungen und die Regelung von Konzessions- und Haftungsfragen können aus ökonomischer, technischer und rechtlicher Sicht Koordinationsmöglichkeiten schaffen. Ausserdem soll der Regulierungsrahmen prospektiv dazu beitragen, dass der Missbrauch von Marktmacht in einem etablierten CCS-Markt verhindert wird. Je nach Ausprägung der einzelnen Gestaltungselemente innerhalb der Regulierungsbereiche resultiert ein Regulierungsrahmen mit niedrigerer oder höherer Eingriffstiefe. Der Regulierungsrahmen kann die Leitplanken für die Zusammenarbeit verschiedener Akteure auf den verschiedenen CCS-Wertschöpfungsstufen setzen oder alternativ ein vertikal integriertes (staatliches oder privates) Unternehmen vorsehen. Diese verschiedenen Optionen sind zudem mit den diversen Interventionsmöglichkeiten zur Schliessung der Finanzierungslücke kombinierbar. Bei der Kombination sind die verschiedenen Instrumente einerseits im Hinblick auf deren Wirkung (Investitionshilfen, Risikoreduktion oder Unterstützungen in Bezug auf die laufenden Betriebskosten) und andererseits im Hinblick auf die zeitliche Dimension (Marktphasen) zu unterscheiden. Abzuwägen ist bei der Gestaltung der Rahmenbedingungen generell, ob diese flexibel auf Änderungen der Marktsituation anpassbar sind. Die Rahmenbedingungen sollten eine gewisse Rechtssicherheit bieten, damit die Unsicherheiten für die Akteure, welche insbesondere in der Markthochlaufphase beträchtlich sind, nicht zusätzlich durch Regulierungsrisiken erhöht werden.

1 Einleitung und Fragestellung

Im Einklang mit dem nationalen Ziel des Bundes, bis 2050 bei Treibhausgasemission Netto-Null zu erreichen (Art. 3 KIG), sind rund 12 Mio. Tonnen CO₂-eq pro Jahr schwer vermeidbare Emissionen und erfordern daher den Einsatz von CO₂-Abscheidung und Speicherung (Carbon Capture and Storage, CCS)¹⁶. Davon können rund 5 Mio. Tonnen CO₂-eq aus Anlagen mit CO₂-Abscheidung vermieden werden und rund 7 Mio. Tonnen CO₂-eq sind durch Negativemissionen auszugleichen (Prognos u. a. 2020; Prognos u. a. 2021).

Der Bundesrat (2022a) teilt die hierfür erforderlichen CCS-Massnahmen zeitlich

- in eine Entwicklungsphase mit Pionierarbeiten und Machbarkeitsstudien im Bereich CO₂-Pipelines und Untergrundnutzung (bis 2030); und
- in eine Skalierungsphase (ab 2030).

Der Bundesrat beabsichtigt, bis Ende 2024 Regulierungsoptionen für den Ausbau von CCS und NET (Negativ-Emissionstechnologien) zu prüfen. In der Entwicklungsphase sind ebenso die Regulierungsoptionen für den Ausbau und Betrieb von CO₂-Pipelines und CO₂-Untergrundspeichern für die Skalierungsphase ab 2030 zu identifizieren und zu beurteilen, dies

- zum einen im Einklang zu den in der Schweiz für andere (leitungsgebundene) Infrastrukturen wie Energienetze (Strom, Gas, Wasserstoff, Fernwärme) oder Speicher bzw. Lagestätten (Endlager für radioaktive Abfälle) bestehenden Regulierungen;
- zum anderen unter Berücksichtigung der bisherigen Regulierungen und Erfahrungen in der EU, weil der Regulierungsrahmen für die CCS-Kette eingebettet in diesem Kontext und nicht isoliert für die Schweiz betrachtet werden kann.

Bei der Ausgestaltung des Regulierungsrahmens sind die bereits vorliegenden Studienerkenntnisse zum Finanzierungsbedarf des Ausbaus der CCS-Kette und damit verbunden Fragen zu möglichen Massnahmen einzubeziehen. Damit die Umsetzung nicht an den finanziellen Restriktionen scheitert, sind Möglichkeiten der Internalisierung externer Effekte sowie Fördermassnahmen zu prüfen.

Beim Aufbau einer CO₂-Transport- und CO₂-Speicherinfrastruktur treten bei vielen Aspekten verwandte Regulierungsfragen auf, die auch für Strom- oder Gasinfrastrukturen und der Nutzung des Untergrunds relevant sind. Mit Blick auf Regulierungsoptionen sind alle Elemente der Wertschöpfungskette einzubeziehen. Dazu gehört, dass auch die Rolle der verschiedenen Akteure entlang der Wertschöpfungskette beachtet wird; sei dies bei Fragen der Notwendigkeit einer Regulierung oder bei Fragen der Ausgestaltung und der damit verbundenen Anreizwirkungen. Es ist insofern folgenden Aspekten Rechnung zu tragen:

- Klärung von Rollen (Bund, Kantone, Private Aufsicht etc.);
- Planerische und sicherheitsrelevante Regulierungen (technische Standards, Bewilligungsverfahren, Raumplanung etc.);
- Adressieren von Risiken (Bewilligungen, Haftungsfragen, Risikomanagement etc.);

¹⁶ Wird CO₂ abgeschieden und gespeichert, spricht man von «Carbon Capture and Storage, CCS». CO₂ kann aber auch stofflich gebunden und gespeichert werden («Carbon Capture, Storage and Utilisation, CCUS»). Im Bericht verwenden wir vereinfachend den Begriff «Carbon Capture and Storage, CCS», da der Schwerpunkt der Analyse bei CCS liegt.

- Markt(zugangs-)regulierung (Unbundling, Tarifregulierung etc.); und
- Einbezug von Anzelelementen zur Erreichung bestimmter Ausbauziele (Kosten- und Risikoreduktion, Planungssicherheit etc.).

Da der Bundesrat verfassungsrechtlich bedingt beim Aufbau einer Infrastruktur für den CO₂-Transport und der CO₂-Speicherung nur in Ausnahmefällen über eine entsprechende gesetzgeberische Kompetenz verfügt, ist bei den Regulierungsoptionen zu berücksichtigen, wie diese mit und ohne Bundeskompetenz gestaltet werden können.

Nach einer grundlegenden Darstellung der Risiken und daraus abgeleiteten Regulierungserfordernissen für CCS in Kapitel 2 enthält der Bericht eine Übersicht der regulatorischen Ausgangslage in der Schweiz und im Ausland (Kapitel 3). Die sich derzeit entwickelnden CCS-Regulierungen im Ausland und die bestehenden regulatorischen Grundlagen in der Schweiz im Bereich Energie und Untergrund fliessen in die Überlegungen zur Gestaltung und Bewertung des Regulierungsrahmens (Kapitel 4) und weiterer staatlicher Interventionen (Kapitel 4.5.3) ein. In Kapitel 6 fassen wir Regulierungen und Interventionen zu Varianten von Lösungsansätzen zusammen und ordnen deren Vor- und Nachteile ein. Die wesentlichen Erkenntnisse werden im Kapitel 7 festgehalten.

2 Grundlegendes zu CCS

Die Dekarbonisierung erfolgt primär über die vollständige Vermeidung von CO₂-Emissionen, zur Erreichung des Netto-Null Ziels ist jedoch der Einsatz von CCS-Technologien bei schwer vermeidbaren Emissionen nötig. Bei grösseren Punktquellen von CO₂-Emissionen ist daher die CO₂-Abscheidung und -Speicherung erforderlich. Die durch CCS-Anlagen abzuscheidenden Mengen kommen vorwiegend von Kehrrechtverwertungsanlagen, Zementwerken sowie Chemieanlagen und müssen dauerhaft geologisch (CCS) oder dauerhaft in Produkten (CCUS) gespeichert werden. Insofern dabei auch biogene Emissionen abgeschieden und gespeichert werden, erfolgen dabei Negativemissionen. Aufgrund der Restemissionen, die nicht mit CCS adressiert werden können, beispielsweise in der Landwirtschaft, sind Negativ-Emissions-Technologien (NET) erforderlich zur Zielerreichung von Netto-Null.

Bei der CCS-Infrastruktur ist ein Markthochlauf bis 2050 erforderlich. Das Verständnis der CCS-Wertschöpfungskette (Abschnitt 2.1) ist erforderlich, um die Regulierungsaspekte im CCS-Markt (Abschnitt 2.2) differenziert zu betrachten.

2.1 CCS-Wertschöpfungskette

Die Wertschöpfungskette des CCS-Markts ist durch eine Vielzahl von Technologien und Akteuren charakterisiert. **Abbildung 6** stellt die CCS-Wertschöpfungskette von der CO₂-Quelle bis zum CO₂-Speicher stilisiert dar.

- Als CO₂-Quelle kommen in der Schweiz vorrangig CO₂-Emissionen aus der Kehrrechtverbrennung, der Zementproduktion und der Chemieindustrie in Frage, die nicht oder nur schwer vermeidbar sind und deshalb mittels CCS dauerhaft gespeichert werden müssen. Das zweite Glied der Wertschöpfungskette umfasst die Entwickler und Anbieter von Anlagen zur CO₂-Abscheidung. Die mit der CO₂-Abscheidung verbundenen Kosten repräsentieren einen grossen Teil der Gesamtkosten entlang der CCS-Kette und sollten daher explizit betrachtet werden.

- Der CO₂-Transport umfasst in der Variante «Offshore Speicherung im Ausland» die Glieder drei bis fünf der Wertschöpfungskette und setzt sich aus verschiedenen Schritten zusammen:
 - Landgebundener CO₂-Transport (per Pipeline, Eisenbahn, LKW oder Binnenschiff),
 - CO₂-Sammelstellen (CO₂-Hubs) an denen verschiedene Transportwege von den einzelnen Punktquellen aggregiert werden,
 - Offshore CO₂-Transport von der Küste zur Speicherstätte im Fall der CO₂-Speicherung ausserhalb der Schweiz.
- Das letzte Glied der CCS-Wertschöpfungskette ist die CO₂-Speicherung entweder «offshore» im Ausland oder in der Schweiz im Untergrund und in langlebigen Produkten. Der Bundesrat verfolgt aktuell alle Varianten.

Abbildung 6 Stilisierte CCS-Wertschöpfungskette



Die CCS-Wertschöpfungskette besteht im Kern aus sechs Gliedern ausgehend vom Emittenten über die Abscheidung, die verschiedenen Stufen des Transports bis zur Speicherung. Im Fall einer Speicherung in der Schweiz entfallen die Offshore Transporte (Wertschöpfungsstufe 5).

Quelle: Eigene Darstellung.

2.2 Regulierungsaspekte im CCS-Markt

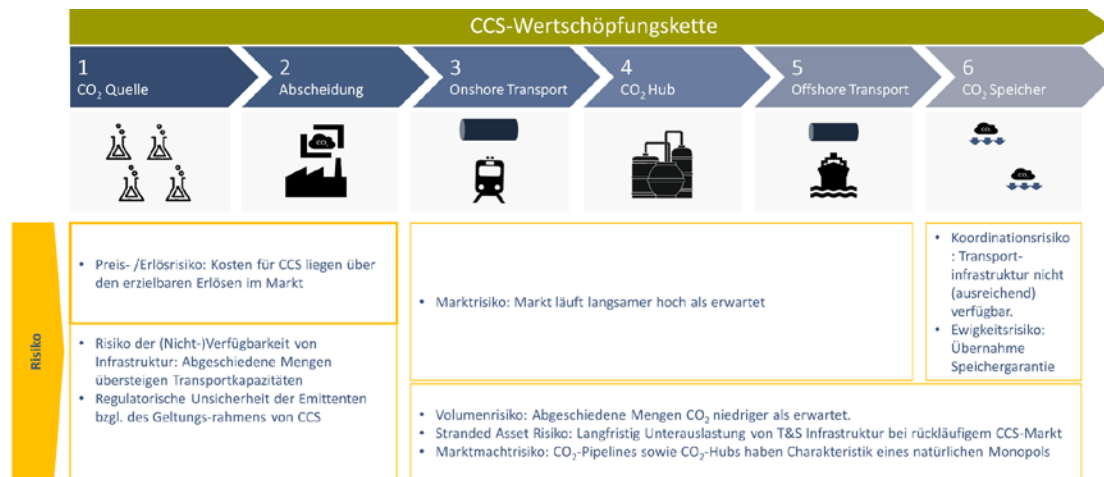
Im Zentrum der Studie steht der Regulierungsrahmen für CO₂-Pipelines und -Speicher. Der Bundesrat geht dabei in seinem Bericht vom Mai 2022 davon aus (Bundesrat 2022a, 5), dass insgesamt rund 7 Mio. t CO₂ abgeschieden und gespeichert werden müssen, davon sind 2 Mio. t CO₂ Negativemissionen. Er kommt dabei zur Erkenntnis, dass sehr wahrscheinlich CO₂ Pipelines und CO₂-Speicher benötigt werden, um diese Mengen dauerhaft zu speichern. Inwiefern Speicher und Pipelines genutzt werden und zu welchen Bedingungen, ist auch davon abhängig, welche Rahmenbedingungen, respektive Risiken, für die weiteren Stufen der CCS-Wertschöpfungskette gelten (Abschnitt 2.2.1). Aktuell befindet sich der CCS-Markt in einem frühen Entwicklungsstadium, in dem Regulierung Koordinations- und Wirtschaftlichkeitsaspekte zu adressieren sind (Abschnitt 2.2.2). Später stehen andere regulatorische Themenfelder, wie z. B. Marktmacht, im Zentrum (Abschnitt 2.2.3).

2.2.1 Risiken im CCS-Markt

Die Regulierungsaspekte ergeben sich aus den Risiken entlang der CCS-Wertschöpfungskette. Der erfolgreiche Markthochlauf im frühen Entwicklungsstadium wird primär durch ungelöste Koordinationsaspekte (option to wait, risk diffusion etc.) erschwert, so dass die damit verbundenen Risiken auf den Wertschöpfungsstufen auftreten. Um den Markt in Gang zu setzen, müssen die Wertschöpfungsstufen Abscheidung, Transport und Speicherung simultan aufgebaut

werden. Allerdings wollen die Akteure locked-in, Stranded Assets etc. vermeiden, in dem sie Investitionen nicht tätigen oder damit zuwarten («option to wait»). Den CCS-Wertschöpfungsstufen (CO₂-Abscheidung, Transport, Speichern etc.) sind Risiken technischer und kommerzieller Art inhärent. Dabei sind die in den spezifischen Stufen spezialisierten Akteure nicht bereit, als first mover zu agieren und Risiken ausserhalb ihres Kerngeschäfts zu übernehmen. Gewisse der vorhandenen Risiken dürften sich im Zeitablauf ändern.

Abbildung 7 Risiken im CCS-Markt



Regulierungen und Interventionen müssen die Kernrisiken entlang der CCS-Wertschöpfung adressieren. Risiken im Zusammenhang mit dem Koordinationsproblem betreffen Marktentwicklungen und vor allem Nicht-Verfügbarkeiten, Marktrisiko und Koordinationsrisiko und in späteren Marktphasen auch das Marktmachtrisiko. Diese Risiken werden vor allem durch die Gestaltung des Regulierungsrahmens beeinflusst, der selbst wiederum Risiken für die Akteure beinhalten kann, wenn er nicht klar definiert ist. Finanzielle Risiken der Akteure (Preis-Erlösrisiko, Volumenrisiko, Stranded-Asset-Risiken) können (zusätzlich) durch staatliche Interventionen gesenkt werden.

Quelle: Eigene Darstellung

Im Zentrum der Studie steht der Regulierungsrahmen für CO₂-Pipelines und -Speicher. Inwiefern Speicher und Pipelines genutzt werden und zu welchen Bedingungen, ist auch davon abhängig, welche Rahmenbedingungen für die weiteren Stufen der CCS-Wertschöpfungskette gelten. Abbildung 7 zeigt die Risiken, die auf den einzelnen Wertschöpfungsstufen auftreten. Diese Risiken können für die Akteure der Wertschöpfungsstufe selbst gelten¹⁷ und haben einen direkten Einfluss darauf, ob sie bereit sind zu investieren bzw. ob eine Finanzierung überhaupt möglich ist (Bankability).

Das in Abbildung 7 erwähnte Marktmachtrisiko, das beim Zugang zu Infrastrukturen aufgrund des natürlichen Monopolcharakters zu beachten ist, wirkt auf die Möglichkeit von Akteuren, die CCS-Infrastrukturen diskriminierungsfrei zu nutzen und auf die Effizienz des CCS-Marktes. Im Gegensatz zu den übrigen Risiken, die vor allem in der Anfangsphase bestehen, ist das Marktmachtrisiko erst im etablierten Markt von Bedeutung.

¹⁷ Z. B. Preis- Erlösrisiko; Risiken aufgrund des Koordinationsproblems wie Risiko der Nichtverfügbarkeit, Marktrisiko, Volumenrisiko Stranded-Asset-Risiko, Koordinationsrisiko aber auch das Ewigkeitsrisiko.

2.2.2 Rolle der Regulierung und Interventionen beim Markthochlauf

Um die den CCS-Markthochlauf negativ tangierenden Aspekte und die damit verbundenen Risiken abzuschwächen, spielen somit anreizkompatible Regulierungen eine zentrale Rolle. Der Markthochlauf könnte insofern durch Massnahmen begleitet werden, die dazu beitragen, die Investitions-, Technologie- und Marktrisiken der Akteure auf den einzelnen Stufen zu reduzieren. Die Anwendung von CCS ist im Vergleich zu anderen Dekarbonisierungsoptionen nicht wirtschaftlich. Ein erfolgreicher Markthochlauf setzt voraus, dass die Wirtschaftlichkeitslücke zwischen dem geltenden CO₂-Preis und den Kosten für CCS geschlossen wird. Auch in diesem Kontext können regulatorische Massnahmen und staatliche Interventionen (wie z. B. Fördermassnahmen) zielführend sein.

2.2.3 Rolle der Regulierung in späteren Phasen eines CCS-Marktes

Nach erfolgreichem Markthochlauf können auf den einzelnen Marktstufen auch Risiken durch mögliche Marktkonzentration auftreten, insbesondere aufgrund des natürlichen Monopolcharakters einer pipelinegebundenen Transport- (ggf. auch Speicher-)Infrastruktur, die mittel- bis langfristig ggf. einen sektorbezogenen Regulierungseingriff erfordern.

Da die CCS-Marktentwicklung mit einer sehr hohen Unsicherheit verbunden ist, sollte bei der Entwicklung des regulatorischen Rahmens darauf geachtet werden, dass die Massnahmen und Interventionen im Zeitverlauf und bei sich verändernden Gegebenheiten flexibel angepasst werden können. Zu beachten in diesem Kontext ist auf der anderen Seite der Wunsch der Akteure nach einer möglichst hohen Planungssicherheit.

3 Regulatorische Ausgangslage

Im Folgenden geben wir hinsichtlich CCS einen Überblick über die betrachteten Regulierungsaspekte (Abschnitt 3.1) sowie bestehende Regulierungen im Ausland (Abschnitt 3.2) und in der Schweiz (Abschnitt 3.3). Eine zusammenfassende Gegenüberstellung der für die Herleitung des CCS-Regulierungsrahmens relevanten Regulierungen im Ausland (vor allem CCS) und der Schweiz (Analogien aus anderen Branchen) gibt Abschnitt 3.4. Da schweizweite Regulierungen von CO₂-Pipelines und -speichern eine verfassungsrechtlich abgestützte Bundeskompetenz erfordern gehen wir in Abschnitt 3.5 auf die Rolle der Bundeskompetenz bei der Erarbeitung von Regulierungsoptionen ein.

3.1 Betrachtete Regulierungsaspekte

Die Herausforderungen des CCS-Marktes erfordern Regulierungen des Marktes, technische Regulierungen und rechtliche Grundlagen sowie die Gestaltung von direkten staatlichen Interventionen im Sinne von Fördermassnahmen. Damit lassen sich in der Hochlaufphase die Risiken aufgrund des Koordinationsproblems eines simultanen Markthochlaufs auf ökonomischer, technischer und rechtlicher Ebene adressieren und darüber hinaus Marktmachtthemen in späteren Marktphasen aufgreifen. Diese Regulierungsaspekte sind nicht exklusiv nur für CCS relevant, sondern auch in andere Sektoren mit Netzinfrastrukturen und/oder Speichern. Dazu gehören der Strom und der Gassektor, wobei die Problemstellung in diesen Sektoren aufgrund des bereits reifen bzw. bei fossilem Gas rückläufigen Marktes eine andere ist. Aufgrund des erforderlichen Beitrags des Energiesektors zur Dekarbonisierung (ohne CCS), sind auch Regulierungen und Interventionen im Bereich (dekarbonisierter) Energieträger relevant.

Bezüglich Analogien zu sich entwickelnden Märkten, ist ein Blick auf die Regulierungen und Interventionen auch im Bereich Wasserstoff nützlich und auch zu Regulierungen von Speichern und Untergrundnutzung. Letztere sind vor allem beim Bau von CO₂-Pipelines und CO₂-Untergrundspeichern zu beachten.

Um den Stand bei den einzelnen Regulierungsaspekten systematisch aufzubereiten, strukturieren wir die Instrumente thematisch in Elemente des Regulierungsrahmens (Abschnitt 3.1.1) und staatliche Interventionen (Abschnitt 3.1.2), so dass ein Vergleich zwischen Branchen und zwischen Ländern möglich ist.

3.1.1 Regulierungsrahmen

Bei den Regulierungen der Infrastrukturen (Pipelines und Untergrundspeicher) gehen wir zum einen auf marktbezogene Aspekte eines Regulierungsrahmens ein. Dazu gehören die Marktplanung, Marktorganisation, und Markt- bzw. Netzzugangsregulierungen. Die Marktplanung ist vor allem hinsichtlich der Lösung des Koordinationsproblems beim simultanen Markthochlauf von Bedeutung, die Marktorganisation zur Lösung des Koordinationsproblems und der Verantwortlichkeiten während des Betriebs.

Fragen zur Markt- bzw. Netzzugangsregulierung stellen sich dann, wenn aufgrund natürlicher Monopole, wie im Bereich Pipeline- und Speicherzugang Marktmachtprobleme die Marktentwicklung behindern. Typischerweise ist dies in der Markthochlaufphase weniger der Fall, da in dieser Phase Risiken der Investitionen in die Infrastrukturen die grössere Hürde darstellen.

Zum Regulierungsrahmen gehören ausserdem Regelungen zu Konzessionen und Haftung sowie technische Regulierungen. Die Gestaltung von Konzessionen und Haftungsregeln kann Risiken für die Akteure direkt beeinflussen. Das Fehlen oder Vorhandensein technischer Regulierungen entscheidet darüber, ob beim Bau und Betrieb der CCS-Infrastruktur sicherheitsrelevante Regeln einheitlich angewendet werden können und damit der Bau überhaupt möglich ist und Anlagen bewilligt und auch versichert werden können.

3.1.2 Staatliche Interventionen

Staatliche Interventionen können auf den verschiedenen CCS-Wertschöpfungsstufen eingesetzt werden, um die jeweiligen spezifischen Risiken im Zusammenhang mit den Risiken der (zu langsamen) Marktentwicklung, der (nicht rechtzeitigen) Verfügbarkeit der Infrastrukturen und Preis- bzw. Volumenrisiken zu reduzieren.

Zu den Interventionen zählen einerseits Fördermassnahmen zur direkten Übernahme bzw. Reduktion von Volumen- und oder Preisrisiken von Pipeline- oder Speicherbetreibern, d.h. Risikomitigation durch Abnahmegarantien, garantierte Preise, Kapitalrenditen oder Bürgschaften). Andererseits sind direkte Zuschüsse zu Investitionen bzw. Kapitalkosten und/oder OPEX Formen der staatlichen Interventionen. Diese Massnahmen können technologiespezifisch für die Akteure auf der CCS-Wertschöpfungskette ausgestaltet werden.

Staatliche Interventionen im Bereich der Dekarbonisierung, die auf alle Technologien zur Vermeidung oder Reduktion von CO₂ wirken, betreffen die stärkerer Bepreisung des CO₂-Ausstosses, wie sie sich in Emissionshandelssystemen oder mittels CO₂-Abgaben ergeben. Darunter fallen auch die Zertifizierung und Nachverfolgung von CO₂ in einem System von Herkunftsnachweisen inkl. CO₂-Leakage. Diese Massnahmen tragen zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit auf den jeweiligen CCS-Wertschöpfungsstufen bei.

3.2 Regulierungen im Ausland

In diesem Kapitel widmen wir uns der bestehenden und geplanten Regulierung im Bereich CCS in anderen Ländern ausserhalb der Schweiz. Hierbei stellen wir zunächst die Regelungen sowie Förderrahmen auf Ebene der EU dar (Abschnitt 3.2.1). Im Folgenden schauen wir uns einige ausgewählte Länder mit Blick auf den in Kapitel 3.1 genannten Regulierungsrahmen (Abschnitt 3.2.2) und staatliche Interventionen (Abschnitt 3.2.3) an. Insbesondere betrachten wir hierbei die regulatorischen Entwicklungen von CCS in Deutschland, Grossbritannien, Norwegen, Niederlande, Belgien und Schweden, die im Rahmen des Projektes als besonders relevante Märkte identifiziert wurden.

3.2.1 Regulierungsrahmen in der EU

Europäische Union

Die Strategien, Richtlinien und Fördermechanismen der Europäischen Union setzen den Rahmen für Entwicklungen in der EU und beeinflussen darüber hinaus auch die Entwicklungen in den angrenzenden europäischen Ländern. Die EU hat bereits einige Richtlinien und Fördermechanismen, die den Einsatz von CCS unterstützen sollen. Vor dem Hintergrund des European Green Deals wurden zudem einige neue regulatorische und strategische Richtlinien beschlossen.

Der Rechtsrahmen für CCS wird durch die bereits seit 2009 bestehende Richtlinie über die geologische Speicherung von Kohlenstoffdioxid¹⁸ bereitgestellt. Diese adressiert zentrale Elemente der CCS-Infrastruktur, wie die Auswahl und Erkundung von Speicherstätten, Erteilung von Speichergenehmigungen durch die Mitgliedstaaten, Monitoring- und Reporting-Anforderungen und Massnahmen im Fall von Leckagen.

Zu den relevanten neuen strategischen Entwicklungen gehören die Industrial Carbon Management Strategie (Europäische Kommission, 2023a) und die Communication on Sustainable Carbon Cycles (Europäische Kommission, 2021a). Die im Februar 2024 veröffentlichte Carbon Management Strategie stellt den Rahmen für die Entwicklung der Wertschöpfungskette für die Abscheidung, den Transport und die Speicherung von schwer vermeidbaren CO₂-Emissionen in der Industrie dar (Europäische Kommission, 2024). Insbesondere sieht die Strategie die Errichtung eines EU-weiten Marktes für CO₂-Management vor. Hierfür wurde auch ein Vorschlag zur Regulierung des CO₂-Transports angekündigt. Die Communication on Sustainable Carbon Cycles wurde 2021 veröffentlicht und stellt Schwerpunkte für den Umgang mit negativen Emissionstechnologien, wie z. B. BECCS, in den Fokus. Hieraus ist im ersten Schritt ein Vorschlag für ein Carbon Removal Certification Framework (CRCF) entstanden, welches Kriterien zum Monitoring, Reporting und der Verifizierung von negativen Emissionstechnologien identifiziert (Europäische Kommission, 2022). Da das CRCF für die Klimaziele der EU vorgesehen ist, wird die Schweiz voraussichtlich keinen Zugang zu diesem System und den entsprechenden Zertifikaten haben. Anfang 2024 haben der Rat der EU und das Europäische Parlament eine vorläufige politische Einigung erzielt (Europäischer Rat, 2024). Im Gegensatz zum vorherigen Vorschlag sieht diese neben der dauerhaften CO₂-Entnahme und der vorübergehenden CO₂-Speicherung die

¹⁸ Richtlinie 2009/31/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 über die geologische Speicherung von Kohlendioxid und zur Änderung der Richtlinie 85/337/EWG des Rates sowie der Richtlinien 2000/60/EG, 2001/80/EG, 2004/35/EG, 2006/12/EG und 2008/1/EG des Europäischen Parlaments und des Rates sowie der Verordnung (EG) Nr. 1013/2006: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX%3A02009L0031-20181224>

Ausweitung des Anwendungsbereichs der Verordnung auf die Verringerung von Emissionen aus Böden vor.

Anfang 2023 hat die Europäische Kommission zudem den Net Zero Industry Act (NZIA) veröffentlicht (Europäische Kommission, 2023b). Mit dem NZIA zielt die EU-Kommission darauf ab, Investitionen in Technologien und Produkte zu fördern, die als wichtig für die Verwirklichung der Klimaziele erachtet werden. Für die acht identifizierten Technologien, darunter CCS, sollen eine vereinfachte Antragstellung sowie schnellere Genehmigungsverfahren gelten. Ausserdem setzt der NZIA das Ziel fest, bis zum Jahr 2030 CO₂-Speicherkapazitäten in Höhe von 50 Mio. Tonnen CO₂ pro Jahr zur Verfügung zu stellen. Hieraus wurden länderspezifische Angaben zum Aufbau der Speicherkapazitäten abgeleitet, die aber nicht innerhalb der Länder realisiert werden müssen (Europäische Kommission, 2023b).

Die finanzielle Unterstützung für CCS-Projekte durch die EU ist vielfältig. Unter anderem sind hierbei der Innovation Fund sowie das EU-Rahmenprogramm für Forschung und Innovation, Horizont Europa, zu nennen. Mit dem Innovation Fund werden Demonstrationsprojekte von CCS unterstützt, um so die Einführung von industriellen Lösungen zur Dekarbonisierung Europas voranzutreiben (Europäische Kommission, o.D.a). Durch Mittel aus dem Innovation Fund werden bis zu 60% der relevanten Projektkosten unterstützt. Für Großprojekte (Investitionsausgaben über 7,5 Mio. Euro) inkludieren die relevanten Projektkosten CAPEX und OPEX für die Projektumsetzung, für Kleinprojekte beschränkt sich dies auf die CAPEX (Europäische Kommission, o.D.b). Als zentrales Förderprogramm für Forschung und Innovation fördert das Programm Horizont Europa unter anderem die Forschung und Entwicklung im Bereich der CO₂-Abscheidung und -Speicherung sowie der CO₂-Nutzungstechnologien (Europäische Kommission, o.D.b).

Projekte für eine CO₂-Infrastruktur können zudem eine Förderung im Rahmen der Fazilität «Connecting Europe» (Connecting Europe Facility, CEF) beantragen (Europäische Kommission, o.D.b). Im Jahr 2023 haben die EU-Mitgliedsstaaten den Vorschlag der EU-Kommission zur Förderung von acht grenzübergreifenden Projekten zum Aufbau der Energieinfrastruktur zugestimmt. Unter anderem werden vier CO₂-Transport und -Speicherprojekte mit insgesamt knapp 480 Millionen Euro gefördert. Hierzu zählen ein CO₂ Export Hub im Hafen von Dunkirk, Frankreich, die CO₂ Infrastruktur im Hafen von Rotterdam, Niederlande, die Förderung eines CCS-Interconnectors in Danzig, Polen, sowie das Northern Lights Projekt (Europäische Kommission, 2023c).

Neben der finanziellen Unterstützung werden auch Massnahmen zur Internalisierung der CO₂-Kosten auf EU-Ebene adressiert. Hierzu gehören insbesondere der EU-EHS I und II sowie der 2023 eingeführte Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM). Der EU EHS sieht vor, dass keine Emissionsrechte für Emissionen, die nach der EU-CCS-Richtlinie als abgeschieden und gespeichert gelten, abgegeben werden müssen.^{19,20} Eine Nachverfolgbarkeit der gespeicherten Emissionen muss jedoch gegeben sein.²¹ Zudem haben sich die EU-Mitgliedsstaaten Anfang 2024 auf einen EU-weit einheitlichen, freiwilligen Zertifizierungsrahmen für die CO₂-Entnahme geeinigt (BMWK, 2024a). Der CBAM komplementiert den EU-EHS und verpflichtet Unternehmen zu finanziellen Ausgleichszahlungen für den Import von CO₂-intensiven Gütern in die EU ab dem Jahr 2026, wenn diese im Herstellungsland keiner oder einer geringeren CO₂-Bepreisung unterliegen.

¹⁹ 2003/87/EC, Artikel 12, Paragraph 3a

²⁰ Die ökonomischen Anreize aus dem Emissionshandel wirken auch bei freier Zuteilung der Emissionsrechte.

²¹ 2018/20666, Artikel 49

Auf internationaler Ebene spielen das Meeresschutzübereinkommen OSPAR (Übereinkommen zum Schutz der Meeresumwelt des Nordostatlantiks) und das Londoner Protokoll (Protokoll zum Londoner Übereinkommen über die Verhütung der Meeresverschmutzung durch das Einbringen von Abfällen und anderen Stoffen) eine grosse Rolle für die Entwicklung von notwendiger CCS-Infrastruktur (IEA, 2011). Die Londoner Protokolle verbieten die CO₂-Speicherung in der Wassersäule, lassen die Speicherung im Meeresgrund aber unter hohen Sicherheitsanforderungen grundsätzlich zu. Aktuell besteht zudem in vielen Ländern noch ein Exportverbot von CO₂. Im Londoner Protokoll gibt es deshalb eine Änderung, die den transnationalen Transport von CO₂ für CCS erlaubt. Damit diese für alle unterzeichnenden Länder des Protokolls in Kraft tritt, muss sie von zwei Drittel der Staaten ratifiziert werden. Dies ist aktuell nicht gegeben (Umweltbundesamt, 2022). Der Schweizer Bundesrat hat im November 2023 die Protokolländerung ratifiziert.²²

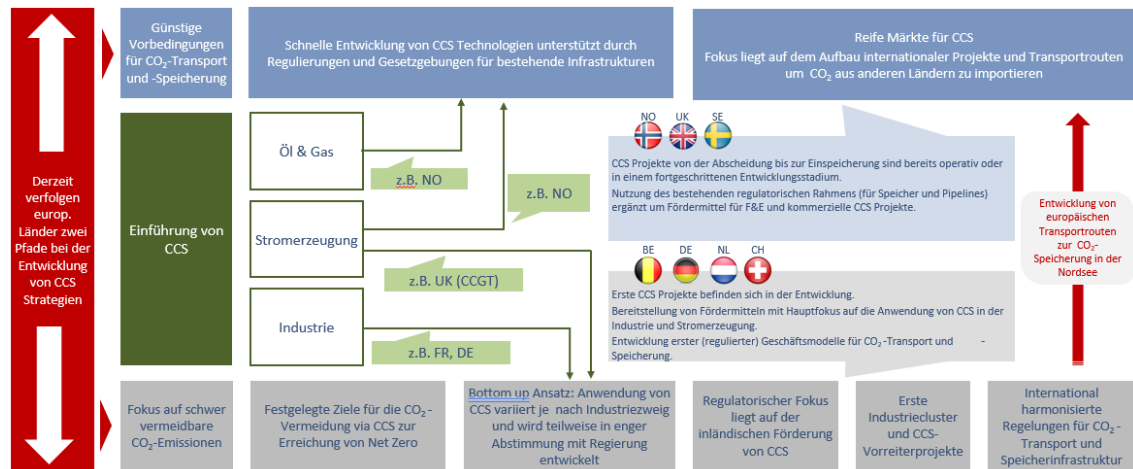
3.2.2 Regulierungsrahmen in anderen Ländern

Die Ansätze zur Entwicklung von CCS-Märkten hängen vom lokalen Kontext und den nationalen Zielsetzungen ab und unterscheiden sich deshalb in den betrachteten Ländern. Derzeit verfolgen die europäischen Länder zwei Pfade bei der Entwicklung der CCS-Märkte (siehe [Abbildung 8](#)).

In Ländern, in denen bereits günstige Vorbedingungen für den CO₂-Transport und die Speicherung bestehen, beispielsweise in Norwegen, Schweden und dem Vereinigten Königreich, baut die Entwicklung des CCS-Marktes auf bestehende Infrastrukturen und Regulierungen für Speicher und Pipelines auf. Zusätzlich werden Fördermittel für Forschung und Entwicklung (F&E) und für erste kommerzielle CCS-Projekte bereitgestellt. In vielen anderen Ländern hingegen befindet sich die Entwicklung noch in einem früheren Stadium: erste CCS-Projekte werden entwickelt und Fördermittel mit Hauptfokus auf die Anwendung von CCS in der Industrie und Stromerzeugung werden bereitgestellt. Aktuell entwickeln sich erste (regulierte) Geschäftsmodelle für CO₂-Transport und -Speicherung, z. B. in Belgien und den Niederlanden.

²² <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-98800.html>

Abbildung 8 Übersicht der Länderanalyse



Auch in anderen Ländern werden Regulierungsrahmen für die CCS-Technologie definiert oder sind bereits umgesetzt. Grundsätzlich können zwei unterschiedliche Entwicklungen ausgemacht werden: Bei der Strategie von Ländern mit günstigen Vorbedingungen liegt der Fokus auf dem CO₂-Transport und der CO₂-Speicherung. Bei der Strategie in anderen Ländern stehen eher die schwer vermeidbaren CO₂-Emissionen im Fokus. Die Schweiz kann diesbezüglich mit Ländern wie Deutschland, Belgien oder der Niederlande verglichen werden.

Quelle: Eigene Darstellung.

In den folgenden Abschnitten fassen wir die relevanten planerischen und regulatorischen Entwicklungen in den ausgewählten Fokusmärkten (Deutschland, Grossbritannien, Norwegen, Niederlande, Belgien und Schweden) zusammen. Die betrachteten Aspekte werden nachfolgend in den Abschnitten Marktplanung, Marktorganisation, Marktzugangsregulierung, Technische Regulierungen sowie «Bewilligungen, Konzessionen, Haftung» behandelt.

Marktplanung

Die untersuchten Länder unterscheiden sich in dem **Stand der Marktplanung** wesentlich voneinander. Generell hat die EU im NZIA die Zielvorgabe definiert, dass bis 2030 eine Speicherkapazität von 50mtCO₂ installiert werden soll. Zur Realisation gibt es länderspezifische Angaben zum Aufbau der Speicherkapazitäten, die aber nicht innerhalb der Länder realisiert werden müssen. Eine nationale CCS-Strategie mit klaren Zielen wurde in einigen Ländern (z.B. in Grossbritannien (HM Government, 2017) und Norwegen (CCS Norway, o.D.)) bereits etabliert.

In Deutschland wurden Anfang 2024 die Eckpunkte für eine Carbon Management-Strategie veröffentlicht (BMWK 2024b). Neben dem Fokus auf Sektoren mit schwer vermeidbaren Emissionen sieht die Carbon Management-Strategie die Nutzung von CCUS auch für Stromerzeugungsanlagen auf Basis von Gas oder Biomasse vor. Ausgeschlossen wird hingegen der Anschluss von Kohlekraftwerken an ein zukünftiges CO₂-Pipelinesystem. Zudem soll die staatliche Förderung für CCUS auf schwer oder nicht vermeidbare Emissionen fokussiert werden. Mit Blick auf den Aufbau der Transportinfrastruktur sieht die Carbon Management-Strategie den Aufbau eines privatwirtschaftlich betriebenen Pipelinenetzes «innerhalb eines staatlichen Regulierungsrahmens» vor. Zudem enthält die Strategie den Entschluss, die Offshore-Speicherung von CO₂ zu ermöglichen.

In Belgien liegt zwar noch keine nationale CCS-Strategie vor, jedoch ein Memorandum des Netzbetreibers Fluxys mit Vorschlägen zum Marktdesign der gesamten CCS-Wertschöpfungskette (Fluxys Belgium, 2022). Der Vorschlag von Fluxys sieht vor, unter Nutzung der bestehenden Gas-Infrastruktur ein (inländisches) Transportnetz für CO₂ aufzubauen, welches CO₂-Emittenten in Belgien mit CO₂-Terminals verbindet. Der Vorschlag sieht ferner vor, dass Fluxys neben dem inländischen Transport auch die Organisation der Terminals übernimmt. Zusätzlich sollen dritte Parteien bei dem Weitertransport des CO₂ zum Speicher unterstützt werden.

In den Niederlanden wurde in einem Papier des Wirtschaftsministeriums im Oktober 2023 die CCS-Position des Ministeriums veröffentlicht (Tweede Kamer der Staten-Generaal, 2023). Darin spricht sich das Ministerium für eine starke Rolle marktlicher Parteien bei der Planung und Gestaltung des CCS-Marktes aus. Diese solle nur gezielt durch staatliche Interventionen (z. B. in Form der Beteiligung staatlicher Unternehmen wie beim Porthos-Projekt (Porthos, o.D.)) ergänzt werden.

Die betrachteten Länder unterscheiden sich auch mit Blick auf die **Netzplanung**. In Grossbritannien wird die Planung von staatlicher Seite vorangetrieben. Konkret wurden zunächst zwei Cluster definiert, in welchen die CCS-Infrastruktur konzentriert und staatlich gefördert ausgebaut wird. Die Planungen sehen vor, dies bis 2030, um mindestens zwei weitere Cluster zu erweitern (Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2021). Im Gegensatz dazu werden in den Niederlanden mit dem Porthos-Projekt (Porthos, o.D.) und in Norwegen mit dem Longship-Projekt (Northern Lights, o.D.) Netze in öffentlich-privater Partnerschaft geplant.

In Belgien wird die Netzplanung durch den belgischen Netzbetreiber Fluxys vorangetrieben. Zudem haben die Unternehmen Fluxys, Open Grid Europe (OGE) und Wintershall DEA angekündigt, einen CO₂-Transportkorridor von Süddeutschland nach Belgien zu errichten (Wintershall Dea, 2023). Bereits im Vorfeld hatte OGE die Errichtung eines Transportnetzes für CO₂ in Deutschland angekündigt und geht dabei aktuell von einem „kompletten Neubau der Infrastruktur aus“ (OGE, 2023).

Exkurs: Planung des Wasserstoffkernnetzes in Deutschland

Bei der Planung und Entwicklung der zukünftigen CO₂-Netze lassen sich Analogien zu der Wasserstoff-Netzentwicklung feststellen. So wurde die Planung für das Wasserstoff-Kernnetz in Deutschland auch durch private Akteure im Rahmen der Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas (FNB Gas) vorangetrieben. Diese hatten einen Vorschlag für die Errichtung eines Kernnetzes veröffentlicht, der im Rahmen der aktuellen EnWG-Novellierung gesetzlich verankert wurde (FNB GAS, 2023). Der Aufbau des Kernnetzes soll privatwirtschaftlich über die Netzentgelte finanziert werden. Da die hohen Investitionskosten in der Aufbauphase nicht direkt vollständig auf die Nutzer umgelegt werden können, ist eine Zwischenfinanzierung über ein Amortisationskonto vorgesehen. Sollte dieses langfristig nicht ausgeglichen sein, beteiligt sich der Bund an dem verbleibenden Fehlbetrag (BMWK, 2023).

Marktorganisation

Die **Marktaufsicht** wird in den betrachteten Ländern in der Regel von staatlichen Institutionen übernommen. Wie genau die Rolle des Staates bei der Marktaufsicht definiert wird und welche Marktakteure aktiv sind, ist jedoch je nach Land unterschiedlich.

Norwegen hat zur Realisierung von CCS-Projekten das Staatsunternehmen Gassnova gegründet. Gassnova wird durch den norwegischen Haushalt finanziert und verteilt die finanziellen Ressourcen für F&E und Demonstrationsprojekte (Gassnova, o.D.). Zudem hat es Einfluss auf das Technologiezentrum für CCS, welches neue CCS-Technologien testet und zu grossen Teilen von Gassnova getragen sowie zusätzlich von Industriepartnern unterstützt wird.²³ Auch das Grossprojekt Longship, welches die notwendige Infrastruktur entlang der gesamten CCS-Wertschöpfungskette etabliert, wird von Gassnova geplant und überwacht. Die Durchführung liegt bei privaten Akteuren.²⁴

In Schweden wird die Marktaufsicht von der Schwedischen Energieagentur übernommen. Diese ist verantwortlich für die Verteilung der Gelder und damit beauftragt, die technischen und politischen Entwicklungen im Bereich CCS auf nationaler und internationaler Ebene zu beobachten. Gegebenenfalls schlägt sie dann Massnahmen zur Überwindung von technischen, wirtschaftlichen oder regulatorischen Hindernissen vor (Swedish Energy Agency, o.D.).

Mit Blick auf mögliche Parallelen zur Schweiz hinsichtlich ihrer föderalistischen Organisation und somit vergleichsweise beschränkten Kompetenzen auf Staatsebene können diesbezügliche auch Regelungen zur Marktorganisation in den USA und Kanada betrachtet werden (Details siehe Exkurs-Box).

Neben der Marktaufsicht spielt auch die Installation eines **Systemverantwortlichen** für den Betrieb der Transport- und Speicherinfrastruktur eine Rolle. In der UK wird beispielsweise innerhalb von Clustern ein zentraler Akteur (T&SCo) als Systemverantwortlicher installiert. Zu den Verantwortlichkeiten zählen unter anderem die Sicherstellung der Einhaltung der festgelegten Bedingungen sowie der Qualitätssicherung für den Betrieb der Transport- und Speicherinfrastruktur (Department for Energy Security & Net Zero, 2023).

²³ Technology Centre Mongstad: <https://tcmda.com/>

²⁴ CCS Norway, Longship timeline: <https://ccsnorway.com/>

Exkurs: Geteilte Verantwortlichkeiten für CCS zwischen Bundesregierung und Bundesstaaten

Die geteilten Verantwortlichkeiten für CCS in den USA und Kanada zeigen mögliche Ansätze für das Zusammenspiel verschiedener staatlicher Ebenen. In diesen beiden Ländern sind die Kompetenzen für den Untergrund geteilt oder liegen gänzlich bei den Ländern. In den USA ist die Verlegung von Pipelines für den Transport von CO₂ unter der Kontrolle der Bundesstaaten, die Bundesregierung regelt jedoch die Sicherheit der Pipelines. Die Injektion von CO₂ ist in geteilter Kontrolle. Da die US-Umweltschutzbehörde die Autorität hat, die Quellen des Trinkwassers im Untergrund zu schützen, reguliert die Behörde mit dem Underground Injection Control Program die Injektion von CO₂. Die Behörde legt jedoch nur Minimum-Standards fest, die die Staaten dann konkretisieren, da diese für die Regulierung und Genehmigung von Bohrlöchern für EOR zuständig sind. Die Minimum-Standards inkludieren unter anderem Performance Standards für den Bau, Betrieb und die Wartung der Speicher (Congressional Research Service, 2022).

In Kanada sind die Provinzen Eigentümer der unterirdischen Ressourcen, einschließlich des Porenraums im Untergrund, in dem das CO₂ gespeichert wird. Deshalb tragen Sie die Hauptverantwortung für die Regulierung von CCS. Konkret bedeutet dies, dass die Provinzen Vorschriften für die Speicherung sowie für die Messung, Überwachung und Verifizierung erlassen. Der Staat hingegen ist für die Regulierung des grenzüberschreitenden (interprovinziellen und internationalen) CO₂-Transports durch Pipelines zuständig. Um die Komplementarität der Politiken und Vorschriften der verschiedenen Provinzen zu unterstützen, hat die kanadische Regierung regionale Energie- und Ressourcentische eingeführt. Die Kompetenzen zu den umweltrechtlichen Vorschriften sind geteilt (Government of Canada, 2023).

Marktzugangsregulierung

In den untersuchten Ländern existiert kein einheitlicher Ansatz zur **Zugangsregulierung für CO₂-Pipelines und -Untergrundspeicher**. In Grossbritannien besteht ein stark reguliertes Modell mit klaren Zugangs- und Entbündelungsvorgaben. Das Modell basiert in erster Linie auf der Definition von CCS-Clustern, welche sich um Förderung bewerben können. Innerhalb des Clusters erhalten Nutzer direkten Zugang zum Transport- und Speichernetz (Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2022). Mit Blick auf die Entbündelung wird in Grossbritannien festgelegt, dass ein zentraler Akteur (T&SCo) für den Transport und die Speicherung von CO₂, nicht aber für die Abscheidung, zuständig ist.

Das in Belgien diskutierte Modell sieht eine strikte Entbündelung entlang der gesamten Wertschöpfungskette vor und entspricht damit den aktuellen belgischen Plänen der H₂-Infrastruktur. Laut dem Vorschlag des Gas-Netzbetreibers Fluxys soll die Abscheidung durch den Emittenten, der Transport und die Transportlogistik (z. B. Verflüssigung) durch den Netzbetreiber, und die Speicherung und Verschiffung durch Dritte geschehen. Zudem wird ein diskriminierungsfreier Zugang zum Netz vorgesehen (Fluxys Belgium, 2022).

Hinsichtlich der **Kosten- und Anreizregulierung** sowie der **Tarifregulierung** unterscheiden sich die Ansätze in den betrachteten Ländern ebenfalls. In Grossbritannien sind regulierte Geschäftsmodelle für CO₂-Netz und -Speicherbetreiber vorgesehen (HM Government, 2023). Für

einen möglichen Regulierungsrahmen in Deutschland weisen die Empfehlungen der Dena darauf hin, dass die notwendigen Investitionen in die Infrastruktur in der Hochlaufphase «nicht allein durch die Nutzer refinanziert werden» könnten. Aufgrund der Höhe der notwendigen Investitionen in den Aufbau der Infrastruktur sei es daher dringend nötig, «Klarheit über das regulatorische Modell» zu schaffen. Gleichzeitig solle das regulatorische Modell so ausgelegt sein, dass Monopolrenditen (für die Betreiber der Netze sowie CO₂-Hubs) verhindert werden.

Langfristig sieht auch der Evaluierungsbericht der Bundesregierung zum Kohlendioxid-Speicherungsgesetz vor, dass das Netz reguliert und durch Netzentgelte refinanziert wird (BMWK, 2022). Im Gegensatz dazu werden in den Niederlanden derzeit keine regulierten Tarife für Transport und Speicherung von CO₂ geplant. Stattdessen sollen private und staatliche Unternehmen (bilaterale) Vereinbarungen über Tarife entlang der gesamten Wertschöpfungskette treffen (Tweede Kamer der Staten-Generaal, 2023). Mit Blick auf die Vollzugskosten der verschiedenen Ansätze lässt sich noch keine abschliessende Bewertung vornehmen. Grundsätzlich ist jedoch davon auszugehen, dass eine stärkere Regulierung von Geschäftsmodellen mit höheren Vollzugskosten verbunden sein dürfte. Dies liegt insbesondere an der mit der Regulierung verbundenen Komplexität und Umsetzungsdauer.

Exkurs: Zugangsregulierung im Bereich Wasserstoff in Deutschland und den Niederlanden

In den Niederlanden liegen bislang noch keine Regelungen zur Entbündelung oder Zugangsregulierung bei CCS vor, jedoch ist in der Wasserstoffregulierung eine Entbündelung von H₂-Erzeugung, aber nicht von H₂-Import/Export und H₂-Speicherung vorgesehen.

Die aktuelle Einigung des Europäischen Parlaments und des Rats zur Regulierung des Marktes für Gas und Wasserstoff sieht in einer Übergangsphase einen verhandelten Netzzugang für Wasserstoffnetzbetreiber vor. Langfristig gilt analog zu Gasnetzbetreibern ein regulierter Netzzugang.²⁵

Der Netzzugang für Wasserstoff ist in Deutschland bereits reguliert. Um den Übergang von Erdgas auf Wasserstoff zu erleichtern, haben die Fernleitungsnetzbetreiber seit 2021 eine Opt-in-Möglichkeit für einen regulierten Netzzugang.²⁶

Technische Regulierungen

Mit Blick auf die technische Regulierung von CCS sind unter anderem die geltenden europäischen **Sicherheits- und CO₂-Qualitätsvorgaben** zu beachten. Für die EU-Länder definiert die CCS-Richtlinie (2009/31/EG) Monitoring-Vorgaben mit Blick auf mögliche Leckage von Speicherstätten sowie weitere Sicherheitsaspekte. Unter anderem ist das Leckage-Risiko bei der Auswahl von Speicherstätten zu berücksichtigen (Art.4 Abs.4).²⁷ Die Vorgaben der EU können zudem von EU-Ländern erweitert werden. Der Dena-Vorschlag empfiehlt zum Beispiel für

²⁵ <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2023/11/28/internal-markets-in-renewable-and-natural-gases-and-in-hydrogen-council-and-parliament-reach-deal/>

²⁶ Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) § 118

²⁷ Richtlinie 2009/31/EG, <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0114:0135:de:PDF>

Deutschland hohe Anforderungen an CO₂-Reinheit sowie eine Harmonisierung von Standards über Ländergrenzen hinweg.

In Grossbritannien ist festgelegt, dass die Nutzer bei der Einspeisung in die Transportnetze für die Einhaltung geforderter CO₂-Qualität verantwortlich sind. Der Transport- bzw. Speicherbetreiber (in Grossbritannien die T&SCo) trägt die Verantwortung für die Einspeisung in Speicher (Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2022). Auf EU-Ebene werden entsprechende Regelungen im Rahmen der Carbon Management Strategy erwartet.

Regelungen zur **Planung neuer sowie Umwidmung bestehender Pipelines oder Speicher** bestehen bereits in einigen Ländern. Der belgische Vorschlag sieht zum Beispiel die Umwidmung bestehender Pipelines und Speicher für CO₂-, Methan- und Wasserstoff-Transport vor, um das bestehende Gas-Netz optimal zu nutzen (Fluxys Belgium, 2022).

Bewilligungen, Konzessionen, Haftung

Regelungen zu **Bewilligungsverfahren** gibt es bereits in Grossbritannien und Norwegen. In Norwegen wurden bereits erste Bewilligungen zur Speicherung von CO₂ im Rahmen des Longship-Projekts vergeben. Das Bewilligungssystem ist ähnlich zu dem für Erdgas- und Erdöl-Förderungen. Es gliedert sich in Bewilligungen für Erkundung, Exploration, Förderung und Injektion und Speicherung. Für das Screening des Kontinentalschelfs werden noch keine Bewilligungen benötigt (CCS Norway, o.D.). Zudem liegen in Norwegen Regelungen für die Vergabe von Bewilligungen zum CO₂-Transport vor. Diese sehen insbesondere vor, dass der Bewerber nachweislich finanzielle und technische Voraussetzungen zum Betrieb der Infrastruktur erfüllt. Hierzu zählen auch Massnahmen zur Minimierung von Umweltrisiken. Bewilligungen können zudem für eine fixe Periode vergeben werden.

In Grossbritannien werden Bewilligungen zur Bereitstellung von CO₂-Transport- und Speicherdienstleistungen an Unternehmen vergeben, die Teil eines der CCS-Cluster sind (Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2022). Die ersten Bewilligungen für CO₂-Speicher wurden im September 2023 vergeben. Hierbei haben 14 Unternehmen 21 Bewilligungen erhalten mit dem Potential 10% der Treibhausgasemissionen Grossbritanniens zu speichern. Die Bewilligungen erlauben die Speicherung von CO₂ in erschöpften Erdöl- und Erdgasreservoirs (North Sea Transition Authority, 2023).

Mit Blick auf **Haftungsregeln** in der Europäischen Union werden die Richtlinien durch die CCS-Direktive vorgegeben. Für den Fall der Leckage müssen Betreiber Emissionsrechte erwerben. Ausserdem ist die Speichergenehmigung im Fall einer Leckage durch die zuständige Behörde zu prüfen. Darüber hinaus legt die CCS-Direktive fest, dass die langfristige Haftung für CO₂-Speicherstätten nach einer Mindestfrist von 20 Jahren auf den Staat übergeht.²⁸ In Norwegen ist der Lizenznehmer grundsätzlich haftbar für aus der CCS-Aktivität hervorgehende Verunreinigungen (Norwegian Offshore Directorate, 2015). In Grossbritannien legt das TRI Modell die Verantwortlichen der T&SCo (Transport and Storage Cooperation) fest: neben der Erstellung und dem Betrieb der Infrastruktur fällt auch die Sicherstellung des sicheren Transports sowie die Einhaltung geforderter Standards unter den Verantwortungsbereich der T&SCo (Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2022). Im Falle von CO₂-Leckage steht es dem Regulator zudem offen, der T&SCo die Lizenz zum Betrieb der Speicher zu entziehen.

²⁸ Richtlinie 2009/31/EG des Europäischen Parlaments und des Rates, siehe: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0031>

3.2.3 Staatliche Interventionen

Grundsätzlich sind verschiedene staatliche Interventionen in den betrachteten CCS-Märkten implementiert oder geplant. Im Folgenden unterscheiden wir staatliche Interventionen, welche auf die Internalisierung von CO₂-Kosten abzielen und Massnahmen zur Förderung von Projektkosten und zur Reduktion von Projektrisiken.

Internalisierung externer CO₂-Kosten

Das Leitinstrument zur Internalisierung externer CO₂-Kosten sind die in den betrachteten Ländern etablierten Emissionshandelssysteme. Auf EU-Ebene ist die Internalisierung der CO₂-Kosten durch das EU-EHS I bzw. II geregelt und wird durch die Einführung des europäischen CO₂-Grenzausgleichsmechanismus (EU-CBAM) mit Blick auf den Import von emissionsintensiven Gütern aus Nicht-EU Ländern ergänzt. Der Fokus des 2005 implementierten EU-EHS I liegt auf dem Energiesektor sowie den energieintensiven Industrien. Hierunter fallen insbesondere grosse Energieanlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von mindestens 20 MW. Seit 2012 ist auch der innereuropäische Luftverkehr inbegriffen. Der EU-EHS 2 sieht ab 2027 die Ausweitung des Handels von Emissionsrechten auf die Sektoren Verkehr und Gebäude vor. Darüber hinaus müssen seit 2024 auch Müllverbrennungsanlagen Bericht über ihre Emissionen erstatten. Bis 2026 plant die EU Kommission anhand der berichteten Emissionen die Einbeziehung des Sektors in den Emissionshandel zu prüfen.

Neben der Erweiterung des Handels mit Emissionsrechten arbeitet die EU im Rahmen der Überarbeitung der Richtlinie über die Energiebesteuerung an einer Umstellung der Besteuerung auf den Energie- und CO₂-Gehalt (Europäische Kommission, 2021b). Ähnlich wie der Handel von Emissionsrechten greift auch diese Besteuerung in die Anreize zur Nutzung emissionsarmer Technologien ein. In den betrachteten Ländern, welche Teil der Europäischen Union sind, sind die Regelungen auf EU-Ebene massgeblich. Diese werden im Rahmen der nationalen Gesetzgebung umgesetzt. Zusätzliche Regelungen auf nationaler Ebene sind jedoch möglich. Hierzu zählt beispielsweise das Brennstoffemissionshandelsgesetz in Deutschland, auf Basis dessen seit 2021 CO₂-Abgaben in den im EHS I bislang nicht abgedeckten Bereichen Verkehr und Transport fällig werden (BMUV, 2019). In den Niederlanden wird zudem, zusätzlich zum Emissionshandel auf EU-Ebene, seit 2021 eine nationale CO₂-Abgabe auf Emissionen von Industrieanlagen erhoben (Dutch Emissions Authority, o.D.).

In Grossbritannien ist die CO₂-Bepreisung analog zum EU-EHS seit Anfang 2021 durch den UK-EHS geregelt. In Norwegen erfolgt die CO₂-Bepreisung durch eine Kombination aus CO₂-Steuern und Handel von Emissionsrechten. Zusammen decken die Interventionen rund 85% der Treibhausgasemissionen in Norwegen ab (Energy Facts Norway, 2023).

Fördermechanismen und Massnahmen zur Risikoreduktion

Neben der Internalisierung externer CO₂-Kosten, liegen in den betrachteten Ländern verschiedene Förderprogramme vor, welche auf die Unterstützung des Markthochlaufs bzw. das Schliessen der Finanzierungslücke im CCS-Markt abzielen.

Ein in verschiedenen Ländern genutztes Instrument sind Differenzverträge (engl.: Contracts for Difference, CfD) zu nennen.²⁹ Eine im CCS-Markt häufig verwendete Variante der Differenzver-

²⁹ Differenzverträge bieten dem Käufer und Verkäufer eine Absicherung gegen volatile Preise. Hierfür wird ein CfD-Preis (engl.: strike price) und einem zugrunde liegenden Referenzpreis definiert. Liegt der CfD-Preis über

träge sind an den CO₂-Preis gekoppelte Differenzverträge (engl.: Carbon Contracts for Difference, CCfDs). Bei CCfDs handelt es sich um variable Prämienzahlungen, die die Differenz zwischen den spezifischen Projektkosten und dem CO₂-Preis am Markt ausgleichen. In den Niederlanden werden CCfDs im Rahmen des Förderprogramms SDE++³⁰ umgesetzt (IEA, 2022). Die in Deutschland diskutierten Klimaschutzverträge basieren ebenfalls auf CCfDs, welche mit einer Laufzeit von 15 Jahren ausgeschrieben werden und das Ziel verfolgen, den Aufbau und Betrieb von klimaneutralen Technologien zu unterstützen (Die Bundesregierung, 2023). Sowohl in Deutschland als auch den Niederlanden sind CCS-Anwendungen im Rahmen der CCfD-Mechanismen grundsätzlich förderbar.

In Schweden zielt das Förderregime vor allem auf Bioenergie mit CO₂-Abscheidung und -Speicherung (engl.: Bioenergy with Carbon Capture and Storage, BECCS)³¹ ab. Betreiber von BECCS-Anlagen bzw. -Infrastruktur konkurrieren im Rahmen einer Rückwärtsauktion (engl.: *Reversed Auction*)³² um Fördermittel. Die Betreiber mit den niedrigsten eingereichten Kosten pro Tonne abgeschiedenen bzw. gespeicherten CO₂ erhalten den Förderzuschlag. Die Förderung ist auf die Übernahme der kompletten Kosten für Abscheidung, Transport und Speicherung über 15 Jahre ausgelegt (Swedish Energy Agency, 2022). Obgleich nicht im Fokus des in diesem Bericht durchgeführten Ländervergleichs hat auch Dänemark einen Fokus auf die Förderung von Negative-missionen gelegt (Europäische Kommission, 2023d).

In Grossbritannien liegen verschiedene Förderregime für CCS-Anwendungen vor. Zum einen erhalten Industrieunternehmen im Rahmen des Programms Industrial Carbon Capture Fördermittel zur Senkung der laufenden Kosten der Anwendung von CCS in der Industrie (Government UK, 2023). Die Förderung basiert ebenfalls auf einem Contract for Difference und berücksichtigt neben der erwarteten Entwicklung von CO₂-Preisen die CAPEX und OPEX der Betreiber. Zum anderen sind in Grossbritannien Förderprogramme für die Erzeugung von blauem Wasserstoff (mit CCS) sowie den Betrieb von Anlagen zur Stromproduktion mit CCS verfügbar. Der Referenzpreis wird anhand von erwarteten Entwicklungen der CO₂-Preise bestimmt.

Neben Förderungen für den Markthochlauf werden auch einmalige Fördermittel, in der Regel für die Forschung und Entwicklung (F&E) sowie die Förderung von Pilotprojekten, ausgeschrieben. Für die Förderung von F&E Projekten gibt es auf EU-Ebene Gelder durch Horizon EU (Europäische Kommission, o.D.a), in Norwegen durch das Programm CLIMIT (CLIMIT Programme Board, 2022). Zudem gibt es Förderungen von Kapitalkosten für neue und bestehende Projekte. In Grossbritannien werden zum Beispiel rund 1. Mrd. GBP auf die Kapitalkosten von CO₂-Abscheidungs-, Transport- und Speicher-Infrastruktur im Rahmen des CCS Infrastructure Funds

dem Referenzpreis zahlt der Käufer dem Verkäufer die Differenz. Liegt der CfD-Preis unter dem Referenzpreis zahlt wiederum der Verkäufer dem Käufer die Differenz.

³⁰ SDE++ ist das niederländische Programm zur Förderung nachhaltiger Energieproduktion und Klimawende. Das Programm stellt Subventionen für Unternehmen bereit, die Erneuerbare Energien erzeugen oder CO₂-Emissionen in grossem Umfang reduzieren.

³¹ BECCS umfasst die Abscheidung und dauerhafte Speicherung von CO₂ aus Prozessen, bei denen Biomasse genutzt wird, um Energie zu erzeugen. Da Pflanzen während ihres Wachstums CO₂ absorbieren, kann mit dieser Methode der Atmosphäre CO₂ entzogen werden. Siehe z.B. IEA (2023): <https://www.iea.org/energy-system/carbon-capture-utilisation-and-storage/bioenergy-with-carbon-capture-and-storage>

³² Eine Reversed Auction ist eine umgekehrte Auktion, bei der die typischen Rollen des Käufers und Verkäufers getauscht sind. Im Falle dieser Auktion gibt es einen Käufer und viele Anbieter. Die Verkäufer stehen im Wettbewerb und bieten unterbieten sich, damit der Käufer ihr Angebot annimmt. Im konkreten Fall der BECCS-Förderung geben Betreiber ihre Kosten pro abgeschiedener und gespeicherter Tonne CO₂ an. Diejenigen Betreiber, die die meisten Tonnen CO₂ zu den niedrigsten Kosten abscheiden und speichern können, erhalten die Förderung.

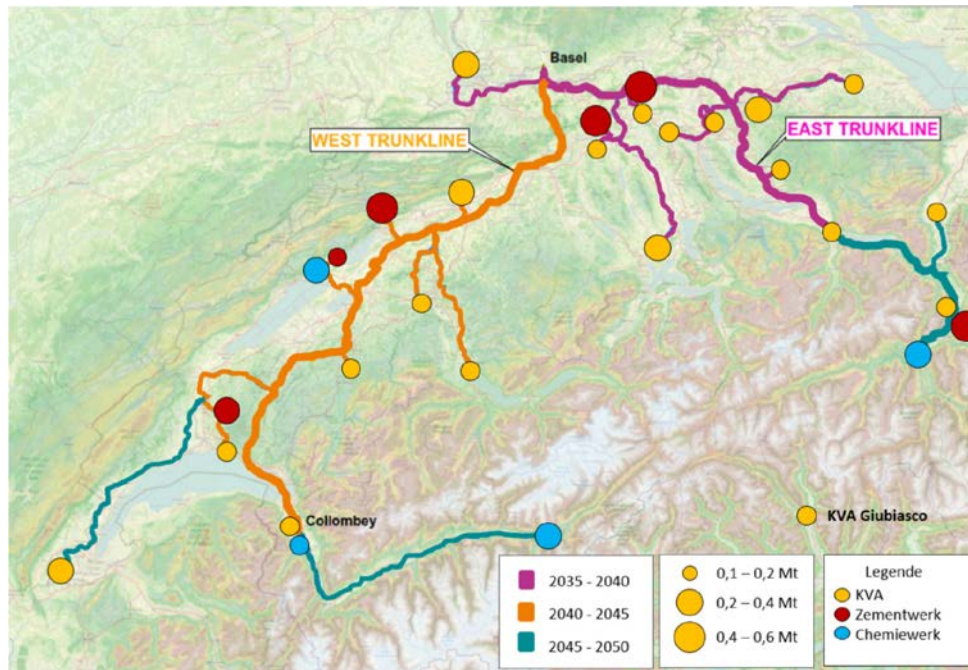
investiert. Wie in Abschnitt 3.2 erwähnt, können Projekte für eine CO₂-Infrastruktur in der EU im Rahmen der Connecting Europe Facility (CEF) eine Förderung von bis zu 50% der CAPEX erhalten (Europäische Kommission, o.D.c). Aktuell werden hier vier Transport- und Speicherprojekte gefördert.

Ansätze im Bereich der Risikoreduktion, die aus anderen Branchen auf CCS übertragbar wären, bestehen z. B. bei der Abgeltung zur Bereithaltung von Stromreservekapazitäten durch den Staat (z. B. UK Government, 2023) oder bei der in Deutschland geplanten staatlichen Absicherung der Finanzierung von Wasserstoffnetzen, falls die Kosten nicht mittels Tarifen im Zeitablauf gedeckt werden können (BMWK, 2023).

3.3 Regulierungen in der Schweiz

In der Schweiz gibt es aktuell keine Regulierungen betreffend CCS, der Bund treibt diesbezüglich aber verschiedene Arbeiten voran. So hiess der Bundesrat den Bericht zur CO₂-Abscheidung und Speicherung (CCS) und Negativemissionstechnologien (NET) im Jahr 2022 gut (Bundesrat 2022a). Dieser basiert auf den Energieperspektiven 2050+ (Prognos u. a. 2020) und dem dazugehörigen Exkurs Negativemissionstechnologien und CCS (Prognos u. a. 2021). Im Auftrag des BAFU wurde zudem die Studie «Kostenschätzung für ein CCS-System für die Schweiz bis 2050» erstellt (BAK und Dena 2023). Darin wurde auch ein Zielbild des Hochlaufplanes auf Grundlage der vorgenannten Berichte sowie von weiteren Studien (Becattini u. a. 2022; Saipem 2023) erarbeitet. Das dazu angenommene Pipelinenetz und die geplanten angeschlossenen Anlagen bis 2050 sind in Abbildung 9 abgebildet. Das Zielbild der CO₂-Infrastruktur in der Schweiz umfasst ein Pipelinenetz für den Transport mit Anschluss an die inländische Speicherung (ab 2040) sowie den Transport ins Ausland Richtung Norden per Pipelineanschluss nach Deutschland ab Basel. Es werden nur Anlagen mit CO₂-Emissionen von mehr als 100'000 Tonnen CO₂ berücksichtigt (Zementwerke, Kehrrechtverbrennungsanlagen (KVA) und Chemiewerke). Vor der Fertigstellung der Pipeline-Infrastruktur bzw. für nicht an die Pipeline angeschlossenen Werke kommen auch andere Transportmittel (Schiff, Lkw, Bahn) zum Einsatz.

Abbildung 9 Zielbild des Hochlaufplans der CCS-Infrastruktur



Die meisten grösseren CO₂-Punktquellen in der Schweiz sollen langfristig über eine CO₂-Leitung für den Transport erschlossen werden.

Quelle: BAK & dena (2023, S. 18)

Als Grundlage der Überlegungen für einen CCS-Regulierungsrahmen ziehen wir zum einen den Schweizer Regulierungsrahmen für den Untergrund (Abschnitt 3.3.1) und zum anderen den Schweizer Regulierungsrahmen im Energiebereich (Abschnitt 3.3.2) heran. Beim Regulierungsrahmen für den Untergrund besteht keine durchgehende Bundeskompetenz. Beim hier betrachteten Regulierungsrahmen für Elektrizität und Gas hingegen besteht weitgehend eine verfassungsrechtlich begründete Bundeskompetenz. Zusätzlich thematisieren wir die existierenden und geplanten staatlichen Interventionen (Abschnitt 3.3.3), welche den Hochlauf der CCS-Infrastruktur beeinflussen bzw. exemplarisch für diesen als Beispiel herangezogen werden können.

3.3.1 Regulierungsrahmen Untergrund

Aufgrund des ausgeprägten Föderalismus in der Schweiz liegen nur explizit zugewiesene (d. h. in der Bundesverfassung verankerte) Kompetenzen beim Bund. Ohne Bundeskompetenz gemäss der Verfassung besteht auch keine Kompetenz, ein Bundesgesetz zu erlassen.

Das Raumplanungsgesetz (RPG)³³ ist auch auf den Untergrund anwendbar. Im Rahmen der 2. Etappe der Teilrevision des RPG will das Parlament mit dem neuen Art. 3 Abs. 5 revRPG³⁴ eine erste Regelung explizit betreffend den Untergrund einführen. Die Bestimmung schreibt vor, dass Nutzungen des Untergrunds frühzeitig aufeinander sowie auf die oberirdischen Nutzungen und die entgegenstehenden Interessen abzustimmen sind. Generell sieht das RPG abgestimmte Raumpläne der 3 Staatsebenen (Gemeinden, Kantone, Bund) vor, wobei die Raumplanung den

³³ https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/1979/1573_1573_1573/de

³⁴ Vgl. BBl 2023 2488.

Kantone obliegt und der Bund lediglich die Grundsätze der Raumplanung festlegt. Um verbindlichere Vorgaben machen zu können, bräuchte der Bund eine entsprechende Kompetenz, welche im Bereich CCS jedoch nicht direkt in der Bundesverfassung ersichtlich ist. Anders als im Bereich CO₂ Speicherung im Untergrund besteht im Bereich der Kernenergie mit Art. 90 der Bundesverfassung (BV) eine Bundeskompetenz, wodurch der Bund die Entsorgung der radioaktiven Abfälle in geologischen Tiefenlagern regeln kann.

In den nachfolgenden Abschnitten wird der Regulierungsrahmen des Untergrunds hinsichtlich der folgenden Aspekte diskutiert: Marktplanung, Marktorganisation, Marktzugangsregulierung, Technische Regulierungen sowie Bewilligungen, Konzessionen, Haftung.

Marktplanung

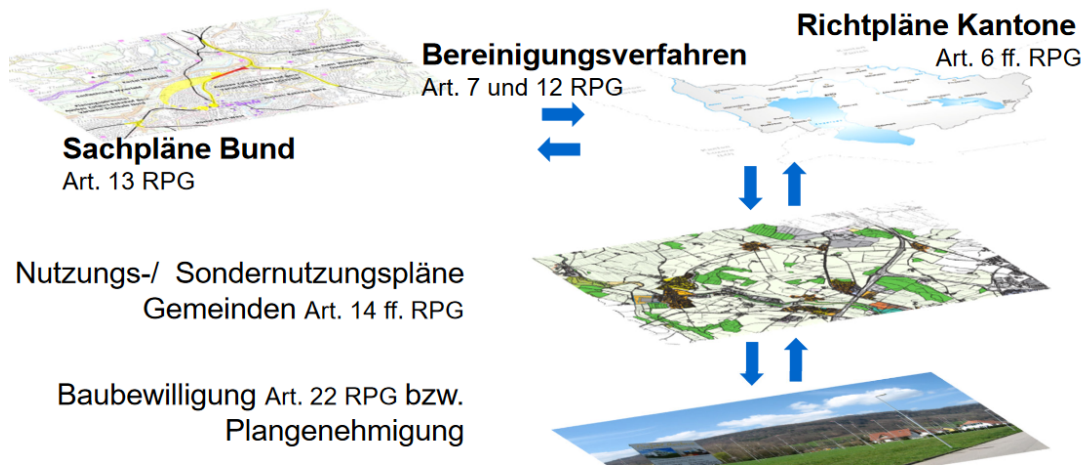
Das Subsidiaritätsprinzip in Art. 3 BV hält fest, dass die Kantone souverän sind und ihre Rechte soweit ausüben, wie diese nicht durch die Bundesverfassung beschränkt sind durch eine explizite Zuweisung der Zuständigkeit an den Bund.

Das RPG regelt die Nutzung des «Bodens» und kommt auch für den Untergrund zur Anwendung (Abegg und Dörig 2019). Gemäss der Bundesverfassung (Art. 75 BV) obliegt die Raumplanung den Kantonen und der Bund legt die Grundsätze der Raumplanung fest. Die Richtpläne der Kantone (Art. 6 ff. RPG) berücksichtigen die Konzepte und Sachpläne des Bundes. Der Bund erarbeitet Grundlagen wie die nötigen Konzepte und Sachpläne und stimmt sie aufeinander ab (Art. 13 RPG), um seine raumwirksamen Aufgaben erfüllen zu können.

Die Planungs- und Bewilligungskompetenz liegt jedoch nur beim Bund, wenn das Bundesrecht ein Plangenehmigungsverfahren³⁵ vorsieht. Die Sachpläne (des Bundes) sind behördenverbindlich und werden berücksichtigt im Plangenehmigungsverfahren des Bundes, in der Richtplanung der Kantone, in der Nutzungsplanung der Gemeinden, sowie bei der Erteilung von Ausnahmebewilligungen, vgl. Abbildung 10.

³⁵ Die Plangenehmigung ist ein Gesamtentscheid, der alle weiteren notwendigen Spezialbewilligungen des Bundesrechts umfasst. Es ist daneben keine formelle Baubewilligung der Gemeinde oder des Kantons notwendig.

Abbildung 10 Föderalismus in der Raumplanung mit Gegenstromprinzip



Gemäss Art. 75 BV legt der Bund die Grundsätze der Raumplanung fest, während die Raumplanung den Kantonen obliegt. Die Baubewilligung prüft die Rechtmässigkeit von geplanten Nutzungen.

Quelle: EspaceSuisse 2021, S. 30

Da die Bundesverfassung keine Bundeskompetenz für CO₂-Pipelines und CO₂-Untergrundspeicher vorsieht, kann der Bund auch nicht entsprechende Sachpläne erstellen. Die entsprechende Planung obliegt daher den Kantonen. Der Bund kann nur in jenen Bereichen ein Konzept erarbeiten, die zumindest teilweise in seine Zuständigkeit fallen. Ausgenommen von der Bundesplanung sind Bereiche, die in der ausschliesslichen Kompetenz der Kantone liegen (BVGE 2011, E. 30.2; Waldmann Bernhard und Hänni Peter 2006, Art. 13 N13).

Kantone und Gemeinden schaffen für Nutzungen und Schutzaspekte des Untergrunds die erforderlichen Grundlagen in der Richtplanung und der Nutzungsplanung. Sie beurteilen die Rechtmässigkeit von geplanten Nutzungen mittels Baubewilligungen. (Abegg & Doerig, 2019, 387). Die kantonalen Richtpläne müssen vom Bundesrat genehmigt werden (Art. 11 Abs. 1 RPG). Betreffend Abstimmung der Kantone untereinander schreibt das RPG nur eine Koordinationspflicht mit den Nachbarkantonen ausdrücklich vor (Art. 7 Abs. 1 RPG). Eine gesamtschweizerische Koordinationspflicht ist gesetzlich nicht vorgeschrieben.

Untergrundgesetze gibt es in einigen Kantonen. Dabei wird die Nutzung des tiefen Untergrunds geregelt, unter anderem für die Speicherung von Gasen wie CO₂ (z. B. im Kanton Zürich seit Juli 2023 in Kraft³⁶). Die Regulierungen betreffen Bewilligungen, Konzessionen und Gebühren.

Im Kompetenzbereich des Bundes ist hingegen die Gesetzgebung auf dem Gebiet der Kernenergie (Art. 90 BV) sowie von Eisenbahnen, vgl. Exkurs zur Cargo sous terrain. Wer eine Kernanlage errichten will, braucht eine Betriebsbewilligung des UVEK (Art 15 KEG³⁷). Gemäss der Kernenergiegesetzgebung inkl. begleitende Verordnungen sind die Verursacher radioaktiver Abfälle für deren Entsorgung verantwortlich. Gesetzlich ist die dauerhafte und sichere Entsorgung der Abfälle in geologischen Tiefenlagern vorgeschrieben. Dazu wurde die nationale Genossenschaft

³⁶

[http://www2.zhlex.zh.ch/appl/zhlex_r.nsf/WebView/6FF32487CE8C1F66C12589D60022CB9D/\\$File/72_5.1_25.5.20_121.pdf](http://www2.zhlex.zh.ch/appl/zhlex_r.nsf/WebView/6FF32487CE8C1F66C12589D60022CB9D/$File/72_5.1_25.5.20_121.pdf)

³⁷ https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/2004/723/de#art_15

für die Lagerung radioaktiver Abfälle (Nagra) gegründet und der Sachplan geologische Tiefenlager erstellt³⁸.

Exkurs: Cargo sous terrain (CST) und Bundesgesetz über den unterirdischen Gütertransport (ÜGüTG)

Die Cargo sous terrain AG (CST) plant den Bau eines unterirdischen Tunnelsystems für den Gütertransport. Die Bundesversammlung hat 2021 gestützt auf Art. 81 BV «Öffentliche Werke» und Art. 87 BV «Eisenbahnen und weitere Verkehrsträger» das Bundesgesetz über den unterirdischen Gütertransport (ÜGüTG)³⁹ erlassen. Damit kann der Bund im Sachplan Verkehr⁴⁰ bis Ende 2024 einen neuen Teil unterirdischer Gütertransport zur Abstimmung der raumplanerischen Interessen zwischen CST, Bund und Kantonen erarbeiten, den die Kantone dann in ihren Richtplänen umsetzen.

Marktorganisation

Die Regulierung auf Bundesebene setzt eine Kompetenz des Bundes voraus. Eine klare Kompetenz im Bereich CO₂-Pipelines- und Untergrundspeicher besteht aktuell nicht. Da es sich um eine neue Technologie handelt, ist es aus rechtlicher Sicht unwahrscheinlich, dass eine bestehende Kompetenz auf den ausgeweitet werden kann. Ob das Parlament dieser Auffassung folgen oder die Auffassung vertreten würde, eine Kompetenz lasse sich aus einer bestehenden Verfassungsnorm ableiten, ist kaum vorherzusagen. Die Frage, welche verfassungsrechtliche Kompetenznorm entsprechend (extensiv) ausgelegt werden könnte, wäre zu vertiefen. Bestünde eine Bundeskompetenz, würde die zuständige Behörde im Sachgesetz bestimmt oder in der ausführenden Verordnung vom Bundesrat bezeichnet werden.

Ohne Vorhandensein einer Bundeskompetenz fällt die Kompetenz zur CCS-Marktorganisation an die Kantone und Gemeinden. Da die Organisation der Kantone und Gemeinden sehr unterschiedlich ist lässt sich nicht generell beantworten, welche kantonale / kommunale Behörde sich zur Regulierung von CO₂-Pipelines und CO₂-Untergrundspeichern eignet.

Der Hochlauf eines CCS-Marktes erfordert eine Koordination der Akteure zwischen und innerhalb der Wertschöpfungsstufen. Ohne weitere (spezialgesetzliche) Regeln, die eine Bundeskompetenz erfordern, besteht die Möglichkeit, dass die Wettbewerbskommission (WEKO) auf Basis des Kartellgesetzes Formen der Zusammenarbeit und Abstimmungen zwischen den Akteuren untersagt und sanktioniert.

Marktzugangsregulierung

Ob der Zugang zu einer regulierten Netzinfrastruktur liberalisiert wird, ist in erster Linie ein politischer Entscheid. Aus kartellrechtlicher Sicht wäre der diskriminierungsfreie Netzzugang

³⁸ <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/kernenergie/radioaktive-abfaelle/sachplan-geologische-tiefenlager.html>

³⁹ <https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/2022/373/de>

⁴⁰ <https://www.bav.admin.ch/bav/de/home/allgemeine-themen/fachthemen/raeumliche-abstimmung/sug.html>

zu gewähren, wenn die Betreiber von CO₂-Transportleitungen über eine marktmächtige Stellung verfügen, die namentlich auf einem natürlichen Monopol beruhen kann. Gleiche Überlegungen gelten hinsichtlich des Zugangs zu CO₂-Speichern in der Schweiz.

Im UGüTG ist in Art. 5⁴¹ der Netzzugang und insbesondere das Diskriminierungsverbot für die CST geregelt. Die Anlagenbetreiberinnen haben den diskriminierungsfreien Zugang zu den angebotenen Transportdienstleistungen zu gewähren. Sofern technisch machbar und wirtschaftlich vertretbar, ist der diskriminierungsfreie Anschluss an die Anlage zu gewähren. Im Falle von Streitigkeiten betreffend den Zugang, der Zugangsvereinbarungen oder der diskriminierungsfreien Preiskalkulation, entscheidet die RailCom.

Ohne Bundeskompetenzen im CCS-Bereich kann der Bund jedoch keine spezialgesetzliche Regelung wie für die CST erlassen und er kann auch kaum mit rechtlichen Mitteln sicherstellen, dass die Zugangsvorschriften der Kantone deckungsgleich sind. Daher wäre eine interkantonale Koordination sinnvoll und im Falle von Streitigkeiten wäre die WEKO zuständig.

Es ist darauf hinzuweisen, dass bei einem diskriminierungsfreien Netzzugang auch wirtschaftliche Abwägungen erforderlich sind, denn ein umfassender Netzzugang kann Risiko-Investitionen gefährden. Dem kann mit einem zeitlich befristeten Investitionsschutz begegnet werden. Als Beispiele können sog. Merchant-Line-Ausnahmen im Strom oder Regulatory Holidays bei Gaspipelines genannt werden, die dazu dienen, dass eine Investition in die Infrastruktur zeitlich begrenzt amortisiert werden kann.

Technische Regulierungen

Zur Wahrung von öffentlichen Interessen wie Umweltschutz, Sicherheit oder nachhaltige Nutzung von Ressourcen bestehen öffentlich-rechtliche Vorschriften, deren Einhaltung im Rahmen des baurechtlichen Bewilligungsverfahrens sichergestellt wird (Abegg & Doerig, 2019, 406).

Abgeschiedenes CO₂ ist bei Entsorgungsabsicht gemäss Art. 7 Abs. 6 Umweltschutzgesetz (USG)⁴² Abfall. Daher gelten auch die Vorschriften der Abfallverordnung (VVEA)⁴³ sowie der Verordnung über den Verkehr mit Abfällen (VeVA). Zu beachten sind unter anderem die Vorgabe der umweltverträglichen Entsorgung möglichst im Inland (Art. 30 Abs. 2 USG) und die Vorschriften für den Export von Abfällen wie die Bewilligungspflicht durch das BAFU (Art. 15 ff. VeVA)⁴⁴. Die langfristige Speicherung von CO₂ in Produkten im Inland fällt hingegen unter Recycling (Art. 6 Abs. 6bis USG). Im geltenden Abfallrecht gibt es aktuell keine konkreten technischen Vorschriften zu CCS-Anlagen.

Bewilligungen, Konzessionen, Haftung

Bei der Errichtung neuer Infrastrukturanlagen ist zu klären, wie im Fall von Einsprachen und fehlenden Dienstbarkeitsverträgen zu verfahren ist. Diese Anlagen müssen bewilligungsfähig sein, damit sie bewilligt werden können. Bei Schaffung einer Bundeskompetenz würde das Verfahren der Konzessionierung im Sachgesetz geregelt. Ein Enteignungsrecht zum Bau dieser Anlagen hat der Konzessionär nur, wenn ihm ein solches in der Konzession zugewiesen wird (vgl. Art. 3 Abs. 3 EntG⁴⁵; vgl. als Beispiele für Regelungen betreffend Enteignungsrechte etwa Art. 3

⁴¹ https://www.fedlex.admin.ch/eli/oc/2022/373/de#art_5

⁴² https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/1984/1122_1122_1122/de#art_7

⁴³ <https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/2015/891/de>

⁴⁴ https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/2005/551/de#art_15

⁴⁵ https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/47/689_701_723/de#art_3

EBG⁴⁶ und Art. 46 WRG⁴⁷). Ohne Bundeskompetenz folgt die Erteilung der Konzessionen sowie die Verfahren allfälliger Enteignungen kantonalem Recht. An der Erdoberfläche und dem Boden nahe an der Erdoberfläche kann zivilrechtliches Grundeigentum sowie öffentlich-rechtlicher Grund und Boden (von Bund, Kanton oder Gemeinde) unterschieden werden. Wird tiefer in den Boden vorgedrungen, beginnt ab einer gewissen Tiefe der Untergrund, welcher im kantonalen Herrschaftsrecht steht, vgl. Abbildung 11. Die Grenze zu diesem (tiefen) Untergrund ist jedoch abhängig von der Interessenlage im konkreten Fall und kann kantonal unterschiedlich geregelt sein. Für das Eigentum an CO₂-Leitungen besteht die gesetzliche Vermutung, dass sie dem Eigentümer des Werks gehören, dem sie zugehörig sind (Art. 676 Abs. 1 ZGB).

Abbildung 11 Eigentums- und Herrschaftsbereiche unterhalb der Erdoberfläche

Erdoberfläche	
Bspw. Privates Grundstück	Bspw. Strasse
Zivilrechtliches Grundeigentum (Eigentumsrechte des Grundeigentümers)	Öffentlich-rechtlicher Grund und Boden (Herrschaftsrechte des Gemeinwesens)
Variable Grenze zum Untergrund	
Untergrund (kantonale Herrschaftsrechte)	

Nebst der Abgrenzung von öffentlichem und privatem Untergrund ist von Bedeutung, ob sich das Grundstück an der Erdoberfläche im zivilrechtlichen Grundeigentum befindet

Quelle: Eigene Darstellung

Projekte im zivilrechtlichen Grundeigentum: Die Nutzung ist dem Grundeigentümer vorbehalten. Duldungspflichten sind auf bundesrechtlicher Ebene (abgesehen vom Notleitungsrecht) nicht vorgesehen. Sie können sich aber aus kantonalem Recht ergeben. Wo das Notleitungsrecht dem Dritten keinen Anspruch verleiht und das kantonale Recht keine Duldungspflichten vorsieht, sind Dritte darauf angewiesen, dass der Grundeigentümer mittels Gewährung einer Dienstbarkeit in die fremde Nutzung seines Eigentums einwilligt. Da die CCS-Infrastruktur nicht der Erschliessung von Grundstücken dient, kann die Beanspruchung von fremdem Grundeigentum für ihre Errichtung nicht auf das Notleitungsrecht (Art. 691 ZGB) gestützt werden.

Projekte im öffentlich-rechtlichen Grund und Boden: Bei der Nutzung von Strassen und Wegen zur Verlegung von Leitungen ist vorab zu unterscheiden, ob es sich um Bundes-, kantonale oder kommunale Strassen bzw. Wege handelt. Danach bestimmt sich der Rechtsrahmen sowie die zuständige Behörde. Für die Leitungsverlegung wird i.d.R. eine Bewilligung oder eine Konzession benötigt. Auf eine Konzession besteht i.d.R. kein Rechtsanspruch.

Projekte im (kantonalen) Untergrund: Die Verfügungsbefugnis über den Untergrund, der sich ausserhalb des Eigentumsbereichs an der Erdoberfläche befindet, steht dem Kanton zu. Dieser kann über die Nutzungsart bestimmen. So hat etwa der Kanton Zug das Gesetz über die Nutzung des Untergrunds (GNU)⁴⁸ erlassen, das auch auf die Nutzung des Untergrunds zur CO₂-

⁴⁶ https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/1958/335_341_347/de#art_3

⁴⁷ https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/33/189_191_191/de#chap_3/lvl_D/lvl_III/lvl_2/lvl_a

⁴⁸ https://bgs.zg.ch/app/de/texts_of_law/721.6

Sequestrierung anwendbar ist (§ 2 Abs. 2 GNU). Der Kanton kann die Nutzungsrechte am Untergrund selbst ausüben oder – abhängig von der Nutzungsart – mittels Konzession oder Bewilligung an Dritte übertragen (§ 5 Abs. 2 GNU). Auch der Kanton Zürich hat Mitte 2023 die Nutzung des Untergrundes neu gesetzlich geregelt. Wer den Untergrund nutzt, benötigt eine Bewilligung der für die Nutzung des Untergrundes zuständigen Direktion des Regierungsrates (§ 6 GNU⁴⁹). Eine Sondernutzungskonzession ist erforderlich für die Entnahme und das Einlagern von Stoffen wie bspw. CO₂ (§ 7b GNU). Von der Bewilligungs- oder Konzessionspflicht ausgenommen ist jedoch die Transportinfrastruktur (§ 8c GNU). Die Verordnung über die Nutzung des Untergrundes (VNU)⁵⁰ hält zudem Konzessionsdauern und Gebühren fest.

Bei CO₂-Pipelines und CO₂-Untergrundspeichern ist hinsichtlich der Haftungsfragen davon auszugehen, dass eine Kausalhaftung des Betreibers vorgesehen werden würde (wie etwa im RLG, KHG). Ohne eine spezialgesetzliche Regelung der Haftung, kommen etwa die Bestimmungen über die Haftung infolge unerlaubter Handlung gemäss Art. 41 OR⁵¹ oder die Haftung des Werkeigentümers (Art. 58 OR) zur Anwendung. Spezialgesetze verweisen betreffend die Haftung häufig auch auf das OR (vgl. etwa Art. 34 RLG, Art. 4 KHG).

3.3.2 Regulierungsrahmen Energie

Der Transport und die Lieferung von Strom und Gas ist gemäss Art. 91 BV im Kompetenzbereich des Bundes, womit er auch entsprechende Sachgesetze erlassen kann. Im Elektrizitätsbereich gibt es mit dem Stromversorgungsgesetz (StromVG) und der Stromversorgungsverordnung (StromVV) spezialgesetzliche Regeln zu Marktaspekten seit 2009. Im Gasbereich gibt es bisher kein Sachgesetz. Die Vernehmlassung zum Entwurf des Gasversorgungsgesetz (GasVG) fand 2019 statt und 2023 hat der Bundesrat mit dem Bericht zur Vernehmlassung (UVEK 2023) die Eckwerte des GasVG kommuniziert. Die Botschaft an das Parlament soll dem Bundesrat bis Ende August 2024 vorgelegt werden.

In den nachfolgenden Abschnitten wird der Regulierungsrahmen im Energiebereich hinsichtlich der Aspekte Marktplanung, Marktorganisation, Marktzugangsregulierung, Technische Regulierungen sowie «Bewilligungen, Konzessionen, Haftung» diskutiert.

Marktplanung

Die Bundesverfassung verleiht dem Bund Kompetenzen im Bereich des Transportes und der Lieferung von elektrischer Energie (Art. 91 Abs. 1 BV)⁵². Auch Sache des Bundes ist die Gesetzgebung über Rohrleitungsanlagen zur Beförderung flüssiger oder gasförmiger Brenn- oder Treibstoffe (Art. 91 Abs. 2 BV), also ausschliesslich für Energieträger und nicht für nicht-energetische Produkte wie CO₂.

Im **Elektrizitätsbereich** konkretisiert Art. 9a ff. StromVG⁵³ die Grundsätze der Netzentwicklung. Auf dieser Grundlage erstellt das BFE einen Szenariorahmen als Grundlage für die Netzplanung der Übertragungs- und Verteilnetze unter Einbezug der Stakeholder, welcher perio-

⁴⁹ <http://www.zhlex.zh.ch/Erlass.html?Open&Ordnr=725.1>

⁵⁰ <https://www.zh.ch/de/news-uebersicht/medienmitteilungen/2023/04/neue-gesetzgebung-regelt-die-nutzung-des-erduntergrundes.html>

⁵¹ https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/27/317_321_377/de#art_41

⁵² https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/1999/404/de#art_91

⁵³ https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/2007/418/de#art_9_a

disch überprüft und nachgeführt wird. Das BFE erstellt auch einen Sachplan Übertragungsleitungen⁵⁴. Die Netzplanung sowie die Koordination der Netzplanung ist Sache der Netzbetreiber. Für die Planung und den Betrieb des Übertragungsnetzes ist die Swissgrid zuständig. Bei der Planung der strategischen Netzentwicklung berücksichtigt die Swissgrid auch die Szenarien der ENTSO-E, welche alle zwei Jahre den zehnjährigen Netzentwicklungsplan, den sogenannten TYNDP (Ten Year Network Development Plan), aktualisiert (Swissgrid 2022). Die grenzüberschreitende Netzplanung ist aktuell aufgrund des fehlenden Stromabkommens mit der EU erschwert.

Das Rohrleitungsgesetz ist für grosse Transportleitungen (vgl. Art. 1 Abs. 2 RLG⁵⁵) von flüssigen oder gasförmigen Brenn- oder Treibstoffen konzipiert (Art. 91 Abs. 2 BV). Für diese Anlagen gilt das Plangenehmigungsverfahren nach Bundesrecht (Art. 2 RLG), einen Sachplan Rohrleitungen gibt es jedoch nicht. Die Schweiz ist in das internationale Erdgastransportnetz eingebunden und auf Importe angewiesen. Da es aktuell keine grösseren Gasspeicher in der Schweiz gibt, existieren auch keine spezifischen Regulierungen dieser (BFE 2022). Im Bereich der Gas-Speichernutzung bestehen Abkommen mit dem Ausland, jedoch – ausser im Fall von Italien⁵⁶ – ohne Staatsvertrag. Die Westschweizer Regionalgesellschaft Gaznat hat sich am Gasspeicher Etrez in Frankreich beteiligt. Es besteht ein Abkommen zwischen der Schweiz und Frankreich, in dem sich beide Länder verpflichten, ihre Endkunden bei Gasengpässen nicht-diskriminierend zu behandeln und Gaznats Erdgasreserven in den unterirdischen Gasspeichern in Frankreich zu garantieren⁵⁷. Im Rahmen der Wasserstoffstrategie prüft das UVEK die Notwendigkeit von saisonalen unterirdischen Gasspeichern in der Schweiz⁵⁸.

Die Energiewende beinhaltet eine Diversifizierung der Energieträger sowie die Sektorenkopplung, und erfordert daher künftig eine erhöhte Koordination zwischen den verschiedenen Sektoren. So ist beispielsweise im Bereich der Gasnetze in den Eckpunkten zum GasVG angedacht, dass «die Netzbetreiber gemeinsam mit den Gemeinden und den Betreibern von Fernwärmenetzen festlegen, welche Leitungen in Zukunft noch benötigt werden, und welche stillgelegt werden sollen.»⁵⁹

Marktorganisation

Im Elektrizitätsbereich ist die Eidgenössische Elektrizitätskommission, die sogenannte «ElCom», die staatliche Regulierungsbehörde. Sie ist von den Verwaltungsbehörden unabhängig und untersteht keinen Weisungen des Bundesrates⁶⁰. Die ElCom überwacht die Einhaltung des Stromversorgungs- sowie des Energiegesetzes, trifft dazu nötige Entscheide und erlässt Verfügungen. Sie überwacht die Strompreise und entscheidet im Fall von Streitigkeiten beispielsweise betreffend Netzzugang.

Das Elektrizitätsnetz der Schweiz gliedert sich in das Übertragungsnetz der Swissgrid (Netzebene 1) und das Verteilnetz (Netzebenen 2 bis 7). Das Übertragungsnetz in der Schweiz gehört der nationalen Netzgesellschaft Swissgrid und wird von ihr betrieben.

⁵⁴ <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/geoinformation/geodaten/leitungen/sachplan-uebertragungsleitungen.html>

⁵⁵ https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/1964/99_95_95/de#art_1

⁵⁶ <https://www.energate-messenger.ch/news/234209/schweiz-schliesst-gasabkommen-mit-italien>

⁵⁷ <https://gazenergie.ch/de/wissen/detail/knowledge-topic/7-erdgas-speicher/>

⁵⁸ <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-95890.html>

⁵⁹ <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-95890.html>

⁶⁰ <https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/die-kommission/organisation.html>

Systemverantwortlich für den sicheren und leistungsfähigen Betrieb des Übertragungsnetzes in der Regelzone Schweiz ist Swissgrid. Die von Swissgrid verantworteten Systemdienstleistungen umfassen Systemkoordination, Bilanzmanagement, die Bereitstellung und Abrechnung von Ausgleichsenergie, Auktionen für Leitungskapazitäten an der Grenze sowie Frequenz- und Spannungshaltung⁶¹.

Die Regeln zur Kostenhöhe machen Vorgaben zur Berechnung der anrechenbaren Netzkosten, und gemäss der Cost-Plus Regulierung beinhalten diese Kosten auch einen angemessenen Gewinn, bspw. durch Verwendung eines kalkulatorischen Zinssatzes in Form eines WACC. Ergänzend zur Cost-Plus Regulierung hat die ElCom die Sunshine-Regulierung eingeführt, welche über die Publikation von ausgewählten Indikatoren für einen gewissen Kostendruck sorgen soll.

Da aktuell kein Spezialgesetz für die Organisation des Gasmarktes besteht, sind der Koordination der Netzbetreiber aktuell durch das Kartellgesetz Grenzen gesetzt (s. Exkurs «Relevanz des allgemeinen Wettbewerbsrechts (Kartellgesetz)»). In den Vernehmlassungsunterlagen zum Gasversorgungsgesetz (GasVG) von 2019⁶² sowie den vom Bundesrat kommunizierten Eckwerten zum GasVG vom Sommer 2023⁶³ wurden sehr viele Regulierungen des Gasbereiches aus dem Strombereich übernommen. Neu ist vorgesehen, dass die Aufsichtsbehörde im Strombereich künftig auch für den Gasbereich zuständig ist und daher zur Energiekommission «EnCom» umbenannt wird. Die EnCom soll für die Aufsicht über die Netznutzungstarife zuständig sein und es soll eine Cost-Plus Regulierung eingeführt werden, welche durch die Sunshine-Regulierung ergänzt wird. Für die Buchung der Kapazitäten wird ein Entry-Exit-System geschaffen, indem nur je ein Vertrag am Einspeise (Entry)- oder Ausspeise (Exit)-Punkt erforderlich ist, um Gas durch das gesamte Marktgebiet zu befördern. Ein Marktgebietsverantwortlicher ist geplant, welcher neu die Bilanzzone führt und Transportkapazitäten vergibt. Da es in der Schweiz keine saisonalen Gasspeicher gibt, ist auch das Thema des Speicherzugangs anders gelagert als im umliegenden Ausland. Da es sich bei den bestehenden Speichern nicht um Saisonspeicher, sondern Speicher für den Tagesausgleich handelt, steht die Option im Raum, diese Speicher initial dem Netz zuzuordnen oder für den Markt zu nutzen. Im Sinne der Transformation zu erneuerbaren Gasen soll der Bundesrat die Möglichkeit erhalten, den Gasversorgern Mindestquoten für Gas aus erneuerbaren Quellen vorzuschreiben.

Für Anlagen, welche unter das Rohrleitungsgesetz und die entsprechende Verordnung fallen, liegt die Aufsicht grundsätzlich beim Bund, Aufsichtsbehörden ist das BFE.

Marktzugangsregulierung

Im Strommarkt sind Kunden mit einem Jahresverbrauch von weniger als 100 MWh feste Endverbraucher (Art. 6 StromVG), für Endverbraucher mit grösseren Verbräuchen ist der Strommarkt geöffnet. Netzbetreiber sind verpflichtet, Dritten den diskriminierungsfreien Netzzugang zu gewähren (Art. 13 StromVG). Dieser Netzzugang bedingt die Koordination der Akteure, bspw. des Energielieferanten mit den Netzbetreibern und Messstellenbetreibern auf Basis der spezialgesetzlichen Grundlage des StromVG. Für Endverbraucher, die von Ihrem Recht auf Marktzugang keinen Gebrauch machen, sowie für die nicht zugangsberechtigten Endverbraucher besteht eine regulierte Grundversorgung, bei der die Energie zu Gestehungskosten bzw. Beschaffungskosten verkauft werden muss (Art. 6 StromVG). Für Netzbetreiber gilt eine Anschlusspflicht von Endverbrauchern und Produzenten in ihrem Netzgebiet (Art. 5 StromVG).

⁶¹ <https://www.swissgrid.ch/de/home/newsroom/newsfeed/20210316-01.html>

⁶² <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-76849.html>

⁶³ <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-95890.html>

Die Kosten der 7 Netzebenen werden für in der Schweiz verbrauchten Strom gemäss dem Ausspeiseprinzip grundsätzlich von den Endverbrauchern als Netznutzungsentgelte getragen. In der Revision des StromVG, über welche 2024 noch eine Volksabstimmung erfolgt, ist für Speicher neu explizit eine Netzentgeltbefreiung auf wieder eingespeisten Energiemengen vorgesehen (Art. 14a Revision StromVG⁶⁴).

Der Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid ist unabhängig von Elektrizitätserzeugung, -verteilung oder -handel (Art. 18 Abs. 6 StromVG), die benötigte Regelenergie beschafft Swissgrid über Auktionen. Swissgrid ist eigentumsrechtlich entflochten. Die Verteilnetzbereiche der Elektrizitätsversorgungsunternehmen müssen mindesten buchhalterisch von den übrigen Tätigkeiten entflochten sein (Art. 10 StromVG). Quersubventionierungen zwischen Netzbetrieb und anderen Tätigkeitsbereichen sind untersagt. Wirtschaftlich sensible Informationen dürfen vom Netzbetreiber nicht für andere Tätigkeitsbereiche genutzt werden (informativische Entflechtung).

Für die jährliche Ermittlung der Kostengrundlagen der Netznutzungsentgelte bestehen Vorgaben, deren Einhaltung von der ElCom überwacht werden. Die ElCom führt mit Blick auf die Vorgaben zur Tarifstruktur auch Tarifprüfungen durch.

Für Gasnetze bestehen keine spezialgesetzlichen Vorgaben zur Entflechtung des Netzbetriebs und zum Netzzugang. Da aufgrund der kartellrechtlichen Gasmarktöffnung Netznutzungsentgelte für Durchleitungsanfragen kommuniziert und bei Bedarf begründet werden müssen, besteht faktisch die Notwendigkeit einer mindestens kostenrechnerischen Entflechtung des Netzes von den übrigen Tätigkeiten. Das beinhaltet auch eine nachvollziehbare jährliche Kosten- und Tarifberechnung für das Gasnetz. Zu berücksichtigen sind auch die Branchenregeln des Verbandes der Schweizerischen Gasindustrie (VSG 2018) und die Vorgaben der Preisüberwachung.⁶⁵

⁶⁴ https://www.fedlex.admin.ch/eli/fga/2023/2301/de#art_14_a

⁶⁵ <https://www.preisueberwacher.admin.ch/pue/de/home/themen/infrastruktur/gas.html>.

Exkurs: Relevanz des allgemeinen Wettbewerbsrechts (Kartellgesetz)

In Netzwerksektoren mit hohen spezifischen Investitionen in die Infrastruktur sind Abreden zwischen Unternehmen in der Phase der Marktplanung ein Mittel, um das Risiko bei der Marktplanung zwischen und innerhalb der Wertschöpfungsstufen zu reduzieren. Auch können Abreden eine effiziente Marktorganisation erleichtern. Andererseits besteht die Gefahr, dass die Akteure Abreden nutzen, um Märkte abzuschotten und den Wettbewerb zu behindern.

Auf Abreden in Netzwerksektoren, in denen keine spezialgesetzliche Regelung die zulässige Koordination und Absprachen der Akteure spezifiziert, wird das allgemeine Wettbewerbsrecht (KG) angewendet. Dieses zielt darauf, eine wettbewerbliche Marktordnung zu fördern, indem volkswirtschaftlich und sozial schädliche Auswirkungen von Kartellen und anderen Wettbewerbsbeschränkungen verhindert werden (Art. 1 KG).⁶⁶

Abreden, die den Wettbewerb erheblich beeinträchtigen, sind gemäss Art. 5 KG unzulässig, können aber unter Umständen durch Gründe der wirtschaftlichen Effizienz gerechtfertigt werden (Art. 5 Abs. 1 und 2 KG). Bei Abreden zur Festsetzung von Preisen oder Aufteilung von Märkten und Gebieten besteht aber per se eine Vermutung, dass sie unzulässig sind (Art. 5 Abs. 3 KG). Zudem verhalten sich marktbeherrschende Unternehmen (wozu Netzbetreiber in Netzwerksektoren mit natürlichen Monopolen gehören können) nach Art. 7 KG unzulässig, wenn sie durch Missbrauch ihrer marktbeherrschenden Stellung andere Unternehmen wettbewerblich behindern oder die Marktgegenseite benachteiligen. Auch hier ist eine Rechtfertigung bei Vorliegen sachlicher Rechtfertigungsgründe (sog. «legitimate business reasons») möglich. Für die Akteure ist ex ante nicht klar, ob eine Abrede durch die WEKO als unzulässig eingestuft und sanktioniert wird. Das Sanktionsrisiko ist bei Verstössen gegen Art. 5 Abs. 3 KG und Art. 7 KG erheblich (Art. 49a KG). Damit besteht ein nicht zu vernachlässigendes Regulierungsrisiko⁶⁷ Es besteht derzeit kein praktikables Instrument, mit dem diesbezüglich (ohne ein Spezialgesetz) Rechtssicherheit erreicht werden kann.⁶⁸

Gemäss dem vom Bundesrat kommunizierten Eckwerten zum GasVG vom Sommer 2023⁶⁹ soll es auch im Gasbereich nur einen Teilmarktzugang geben. Kunden mit einem Jahresverbrauch von mehr als 300 MWh sollen zwischen der regulierten Versorgung und dem freien Markt wählen können. Im Gasbereich sollen die Verteil- und Transportnetze buchhalterisch entflochten werden. Die neu zu schaffende Regulierungsbehörde EnCom soll wie im Strombereich auch für die Aufsicht über die Netznutzungstarife sowie die Kostengrundlagen zuständig sein.

⁶⁶ https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/1996/546_546_546/de

⁶⁷ Die Sanktionen betragen «bis zu 10 Prozent des in den letzten drei Geschäftsjahren in der Schweiz erzielten Umsatzes» (Art. 49a, Abs. 1 KG)

⁶⁸ Vorabklärungen des Sekretariats der WEKO sind in der Praxis nicht geeignet, die erforderliche Rechtssicherheit und Sanktionsfreiheit für die beteiligten Unternehmen herzustellen. Bekanntmachungen fassen typischerweise eine langjährige Praxis der WEKO bei der Rechtsanwendung zusammen und können zudem geändert werden.

⁶⁹ <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-95890.html>

Technische Regulierungen

Im Bereich der technischen Regeln sind allgemeine Regeln wie die Umweltschutzgesetzgebung sowie spezialgesetzliche Regeln relevant. Das Eidgenössische Starkstrominspektorat ESTI ist Aufsichts- und Kontrollbehörde für elektrische Anlagen, die nicht dem Bundesamt für Verkehr BAV unterstehen. Es sorgt dafür, dass die Anlagen sicher und umweltgerecht geplant, erstellt und gewartet werden. Das ESTI untersteht der Aufsicht des Departements UVEK. Die gesetzliche Basis des ESTI ist das Bundesgesetz betreffend die elektrischen Schwach- und Starkstromanlagen (Elektrizitätsgesetz, EleG⁷⁰).

Die Fachorganisation im Bereich der elektrischen Energie (Elektro-, Energie-, Informations- und Kommunikationstechnik sowie die Systemintegration) ist Electrosuisse. Electrosuisse arbeitet in den internationalen Normungs- und Zertifizierungsgremien mit und führt im Auftrag des Bundes das ESTI.

Die Aufsicht grosser Transportleitungen gemäss Rohrleitungsgesetzgebung liegt grundsätzlich beim Bund, Aufsichtsbehörden ist das BFE, die technische Aufsicht obliegt dem Eidgenössischen Rohrleitungsinspektorat (ERI). Das ERI beaufsichtigt die Projektierung, den Bau und den Betrieb von Rohrleitungsanlagen, welche in den Geltungsbereich vom Rohrleitungsgesetz fallen und für welche somit auch die Rohrleitungssicherheitsverordnung (RLSV)⁷¹ gilt. Die RLSV legt beispielsweise fest, dass Leitungen nicht durch Bauzonen geführt werden (Art. 7 RLSV), es gelten Sicherheitsabstände zu Gebäuden und Orten mit häufigen Menschenansammlungen (Art. 12 RLSV) und Leitungen dürfen nicht längs unter Strassen verlegt werden (Art. 13 RLSV).

Im Gasbereich gibt es zudem den Schweizerischen Verein des Gas und Wasserfaches (SVGW), eine Wissens-, Fach- und Netzwerkorganisation, welche auch technische Standards entwickelt (in Anlehnung an EU-Standards) und mit europäischen Gremien der Standardisierung zusammenarbeitet. Der SVGW betreibt auch eine Fachstelle für Gassicherheit und Kontrolle, nämlich das Technische Inspektorat des schweizerischen Gasfaches (TISG).

Bewilligungen, Konzessionen, Haftung

Im Strombereich bezeichnen die Kantone die Netzgebiete der auf ihrem Gebiet tätigen Netzbetreiber und innerhalb dieser Netzgebiete besteht eine Anschlusspflicht (Art. 5 StromVG). Die erforderlichen Konzessionen können die Kantone und Gemeinden ohne Ausschreibung erteilen, jedoch müssen sie ein diskriminierungsfreies und transparentes Verfahren garantieren (Art 3a StromVG).

Das Rohrleitungsgesetz ist für Transportleitungen konzipiert und gilt für flüssige oder gasförmige Brenn- und Treibstoffe, Kohlenwasserstoffe oder Kohlenwasserstoffgemische, und seit Inkrafttreten der Revision vom 1. Juni 2023 auch für Wasserstoff (Art. 1 RLV⁷²). Vom Geltungsbereich erfasst sind auf Basis von Art. 1 Abs. 2 RLG⁷³ Leitungen mit einem Betriebsdruck grösser 5 bar und einem Aussendurchmesser grösser als 6 cm (Art. 2 RLV). Für die Erstellung oder Änderung dieser Anlagen gilt das Plangenehmigungsverfahren nach Bundesrecht, wodurch keine kantonalen Bewilligungen erforderlich sind (Art. 2 RLG). Für Gasversorgungs-

⁷⁰ https://fedlex.data.admin.ch/filestore/fedlex.data.admin.ch/eli/cc/19/259_252_257/20210101/de/pdf-a/fedlex-data-admin-ch-eli-cc-19-259_252_257-20210101-de-pdf-a.pdf.

⁷¹ <https://fedlex.data.admin.ch/filestore/fedlex.data.admin.ch/eli/cc/2007/266/20190801/de/pdf-a/fedlex-data-admin-ch-eli-cc-2007-266-20190801-de-pdf-a.pdf>.

⁷² https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/2019/413/de#art_1

⁷³ https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/1964/99_95_95/de#art_1

netze mit Endverbrauchern gibt es aktuell keine spezialgesetzliche Regelung. Somit ist kantonales und kommunales Recht relevant und daher verfügen gewisse Netzbetreiber über eine Konzession, andere jedoch nur über die erforderlichen Bewilligungen. Die Anschlusspflicht entfällt somit im Gasbereich.

3.3.3 Staatliche Interventionen

Der Hochlauf der CCS-Infrastruktur wird einerseits durch die Internalisierung von CO₂ und andererseits auch durch technologiespezifische Förderungen und Risikoreduktionen dieser Infrastruktur beanreizt. Eine Auslegeordnung zu diesen Aspekten wird in den nachfolgenden zwei Abschnitten gemacht. Zu bedenken ist, dass ein zentraler Unterschied zwischen der CCS und der Energieinfrastruktur darin besteht, dass die Netzinfrastruktur im Energiebereich bereits weitgehend besteht. Daher wird im Strom- und Gasbereich bisher weniger die Netzinfrastruktur, sondern Produktionsanlagen für erneuerbare Energien gefördert.⁷⁴

Internalisierung von CO₂-Kosten

In der Schweiz gibt es kein durchgehendes Lenkungssystem zur CO₂-Vermeidung, und seit der Ablehnung des CO₂-Gesetzes im Jahr 2021 wird politisch vermehrt auf Förderungen als auf Lenkungssysteme gesetzt. Unter dem bis 2024 gültigen CO₂-Gesetz gibt es eine CO₂ Abgabe auf Brennstoffen von 120 CHF/t CO₂, welche beim Import von Methan durch die Zollbehörden erhoben wird. Von der CO₂ Abgabe befreit sind Unternehmen, welche am Emissionshandelssystem (EHS) teilnehmen oder eine Verminderungsverpflichtung eingegangen sind.

Grosse Industrieanlagen mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von 20 MW und Tätigkeiten in den Sektoren gemäss Anhang 6 der CO₂-Verordnung⁷⁵ sind zur Teilnahme am EHS verpflichtet. Die Betreiber von EHS-Anlagen müssen dem Bund jährlich Emissionsrechte abgeben im Umfang ihrer Emissionen (Art. 16 CO₂-Gesetz). Die Emissionsrechte für Anlagen werden jährlich ausgegeben. Ein Teil dieser Rechte wird kostenlos zugeteilt, der Rest wird versteigert (Art. 19 CO₂-Gesetz). Im Jahr 2022 standen rund 95% der Emissionsrechte für die kostenlose Zuteilung zur Verfügung (BAFU 2023). Seit 2020 ist das Treibhausgasemissionshandelssystem der Schweiz mit demjenigen der EU (EU-EHS) gekoppelt. Von 2020 bis 2022 sind die Preise für Emissionsrechte von rund 25 EUR/t CO₂ auf rund 80 EUR/t CO₂ gestiegen und dann wieder gesunken und pendeln per März 2024 um 50-60 EUR/t CO₂.

Da das EHS der Schweiz auch künftig mit dem der EU gekoppelt bleiben soll, wird die Schweiz die Verschärfungen der EU im Rahmen des Paketes Fit-for-55 nachvollziehen. Somit werden die Emissionsrechte künftig stärker verknappt als bisher, und die kostenlose Zuteilung von Emissionsrechten wird bis 2034 stufenweise abgebaut. Um die Wettbewerbsfähigkeit von gewissen Sektoren zu erhalten, führt die EU daher einen CBAM ein. Der Bundesrat verzichtet vorerst auf die Einführung eines schweizerischen CBAM und will 2026 erneut eine Lagebeurteilung vornehmen (Bundesrat 2023).

Die Kehrichtverbrennungsanlagen (KVA) sind aktuell nicht dem EHS unterstellt gemäss Anhang 6 der CO₂-Verordnung. Der Bundesrat hat daher mit Ihnen auf Basis Art. 3 CO₂-Gesetz Reduktionsziele vereinbart. Die Vereinbarung von 2022 sieht vor, dass die KVA dem EHS unterstellt werden, falls nicht bis spätestens Ende 2030 durch CO₂-Abscheidungsanlagen 100'000 Tonnen CO₂ abgeschieden und gespeichert wird (BAFU 2022).

⁷⁴ Weitere Entwicklungen zur Finanzierung der anstehenden Stromnetzverstärkungen bleiben abzuwarten.

⁷⁵ https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/2012/856/de#annex_6/lvl_u1

Da das aktuelle CO₂-Gesetz nicht berücksichtigt, dass CO₂ auch abgeschieden und gespeichert werden kann, ist in der Revision des CO₂-Gesetzes für die Zeit nach 2024 in Abschnitt 3.1.5 der Botschaft (Bundesrat 2022b) festgehalten, dass künftig für abgeschiedenes und dauerhaft gespeichertes CO₂ keine Emissionsrechte abgegeben werden müssen. Negative Emissionen sollen aber nicht im EHS, sondern als Senkenprojekt für die CO₂-Kompensation angerechnet werden.

Für Treibstoffimporteure gibt es eine Kompensationspflicht für einen Teil der CO₂-Emissionen der Treibstoffe, wobei der Kompensationsaufschlag aktuell und auch nach der Revision des CO₂-Gesetzes 5 Rappen pro Liter betragen kann (Art. 26 CO₂-Gesetz). In dem der Revision des CO₂-Gesetzes ist eine Beimischungsquote für erneuerbarer Flugtreibstoffe für Anbieter von Flugtreibstoffen vorgesehen, welche durch den Bundesrat festgelegt wird (Art. 13d rev. CO₂-Gesetz).

Fördermassnahmen und Massnahmen zur Risikoreduktion

Zur Erreichung des Netto-Null Zieles können Unternehmen und Branchen Fahrpläne erstellen und der Bund stellt Ihnen Grundlagen, Standards und Beratungen zur Verfügung bis 2029 (Art. 5 KIG). Bis 2030 sichert der Bund Finanzhilfen für die Förderung neuartiger Technologien und Prozesse zu, die der Umsetzung dieser Fahrpläne dienen. Fahrpläne sind also Voraussetzung für eine Förderung. Falls die Massnahmen in ein wirksames Instrument zur Verminderung der Treibhausgasemissionen eingebunden sind oder bereits anderweitig eine Förderung erhalten, werden keine Beiträge ausgerichtet (Art. 6 KIG). Zudem kann der Bund auch Risiken von Investitionen in öffentliche Infrastrukturen absichern (Art. 7 KIG). CCS-Infrastruktur wie Pipelines und Speicher sollen bis 2030 über Art. 6 KIG «Förderung von neuartigen Technologien und Prozessen» gefördert werden, da sich zur Risikoabsicherung nur Infrastrukturbauten eignen, welche bereits marktfähig sind (BAFU 2024). Die Vernehmlassung zur Klimaschutz-Verordnung (KIV) läuft bis am 1. Mai 2024.⁷⁶

Der Vernehmlassungsentwurf der KIV und der begleitende Bericht (BAFU 2024) hält Förderbedingungen für CCS-Infrastruktur fest. Die Finanzhilfen betragen bis zu 50% bei Investitions- und Betriebsbeiträgen, in Ausnahmefällen maximal 70% (Art. 13 KIV). Doppelförderungen und Mitnahmeeffekte müssen nachweislich ausgeschlossen werden. Finanzhilfen können bis Ende 2030 zugesichert werden. Die Gewährung der Investitionsbeiträge ist bis Ende 2035 befristet und die Massnahme muss bis dann somit umgesetzt sein (Art. 14). Finanzhilfen richten sich schwerpunktmässig an THG-intensive Unternehmen (Anhang 2 Ziffer 1 KIV). CO₂ muss als schwer vermeidbar gelten, bspw. Zersetzung von Karbonaten in der Zement- und Keramikindustrie oder bei KVA (Anhang 2 Ziffer 5 KIV). Die Massnahmen innerhalb der Vereinbarung des UVEK mit den KVA sind jedoch von Förderungen ausgeschlossen ist (Art. 10 KIV). Geförderte Massnahmen müssen innovativ sein und wie folgt zugewiesen werden und den folgenden Marktphase zugewiesen werden: «Demonstrationszwecke», «Marktzulassung und Markteinführung» oder «Marktdiffusion» (Art. 12 KIV).

In der Revision des CO₂-Gesetz nach 2024 ist neu ein ähnliches Konzept wie der Innovationsfund der EU vorgesehen (Art. 37b rev. CO₂-Gesetz). Die Erlöse aus der Versteigerung der Emissionsrechten sind neu für Anpassungsmassnahmen oder für wesentliche Dekarbonisierungsmassnahmen bei Anlagen mit einer 50% Kostendeckung vorgesehen, welche verpflichtend dem EHS unterstehen.

⁷⁶ https://www.fedlex.admin.ch/de/consultation-procedures/ongoing#https://fedlex.data.admin.ch/eli/dl/proj/2024/8/cons_1

Im Strombereich gibt es bei der Produktionsförderung in der Schweiz die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV)⁷⁷, welche 2022 ausgelaufen ist. Die KEV entschädigt Anlagenbetreiber mit einem kostendeckenden Vergütungstarif, welcher zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme festgelegt wird. Seit dem Beschluss zum Auslaufen der KEV wurde vermehrt über Investitionsbeiträge der Zubau von erneuerbarer Stromproduktion gefördert. In der Vernehmlassungsvorlage der Energieförderverordnung (EnFV) vom 21.2.2024⁷⁸ kann neu zwischen Investitionsbeiträgen und einer gleitenden Marktprämie gewählt werden, welche als Erlös den festgelegte Vergütungssatz garantiert. Ist der der gleitend berechnete Referenzmarktpreis über dem Vergütungssatz, zahlt der Anlagenbetreiber die Differenz in den Netzzuschlagfonds ein.

3.4 Übersicht über relevante Regulierungen in der Schweiz und im Ausland

In der Schweiz gibt es bisher keine speziellen Regulierungen für CO₂-Pipelines und -Untergrundspeicher. Tabelle 2 enthält Umsetzungsbeispiele aus dem Ausland und Beispiele aus angrenzenden Sektoren in der Schweiz (Untergrund und Energienetze), die einen Überblick über praxisrelevante Ausprägungen zu den Regulierungsbereichen geben. Die Beispiele fließen in die Herleitung der Regulierungsvarianten (Kapitel 4) ein.

Im Ausland bestehen im Gegensatz zur Schweiz bereits Regulierungen der CCS-Märkte, die auch die Infrastrukturen umfassen. Die länderspezifischen Ausprägungen reichen von zentralen Ansätzen mit Behörden oder vertikal integrierten T&S-Unternehmen bis zu Clusterbasierten-Ansätzen (UK).

Analogien aus dem Schweizer Energiesektor lassen sich in der Markthochlaufphase nur bedingt ziehen. Die Regulierung des Strommarktes wurde 2009 eingeführt, als die Stromversorgung und die zugrundeliegenden Infrastrukturen bereits flächendeckend aufgebaut und auf einem, für die Versorgungssicherheit erforderlichen Niveau etabliert waren. Fragen des Aufbaus der Infrastruktur mussten im Regulierungsrahmen nicht adressiert werden, der Schwerpunkt lag auf der Organisation der (Teil-)marktöffnung und dem Verhindern des Missbrauchs von Marktmacht. Im CCS-Markt müssen zumindest in Phase 1 die Schwerpunkte dagegen auf dem Aufbau der Infrastrukturen und der Koordination beim Aufbau des Marktes liegen. Analogien lassen sich aber ziehen, soweit es um die generelle Organisation mit oder ohne Behörde oder der Ausprägung der Subsidiarität geht.

Im Hinblick auf die CCS-Regulierung ist neben den Ausprägungen der einzelnen Regulierungsbereiche für den Untergrund und den Energiesektor die Rolle der Bundeskompetenz von Interesse. Für eine bundeseinheitliche Regulierung des Untergrunds gibt es in der Schweiz keine verfassungsrechtlich begründete Kompetenz, für die Regulierung des Strommarktes bzw. der geplanten Regulierung des Gasmarktes hingegen besteht eine entsprechende Bundeskompetenz. Daher sind für Regulierungsfragen des Untergrunds die Kantone zuständig, während bei den Energienetzen und -märkten der Bund zuständig ist. Dies ermöglicht eine bundeseinheitliche Marktplanung- und -Aufsicht und damit auch eine national koordinierte Stromversorgung. Im Bereich des Untergrunds ist dies so nicht möglich.

Bei der Gestaltung der Regulierung des CCS-Marktes in der Schweiz werden bei technischen Fragen, Sicherheitsaspekten und Haftungsfragen EU-Vorgaben zu beachten sein.

⁷⁷ <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/foerderung/erneuerbare-energien/einspeiseverguetung.html>

⁷⁸ https://fedlex.data.admin.ch/eli/dl/proj/2024/2/cons_1

Tabelle 2 Ausgangslage Regulierungsrahmen Ausland und Schweiz

Elemente	Ausland CCS	Schweiz (Untergrund und Energienetze)
Marktplanung		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Netz und Speicherplanung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Carbon Management Strategie (z. B. Deutschland, EU) ▪ Planung durch öffentlich-private Partnerschaften (z. B. Niederlande), Netzbetreiber (z. B. Belgien) oder staatlich (Cluster in UK) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Keine verbindliche nationale Planung ohne Bundeskompetenz (Untergrund) ▪ Szenariorahmen und Sachplan Übertragungsleitungen BFE (Strom)
Marktorganisation		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Marktaufsichtsbehörde ▪ Systemverantwortlicher 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Marktorganisation z. B. durch Energieagentur (Schweden) oder Staatsunternehmen (Norwegen) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kantonale und keine nationalen Akteure/Funktionen ohne Spezialgesetz (Untergrund) ▪ ElCom (Strom, Aufsichtsbehörde), EnCom (Strom & Gas, geplant gemäss Entwurf GasVG) ▪ Swissgrid (Strom, Systemverantwortlicher)
Marktzugangsregulierung		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Diskriminierungsfreier Marktzugang ▪ Koordinationsmöglichkeiten ▪ Tarifregulierung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Vorschlag in Belgien sieht strikte Entflechtung vor ▪ Reguliertes Geschäftsmodell innerhalb Cluster in UK ▪ Diskussion unterschiedlicher Tarifregulierung in Hochlaufphase und langfristig (z. B. in Deutschland), bilaterale Tarifvereinbarung zwischen Akteuren (z. B. Niederlande) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ohne Spezialgesetz ist WEKO zuständig (Untergrund, Gas) ▪ Buchhalterische Entflechtung Verteilnetze, Swissgrid unabhängig (Strom) StromVG ▪ ElCom überwacht Kosten- und Tarifregulierung (Strom), ähnlich geplant für Gas (gemäss Entwurf GasVG)
Technische Regulierungen		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Technische Standards ▪ Aufsichtsbehörde 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Interoperabilität in EU 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Subsidiär mit Orientierung an EU ▪ Nationale Aufsicht Bedarf einer Bundeskompetenz (Untergrund) ▪ Aufsicht durch ESTI (Strom), ERI (Gas)
Konzessionen, Haftung		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Konzessionen, Haftung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mehrstufiges Bewilligungsverfahren in Norwegen ▪ Bewilligung innerhalb definierter Cluster in UK ▪ Haftungsregeln in CCS-Direktive 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ohne Bundeskompetenz kantonale Bewilligungen (Untergrund) ▪ Konzessionen (Strom) ▪ Oft Kausalhaftung (z.B. EleG), ohne Spezialgesetz OR

Quelle Eigene Darstellung

Tabelle 3 enthält Umsetzungsbeispiele aus dem Ausland und der Schweiz zu staatlichen Interventionen, die zur Schliessung einer zu erwartenden Finanzierungslücke im CCS-Sektor bereits bestehen. Sie sind ergänzt mit Beispielen, die aus anderen Branchen wie Wasserstoff oder Strommarkt herangezogen werden können und fliessen auch in die Herleitung der staatlichen Interventionen (Kapitel 5) ein.

Tabelle 3 Ausgangslage staatliche Interventionen Ausland und Schweiz

Einzelmassnahmen	Ausland CCS (und andere)	Schweiz CCS (und andere)
Internalisierung CO₂ Kosten		
<ul style="list-style-type: none"> CO₂-Bepreisung 	<ul style="list-style-type: none"> EU EHS / UK EHS, Einführung CBAM Zusätzliche CO₂-Abgabe bspw. in den Niederlanden 	<ul style="list-style-type: none"> EHS mit EU-EHS gekoppelt, 2026 neue Prüfung einer CBAM-Einführung CO₂-Abgabe auf Brennstoffe
CAPEX-fokussierte Förderung		
<ul style="list-style-type: none"> Kapitalzuschüsse Steuerliche Anreize 	<ul style="list-style-type: none"> Investitionsbeiträge bspw. durch den EU Innovation Fund sowie den UK CCUS Infrastructure Fund 	<ul style="list-style-type: none"> Investitionsbeiträge für CCS (Art. 13 KIV) Förderung von Dekarbonisierungsmassnahmen bei dem EHS unterstellten Anlagen (Art. 37b rev. CO₂-Gesetz) Steuerliche Anreize als Ausnahme gemäss SUB (Anwendungsfall LSVa)
Laufende Förderung (CAPEX und OPEX)		
<ul style="list-style-type: none"> Feste Prämie Variable Prämie 	<ul style="list-style-type: none"> Feste Prämien zur Förderung von BECCS-Anlagen in Schweden Variable Prämien durch Differenzverträge (z. B. Deutschland, Niederlande, UK) 	<ul style="list-style-type: none"> Betriebsbeiträge für CCS (Art. 13 KIV) Förderung von Dekarbonisierungsmassnahmen bei dem EHS unterstellten Anlagen (Art. 37b rev. CO₂-Gesetz) Stromproduktionsförderung: feste Prämien in Vergangenheit (KEV), variabel neu (gleitende Marktprämie)
Risikomitigation		
<ul style="list-style-type: none"> Staatsgarantien Langfristige Buchung von T&S-Kapazitäten Feste Kapazitätsprämie Garantierte Kapitalrendite 	<ul style="list-style-type: none"> Kapazitätsmärkte im Strommarkt (z.B. UK) Amortisationskonto für Wasserstoffkernnetz in Deutschland, mit staatlicher Ausgleichsgarantie 	<ul style="list-style-type: none"> Absicherung von Risiken sobald Markt vorhanden (Art. 7 KIG), vorher Förderung über Art. 6 KIG. Abgeltung Wasserkraftreserve im Strommarkt

Quelle Eigene Darstellung

Die internationale Regulierungspraxis zeigt, dass es keine «best practice» für alle Regulierungselemente gibt. Sinnvoll erscheint eine auf die Marktphasen des CCS-Hochlaufs abgestimmte Regulierung und Intervention, unter Berücksichtigung der Relevanz der einzelnen CCS-Wertschöpfungskette in einem Land. In der Schweiz gibt es zwar keine Regulierung des CCS-Marktes, es finden sich aber Elemente in der Energiemarktregulierung, der Regulierung des Untergrundes sowie bei der Förderung von erneuerbaren Energien, die zur Herleitung der Regulierungsoptionen des CCS-Marktes herangezogen werden können. Von besonderer Bedeutung ist der bereits bestehende Ansatz der CO₂-Bepreisung durch EHS und Abgaben. Das Schweizer EHS ist mit dem der EU gekoppelt und wird sich mit diesem weiterentwickeln. Mit der CO₂-Bepreisung besteht ein beim Verursacher ansetzendes Instrument zur Schliessung einer zu erwartenden Finanzierungslücke, das unabhängig von spezifischen CCS-Regulierungen und -Interventionen weiterentwickelt werden kann.

3.5 Rolle der Bundeskompetenz zur Regulierung von CO₂-Pipelines und -Untergrundspeichern

Um eine klare Bundeskompetenz bezüglich CO₂-Pipelines und -Untergrundspeichern auf Verfassungsebene zu schaffen, ist ein obligatorisches Referendum erforderlich. Aufgrund der fehlenden klaren Verfassungsgrundlage für eine Bundeskompetenz ist bei der Gestaltung der Regulierungsvarianten und Interventionen zu beachten, welche Elemente eine Bundeskompetenz erfordern bzw. eine andere Form der Koordination auf nationaler Ebene erfordern. Grundsätzlich ist dies bei Instrumenten bzw. deren Ausprägungen der Fall, die national einheitlich gestaltet werden sollten, um ihren Zweck zu erfüllen.

Fehlt die Bundeskompetenz, können sich die Kantone über Inhalte und Vollzug verständigen. Ein koordiniertes Vorgehen der Kantone kann über eine implizite Koordination oder über die Bildung eines Konkordates mit gleichlautenden Rechtsgrundlagen in den Kantonen (Beispiel Swisslos) erzielt werden. Während beim Weg über die Bundeskompetenz das Risiko einer Ablehnung im obligatorischen Referendum besteht, besteht beim Weg über ein kantonales Konkordat das Risiko, dass sich die Kantone nicht einigen.

Die Schaffung einer Verfassungsgrundlage dauert erfahrungsgemäss aufgrund des obligatorischen Referendums 5 bis 7 Jahre. Der anschliessende Entwurf eines entsprechenden Gesetzes untersteht dann dem fakultativen Referendum, wodurch sich dessen in Kraft treten weiter verzögern kann. Die Bildung eines Konkordats wird eher mehr Zeit in Anspruch nehmen, d. h. mehr als 10 Jahre. Eine Beschleunigung wäre möglich, wenn nicht alle Kantone beteiligt sind, sondern (in einer ersten Phase) «Kernkantone» auf der zeitlich definierten «Hauptachse» der CO₂-Pipelines, für deren Aufbau gemäss Hochlaufplan ohnehin eine zeitliche Staffelung vorgesehen ist (vgl. Abbildung 9).

Parallel dazu könnte der Weg einer Bundeskompetenz mit dem obligatorischen Referendum aufgegleist werden. Aufgrund des Risikos einer Ablehnung im Referendum und im Hinblick auf die Abstimmungsgrundlagen, wäre gleichzeitig auch der Einbezug der verbleibenden Kantone zur Erweiterung eines Konkordats der «Kernkantone» voranzutreiben.

Um konsistente Regulierungsvarianten von der Marktgestaltung über die Marktorganisation und der Zugangsregulierung bis hin zur technischen Regulierung zu erarbeiten, ist eine Bundeskompetenz nützlich. Das gilt ebenfalls für die staatlichen Interventionen. Bei den Arbeiten an einer Bundeskompetenz kann geprüft werden, ob diese für Untergrundspeicher und Pipelines getrennt angegangen wird. Da das Pipelinesystem kantonsübergreifend ist, Untergrundspeichern jedoch nur einen oder wenige Kantone betreffen dürften, ist die Frage einer Bundeskompetenz für CO₂-Pipelines dringender als für Untergrundspeicher.⁷⁹

⁷⁹ Das schweizerische Recht lässt es grundsätzlich zu, dass die Koordination mit dem Ausland durch private Akteure erfolgt. Dafür ist weder eine Bundeskompetenz noch ein Konkordat erforderlich. Der Bund hat eine umfassende Zuständigkeit zum Abschluss von völkerrechtlichen Verträgen (Art. 54 BV) unter Einbezug der Kantone, wenn deren Zuständigkeiten oder wesentliche Interessen betroffen sind (Art. 55 BV). Solange der Bund von seiner Kompetenz keinen Gebrauch gemacht hat, können auch die Kantone mit dem Ausland Verträge abschliessen, wobei ein direkter Austausch nur mit untergeordneten ausländischen Behörden möglich ist. Wie Bund, Kanton und Wirtschaft in der Zusammenarbeit mit dem Ausland eingebunden sein können, hängt auch von der Koordinationssteuerung der Nachbarländer ab.

4 Herleitung Regulierungsrahmen

Um einen Regulierungsrahmen herzuleiten, wird zuerst die Notwendigkeit von Regulierungen begründet (Abschnitt 4.1), um sodann mögliche Regulierungsinstrumente und ihre Ausprägungen zu beleuchten (Abschnitt 4.2). Dabei differenzieren wir die Regulierungsphase in die Markthochlaufphase bis 2045, und der Zeit nach 2045 mit einem etablierten Markt (Abschnitt 4.3). Dann entwickeln wir Varianten eines Regulierungsrahmens mit mehreren oder einem integrierten Unternehmen sowie geringer und hoher Eingriffstiefe (Abschnitt 4.4) und bewerten diese (Abschnitt 4.5).

4.1 Begründung von Regulierungen

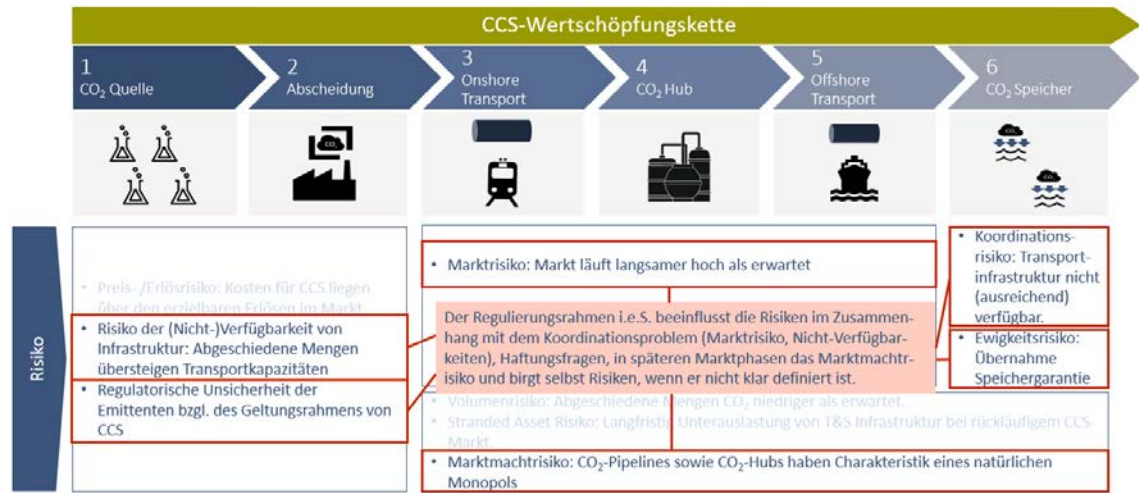
Im Gegensatz zu klassischen Märkten wird die Nachfrage im CCS-Markt rein durch staatliche Intervention generiert. Denn CO₂ als unerwünschtes Abfallprodukt aus anderen Prozessen generiert, ausser bei CCU, keinen direkten individuellen Nutzen. Dies ist ein zentraler Unterschied zu anderen regulierten Märkten, wie z. B. dem Elektrizitätsmarkt, wo eine intrinsische Nachfrage nach Strom besteht. Die Nachfrage nach CCS ist rein regulatorisch getrieben, was neben den üblichen Marktrisiken bei der Regulierung zu beachten ist.

Der Regulierungsrahmen adressiert zum einen Risiken, die sich aus dem Koordinationsproblem in der Markthochlaufphase zwischen den Wertschöpfungsstufen ergeben. Diese Risiken bestehen auf allen Wertschöpfungsstufen darin, dass die jeweils anderen Wertschöpfungsstufen nicht rechtzeitig oder in nicht ausreichendem Mass ihren Teil der Infrastruktur bereitstellen oder die bereitgestellte Infrastruktur nicht in ausreichendem Mass nutzen, da die Investitionen auf den einzelnen Wertschöpfungsstufen nicht rechtzeitig im erforderlichen Ausmass vorgenommen werden. Da die zu erwartende Finanzierungslücke insbesondere in der Phase des Markthochlaufs relevant ist, besteht für die Akteure kein Anreiz, in einer frühen Phase Investitionen zu tätigen («option to wait»):

- Auf Seiten der Emittenten besteht das **Nicht-Verfügbarkeitsrisiko von Infrastruktur**: Risiko, dass die abgeschiedenen Mengen nicht mit den verfügbaren Transportkapazitäten abtransportiert und eingespeichert werden können oder nur zu prohibitiv hohen Kosten. Da dies vor allem in der Anfangsphase der Fall ist, besteht das Risiko vor allem in der Markthochlaufphase.
- Auf Seiten der Betreiber von Transportinfrastruktur, in der Schweiz insbesondere Pipelines, besteht das **Marktrisiko**: Risiko einer zu niedrigen Auslastung und Finanzierung der Transportinfrastrukturen, da der Markt langsamer hochläuft als erwartet.
- Auf Seiten der Speicherbetreiber besteht das **Koordinationsrisiko**: Risiko einer zu niedrigen Auslastung und Finanzierung der Speicher da die Transportinfrastruktur nicht rechtzeitig in der erforderlichen Kapazität bereitsteht.

Spiegelbildlich zum Risiko, dass Infrastrukturen nicht in ausreichendem Mass zur Verfügung stehen, besteht langfristig das Risiko, dass aufgrund eines zu erwartenden Rückgangs der CO₂-Mengen, die Infrastrukturen weniger gut ausgelastet werden: Für die Emittenten kann dies bedeuten, dass sich die spezifischen Kosten des Transports (Kosten geteilt durch Menge) für die Emittenten erhöhen. Für die Infrastrukturen besteht das Risiko einer Unterauslastung, das kurzfristig in einem Volumenrisiko besteht und langfristig das Risiko von Stranded Assets birgt. Diese Risiken werden bei den Interventionen (Abschnitt 5.3) adressiert.

Abbildung 12 Durch den Regulierungsrahmen adressierte Risiken in der CCS-Wertschöpfungskette



Von den Risiken im Zusammenhang mit dem Markthochlauf werden durch den Regulierungsrahmen besonders die auf der Abbildung hervorgehobenen Risiken adressiert. Die übrigen Risiken werden ebenfalls beeinflusst, können jedoch durch staatliche Interventionen direkter adressiert werden.

Quelle Eigene Darstellung

Neben diesen grundlegenden marktlichen Risiken bestehen auf Ebene der Speicher Risiken im Zusammenhang mit der Langzeitspeicherung von CO₂. Die Lagerzeit von CO₂ kann deutlich über die übliche Konzessionsdauer hinausgehen, wodurch Haftungsfragen und damit Risiken für die Zeit nach der Konzessionierung zu regeln sind, die durch den Regulierungsrahmen aufzugreifen sind (**Ewigkeitsrisiko**).

Da es sich bei den Transportinfrastrukturen und Speichern um natürliche Monopole in Verbindung mit versunkenen Kosten handelt (essential facilities), besteht langfristig das Risiko von Marktmacht. Diese könnte von den Infrastrukturbetreibern genutzt werden, um den Zugang zu den Infrastrukturen durch Wettbewerber zu verhindern (**Risiko des Missbrauchs von Marktmacht**). Die Möglichkeit des Missbrauchs von Marktmacht kann durch den Regulierungsrahmen reduziert werden. Dabei ist zu beachten, dass der Regulierungsrahmen andererseits Investitionen in die Infrastrukturen nicht durch zu strikte Vorgaben behindert, was vor allem in der Markthochlaufphase relevant ist.

Der Regulierungsrahmen selbst kann Risiken bergen, wenn Unsicherheiten über die zukünftige Gestaltung von Regulierungselementen bestehen. Davon sind grundsätzlich alle Wertschöpfungsstufen betroffen. Da der Regulierungsrahmen aufgrund der grossen Investitionen und dem Charakter von natürlichen Monopolen mit Fokus auf CO₂-Pipelines und -Speicher gestaltet wird, bestehen **regulatorische Unsicherheiten** (auch) aus Sicht der Emittenten.

4.2 Mögliche Regulierungsinstrumente und betrachtete Ausprägungen

Auf Basis der internationalen Entwicklung der CCS-Regulierungen und der regulatorischen Ausgangslage in der Schweiz (Kapitel 3) leiten wir die Regulierungsinstrumente für eine CCS-Regulierung in der Schweiz her. Dabei differenzieren wir, wie in Kapitel 3, die Bereiche Marktplanung (Abschnitt 4.2.1), Marktorganisation (Abschnitt 4.2.2), Marktzugangsregulierung (Abschnitt

4.2.3), Technische Regulierung (Abschnitt 4.2.4), «Bewilligung, Konzessionen, Haftung» (Abschnitt 4.2.5) und schliessen ab mit einer Zusammenfassung der Elemente eines Regulierungsrahmens (Abschnitt 4.2.6)

4.2.1 Marktplanung

Zur Marktplanung gehören die Grundsätze der CO₂-Netzplanung und der -Speicherplanung. Die Marktplanung ist zunächst in der Anfangsphase von Bedeutung, da beim Aufbau des CCS-Marktes das Koordinationsproblem zwischen allen Elementen der Wertschöpfungskette gelöst werden muss („Henne-Ei-Problem“). Eine integrierte ganzheitliche Planung des CCS-Systems ermöglicht Optimierungen hinsichtlich Trassenverlauf und Kapazitätsplanung. Insbesondere zur Gewährleistung der rechtzeitigen Verfügbarkeit von Infrastrukturen und Kapazitäten für den Abtransport von CO₂ (Risiko der Nicht-Verfügbarkeit von Infrastruktur für die Emittenten) und der Vermeidung von langfristigen Überkapazitäten (Volumenrisiko und langfristig das Stranded-Asset-Risiko für die Pipelinebetreiber) ist eine Optimierung erforderlich. Die Marktplanung umfasst darüber hinaus die Koordination mit anderen bestehenden und neu zu erstellenden Infrastrukturen. Dazu gehört die Umwidmung oder gemeinsame Nutzung von Trassen von Gasleitungen oder die Planung möglicher Wasserstoffleitungen. Die koordinierte Marktplanung beeinflusst die Systemkosten von CCS, z. B. über den Nutzungsgrad von Synergieeffekten. Kostenoptimierungen im Bereich Marktplanung sind ausserdem durch Koordination und Optimierungen zwischen Pipelinetransport und Transport via Trailer bzw. Eisenbahn möglich.

Zur Marktplanung gehört auch die Anbindung an die Europäischen CO₂-Pipelines und -Speicher und eine diesbezügliche europäische und internationale Koordination, die auch eine Partizipation am internationalen CO₂-Handel beinhaltet. Regulierungen und Interventionen setzen den Rahmen, damit die Akteure entsprechende Anreize haben, ein für die Schweiz optimiertes CCS-System aufzubauen, und bei der Planung auch die Entwicklungen im Ausland berücksichtigen.

Die Marktplanung kann grundsätzlich zentral, z.B. wie in Grossbritannien durch den Staat, oder dezentral, z. B. wie in Deutschland durch die Netzbetreiber erfolgen. Auch öffentlich-private Partnerschaften sind bei der Planung denkbar.

Für die weiteren Arbeiten unterscheiden wir folgende Ausprägungen (Reihenfolge: zunehmende Eingriffstiefe):

- **Dezentrale marktliche Planung:** Die potentiellen Betreiber der CO₂-Netze und -Speicherinfrastrukturen koordinieren untereinander die Infrastrukturentwicklung sowie deren internationale Anbindung. Sofern eine Marktaufsichtsbehörde besteht, werden die dezentral koordinierten Planungen dieser gemeldet. Bei dieser Variante ist eine politische Absicherung der internationalen Aktivitäten erforderlich für die internationale Anbindung und für die Nutzung von Speichern im Ausland.
- Planung mithilfe einer **nationalen Koordinierungsstelle:** Diese Variante erfordert eine Bundeskompetenz oder eine kantonsübergreifende Grundlage für die Gestaltung der Befugnisse der nationalen Koordinierungsstelle. Die nationale Koordinationsstelle koordiniert die Planungen der potentiellen CO₂-Netz- (und -Speicher)-betreiber. Dies kann z.B. analog der Erarbeitung des Szenariorahmens für Stromnetze durch das BFE erfolgen, wobei sicherzustellen ist, dass die (potentiellen) Akteure des CCS-Marktes einbezogen werden. Dabei sind die damit zusammenhängenden Energieinfrastrukturen zu berücksichtigen. Eine vollständig zentrale Planung ohne Einbezug der potentiellen Akteure betrachten wir nicht, da ein vollständig zentralistischer Ansatz in der Schweiz kaum durchsetzbar wäre.

Grundsätzlich ist es denkbar, die Netzplanung und Speicherplanung unterschiedlich stark zu zentralisieren.

4.2.2 Marktorganisation

Die Regulierung der Marktorganisation setzt den Rahmen, in dem sie die Rollen der verschiedenen Akteure sowie die Schnittstellen bei der Koordination zwischen den Akteuren definiert. Insbesondere sind die Aufgaben der Pipeline- und Speicherbetreiber bei der Marktorganisation zu bestimmen, insbesondere inwieweit sie selbst Systemverantwortung übernehmen oder diese an einen Systemverantwortlichen abgeben. Auch ist die Rolle sowie die Aufgaben der Marktaufsichtsbehörde zu klären. Zur Marktorganisation gehört auch, wieweit die Pipeline- und Speicherbetreiber Regeln zur Kostenhöhe zu beachten haben, da in diesen Bereichen natürliche Monopole zu Ineffizienzen führen können.

In einem Markt, der wie der CCS-Markt gerade erst entsteht, erachten wir eine **Marktaufsichtsbehörde** als notwendiges Element des Regulierungsrahmens. Die Aufgaben der Marktaufsichtsbehörde können in der Marktbeobachtung liegen, die als Ausgangspunkt für die Entwicklung des Regulierungsrahmens und staatlicher Interventionen genutzt werden kann. Darüber hinaus kann sie die Verwaltung und Verteilung von Fördergeldern umfassen (wie z. B. in Schweden). Eine nationale Marktaufsicht, wie sie in der Regel international oder auch im Schweizer Strommarkt als staatliche Institution eingesetzt wird, erfordert eine Bundeskompetenz. Liegt eine solche nicht vor, wären die Aufgaben von den Kantonen wahrzunehmen, etwa wie beim Gebäudedeckungsprogramm, das kantonal unterschiedlich gestaltet und umgesetzt wird. Zu prüfen ist, ob es in (Teil-)Bereichen Potenzial für bundeseinheitliche Minimalstandards gibt, indem sich die Kantone darauf einigen können, und die Konkretisierung bei den Kantonen liegt. Zu prüfen ist ausserdem, ob eine interkantonale Einigung oder Bundeskompetenz einfacher zu erzielen wäre, wenn sich diese nur auf grenzüberschreitende und interkantonale Aspekte der CCS-Infrastrukturen bezieht (analog Kanada).

Die Anzahl der Akteure, die in der Schweiz CCS-Infrastrukturen betreiben werden, wird im Gegensatz zum Strommarkt (rund 600 Netzbetreiber) und Gasmarkt (rund 100 Netzbetreiber) überschaubar sein und die Infrastrukturen werden kaum ohne staatliche Förderungen auskommen. Aus diesem Grund erachten wir es nicht als notwendig, aufwändige Verfahren zur **Prüfung der Kostenhöhe**⁸⁰ zu etablieren, die über die Prüfung bei der Beantragung von Fördermitteln hinausgehen. Individuelle Prüfungen sind im Rahmen des allgemeinen Wettbewerbsrechts möglich.

Für die weiteren Arbeiten unterscheiden wir bezüglich Installation eines **Systemverantwortlichen** folgende Ausprägungen (Reihenfolge: zunehmende Eingriffstiefe):

- **Kein Systemverantwortlicher:** Die Infrastrukturbetreiber sind jeweils für die von ihnen selbst betriebenen Teilbereiche verantwortlich und organisieren die Schnittstellenverantwortlichkeiten, wie Kapazitätsvergaben, untereinander.
- **Systemverantwortlicher für Pipelines:** Die Systemverantwortung für Pipelines liegt bei einem Systemverantwortlichen, der die betriebliche Koordination und Vermarktung der Kapazitäten übernimmt. Die Installation eines schweizweiten Systemverantwortlichen er-

⁸⁰ Solche Verfahren sind z. B. das ElCom-Reporting für Schweizer Stromverteilnetzbetreiber <https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/themen/strompreise/wegleitungkore.html> oder die Anträge zur Kostenprüfung im Rahmen der deutschen Anreizregulierung https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_02_FormErhB/BK8_FormEhB.html.

fordert eine Bundeskompetenz oder eine Einigung der Kantone, diese Aufgabe einem Akteur zu übertragen. Eine Bundeskompetenz für die Systemverantwortung nur für Pipelines, die kantonsübergreifend betrieben werden, lässt sich eventuell einfacher begründen als eine Systemverantwortung für (kantonale) Speicher.

- **Systemverantwortlicher für Pipelines und Speicher:** Die Systemverantwortung für Pipelines und Speicher liegt bei einem Systemverantwortlichen, der die betriebliche Koordination und Vermarktung der Kapazitäten übernimmt. Die Installation eines schweizweiten Systemverantwortlichen erfordert eine Bundeskompetenz oder eine Einigung der Kantone, diese Aufgabe für Pipelines und Speicher einem Akteur zu übertragen.

4.2.3 Marktzugangsregulierung

Beim Bestreben, den Missbrauch von Marktmacht zu verhindern und so einen diskriminierungsfreien Zugang zu Pipeline- und Speicherinfrastrukturen zu erzielen, werden in verschiedenen Sektoren Zugangsregulierungen eingesetzt. Analogien aus anderen Sektoren sind zumindest in der Markthochlaufphase des CCS-Marktes nicht ohne weiteres möglich, da Marktzugangsregulierungen typischerweise in späten Marktphasen beim Vorliegen monopolistischer Bottlenecks eingesetzt werden und in der Hochlaufphase Investitionsanreize im Vordergrund stehen. Abzuwägen ist bei den Zugangsregulierungen zwischen Effizienzgewinnen durch Wettbewerb dank Drittzugang und Investitionsanreizen in Infrastruktur durch Aussicht auf (temporäre) Monopolgewinne bzw. durch das Interesse des Infrastrukturbetreibers, seine Infrastruktur möglichst gut auszulasten. Dies ist vor dem Hintergrund des Volumen- und Stranded-Asset-Risikos sowie der Hold-Up-Problematik von Bedeutung. Die Marktzugangsregulierung beeinflusst die Möglichkeiten der Akteure sich zu koordinieren bzw. Geschäftsmodelle über mehrere Wertschöpfungsstufen zu verfolgen. Auch beeinflusst sie die Möglichkeiten, Tarife für den Zugang zu Pipelines und Speicher selbst zu bestimmen.

Für die weiteren Arbeiten unterscheiden wir bei den Regulierungen zum **diskriminierungsfreien Marktzugang** folgende Ausprägungen (Reihenfolge: zunehmende Eingriffstiefe):

- **Allgemeines Wettbewerbsrecht:** In dieser Ausprägung gibt es keine spezialgesetzliche Regelung zur Durchsetzung eines diskriminierungsfreien Marktzugangs. Es gilt das allgemeine Wettbewerbsrecht, das einen Zugang zu «essential facilities» vorsieht, wie die Entscheide zur kartellrechtlichen Strom- und Gasmarktöffnung zeigen (zum Strommarkt vgl. Verfügung der WEKO vom 5. März 2001 und dazu letztinstanzlich BGE 129 II 497⁸¹; zum Gasmarkt vgl. Verfügung der WEKO vom 25. Mai 2020)⁸².
- **Spezialgesetzliche Regelung mit Marktaufsichtsbehörde:** Regeln des Marktzugangs werden in einem Spezialgesetz für den CCS-Markt festgelegt und durch eine eigens dafür eingerichtete Aufsichtsbehörde durchgesetzt. Entflechtungsregeln sind nicht vorgesehen. Diese Variante erfordert eine Bundeskompetenz oder eine Koordination der Kantone. Da Marktzugangsregeln den Marktzugang erleichtern sollen, sind nur einheitliche und nicht kantonale unterschiedliche Regeln zum Marktzugang zielführend.
- **Spezialgesetzliche Regelung mit Marktaufsichtsbehörde und Entflechtungsregeln:** Regeln des Marktzugangs werden in einem Spezialgesetz für den CCS-Markt festgelegt.

⁸¹ <http://relevancy.bger.ch/cgi-bin/JumpCGI?id=BGE-129-II-497>

⁸² https://www.weko.admin.ch/dam/weko/de/dokumente/2020/netzzugang_egz_ewl_verfuegung_vom_25_mai_2020.pdf.download.pdf/Netzzugang%20EGZ%20und%20ewl%20Verf%C3%BCgung%20vom%2025.%20Mai%202020.pdf

Dazu gehören Entflechtungsregeln, bei denen die Betreiber der Infrastrukturen von anderen Geschäftsbereichen getrennt werden, um Diskriminierungen von Dritten unterbinden zu können. Der Grad der Entflechtung ist je nach Marktbedürfnissen zu bestimmen, und wird durch eine eigens dafür eingerichtete Aufsichtsbehörde durchgesetzt. Diese Variante erfordert eine Bundeskompetenz oder eine Koordination der Kantone. Da Marktzugangsregeln den Marktzugang erleichtern sollen, sind nur einheitliche und nicht kantonal unterschiedliche Regeln zum Marktzugang zielführend. Auch wären unterschiedliche kantonale Entbündelungsanforderungen mit hohem administrativem Aufwand für alle Beteiligten verbunden.

Für die weiteren Arbeiten unterscheiden wir bei den Regulierungen zu den horizontalen und vertikalen **Koordinierungsmöglichkeiten** der Akteure folgende Ausprägungen (Reihenfolge: zunehmende Eingriffstiefe):

- **Rechtssicherheit bei Anwendung des allgemeinen Wettbewerbsrecht durch wettbewerbsrechtlichen Minimalstandard:** Das Wettbewerbsrecht wird so angewendet, dass es den Akteuren ermöglicht, das Henne-Ei-Problem durch vertikale und auch horizontale Koordination zu adressieren. Die Akteure organisieren sich z. B. mittels Langfristverträgen, wie sie auch in der Anfangsphase des Strom- und Gasmarktes über sämtliche Wertschöpfungsstufen (Produktion, Transport, Verbrauch) üblich waren, aber auch verhandelter Netzzugang. Die Koordination der Akteure ermöglicht technische Abstimmungen, und reduziert auf allen Wertschöpfungsstufen Risiken, die durch das Koordinationsproblem beim Markthochlauf bedingt sind. Um für die Akteure Rechtssicherheit durch einen entsprechenden wettbewerbsrechtlichen «Minimalstandard» zu schaffen, dass solche marktdienlichen Koordinationstätigkeiten nicht wettbewerbsrechtlich sanktioniert werden, besteht in der Schweiz ohne Spezialgesetz allerdings kein praktikables Instrument. Siehe dazu auch Abschnitt 3.3.2 «Exkurs: Relevanz des allgemeinen Wettbewerbsrechts (Kartellgesetz)».
- **Allgemeines Wettbewerbsrecht:** Die Aktivitäten der Akteure werden gemäss Massstäben des allgemeinen Wettbewerbsrechts beurteilt. Abstimmungen zwischen den CCS-Akteuren können potentiell auf Basis des Wettbewerbsrechts gehandelt werden. Es bestehen für die Akteure Unsicherheiten, ob Geschäftsmodelle oder Verträge zur Risikoreduktion erlaubt sind, so dass sie diesbezüglich vorsichtig agieren.
- **Spezialgesetzliche Regelung:** Spezialgesetzliche Regeln legen die Rollen und damit Rechte und Pflichten im CCS-Markt fest. Im Rahmen dieser Regeln können sich die Akteure bewegen. Die Einhaltung der Regeln wird durch eine spezielle Aufsichtskommission für CCS überwacht.

Für die weiteren Arbeiten unterscheiden wir bei den **Tarifregulierungen** folgende Ausprägungen (Reihenfolge: zunehmende Eingriffstiefe):

- **Keine Eingriffe:** die Tarifgestaltung obliegt dem jeweiligen Akteur, d. h. Pipeline- und Speicherbetreiber bestimmen die Höhe und Struktur ihrer Tarife und wie oft sie diese ändern. Pipeline- und Speicherbetreiber können innerhalb des geltenden Rechtsrahmens (u.a. Bundesgesetz gegen den unlauteren Wettbewerb) auch bestimmen, ob sie z. B. Rabatte auf langfristige Nutzungen ihrer Infrastruktur gewähren.
- **Vorgaben für Tarifstrukturen:** Die Akteure erhalten auf Basis einer spezialgesetzlichen Regelung Vorgaben zur Gestaltung der Tarifstrukturen, wie oft die Tarife geändert werden oder ob Langfrist-Rabatte möglich sind. Ziel solcher Vorgaben kann die Vereinfachung für die Nutzer sein. Diese Ausprägung erfordert eine Bundeskompetenz oder eine Einigung der Kantone, da angesichts der Zielsetzung eine systemweite bzw. nationale Anwendung erforderlich ist.

- **Vorgaben für Tarifhöhe und Strukturen:** Werden regulatorische Vorgaben zur Tarifstruktur und -höhe gemacht, können diese entweder als Erlösabsicherungen für Pipeline- und Speicherbetreiber gestaltet werden, oder für die Emittenten favorabel ausgestaltet werden. Auch diese Variante erfordert eine Bundeskompetenz oder Einigung der Kantone.

Zugangsregulierungen können grundsätzlich für Pipelines und Speicher unterschiedlich gestaltet werden.

4.2.4 Technische Regulierung

Technische Regulierungen sind unabhängig von den Marktregulierungen zu gestalten.

Grundlage für den Bau und Betrieb von Anlagen sind technische Standards, um technische Kompatibilität zu gewährleisten und Sicherheitsvorgaben zu erfüllen. Zwingend sind national einheitliche technische Standards, die zur Gewährleistung der Interoperabilität die europäischen Sicherheits- und Qualitätsvorgaben spiegeln. Dies erfordert eine Bundeskompetenz oder eine Einigung der Kantone auf einheitliche Standards, um eine operative Einbindung der Schweiz zu ermöglichen. Neben den technischen Regulierungen für die Infrastruktur stellen sich auf der technischen Ebene Fragen zu CO₂-Qualitäten, die wiederum auf der kommerziellen Ebene unterschiedliche Auswirkungen haben können. Bei den technischen Regulierungen interessiert auch, wie und durch wen diese entwickelt und durchgesetzt werden. Bei der Entwicklung der Standards sollte wie im Elektrizitätsbereich der Praxisbezug durch subsidiäre Branchenarbeit gewährleistet werden. Eine technische Aufsichtsbehörde zur Überwachung und Durchsetzung der Standards könnte analog ESTI oder ERI eingerichtet werden.

4.2.5 Bewilligungen, Konzessionen, Haftung

Die Fragen der Bewilligungen, Konzessionen und Haftung sind unabhängig vom übrigen Regulierungsrahmen zu lösen.

Bewilligungen sind die Grundvoraussetzung für den Bau von Infrastrukturanlagen. Die Vorgaben für Bewilligungen sind unabhängig von einzelnen Sektoren beim Bau von Anlagen zu berücksichtigen. Mit Konzessionen und Haftungsregeln werden die Pflichten und Ansprüche der CCS-Akteure gegenüber öffentlichen und privaten Akteuren geregelt, die von den CCS-Anlagen direkt oder indirekt betroffen sind. Bei der Vergabe von Konzessionen ist zu entscheiden, welcher Adressatenkreis grundsätzlich zugelassen wird, ob/welche zeitlichen Beschränkungen (z. B. orientiert an den Nutzungsdauern) bestehen und welche Nutzungsrechte eingeschlossen sind. Je nachdem, ob eine Bundeskompetenz vorliegt oder nicht, können Konzessionen durch die Gemeinden, Kantone oder den Bund vergeben werden. Im Zusammenhang mit den Konzessionen sollte auch geklärt werden, ob für Pipelinebetreiber wie im Strombereich eine Pflicht besteht, Emittenten anzuschliessen, wenn diese die technischen Voraussetzungen erfüllen (unabhängig von der Finanzierungsfrage). Soll eine Anschlusspflicht national gelten, wäre dafür eine Bundeskompetenz bzw. Einigung der Kantone erforderlich.

Die Haftung könnte grundsätzlich dem Konzessionsnehmer auferlegt werden. Für den Fall, dass ein Konzessionsnehmer nicht Anlagenbesitzer ist, wären differenziertere Regelungen vorzusehen. Im Zusammenhang mit den Haftungsfragen ist bei Speichern vor allem das Ewigkeitsrisiko zu adressieren, d.h. wer haftet nach Ablauf einer Konzession bzw. nach Ablauf der vereinbarten Nutzungsdauer. Denkbar sind hier z. B. Fondslösungen (analog Stilllegungs- und Entsorgungsfonds für Kernanlagen) und/oder die Übernahme des Ewigkeitsrisikos durch den Staat nach einer Mindestfrist von 20 Jahren, wie in der EU vorgesehen (vgl. Abschnitt 0). Für den Umgang mit Leckagen kann ebenfalls die EU CCS-Direktive herangezogen werden, die vorschreibt, dass

dafür Emissionsrechte erworben werden müssen. Bezüglich sicherheitsrelevanter Aspekte und Umweltschäden ist eine Orientierung an der Kausalhaftung analog RLG oder KHG denkbar. Ohne spezialgesetzliche Regeln, d.h. ohne Bundeskompetenz, gilt das OR.

4.2.6 Zusammenfassung der Elemente eines Regulierungsrahmens

Abbildung 13 fasst die Gestaltungselemente der Varianten eines Regulierungsrahmens aus den Abschnitten 4.2.1 bis 4.2.5 zusammen. Ersichtlich sind die verschiedenen beschriebenen Ausprägungen, die sich nach Eingriffstiefe unterscheiden. Die Elemente, für die wir keine Ausprägungen differenzieren, sind in der Tabelle ebenfalls enthalten, stehen aber bei der Bildung der Varianten des Regulierungsrahmens in Abschnitt 4.4 nicht im Zentrum der Betrachtung. Grundsätzlich kann bei den Elementen der Marktregulierungen (Marktplanung, Marktorganisation und Marktzugangsregulierung) und deren Ausprägungen zwischen der Regulierung der Pipelines und der Speicher differenziert werden. Technische Regulierungen und Haftungsfragen sind für alle Wertschöpfungsstufen zu definieren.

Abbildung 13 Übersicht der Elemente eines Regulierungsrahmens

Gestaltungselemente	Ausprägung 1	Ausprägung 2	Ausprägung 3
Marktplanung			
Grundsatz der Netzplanung	dezentrale marktliche Planung	Koordinierungsstelle auf nationaler Ebene	
Grundsatz der Speicherplanung	dezentrale marktliche Planung	Koordinierungsstelle auf nationaler Ebene	
Marktorganisation			
Installation eines Systemverantwortlichen	Nein	Für Pipelines	Pipelines und Speicher (getrennt od. zusammen)
Marktaufsichtsbehörde mindestens ab Phase 2, keine strenge Kostenregulierung			
Marktzugangsregulierung (evtl. differenzieren für Pipelines und Speicher)			
Diskriminierungsfreier Marktzugang	Allg. Wettbewerbsrecht	Spezialgesetzliche Regelung mit Aufsicht	Spezialgesetz mit Aufsicht und Entflechtung
Koordinationsmöglichkeiten (horizontal und vertikal) der Akteure	Wettbewerbsrechtlicher Minimalstandard	Im Rahmen des Allg. Wettbewerbsrechts	Spezialgesetzliche Regelungen mit Aufsicht
Tarifregulierung	Keine Eingriffe	Vorgaben für Tarifstrukturen	Vorgaben für Tariffhöhe und Tarifstrukturen
Technische Regulierungen			
EU-kompatible technische Standards subsidiär erarbeiten, technische Aufsichtsbehörde zur Überwachung der Einhaltung der Standards			
Konzessionen, Haftung			
Zu regeln sind Haftungsfragen während des Betriebs und bei Speichern über den Betrieb hinaus (Ewigkeitsregulierung), Orientierung an EU und analog z.B. RLG			

Für einige Gestaltungselemente eines Regulierungsrahmens sind unterschiedliche Ausprägungen denkbar. In der Tabelle nimmt die Eingriffstiefe der Ausprägungen von links nach rechts zu. Die Ausprägungen können zu Regulierungsrahmen mit unterschiedlicher Eingriffstiefe kombiniert werden. Bei einigen Gestaltungselementen gehen wir davon aus, dass diese für jeden Regulierungsrahmen im Grundsatz gleich gestaltet werden können. Für diese Elemente sind in der Tabelle keine Ausprägungen differenziert

Quelle Eigene Darstellung

4.3 Differenzierung von Regulierungsphasen

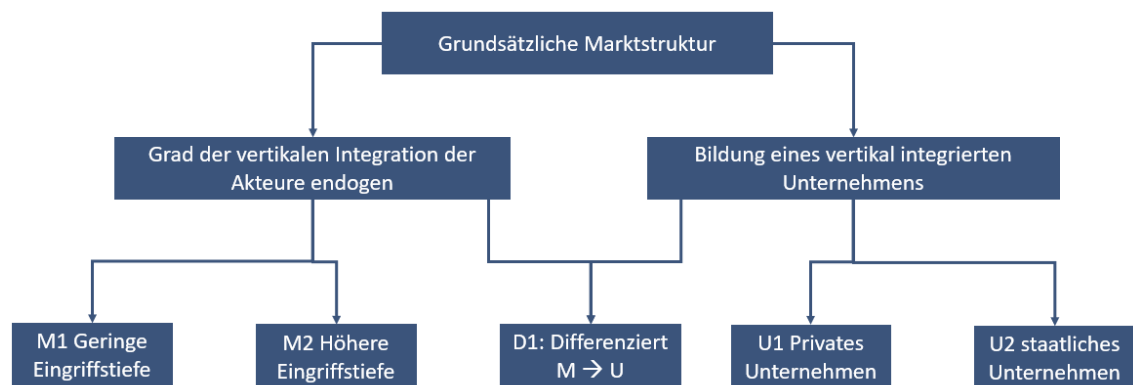
Je nach Marktphase stehen bei der Regulierung der CO₂-Pipelines und Untergrundspeicher unterschiedliche Themen im Mittelpunkt. Während der Phase des Markthochlaufs geht es vor allem darum, dass auf den Wertschöpfungsstufen die nötigen Investitionen für einen simultanen

Markthochlauf getätigt werden. Wichtig ist in dieser Phase die Marktplanung, die Etablierung einer Marktorganisation und die Festigung der Marktrollen. Diese Phase verorten wir basierend auf den Vorarbeiten des BAFU zwischen 2030 und 2045 (Bundesrat 2022a; BAK und Dena 2023). Hat sich der Markt entwickelt und etabliert, können aus den dann vorliegenden Informationen zu den Marktentwicklungen und Marktergebnissen Rückschlüsse für eine Anpassung des Regulierungsrahmens auf den «Normalbetrieb» gezogen werden. Die Massnahmen in dieser Phase zielen darauf, das Funktionieren des Marktes zu sichern, in dem z. B. ein stärkeres Augenmerk auf die Verhinderung von Marktmacht gelegt wird. Diese Phase verorten wir auf die Zeit nach 2045.

4.4 Varianten eines Regulierungsrahmens

Bei der Differenzierung der Varianten eines Regulierungsrahmens unterscheiden wir einerseits Varianten, bei denen sich die CSS-Marktstruktur endogen ergibt, da sich die Akteure im jeweils definierten Regulierungsrahmen selbst organisieren (Abschnitt 4.4.1). Andererseits beschreiben wir Varianten, bei denen der CO₂-Transport (und evtl. die Speicherung) durch einen einzigen Akteur, ein vertikal integriertes Unternehmen, betrieben wird (Abschnitt 4.4.2).

Abbildung 14 Systematik der betrachteten Regulierungsvarianten



Wir unterscheiden im Grundsatz Regulierungsvarianten, in denen sich die Marktstruktur innerhalb des Regulierungsrahmens endogen ergibt (M) und Regulierungsvarianten, bei denen das Koordinationsproblem durch ein vertikal integriertes Unternehmen (U) gelöst wird. Bei der ersten Gruppe differenzieren wir zwei Varianten mit unterschiedlicher Eingriffstiefe. Bei der zweiten Gruppe unterscheiden wir eine Variante mit einem privaten Unternehmen und eine Variante mit einem staatlichen Unternehmen. Zusätzlich betrachten wir eine Variante, in der eine Entwicklung von einer marktlich beeinflussten Marktstruktur hin zu einem vertikal integrierten Unternehmen vorgesehen ist.

Quelle Eigene Darstellung

4.4.1 Varianten mit mehreren Unternehmen

Wir unterscheiden zwei Varianten, bei denen sich die Marktstruktur endogen durch die Aktivitäten der einzelnen Unternehmen bzw. Akteure ergibt: eine mit geringer und eine mit hoher Eingriffstiefe bezüglich der Steuerung des Marktes. Innerhalb des Regulierungsrahmens können sich die Akteure koordinieren und Synergien nutzen. Wie viele Unternehmen auf welchen Stufen der Wertschöpfungsstufen aktiv sind, ergibt sich endogen. Abbildung 15 zeigt, wie sich Akteure zwischen den Wertschöpfungsstufen voneinander abgrenzen können, wobei Kooperationen oder auch Zusammenlegungen von Wertschöpfungsstufen resultieren können, soweit sie im Regulierungsrahmen erlaubt sind.

Abbildung 15 CCS-Markt ohne vorgegebenen Grad der vertikalen Integration



Ohne eine regulatorisch vorgegebene vertikale Integration können sich auf jeder Wertschöpfungsstufe grundsätzlich verschiedene Unternehmen engagieren. Insgesamt können sich damit die verschiedenen Akteure frei innerhalb des geltenden Regulierungsrahmens organisieren und auf einer oder mehreren Wertschöpfungsstufen tätig sein.

Quelle Eigene Darstellung

Die Varianten eines Regulierungsrahmens beinhalten jeweils die Instrumente aus den in Abschnitt 4.2 genannten Regulierungsbereichen, deren Ausprägungen für die Regulierungsphasen (Abschnitt 4.3) differenziert sein können.

Variante «Geringe Eingriffstiefe»

Die Variante mit geringer Eingriffstiefe ist dadurch gekennzeichnet, dass sich die Akteure mindestens in der Markthochlaufphase relativ frei koordinieren können, um die mit dem Koordinationsproblem verbundenen Risiken zu reduzieren. Die Marktplanung und -organisation sind in dieser Variante konsequent dezentral angelegt, d. h. es gibt keine nationale Koordinierungsstelle für Netz- und Speicherplanung und keinen Systemverantwortlichen für den Betrieb der Pipelines oder Speicher.

Ein vollständiger Verzicht auf Marktzugangsregulierungen in der Markthochlaufphase ermöglicht den Akteuren, Geschäftsmodelle und Kooperationsformen zu finden, um gegenseitig Risiken abzusichern. Dazu gehören Langfristverträge, die alle Wertschöpfungsstufen von der Abscheidung über den Transport bis zur Speicherung umfassen. Da es keine spezialgesetzliche Regelung gibt, ist bei dieser Variante das allgemeine Wettbewerbsrecht maßgeblich. Aufgrund der bisherigen Praxis besteht darin ein gewisses Risiko für die Akteure, dass Abstimmungen im Zusammenhang mit dem Markthochlauf nachträglich sanktioniert werden. Eine ex-ante Garantie für die Akteure, sich z. B. für den Netzwerkaufbau koordinieren zu dürfen, sofern diese Koordinationen den Marktentwicklungen nützen und diese nicht behindern, wäre in einem Szenario mit geringer Eingriffstiefe nützlich. Aktuell besteht kein praktikables Instrument, mit dem diesbezüglich ohne Spezialgesetz Rechtssicherheit erlangt werden kann.

Abbildung 16 Charakteristika Regulierungsvariante «Geringe Eingriffstiefe»

Gestaltungselemente	Zunehmende Eingriffstiefe →		
	Ausprägung 1	Ausprägung 2	Ausprägung 3
Phase 1 ab 2030 (Markthochlauf) Phase 2 ab 2045 (Markt etabliert)			
Marktplanung			
Grundsatz der Netzplanung	dezentrale marktliche Planung	Koordinierungsstelle auf nationaler Ebene	
Grundsatz der Speicherplanung	dezentrale marktliche Planung	Koordinierungsstelle auf nationaler Ebene	
Marktorganisation			
Installation eines Systemverantwortlichen	Nein	Für Pipelines	Pipelines und Speicher (getrennt od. zusammen)
Marktzugangsregulierung (evtl. differenzieren für Pipelines und Speicher)			
Diskriminierungsfreier Marktzugang	Allg. Wettbewerbsrecht	Spezialgesetzliche Regelung mit Aufsicht	Spezialgesetz mit Aufsicht und Entflechtung
Koordinationsmöglichkeiten (horizontal und vertikal) der Akteure	Wettbewerbsrechtlicher Minimalstandard	Im Rahmen des Allg. Wettbewerbsrechts	Spezialgesetzliche Regelungen mit Aufsicht
Tarifregulierung	Keine Eingriffe	Vorgaben für Tarifstrukturen	Vorgaben für Tariffhöhe und Tarifstrukturen

Ohne vertikal integriertes Unternehmen erfolgt die gesamte Planung bei geringer Eingriffstiefe dezentral. Es braucht keinen Systemverantwortlichen und der Marktzugang wird in der Phase 1 über das allgemeine Wettbewerbsrecht organisiert, wobei hinsichtlich des Sanktionsrisikos mehr Rechtssicherheit durch die Anwendung des Wettbewerbsrechts im Sinn von «Minimalstandards» nützlich wäre. Erst in der zweiten Phase sollen mit einem Spezialgesetz der diskriminierungsfreie Marktzugang sowie Aufsichtsthemen geregelt werden.

Neben den in der Abbildung enthaltenen Elementen, deren Ausprägung sich von den Ausprägungen in der Variante «Hohe Eingriffstiefe» unterscheiden, werden Marktaufsicht, die technischen Regulierungen und Haftungsfragen gemäss Abbildung 13 organisiert.

Quelle Eigene Darstellung

In Phase 2, in der sich ein CCS-Markt etabliert hat und die Investitionen weitgehend getätigt wurden, wird die dezentrale Marktorganisation beibehalten, aber durch eine moderate spezialgesetzliche Regelung ergänzt, um eventuell auftretenden Missbrauch von Marktmacht spezifisch für CCS zu unterbinden bzw. verhindern. Um die diesbezüglichen Marktentwicklungen zu verfolgen und so die erforderlichen Informationen zur Beurteilung der Marktsituation zu generieren, wird auf Basis des Spezialgesetzes eine Aufsichtsbehörde eingesetzt (in Analogie zur El-Com im Strombereich).

In dieser Variante sind die Elemente, bei der eine Bundeskompetenz oder ein koordiniertes Vorgehen der Kantone vorteilhaft ist, in Phase 1 vor allem bei den technischen Regulierungen und Haftungsfragen zu verorten. Um die Unsicherheiten aufgrund der ex ante unklaren Auslegung des Wettbewerbsrechts zu reduzieren, wäre ein Spezialgesetz auf Bundesebene erforderlich. Wird in Phase 2 eine Aufsichtsbehörde und eine spezialgesetzliche Regelung eingeführt, ist eine Bundeskompetenz zur Vorbereitung dieser Schritte erforderlich.

Variante «Hohe Eingriffstiefe»

Die Variante mit hoher Eingriffstiefe ist durch eine zentrale Steuerung des Marktes bereits in der Markthochlaufphase getrieben. Sowohl die Planung der CO₂-Pipelines als auch etwaiger Untergrundspeicher laufen über eine Koordinationsstelle auf nationaler Ebene. Es gibt bereits in

der Markthochlaufphase eine spezialgesetzliche Regelung, die den Akteuren Vorgaben zu diskriminierungsfreiem Netzzugang macht und Regeln zu den Kooperationsmöglichkeiten enthält. Zur Überwachung wird bereits in Phase 1 eine Marktaufsichtsbehörde eingerichtet. Eingriffe in die Tarifstruktur und Entflechtungsvorgaben sind ab Phase 2 vorgesehen. Im sich entwickelnden Markt in Phase 1 ist noch kein Systemverantwortlicher vorgesehen, da noch dezentrale Strukturen vorherrschen dürften. In Phase 2 wird ein solcher für den störungsfreien Marktbetrieb für Pipelines und Speicher eingesetzt.

Abbildung 17 Charakteristika Regulierungsvariante «Hohe Eingriffstiefe»

Phase 1 ab 2030 (Markthochlauf)		Phase 2 ab 2045 (Markt etabliert)	
Zunehmende Eingriffstiefe →			
Gestaltungselemente	Ausprägung 1	Ausprägung 2	Ausprägung 3
Marktplanung			
Grundsatz der Netzplanung	dezentrale marktliche Planung	Koordinierungsstelle auf nationaler Ebene	
Grundsatz der Speicherplanung	dezentrale marktliche Planung	Koordinierungsstelle auf nationaler Ebene	
Marktorganisation			
Installation eines Systemverantwortlichen	Nein	Für Pipelines	Pipelines und Speicher (getrennt od. zusammen)
Marktzugangsregulierung (evtl. differenzieren für Pipelines und Speicher)			
Diskriminierungsfreier Marktzugang	Allg. Wettbewerbsrecht	Spezialgesetzliche Regelung mit Aufsicht	Spezialgesetz mit Aufsicht und Entflechtung
Koordinationsmöglichkeiten (horizontal und vertikal) der Akteure	Wettbewerbsrechtlicher Minimalstandard	Im Rahmen des Allg. Wettbewerbsrechts	Spezialgesetzliche Regelungen mit Aufsicht
Tarifregulierung	Keine Eingriffe	Vorgaben für Tarifstrukturen	Vorgaben für Tariffhöhe und Tarifstrukturen

Ohne vertikal integriertes Unternehmen und bei hoher Eingriffstiefe erfolgt die Netz- und Speicherplanung koordiniert auf nationaler Ebene. Im Gegensatz zur Variante mit niedriger Eingriffstiefe wird in diesem Fall bereits in der ersten Phase der Marktzugang über ein Spezialgesetz geregelt und für die zweite Phase sollen auch Entflechtungsanforderungen definiert werden. Zudem sind in der zweiten Phase auch Vorgaben für Tarifstrukturen vorgesehen

Neben den in der Abbildung enthaltenen Elementen, deren Ausprägung sich von den Ausprägungen in der Variante «Geringe Eingriffstiefe» unterscheiden, werden Marktaufsicht, die technischen Regulierungen und Haftungsfragen gemäss Abbildung 13 organisiert.

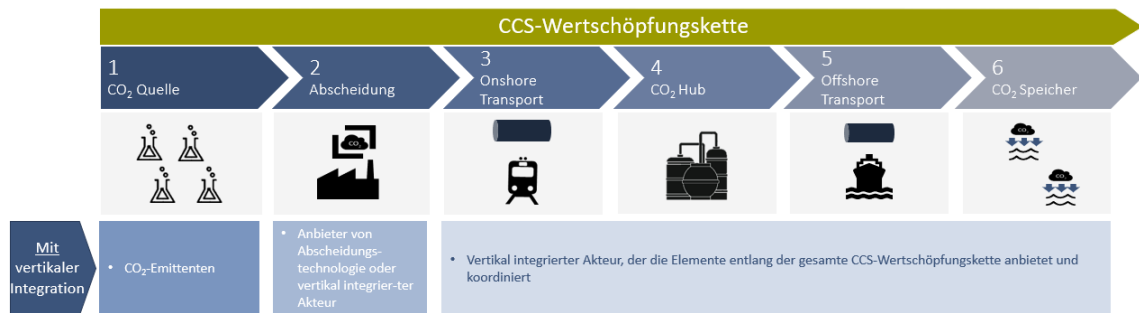
Quelle Eigene Darstellung

Bei dieser Variante ist denkbar, dass nur für die CO₂-Pipelines ein nationales Vorgehen vorgesehen wird. Die Planung der Speicher wäre bis zu einem gewissen Grad auch dezentral (z.B. auch durch die Kantone) organisierbar. Auch könnte die Systemverantwortung in Phase 2 für Untergrundspeicher dezentral beim jeweiligen Betreiber liegen, während es einen nationalen Systemverantwortlichen gibt. Auch Zugangsregeln zu Speichern könnten grundsätzlich durch die Kantone gestaltet werden, während diejenigen zu Pipelines schweizweit gelten. Damit wäre eine Bundeskompetenz vor allem für die CO₂-Pipelines erforderlich und für Untergrundspeicher nicht zwingend. Die Frage, ob in der Schweiz die geologischen und techno-ökonomischen Grundlagen für CO₂-Untergrundspeicher gegeben sind, kann unabhängig davon, ob es eine Bundeskompetenz gibt, noch nicht beantwortet werden.

4.4.2 Varianten mit einem vertikal integrierten Unternehmen

In den Varianten mit einem vertikal integrierten Unternehmen wird das Koordinationsproblem nicht über den Markt, sondern weitgehend innerhalb eines Unternehmens gelöst. Damit wird die Marktstruktur durch die Regulierung bestimmt. Zu bestimmen ist zunächst, welche Wertschöpfungsstufen das vertikal integrierte Unternehmen umfasst. Wir gehen davon aus, dass vor allem die Pipelines und deren Betreiber, sowie Speicher dazugehören, wobei dabei Abgrenzung zur Abscheidung inkl. Zuleitungen zu definieren sind (Abbildung 16).

Abbildung 18 CCS-Markt mit vertikal integriertem Unternehmen



Das vertikal integrierte Unternehmen ist insbesondere auf den Wertschöpfungsstufen Transport und Speicherung (Wertschöpfungsstufen 3 bis 6) aktiv.

Quelle Eigene Darstellung

Unabhängig von der weiteren Ausgestaltung gibt es bei den Varianten mit vertikal integriertem Akteur eine spezialgesetzliche Basis mit Marktaufsichtsbehörde. Marktplanung, Marktorganisation und Marktzugangsfragen können grundsätzlich gemäss der in Abschnitt 4.2 genannten Ausprägungen des Regulierungsrahmens gestaltet werden. Da es nur ein Unternehmen gibt, sind die Marktplanung und Systemverantwortung zentral.

Wird ein vertikal integriertes Unternehmen eingesetzt, kann dieses einem Ausschreibungsverfahren bestimmt werden, so dass ein **privates Unternehmen** die Aufgabe übernehmen kann. Gestaltung des Marktzugangs und Haftungsfragen, Verantwortlichkeiten und zeitliche Begrenzungen können in der Ausschreibung geregelt werden. Da es durch die Ausschreibung einen gewissen Wettbewerb «um den Markt» gibt, kann dies tendenziell eine kosteneffiziente Wirkung entfalten.

Abbildung 19 Charakteristika der Varianten mit vertikal integrierten Unternehmen

Privates Unternehmen U1	Staatliches Unternehmen U2	Differenziert M, U
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wettbewerb um den Markt mittels Ausschreibung. Darin zu regeln ist <ul style="list-style-type: none"> – Marktplanung (zentral) – Abgrenzung der Aktivitäten und Wertschöpfungsstufen – evtl. zeitliche Begrenzung – Kostenrahmen – Haftung ▪ Aufsicht durch staatliche Behörde ▪ Marktzugangsregulierung entfällt 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Abgrenzung der Aktivitäten und Wertschöpfungsstufen des Unternehmens ▪ Kein Wettbewerb um den Markt, staatliches Unternehmen ist verantwortlich für Planung und Bereitstellung und Staat haftet ▪ Aufsicht durch staatliche Behörde ▪ Marktzugangsregulierung entfällt 	<p>Phase 1 ab 2030 (Markthochlauf)</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Dezentrale Marktorganisation mit Spezialgesetz zur Sammlung von Erfahrungen, die für die Bildung eines integrierten Unternehmens genutzt werden können <p>Phase 2 ab 2045 (Markt etabliert)</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Ein vertikal integriertes Unternehmen

Mit einem vertikal integrierten Unternehmen entfällt die Marktzugangsregulierung. Der Unterschied zwischen einem privaten und einem staatlichen vertikal integrierten Unternehmen liegt vor allem darin, dass beim ersteren ein Wettbewerb um den Markt (Ausschreibung) erfolgt. Denkbar sind auch «Mischformen», wie Public-Private-Partnerships (PPP).

Quelle Eigene Darstellung

Möglich ist auch, ein **staatliches Unternehmen** mit den Aufgaben zu betrauen. Dabei entfällt der Schritt der Ausschreibung, so dass es keinen Wettbewerb «um den Markt» gibt. Aufgaben und Verantwortlichkeiten können durch die Eigentümerstrategie umrissen werden. Die Haftung durch den Staat ist in dieser Variante vordefiniert.

Bei der dritten Variante mit einem **vertikal integrierten Unternehmen** wird dieses **erst in Phase 2** eingesetzt. In Phase 1 wird auf dezentrale Marktstrukturen gesetzt. In Phase 1 wird ein Spezialgesetz und eine Marktaufsicht eingeführt, um den Übergang zum integrierten Unternehmen in Phase 2 möglichst reibungslos organisieren zu können und die Regeln zum «Phasing out» der Phase mit einzelnen Akteuren klar zu formulieren, und damit die Unsicherheit über den Regulierungsrahmen möglichst gering zu halten. Zu regeln wären etwa die Bedingungen zum Übergang von Assets.

Bei allen Varianten mit einem vertikal integrierten Unternehmen ist eine Bundeskompetenz bzw. ein koordiniertes Vorgehen der Kantone erforderlich, um die Ausschreibung zu gestalten oder das Unternehmen zu bilden. In der Variante, in der das integrierte Unternehmen erst in Phase 2 eingesetzt wird, wäre theoretisch ein Verzicht auf eine Bundeskompetenz in Phase 1 denkbar. Damit wäre aber die Unsicherheit hinsichtlich des Übergangs hin zu einem vertikal integrierten Unternehmen gross, was den Markthochlauf verzögern kann.

4.5 Bewertung der Varianten

Zur Bewertung der Varianten definieren wird zuerst die Kriterien (Abschnitt 4.5.1), welche anschliessen zur Bewertung des Regulierungsrahmens der einzelnen Varianten (Abschnitt 4.5.2) verwendet werden. In Abschnitt 4.5.3 werden die Varianten eines Regulierungsrahmens zusammenfassend bewertet.

4.5.1 Kriterien zur Bewertung der Varianten eines Regulierungsrahmens

Die Varianten eines Regulierungsrahmens bewerten wir anhand folgender Kriterien:

1. Das Kriterium der **Effizienz** wird herangezogen um zu beurteilen, wie der Regulierungsrahmen geeignet ist, eine effiziente Allokation der Ressourcen im CCS Markt herbeizuführen und produktive Effizienz zu begünstigen, indem Investitionsanreize möglichst unverzerrt sind, marktähnliche Strukturen entstehen können bzw. Preise unter marktähnlichen Bedingungen zu Stande kommen.
2. Die **Effektivität** des Regulierungsrahmens wird daran gemessen, in welchem Ausmass die CCS-Ausbauziele potentiell erreicht werden können, welche für das Erreichen des Netto-Null-Zieles erforderlich sind.
3. Mit dem Kriterium der **EU-Kompatibilität** wird abgebildet, ob die Variante des Regulierungsrahmens mit den bestehenden und geplanten EU-Regelwerken vereinbar ist. Dies ist relevant, da die Schweiz voraussichtlich auf die Nutzung von CCS-Infrastrukturen in der EU angewiesen ist. Eine Abweichung vom EU-Rahmen dürfte die Zusammenarbeit mit der EU im Bereich der Dekarbonisierung erschweren.
4. Die Einschätzung der **Nähe zur inländischer Regulierungspraxis** soll Hinweise darauf geben, ob Anknüpfungspunkte aus ähnlich gelagerten Branchen bzw. Sachverhalten bestehen, auf die bei der Gestaltung des CCS-Regulierungsrahmens zurückgegriffen werden kann oder ob Neuland betreten wird.
5. Die Einschätzung zu den **Vollzugskosten** betrifft den administrativen Aufwand bei den regulierten Unternehmen und beim Staat. Dazu gehören der initiale und wiederkehrende Aufwand. Die Einschätzung erfolgt qualitativ⁸³. Liegt für die Regulierung eine Bundeskompetenz vor bzw. können sich die Kantone auf ein einheitliches Vorgehen einigen, sind die Vollzugskosten des Gesamtsystems tendenziell geringer als bei kantonal unterschiedlichen Regeln.
6. Da sich der CCS-Markt im Aufbau befindet und aktuell unklar ist, ob der Regulierungsrahmen nachjustiert werden muss, beurteilen wir, wie flexibel sich der Regulierungsrahmen an geänderte Marktentwicklungen anpassen lässt. Da ein flexibler Regulierungsrahmen weniger zuverlässig und vorhersehbar ist, erhöht sich bei einem flexiblen Regulierungsrahmen automatisch das Regulierungsrisiko. Wir beurteile daher für die Regulierungsvarianten, ob der jeweilige Regulierungsrahmen für **Flexibilität oder Zuverlässigkeit und Vorhersehbarkeit der Regulierung** steht.
7. Die Varianten eines Regulierungsrahmens können sich zumindest indirekt auf **Sicherheit und Qualität** des CCS-Systems auswirken. Das Kriterium umfasst nur die Qualität im Sinne der technischen Verfügbarkeit der Infrastruktur. Die Einhaltung von Qualitätskriterien im Bereich Umweltsicherheit und Leakage werden in allen Varianten gleichermassen durch die technischen Regulierungen adressiert.

Für die Bewertung der Regulierungsvarianten verwenden wir vier Stufen (--, -, +, ++).

⁸³ Bei Varianten, die in einem späteren Stadium in die nähere Auswahl kommen, können nachfolgend Quantifizierungen vorgenommen werden.

4.5.2 Bewertung der einzelnen Varianten eines Regulierungsrahmens

Variante «Geringe Eingriffstiefe»

Die Variante ist in

- Phase 1 gekennzeichnet durch eine vollständig dezentrale Marktorganisation, bei der sich die Akteure untereinander Koordinieren und die Risiken absichern.
- In Phase 2 können bei Bedarf moderate spezialgesetzliche Regeln und eine Marktaufsichtsbehörde geschaffen werden, um Marktmachtrisiken zu adressieren.

Die Variante schneidet bezüglich Effizienz am besten ab, da sie es ermöglicht, dass beim Markthochlauf Marktsignale verarbeitet werden, was sich tendenziell positiv auf die produktive und alloкатive Effizienz auswirkt. Die Effektivität ist eher negativ zu beurteilen, da die Ausbauziele nicht direkt vorgegeben werden können, sondern nur indirekt, z. B. mittels Konzessionen. Da absehbar ist, dass die EU Marktregulierungen (v.a. der Transport- und Speicherinfrastruktur) vorsehen wird⁸⁴, ist eine Variante mit geringer Eingriffstiefe dauerhaft vermutlich nicht mit dem EU-Rahmen vereinbar. Kurz- und mittelfristig (Phase 1) ist in der EU jedoch noch kein Rahmen für die Marktregulierung vorgegeben, sodass eine Variante mit geringer Eingriffstiefe denkbar wäre.⁸⁵ Diese Variante erfordert, dass das Wettbewerbsrecht nur im Sinn einer Minimalordnung ausgelegt wird, damit sich die Akteure ohne das Risiko einer wettbewerbsrechtlichen Sanktionierung koordinieren können, um den simultanen Markthochlauf über alle Wertschöpfungsketten zu organisieren. Ein solcher Ansatz ist in der Schweiz nicht üblich und wurde in der Vergangenheit durch die WEKO nicht gestützt. Die Vollzugskosten erachten wir initial als auch im Verlauf gering, da in Phase 1 keine und in Phase 2 nur wenige neue Regeln aufgestellt, überprüft und eingehalten werden müssen. Der Regulierungsrahmen ist offen gestaltet und daher relativ flexibel, was zu Lasten der Vorhersehbarkeit, durch die Marktakteure geht.

Aufgrund zahlreicher Schnittstellen zwischen den Akteuren, an denen keine spezialgesetzliche einheitliche Regelung der Verantwortlichkeiten besteht, ergeben sich tendenziell Risiken bezüglich der Verfügbarkeit der Infrastrukturen. Die unternehmerischen Anreize aufgrund der dezentralen Marktorganisation können dem etwas entgegenwirken.

⁸⁴ Die Kommission plant ein regulatorisches Paket für den Transport und die Speicherung von CO₂ zu erarbeiten, welches Fragen der Markt- und Kostenstruktur sowie des Zugangs Dritter betrachten soll. Siehe Pressemitteilung vom 06. Februar 2024: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_24_585

⁸⁵ Ein Rechtsrahmen für den sicheren Transport und die sichere Speicherung von CO₂ besteht auf EU-Ebene bereits im Rahmen der Richtlinie 2009/31/EG der Europäischen Kommission. Siehe: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX%3A32009L0031>

Abbildung 20 Beurteilung Regulierungsvariante «Geringe Eingriffstiefe», M1

Voraussetzung: Klarstellung im Wettbewerbsrecht, M1		Bewertung
Effizienz	Marktsignale werden beim Hochlauf verarbeitet, so dass sich effiziente Marktstrukturen herausbilden können (produktive und allokativen Effizienz) : Ineffizienzen durch Diskriminierungen werden bei Bedarf adressiert	+++
Effektivität	Marktergebnis (Ausbauziel) nur sehr indirekt via Konzessionen adressierbar	-
EU-Kompatibilität	Wenn die EU-Regulierungen voraussetzt, müsste die Schweiz diese vermutlich in gewissem Masse nachvollziehen, um am CCS-Markt teilzunehmen	-
Nähe zu inländ. Praxis	Eine Koordination von Marktakteuren mit der Garantie einer wettbewerbsrechtlichen Minimalordnung in Spezialbereichen ist in der Schweiz nicht üblich	--
Vollzugskosten	In Phase 1 wenige Eingriffe, so dass keine direkten Kosten entstehen, in Phase 2 moderate Aufwendungen bei Staat und Unternehmen durch moderate Regulierung und Behörde	+++
Flexibilität	Entwicklung des Regulierungsrahmens ist ex ante wenig eingeschränkt	+
Vorhersehbarkeit	Vorhersehbarkeit durch fehlendes Spezialgesetz und wenigen Vorgaben zu dessen Entwicklung eingeschränkt	-
Sicherheit und Qualität	Einerseits Gefahr unklarer Verantwortlichkeiten an den Schnittstellen, andererseits Motivation für hohe Qualität durch unternehmerische Anreize, die aber durch Regulierung eingeschränkt sein können	-

Voraussetzung für diese Variante ist, dass die bestehenden wettbewerbsrechtlichen Grundlagen für den CCS-Sektor während der Hochlaufphase als Minimalstandard an Rechtssicherheit bezüglich Anwendung des Wettbewerbsrechts besteht. Die Variante zeichnet sich insbesondere durch eine hohe Effizienz und vergleichsweise niedrige Vollzugskosten aus. Negativ gewertet wird, dass dieser Ansatz mit einer Koordination zwischen den Marktakteuren in der Schweiz nicht üblich ist.

Quelle Eigene Darstellung

Variante «Hohe Eingriffstiefe»

Die Variante ist

- ab Phase 1 gekennzeichnet durch eine zentrale Marktkoordination mit spezialgesetzlichen Regeln mit Einrichtung einer Aufsichtsbehörde.
- In Phase 2 sind weitergehende Entflechtungsmöglichkeiten und Eingriffe in die Tarifstruktur der Pipeline- und Speicherbetreiber vorgesehen.

Die Variante ermöglicht, dass sich eine effiziente Marktstruktur entwickelt, wenn diese auch durch spezialgesetzliche Vorgaben eingeschränkt wird. Die zentrale Planung trägt zu einer gewissen Effektivität bei der Erreichung der Ausbauziele bei. Das Vorgehen ist mit dem EU-Rahmen grundsätzlich kompatibel und auch in der Schweiz gibt es Anknüpfungspunkte an bestehende Regulierungen, z.B. im Strombereich. Der Prozess der Entwicklung des Spezialgesetzes und die Einrichtung der Marktaufsichtsbehörde bringen initiale Vollzugskosten mit sich, die sowohl beim Staat als auch bei den beteiligten Stakeholdern anfallen. Im laufenden Vollzug bestehen Kosten der Überwachung und Durchsetzung der Regeln bei den regulierten Akteuren und beim Staat. Da der Regulierungsrahmen vordefiniert ist, ist er nicht flexibel anpassbar, was aus Sicht der Akteure die Vorhersehbarkeit erhöht.

Abbildung 21 Beurteilung Regulierungsvariante «Hohe Eingriffstiefe», M2

Voraussetzung: Spezialgesetz, M2		Bewertung
Effizienz	Marktakteure organisieren sich im jeweiligen Regulierungsrahmen hinsichtlich optimaler Marktstruktur, wobei Einschränkungen durch die Marktregeln bestehen	+
Effektivität	Marktergebnis (Ausbauziel) kann durch zentrale Planung adressiert werden	+
EU-Kompatibilität	Regulierungseingriffe in EU zu erwarten	+
Nähe zu inländ. Praxis	Ähnlich der Organisation des Strommarkts	+
Vollzugskosten	Von Anfang an bedarf es der Erarbeitung und Durchsetzung von Regularien und einer Behörde, wodurch Kosten beim Staat und den Unternehmen entstehen	-
Flexibilität	Mit der Etablierung des Regulierungsrahmens ist eine Roadmap der Regulierungsentwicklungen vorhanden, was den Gestaltungsspielraum einschränkt	-
Vorhersehbarkeit	Mit der Etablierung des Regulierungsrahmens ist eine Roadmap der Regulierungsentwicklungen vorhanden, was eine gewisse Vorhersehbarkeit ermöglicht	+
Sicherheit und Qualität	Einerseits Gefahr unklarer Verantwortlichkeiten an den Schnittstellen, andererseits Motivation für hohe Qualität durch unternehmerische Anreize, die aber durch Regulierung eingeschränkt sein können	-

Voraussetzung für diese Variante ist eine spezialgesetzliche Grundlage. Die Vollzugskosten werden höher eingeschätzt als bei der Variante mit geringer Eingriffstiefe. Die Effizienz dagegen etwas negativer und die Effektivität und Nähe zur inländischen Praxis positiver.

Quelle Eigene Darstellung

Die Auswirkung auf die Qualität im Sinn der Verfügbarkeit der Infrastrukturen schätzen wir im Ergebnis ähnlich ein wie bei der Variante mit geringer Eingriffstiefe. Es besteht die gleiche Schnittstellenproblematik, die in dieser Variante jedoch durch das Spezialgesetz etwas entschärft werden kann. Andererseits können die ökonomischen Anreize zur Bereitstellung einer guten Verfügbarkeit durch spezialgesetzliche Regeln geschwächt werden.

Vertikal integriertes privates Unternehmen

In dieser Variante wird bereits ab Phase 1 ein vertikal integriertes privates Unternehmen mit dem CO₂-Transport und, sofern vorhanden, der Speicherung betraut, das mittels Ausschreibung bestimmt wird.

Im integrierten Unternehmen können potentiell vorhandene Verbundvorteile (Economies of scope) genutzt werden, wobei dem entgegensteht, dass bei nur einem Anbieter tendenziell eher produktive Ineffizienzen auftreten könne. Indem das integrierte Unternehmen via Ausschreibung bestimmt wird, besteht die Möglichkeit, dass im Auswahlverfahren der günstigste Anbieter den Zuschlag erhält, so dass zumindest zum Zeitpunkt der Ausschreibung Wettbewerb (um den Markt) besteht. Indem in der Ausschreibung die Ausbauziele festgelegt werden können, ist ein hohes Mass an Effektivität möglich. Varianten mit einem privaten vertikal integrierten Unternehmen sind in der EU nicht ausgeschlossen, wie das Joint Venture (JV) zwischen Shell und Total Energies im Projekt Aramis in den Niederlanden zeigt. Auch in der Schweiz gibt es mit CST ein Unternehmen, das allein eine Infrastruktur aufbaut, wobei dabei aber kein Ausschreibungsprozess zum Tragen kam.

Abbildung 22 Beurteilung Regulierungsvariante «vertikal integriertes privates Unternehmen», U1

Voraussetzung: Spezialgesetz, U1		Bewertung
Effizienz	Integriertes Monopol adressiert Economies of Scope, ist aber evtl. nicht für alle Bereiche optimal. Einschränkungen bei produktiver und allokativer Effizienz, Ausschreibung ermöglicht Wettbewerb um den Markt	+
Effektivität	Das Ausbauziel wird direkt in der Ausschreibung festgelegt	++
EU-Kompatibilität	Zumindest Zusammenarbeit Joint Venture möglich (z.B. Shell und Total Energies zur Entwicklung der CO2-Transport und Speicher im Rahmen von Project Aramis in NL)	+
Nähe zu inländ. Praxis	Cargo Sous Terrain, Entstehung nicht direkt via Ausschreibungsmechanismus	-
Vollzugskosten	Aufsichtsbehörde zur Überwachung der Einhaltung der Anforderungen gemäss Ausschreibung, durch 1:1-Verhältnis moderate Kosten Tradeoff zu Effizienz: starke Überwachung (Als-ob Wettbewerb) mit höheren Vollzugskosten vs. potenzielle Effizienzeinbussen	+
Flexibilität	Faktisch limitiert, da hohe Flexibilität potenzielle Interessenten abhält	-
Vorhersehbarkeit	Tradeoff zu 6a	+
Sicherheit und Qualität	Keine Schnittstellenprobleme aber tendenziell im Monopol weniger Anreize, hohe Verfügbarkeit zu garantieren; durch Vertragsbedingungen adressierbar	+

Voraussetzung für diese Variante ist eine spezialgesetzliche Grundlage. Diese Variante punktet vor allem beim Kriterium der Effektivität, da das angestrebte Ausbauziel direkt in der Ausschreibung festgelegt werden kann.

Quelle Eigene Darstellung

Die Vollzugskosten schätzen wir aufgrund der Eins-zu-eins Beziehung zwischen Marktaufsichtsbehörde und reguliertem Unternehmen für das Gesamtsystem geringer ein als bei der Variante mit Spezialgesetz und mehreren Akteuren (Variante mit hoher Eingriffstiefe, Abschnitt 0). Bei den Vollzugskosten besteht ein Trade-off mit der Effizienz. Wird angestrebt, dass die Regulierung dazu beiträgt, Bedingungen eines Als-ob-Wettbewerbs und damit allokativer Effizienz zu schaffen, sind die Vollzugskosten höher als bei einer weniger starken Regulierung, bei der dann potentiell eine geringere Effizienz resultiert. Die Flexibilität des Regulierungsrahmens ist limitiert, da zum Zeitpunkt der Ausschreibung die Rahmenbedingungen möglichst genau, auch auf der Zeitschiene, umrissen werden müssen um das Regulierungsrisiko soweit einzuschränken, dass sich überhaupt Unternehmen an der Ausschreibung teilnehmen. Die Vorhersehbarkeit des Regulierungsrahmens für das regulierte Unternehmen ist entsprechend gross. Durch die vertikale Integration können Schnittstellen reduziert werden. Hohe Verfügbarkeiten können in der Ausschreibung als Bedingung genannt werden, was potentielle Qualitätseinbussen aufgrund des integrierten Monopols etwas einschränkt.

Vertikal integriertes staatliches Unternehmen

In dieser Variante wird bereits ab Phase 1 ein vertikal integriertes staatliche Unternehmen mit dem CO₂-Transport und, sofern vorhanden, der Speicherung betraut.

Bezüglich Effizienz schneidet diese Variante am schlechtesten ab. Die Bedingungen des integrierten Monopols gelten, wie in der Variante mit einem privaten Unternehmen, jedoch gibt es keinen Wettbewerb «um den Markt». Da der Eigner das Ausbauziel mit dem Unternehmen vereinbaren kann, ist die Effektivität zur Erreichung des Ausbauziels potentiell hoch. Ein staatliches

Unternehmen wäre im EU-Rahmen denkbar, wenn es auch kein direktes Beispiel dafür gibt, sondern Public-Private-Partnership (PPP) bestehen (wie im Fall des Northern Lights Projekts). In der Schweiz gibt es mit SBB und Post Beispiele für Staatsunternehmen. Die Vollzugskosten schätzen wir ähnlich ein wie in der Variante mit dem privaten Unternehmen, da die Kosten bei Aufsichtsbehörde und Unternehmen unabhängig davon anfallen, ob es sich um ein privates oder staatliches Unternehmen handelt. Auch besteht der der gleich Trade-off zwischen Effizienz und Vollzugskosten. Da der Staat als Eigentümer Änderungen am Regulierungsrahmen vornehmen kann, ohne Rücksicht auf Ausschreibungsbedingungen nehmen zu müssen erachten wir die Kriterien Flexibilität vs. Vorhersehbarkeit des Regulierungsrahmens in dieser Variante als nicht relevant. Die Qualität im Sinne der Verfügbarkeit der Infrastruktur schätzen wir ein, wie im Fall des privaten integrierten Unternehmens.

Abbildung 23 Beurteilung Regulierungsvariante «vertikal integriertes staatliches Unternehmen», U2

Voraussetzung: Spezialgesetz, U2		Bewertung
Effizienz	Integriertes Monopol adressiert Economies of Scope, ist aber evtl. nicht für alle Bereiche optimal. Einschränkungen bei produktiver und allokativer Effizienz, Wettbewerbsaspekt nur über Aufsicht adressierbar	-
Effektivität	Das Ausbauziel wird direkt durch den/die Eigner festgelegt	++
EU-Kompatibilität	Reine Staatsunternehmen nicht bekannt, aber Public-Private JV, z.B. Northern Lights Project (Equinor, Shell, TotalEnergies), das Transport und Speicherinfrastruktur umfasst	+
Nähe zu inländ. Praxis	Ähnlich SBB, Post	+
Vollzugskosten	Aufsichtsbehörde zur Überwachung der Einhaltung der Anforderungen Tradeoff zu Effizienz: starke Überwachung (Als-ob-Wettbewerb) mit hohen Vollzugskosten vs. potenzielle Effizienzeinbussen	+
Flexibilität	Kann durch Eigner gestaltet werden, nicht relevant	
Vorhersehbarkeit	Kann durch Eigner gestaltet werden, nicht relevant	
Sicherheit und Qualität	Keine Schnittstellenprobleme aber tendenziell im Monopol weniger Anreize, hohe Verfügbarkeit zu garantieren; durch Gesetz adressierbar	+

Voraussetzung für diese Variante ist eine spezialgesetzliche Grundlage. Wie bereits bei der Variante mit dem privaten Unternehmen ist bei dieser Variante die Effektivität besonders hervorzuheben. Dem Staatsunternehmen kann durch den/die Eigner das angestrebte Ausbauziel direkt vorgegeben werden. Die Effizienz schätzen wir gegenüber der Variante mit einem privaten Unternehmen weniger positiv ein, da kein Wettbewerb um den Markt stattfindet.

Quelle Eigene Darstellung

Vertikal integriertes Unternehmen ab Phase 2

In dieser Variante

- besteht in Phase 1 eine dezentrale Marktorganisation der Akteure. Es besteht eine spezialgesetzliche Grundlage, in der von Anfang an der Übergang zu einem
- vertikal integrierten Unternehmen in Phase 2 geregelt ist.

Voraussetzung für diese Variante ist eine spezialgesetzliche Grundlage und Regelungen zur Übertragung von Assets und Aufgaben an das integrierte Unternehmen in Phase 2. Die Effizienz dieser Variante schätzen wir hoch ein, da sich in Phase 1 Erfahrungen zu effizienten Marktstrukturen gesammelt werden könne, die zur Abgrenzung des integrierten Unternehmens in Phase 2

genutzt werden können. In Phase 2 ist Effizienz je nachdem, ob das integrierte Unternehmen mittels Ausschreibung bestimmt wird, die Möglichkeit den Wettbewerbsaspekt in der Ausschreibung und/oder bei der Überwachung durch die Regulierungsbehörde zu adressieren. Da das Ausbauziel in Phase 2 direkt für das integrierte Unternehmen vorgegeben werden kann, schätzen wir die Effektivität gleich ein, wie in den Varianten, in denen das integrierte Unternehmen von Anfang an besteht. Da von Anfang an eine Regulierung vorgesehen ist, die in Phase 2 auf das integrierte Unternehmen angewendet wird, ist die EU-Kompatibilität grundsätzlich gegeben. In der Schweiz gibt es mit Swissgrid ein Beispiel für ein Unternehmen, das im Zuge des Aufbaus der Strommarktregulierung aus mehreren Unternehmen hervorging. Dafür haben einige Stromversorger ihre Assets auf Swissgrid übertragen. Die Vollzugskosten in Phase 2 entsprechen denen, die in den Varianten auftreten, in denen das integrierte Unternehmen von Anfang an besteht. Zu beachten ist, dass beim Übergang zum integrierten Unternehmen zusätzliche Vollzugskosten anfallen können. Die Vollzugskosten in Phase 1 sind aufgrund der eher moderaten Regulierung ähnlich wie bei der Variante mit geringer Eingriffstiefe. Da die Abgrenzung des integrierten Unternehmens auf den Erfahrungen in Phase 1 basiert, besteht eine gewisse Flexibilität, so dass eine gewisse Unsicherheit für die Akteure besteht, in welcher Weise sie in Phase 2 von der Abgrenzung des integrierten Unternehmens betroffen sind. Die Auswirkungen auf die Verfügbarkeit der Infrastruktur beurteilen wir tendenziell positiv, da in Phase 1 durch die dezentrale Organisation ansatzweise Anreize zu einer guten Qualität der einzelnen Akteure bestehen und Schnittstellenprobleme aus Phase 1 in Phase 2 angegangen werden können.

Abbildung 24 Beurteilung Regulierungsvariante «vertikal integriertes Unternehmen ab Phase 2», D1

Voraussetzung: Spezialgesetz, Übertragungen an integriertes Unternehmen in Phase 2, D1		Bewertung
Effizienz	Effiziente Marktstrukturen können sich herausbilden, Erfahrung kann für die Abgrenzung eines integrierten Monopols verwendet werden, Wettbewerbsaspekt in Phase 2 über Ausschreibung/Aufsicht adressierbar	+
Effektivität	Das Ausbauziel wird in Phase 2 direkt in der Ausschreibung festgelegt	++
EU-Kompatibilität	Adressieren der Regulierungsthemen via Unternehmen für Phase 2 absehbar	+
Nähe zu inländ. Praxis	Einige Aspekte ähnlich der Gründung von Swissgrid	+
Vollzugskosten	Aufsichtsbehörde zur Überwachung der Einhaltung der Anforderungen Phase 1 (moderat) und 2 (1:1), Phase 2: Tradeoff zu Effizienz: starke Überwachung (Als-ob-Wettbewerb) mit hohen Vollzugskosten vs. potenzielle Effizienzeinbussen	+
Flexibilität	Abgrenzung des integrierten Unternehmens erst nach Erfahrungen	+
Vorhersehbarkeit	Tradeoff zu 6a	-
Sicherheit und Qualität	Schnittstellenprobleme aus Phase 1 können in Phase 2 angegangen werden. in Phase 1 Anreize zu guter Performance, tendenziell im Monopol weniger Anreize, hohe Verfügbarkeit zu garantieren; durch Gesetz adressierbar	+

Voraussetzung für diese Variante ist eine spezialgesetzliche Grundlage und Regelungen zur Übertragung von Assets und Aufgaben an das integrierte Unternehmen in Phase 2. Die Vorhersehbarkeit schätzen wir leicht negativ ein. Positiv beurteilen wir in dieser Variante die Effektivität, analog der Varianten, bei denen bereits in Phase 1 ein vertikal integriertes Unternehmen agiert.

Quelle Eigene Darstellung

4.5.3 Zusammenfassende Bewertung der Varianten eines Regulierungsrahmens

Die betrachteten Varianten eines Regulierungsrahmens weisen Vor- und Nachteile auf (Abbildung 25). Die Variante mit geringer Eingriffstiefe punktet mit hoher Effizienz und niedrigen Vollzugskosten. Nachteil ist die Unsicherheit über die Effektivität. Ausserdem erfordert sie eine Klarstellung im Wettbewerbsrecht, damit sich die Akteure ohne Sanktionsrisiko in der Hochlaufphase koordinieren können, was in der Schweiz keine Tradition hat. Die Variante mit hoher Eingriffstiefe entspricht eher dem Vorgehen in ähnlich gelagerten Branchen in der Schweiz und der EU. Die höhere Eingriffstiefe reduziert die erwartete Effizienz, wird jedoch bezüglich Effektivität und Vorhersehbarkeit positiv eingeschätzt. Nachteil sind die erwartungsgemäss hohen Vollzugskosten. Bei Varianten, in denen ein vertikal integriertes Unternehmen für Transport- und Speicherbetrieb vorgesehen ist, wird aufgrund der einfacher durchsetzbaren Zielvorgaben die Effektivität besonders hoch eingestuft. Die Vollzugskosten werden niedriger als bei einer Variante mit mehreren Unternehmen eingestuft, da nur ein Akteur beaufsichtigt wird. Für vertikal integrierte Unternehmen gibt es in der EU Beispiele von Joint Ventures wie z. B. zwischen Shell und Total Energies (Projekt Aramis). Wir stufen die Effizienz eines staatlichen Unternehmens tendenziell niedriger ein als die Effizienz eines Unternehmens, das in einem Ausschreibungsverfahren bestimmt wird. Die Kombination aus Marktorganisation in der Markthochlaufphase und einem integrierten Unternehmen in der späteren Phase kann einige Nachteile einer durchgängig dezentralen marktlichen Organisation heilen. Jedoch sind die Vollzugskosten und regulatorischen Unsicherheiten, die bezüglich Übergang von mehreren auf ein Unternehmen bestehen, nicht zu vernachlässigen.

Abbildung 25 Zusammenfassung der Bewertung der Regulierungsvarianten

		M1 Geringe Eingriffstiefe	M2 Hohe Eingriffstiefe	U1 Privates Unternehmen	U2 staatl. Unternehmen	Differenziert M, U
1	Effizienz	++	+	+	-	+
2	Effektivität	-	+	++	++	++
3	EU-Kompatibilität	-	+	+	+	+
4	Nähe zu inländischer Praxis	--	+	-	+	+
5	Vollzugskosten	++	-	+	+	+
6a	Flexibilität Regulierung	+	-	-	Nicht relevant	+
6b	Vorhersehbarkeit Regulierung	-	+	+	Nicht relevant	-
7	Sicherheit und Qualität (Verfügbarkeit)	-	-	+	+	+

Bei der Variante M1 findet sich die grösste Spreizung zwischen positiver und negativer Einschätzung und die Variante «Differenziert M,U» zeichnet sich durch die insgesamt am wenigsten negativen Beurteilungspunkte aus.

Quelle Eigene Darstellung

5 Herleitung staatlicher Interventionen

In diesem Kapitel zeigen wir auf, wie der Hochlauf des CCS-Marktes durch eine Finanzierungslücke behindert wird und wie diese durch den Einsatz verschiedener Instrumente in einer staatlichen Intervention adressiert werden könnte. Zuerst definieren wir die Finanzierungslücke und deren Treiber (Abschnitt 5.1), um diese Lücke dann im Abschnitt 5.2 zu quantifizieren. Darauf

aufbauend begründen wir die staatliche Intervention (Abschnitt 5.3), zeigen Einzelmassnahmen staatlicher Intervention auf (Abschnitt 5.4) und bewerten diese einzelnen Instrumente sowie mögliche Kombinationen in einem Regulierungsrahmen (Abschnitt 5.5).

5.1 Definition und Treiber der Finanzierungslücke

Der Aufbau des CCS-Marktes ist mit hohen Kosten verbunden. Entlang der Wertschöpfungskette sind erhebliche Investitionen erforderlich – Emittenten müssen CO₂-Abscheidungsanlagen errichten, die verschiedenen Elemente der CO₂-Transportinfrastruktur müssen aufgebaut werden und geeignete Stätten für die CO₂-Speicherung müssen erkundet, erprobt und gebaut werden. Neben den Anfangskosten ist der Betrieb der CCS-Kette auch mit laufenden Kosten verbunden. Um die notwendigen Investitionen anzureizen, müssen daher wirtschaftliche Geschäftsmodelle im CCS-Markt etabliert werden. Unter den aktuellen Rahmenbedingungen sind die erzielbaren Erlöse im CCS-Markt jedoch in der Regel nicht ausreichend, um die Kosten für Abscheidung, Transport und Speicherung von CO₂ zu decken. Daraus ergibt sich eine Finanzierungslücke (Abbildung 26).

Abbildung 26 Finanzierungslücke im CCS-Markt



Eine Finanzierungslücke im CCS-Markt entsteht dann, wenn die Kosten für Abscheidung, Transport und Speicherung pro Tonne CO₂ höher sind als der entsprechende CO₂-Referenzpreis.

Quelle: Eigene Darstellung.

Die Höhe der Finanzierungslücke wird durch kostenseitige (Abschnitt 5.1.1) und erlösseitige (Abschnitt 5.1.2) Treiber beeinflusst (Abbildung 27).

5.1.1 Kostenseitige Treiber

Zu den kostenseitigen Treibern zählen insbesondere die Investitionen für den Aufbau der notwendigen Infrastruktur. Diese umfassen sowohl Kapitalkosten für die Installation von Abscheidungstechnologie beim Emittenten als auch Investitionen für den Aufbau der kapitalintensiven Transport- und Speicherinfrastruktur.

Darüber hinaus fallen entlang der gesamten Wertschöpfungskette des CCS-Marktes laufende Kosten an. Diese entsprechen in erster Linie den Kosten, welche für den Betrieb der Abscheidungsanlagen sowie der Transport- und Speicherinfrastrukturen anfallen. Die Höhe der einzelnen Kostenkomponenten zur Etablierung eines CCS-Systems in der Schweiz wird in Abschnitt 5.2 näher diskutiert.

5.1.2 Erlösseitige Treiber

Die Zahlungsbereitschaft für die Vermeidung und Abscheidung von CO₂ von Emittenten ist wesentlich durch die klimapolitischen und regulatorischen Rahmenbedingungen bestimmt, die

sich in den verschiedenen CO₂-emittierenden Sektoren unterscheiden. Für Sektoren, die unter den EHS fallen (Chemie, Zement), stellen die Preise von Emissionsrechten die relevante Bezugsgrösse dar. Liegen die eingesparten Kosten für den Erwerb von Emissionsrechten über den Kosten für die CO₂-Abscheidung und Speicherung, wäre dies für Emittenten lohnend. Emissionsrechte werden aktuell hauptsächlich frei zugeteilt, diese freie Zuteilung läuft jedoch künftig aus. Da die Zuteilung von Emissionsrechten an das Produkt gekoppelt ist, werden auch bei CCS-Anlagen Emissionsrechte frei zugeteilt, welche dann verkauft werden können um einen Teil der Kosten von CCS wieder einzutreiben. Mit dem graduellen Absenken der Emissionsobergrenze werden die Preise für Emissionsrechte steigen und damit auch Anreize geschaffen, in teurere Technologien zur Emissionsvermeidung oder CCS zu investieren. Über die eingesparten EHS-Kosten hinaus könnten Emittenten (zumindest theoretisch) zusätzliche Erlöse generieren, wenn durch den Einsatz von CCS eine zusätzliche Zahlungsbereitschaft der Endkunden für «nachhaltige» Produkte entsteht.⁸⁶ So muss beispielsweise die zentrale Bundesverwaltung gemäss Art. 10 KIG Abs. 1 bis 2040 Netto-Null Emissionen aufweisen bei den direkten und indirekte (scope 1 und scope 2) sowie bei den durch Dritten vor- und nachgelagert verursachten (scope 3) Emissionen. Empirisch ist diese zusätzliche Zahlungsbereitschaft jedoch schwer messbar.

Für Sektoren, die nicht unter den EHS fallen, stellen die Preise für Emissionsrechte keine relevante Bezugsgrösse zur Definition der Finanzierungslücke dar. Stattdessen sind andere Erlöstreiber zu berücksichtigen: für Kehrriktverbrennungslagen (KVAs) hängt die Höhe der Finanzierungslücke aktuell vor allem davon ab, ob und zu welchem Grad CCS-Kosten an die Endkunden durch angepasste Abgaben weitergegeben werden können. Ab dem Jahr 2028 könnten KVAs in der EU dem EU-EHS unterliegen, wobei eine Übergangsphase bis zum Jahr 2030 vorgesehen ist (Europäisches Parlament, 2022). Eine entsprechende Prüfung durch die EU-Kommission soll bis 2026 erfolgen. Für KVAs in der Schweiz haben wir für die betrachtete Periode 2030 bis 2050 auch die Preise der Emissionsrechte als relevanten Erlöstreiber hinterlegt, vgl. Begründung in Abschnitt 5.2.2.

Des Weiteren können in allen Sektoren im Fall einer dauerhaften Speicherung von biogenen CO₂-Emissionen oder der direkten Entnahme von CO₂ aus der Atmosphäre negative Emissionen generiert werden. Diese können auf aktuell freiwilligen Märkten (zusätzliche) Erlöse generieren. Die aktuellen Handelspreise für Negativemissionszertifikate sind jedoch aufgrund der fehlenden Verbindlichkeit und Standardisierung sehr heterogen. Das Schweizer Klima und Innovationsgesetz, das im Jahr 2025 in Kraft treten wird, legt jedoch fest, dass Unternehmen in der Schweiz mit Ausnahme von landwirtschaftlichen Betrieben bis zum Jahr 2050 Netto-Null-Emissionen aufweisen müssen (Bundesversammlung der Schweizerischen Eidgenossenschaft, 2022)⁸⁷. Zur Erreichung dieses Ziels, sowie des Netto-Null Ziels der Verwaltung bis 2040 gemäss Art. 10 KIG, werden auch Negativemissionstechnologien in der Schweiz und im Ausland zur Anwendung kommen (Bundesversammlung der Schweizerischen Eidgenossenschaft, 2022)⁸⁸.

Der KIV Entwurf empfiehlt für (freiwillige) Netto-Null Fahrpläne der Unternehmen einen Aufbaupfad für Negativemissionen, die via Beschaffung von in- und ausländischen Bescheinigungen nach dem CO₂-Gesetz erfolgen soll. Das BAFU kann Bescheinigungen nach dem CO₂-Gesetz für CO₂-Speicherprojekte ausstellen. Zur Beurteilung der Zielerreichung von Netto-Null scheinen künftig zwingende Minimalstandards an die bescheinigten Negativemissionen unabdingbar.

⁸⁶ Hierfür ist es notwendig, dass der Einsatz von CCS als «nachhaltiger» im Vergleich zur konventionellen Herstellung (inkl. Kauf von Emissionsrechten) angesehen wird.

⁸⁷ Art. 5

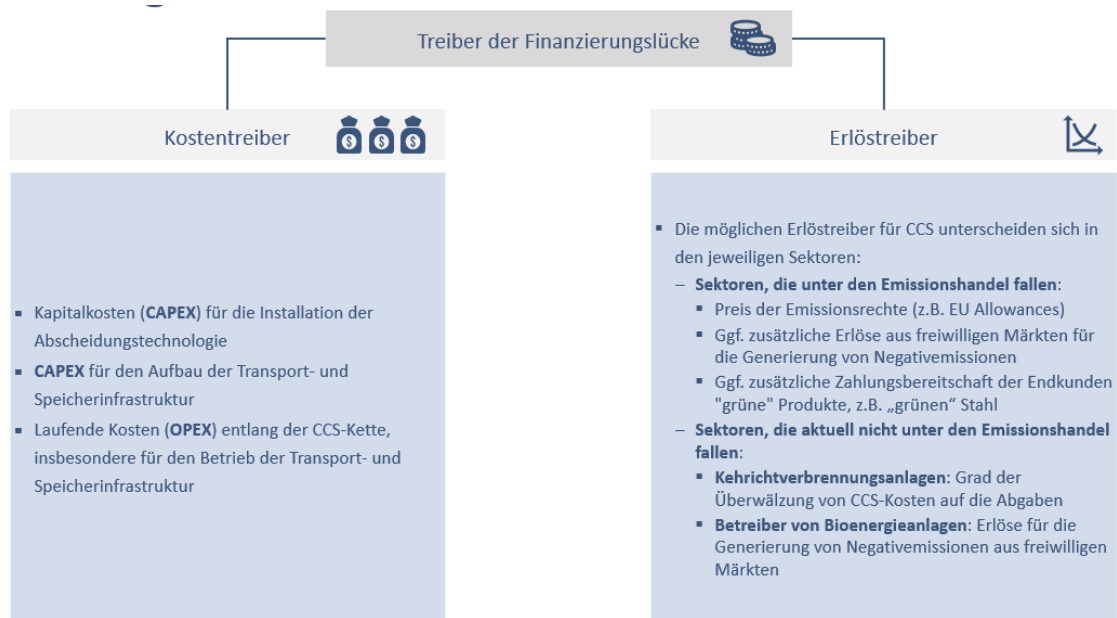
⁸⁸ Art. 3

Dadurch könnten Negativemissionen künftig verstärkt zur Finanzierung von CCS-Projekten beitragen. In dieser Studie werden alle abgeschiedenen Emissionen vereinfachend zum EHS-Preis bewertet.

Eine weitere Erlöskomponente kann durch die Weiterverarbeitung des abgeschiedenen CO₂ in verschiedenen stofflichen und energetischen Produkten erzielt werden. Allerdings ist hier zu beachten, dass in vielen Fällen das CO₂ nur temporär gebunden wird, aber nicht dauerhaft dem Kohlenstoffkreislauf entnommen wird.

Im nächsten Abschnitt werden die Entwicklung der erwarteten Finanzierungslücke für CCS in der Schweiz für verschiedene Szenarien quantifiziert und die zugrundeliegenden Annahmen und wesentlichen Einflussfaktoren genauer beschrieben.

Abbildung 27 Treiber der Finanzierungslücke im CCS-Markt



Kostenseitige Treiber der Finanzierungslücke sind die Höhe der jeweiligen Investitionskosten und die laufenden Kosten für den Betrieb. Erlösseitig ist ausschlaggebend, ob der entsprechende Sektor am Emissionshandel partizipiert oder nicht. Die KVA und Bioenergieanlagen sind aktuell nicht dem EHS unterstellt, für die Periode 2030 bis 2050 wurden alle Emissionen dieser Anlagen erlösseitig jedoch zum EHS Preis bewertet.

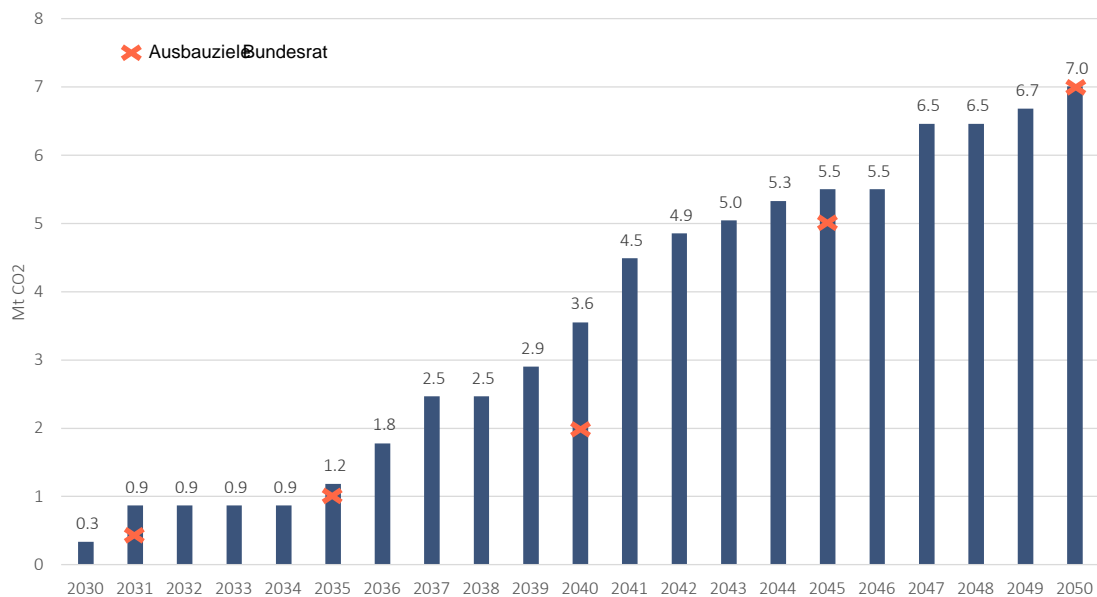
Quelle: Eigene Darstellung.

5.2 Quantifizierung der Finanzierungslücke

Für die Quantifizierung der Finanzierungslücke beziehen wir uns kostenseitig auf die aktuelle Literatur, insbesondere die Studie «Carbon Capture & Storage (CCS) Kostenschätzung für ein CCS-System für die Schweiz bis 2050» (BAK und Dena 2023) zurückgegriffen, in der die Kosten des Aufbaues eines CCS-Systems bis 2050 ermittelt wurden. Um die Finanzierungslücke (Abschnitt 5.2.3) zu bestimmen, müssen neben den Kosten (Abschnitt 5.2.1) die möglichen Erlöse (Abschnitt 5.2.2) berücksichtigt werden. Für die Internalisierung der Kosten der CO₂-Emissionen wird davon ausgegangen, dass das EHS mit den Emissionsrechten zukünftig weiterhin besteht und ausgebaut wird. Für die Ermittlung der Finanzierungslücke sind der angenommene

Hochlaufplan der CCS-Infrastruktur gemäss Abbildung 9 und die damit einhergehenden Mengen, vgl. Abbildung 28, des geplanten CCS-Systems entscheidend. Alle abgeschiedenen Emissionen, also auch die Emissionen der KVA, werden auf der Erlösseite zu EHS-Preisen bewertet. Dies gilt auch für die Negativemissionen, denn dies entspricht dem relevanten Preis falls, wie diskutiert, künftig Negativemissionen ins EHS integriert werden.

Abbildung 28 Übersicht über die jährliche abgeschiedene Menge an CO₂ für den ausgewählten Hochlaufpfad



Die jährlich abgeschiedenen CO₂ Mengen, bei einer Abscheiderate von 90%, sind mit dem Zielsystem des Hochlaufplans der CCS-Infrastruktur gemäss Abbildung 9 abgestimmt. Ab dem Jahr 2036 ist eine Dynamisierung der abgeschiedenen Menge zu erwarten.

Quelle: BAK & dena (2023)

Die Ziele des Bundesrates in Anlehnung an die Energieperspektiven 2050+ sehen eine Abscheidungskapazität von 0.5 Mt. im Jahr 2031, 1 Mt. 2035, 2 Mt. 2040, 5 Mt. 2045 und 7 Mt. 2050 vor (Bundesrat, 2022). Aus einer Vereinbarung des UVEK mit den KVAs liegt die Zielvereinbarung vor, bis 2030 mindestens eine Anlage zur Abscheidung von CO₂ an einer KVA mit mindestens 100 kt CO₂-Emissionen pro Jahr in Betrieb zu nehmen (BAFU, 2022). Bei Zielverfehlung werden die KVAs dem EHS unterstellt. Die Zementindustrie hat ebenfalls bekundet, bis Anfang der 2030er ein erstes Zementwerk mit CO₂-Abscheidung auszurüsten (Graf, 2021).

5.2.1 Kosten

Neben dem dargestellten Hochlaufplan und dem geplanten Pipelinennetz wurden in der Studie von BAK und Dena (2023) für eine konsistente Kostenabschätzung Annahmen zu Energiepreisen, Lern- und Skaleneffekten, verwendete Technologien der Abscheidungen etc. getroffen und bilden die Grundlage des «Basisszenarios» (BAK und Dena 2023, Kapitel 3). Da erhebliche Unsicherheiten bezüglich Kostenentwicklung bestehen, wurde für die Kostenschätzung eine Bandbreite ermittelt, von geringen über mittlere bis zu hohen Kosten:

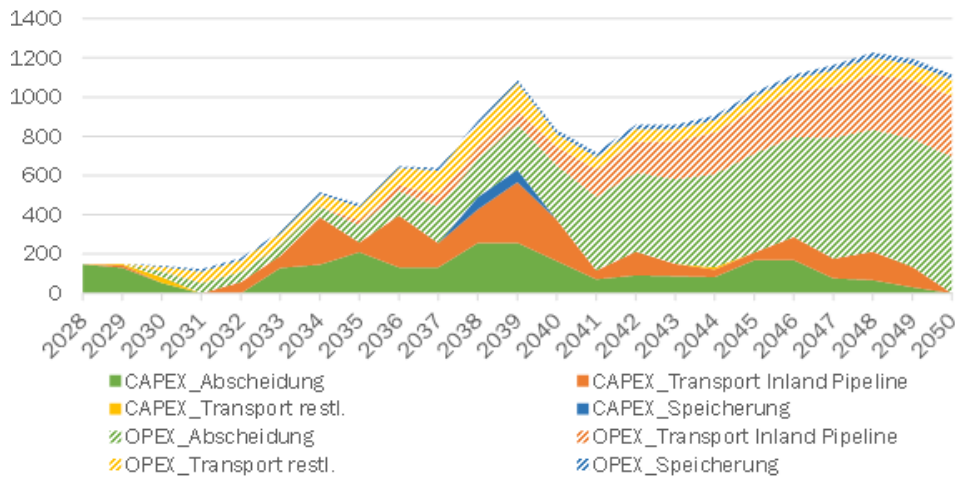
- Unter **gering** werden Annahmen getroffen, die einen möglichen «Best Case» beschreiben.

- Unter **mittel** werden Annahmen getroffen, die anhand der Literatur als am realistischsten eingeschätzt werden.
- Unter **hoch** werden Annahmen getroffen, die einen möglichen «worst case» beschreiben.

Abbildung 29 zeigt die Kosten eines Schweizer CCS-Systems nach Wertschöpfungsstufen im Zeitverlauf zwischen 2028 und 2050 in Mio. CHF anhand des wahrscheinlichsten Szenarios mit mittleren Kostenannahmen (Basisszenario). Im Untersuchungszeitraum (2028 bis 2050) belaufen sich die ermittelten Gesamtkosten des CCS-Systems auf 16.3 Mrd. CHF (in Preisen von 2020) ohne Berücksichtigung von Zinskosten. Dies entspricht der Annahme, dass die Investitionen vollständig im anfallenden Jahr abgeschrieben werden. Der grösste Anteil der Gesamtkosten (56%) ist auf die Abscheidung zurückzuführen. Ebenfalls bedeutend ist der mit hohen Infrastrukturinvestitionen verbundene Transport per Pipeline im Inland (30%). Neben den Wertschöpfungsstufen werden die Kosten ausserdem nach CAPEX (Investitionsausgaben) und OPEX (Betriebsausgaben) unterschieden. CAPEX sind insbesondere Investitionskosten für Abscheideanlagen (inkl. Kompressoren), die Pipelineinfrastruktur und die Erschliessungskosten für die inländische Speicherung. Zusätzlich fallen für den übergangsweise genutzten Zugtransport innerhalb der Schweiz vereinzelt CAPEX und OPEX an. Kumuliert bis 2050 sind knapp ein Drittel (31 %) der Gesamtkosten CAPEX und der weitaus grösste Anteil (69 %) sind OPEX. OPEX stellen also den grösseren Kostenanteil dar und setzen sich aus Betriebskosten für Abscheidung, Pipeline, inländischen Zugtransport und inländische Speicherung ab 2040 zusammen. Zusätzlich werden alle im Ausland anfallenden Kosten für Transport und Speicherung wie OPEX behandelt. Je nach Wertschöpfungsstufe unterscheiden sich die anfallenden CAPEX und OPEX. Bei der Abscheidung sind 28 Prozent der Kosten CAPEX und 72 Prozent OPEX. Für den inländischen Transport via Pipeline verteilen sich Kosten annähernd gleich auf CAPEX (46%) und OPEX (54%). Beim restlichen Transport fallen nahezu nur OPEX (97%) an. Bei der Speicherung liegt der CAPEX-Anteil bei 24 Prozent und der OPEX-Anteil bei 76 Prozent.

Betrachtet man die Kosten über die Zeit, so zeigt sich, dass die Kosten des Gesamtsystems bis 2039 stark ansteigen. Nach 2039 nehmen die jährlichen Kosten vorerst ab, bis es 2045 erneut einen Anstieg gibt. Getrieben werden die Gesamtkosten primär von zwei Wertschöpfungsstufen: Der Abscheidung und dem Transport via Pipeline (vgl. Abbildung 29). Es wird deutlich, dass OPEX einen Grossteil der Kosten ausmachen, insbesondere in den späteren Jahren des Betrachtungszeitraums. CAPEX sind hingegen in den ersten Jahren bis 2041 ein relativ hoher Kostenfaktor, in den späteren Jahren hingegen nicht mehr.

Abbildung 29 Kosten eines CCS-Systems nach Wertschöpfungsstufen, Schweiz, Basisszenario, mittlere Kosten, 2028-2050, in Mio. CHF



Die Abbildung zeigt den Kostenverlauf aus der Vorgängerstudie (BAK und Dena 2023) in der Investitionen zum Aktivierungszeitpunkt vollständig abgeschrieben werden. Das heisst, es werden keine Zinskosten berücksichtigt. In der vorliegenden Studie werden zur Identifizierung der Finanzierungslücke hingegen aktivierte Anlagen gemäss ihrer erwarteten Lebensdauer über die Zeit abgeschrieben und die buchhalterischen Restwerte werden zu einem Zinssatz (WACC) verzinst, vgl. Tabelle 5, Tabelle 6, sowie Abbildung 30.

Quelle: BAK/dena 2023. Kosten in Preisen von 2020 und Annahme eines Kostenfaktors CHF zu EUR von 1.5.

Berücksichtigt man die Unsicherheiten in den Kostenschätzungen anhand der Bandbreiten (gering und hoch), so können die Gesamtkosten um 5.1 Mrd. geringer oder höher ausfallen als bei der mittleren Kostenschätzung (gering: 11.2 und hoch: 21.4 Mrd. CHF). In der Studie BAK/dena 2023 wurden zusätzlich zu den Bandbreiten auf der Kostenseite verschiedene Szenarien berücksichtigt, beispielsweise das Szenario eines verzögerten Pipelineausbaus (Szenario 3), In diesem Fall wurden die Gesamtkosten auf 17,1 Mrd. CHF per 2020 geschätzt. In einem weiteren Szenario wurden die Kosten bei deutlich niedrigeren CO₂ Mengen berechnet (Szenario 7). Die geschätzten Gesamtkosten liegen darin bei 13.8 Mrd. CHF per 2020. Insgesamt lässt sich festhalten, dass die Kostenschätzungen für alle sieben in der Studie berechneten Alternativszenarien zwischen 13.8 und 17.1 Mrd. CHF liegen und somit innerhalb der Bandbreiten der Kostenschätzung gering bis hoch, weshalb diese Szenarien im Weiteren zur Berechnung der Finanzierungslücke nicht berücksichtigt werden.

Im Unterschied zur Vorgängerstudie (BAK und Dena 2023), welche Anlagen zum Aktivierungszeitpunkt komplett abgeschrieben hat, berücksichtigen wir für die folgenden Schätzungen zur Finanzierungslücke die Nutzungsdauern der Anlagen und die risikoabhängige Renditeforderungen möglicher Kapitalgeber. Dabei schreiben wir die Anlagen über die angenommene betriebliche Nutzungsdauer ab und verzinsen die Anlagenrestwerte zu einem gewichteten Kapitalkostensatz (Weighted Average Cost of Capital, WACC). Die Kapitalkosten im betrachteten Zeitraum von 2030 bis 2050 bestehen somit nicht nur aus kalkulatorischen Abschreibungen, sondern auch aus kalkulatorischen Zinskosten, so dass eine Vollkostenbetrachtung ermöglicht wird. Im Unterschied zur Vorgängerstudie gibt es bei unserem Ansatz im Jahr 2050 aber auch noch Anlagenrestwerte, welche in den Folgejahren nach 2050 noch refinanziert werden müssen. Wir

verwenden einen realen WACC von 4.62%, bei einer hinterlegten Teuerungsrate von 1%. vgl. Exkurs «WACC für die CCS Infrastruktur».

WACC für die CCS Infrastruktur

Das Konzept eines kalkulatorischen gewichteten Kapitalkostensatzes (Weighted Average Cost of Capital WACC), mit welchem die Anlagenrestwerte verzinst werden, wird in der Schweiz und international auch in anderen Branchen wie beispielsweise Strom- und Gasnetzen angewendet. Der WACC steht für eine risikoadäquate Abgeltung der Kapitalgeber. Im Strombereich publiziert das UVEK jährlich den anzuwendenden WACC für Stromnetze⁸⁹ und für Förderinstrumente für erneuerbare Energie⁹⁰.

Die Risiken im CCS-Bereich sind deutlich höher als im Strombereich. Einerseits entsteht durch die Verwendung von CCS im Gegensatz zu Strom kein direkter Nutzen, da CO₂ ein Abfallprodukt ist. Die Existenz des Marktes ist somit komplett von der Regulierung, respektive dem politischen Willen abhängig, welcher sich national und international auch wieder ändern könnte. Solange die Schweiz im Inland über keine geologischen CO₂-Speicher verfügt, ist sie auf den Zugang zu ausländischen Speicherkapazitäten angewiesen, also sicherlich bis mindestens 2040 gemäss der Vorgängerstudie (BAK und Dena 2023). Die konsequente Errichtung eines CCS-Marktes bedarf zudem flankierender Massnahmen, falls ansonsten die Wettbewerbsfähigkeit leidet und somit aufgrund von Leakage die CCS-Mengen in der Infrastruktur für Transport- und Speicher (T&S) geringer ausfallen. Zudem ist CCS keine vielerprobte Technologie, sondern es werden noch technische Erfahrungen gesammelt.

Wir verwenden für die Kostenschätzungen einen einheitlichen WACC für Abscheideanlagen und die T&S Infrastruktur von 4.62% (real).⁹¹ Im Gegensatz zu den in der Strombranche verwendeten WACCs enthält dieser WACC keine Inflationserwartungen, da diese bei den übrigen Kosten und auf der Erlösseite ebenfalls nicht enthalten ist.⁹²

Nachfolgend zeigen wir die aus Abschreibungen und Zinskosten berechneten Kapitalkosten (CAPEX) zwischen 2030 und 2050 für das Basisszenario und die drei Kostenannahmen auf.

⁸⁹ <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/foerderung/erneuerbare-energien/wacc-kalkulatorischer-zinssatz.html>

⁹⁰ <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/stromversorgung/stromversorgungsgesetz-stromvg/wacc.html#kw-96246>

⁹¹ Die Herleitung des Wertes orientiert sich am Vorgehen für die Fördermassnahmen für die Stromproduktion, wobei von einem höheren Risiko ausgegangen wird (Asset-Beta von 0.8; das Asset-Beta für Stromproduktion aus Geothermie liegt 2020 bei 0.7). Der Wert wurde geschätzt und müsste bei einer weiterführenden vertiefenden Kostenbetrachtung insbesondere auch bezüglich einer Differenzierung für die Wertschöpfungsstufen zu prüfen.

⁹² Der entsprechende nominelle WACC inklusive Inflationserwartung von 1% (SNB 2020) läge bei 5.62% und kann mit den für die Strombranche verwendeten nominellen WACCs verglichen werden. Für das Stromnetz betrug der nominelle WACC 2020 3.83% und für Förderinstrumente für die Grosswasserkraft 5.11% und 5.44% für die als risikoreicher eingestufte Geothermie.

Tabelle 4 Abschreibungsdauer der CCS-Anlagen

Technologie	Nutzungsdauer	Quelle
Abscheidungsanlage Zementwerke	25	Gardarsdottir und weitere (2019)
Abscheidungsanlage KVA, Chemie, Biomasse	25	Beiron und weitere (2022)
Pipeline	30	SAIPEM (2020)
Zug	25	Roussanaly und weitere (2017)
Schiff	20 / 25	elementenergy (2018), Kjärstad und weitere (2016)
Injektionsanlage für geologische Speicher	40	ZEP (2011)
Kompressor	20 / 25	BAK und dena (2023)

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BAK und dena (2023)

Bei den Abschreibungen wird von einer linearen Abschreibung über die technisch-betriebswirtschaftliche Nutzungsdauer ausgegangen (siehe Tabelle 4). Darauf aufbauend wurden vereinfachend folgende Lebensdauern angenommen: 30 Jahre für Transport Pipeline, 25 Jahre für Abscheidung und restlicher Transport; 40 Jahre für inländischer Speicher.

Die jährlichen Kosten resultieren aus der Summe der jährlichen CAPEX, bestehend aus kalkulatorischen Abschreibungen und kalkulatorischen Zinskosten, sowie der jährlich anfallenden OPEX. Die bereits 2028 und 2029 anfallenden Investitionen für Abscheidungsanlagen wurden den Investitionen 2030 hinzugerechnet. Diese Berechnungen wurden aufbauend auf der Vorgängerstudie (BAK/dena 2023) für das Basisszenario und die Kostenschätzungen hoch, mittel und gering durchgeführt. Die aufsummierten jährlichen Kosten zwischen 2030 und 2050 sind in Tabelle 5 abgebildet.

Tabelle 5 CCS Kosten in Mio. CHF zwischen 2030 und 2050 für das Basisszenario mit hohen, mittleren und geringen Kosten

	In Mio. CHF			In Prozent		
	hoch	mittel	gering	hoch	mittel	gering
Summe Gesamtkosten	20'117	15'480	10'671	100.0%	100.0%	100.0%
davon CAPEX Abscheidung	3'475	2'320	1'866	17.3%	15.0%	17.5%
davon CAPEX Transport Inland Pipeline	2'628	1'752	1'169	13.1%	11.3%	11.0%
davon CAPEX restl. Transport	65	57	48	0.3%	0.4%	0.5%
davon CAPEX Speicherung	129	102	102	0.6%	0.7%	1.0%
davon CAPEX (Gesamt)	6'298	4'230	3'184	31.3%	27.3%	29.8%
davon Zinskosten	2'998	2'010	1'504	14.9%	13.0%	14.1%
davon OPEX	13'820	11'249	7'486	68.7%	72.7%	70.2%

Die anfallenden Kosten von 2030 bis 2050 zu Preisen von 2020 liegen je nach Kostenannahme bei 20.1 Mrd. (hoch), 15.5 Mrd. (mittel) und 10.7 Mrd. CHF (gering). Der Anteil der OPEX an den Gesamtkosten liegt bei rund 70 Prozent, der Anteil der CAPEX bei 30 Prozent. Die OPEX umfassen die Betriebskosten sowie die Transport- und Speicherkosten im Ausland. Die CAPEX setzen sich aus kalkulatorischen Abschreibungen und Zinsen zusammen und bestehen vor allem aus Kapitalkosten für die Abscheidung, gefolgt von inländischem Transport via Pipeline.

Quelle: Eigene Darstellung

Die kumulierten geschätzten CAPEX für den Zeitraum 2030-2050 unter Berücksichtigung von kalkulatorischen Zinsen und linearen Abschreibungen liegen unter den Gesamtkosten der Abbildung 29 für das CSS-System gemäss BAK und Dena 2023, da nach 2050 noch Anlagenrestwerte bestehen, welche nach 2050 noch zu finanzieren sind. Die kumulierten Kosten bis 2050 betragen 15.5 Mrd. CHF per 2020 bei mittleren Kosten und die Restwerte belaufen sich 2050 auf 2.8 Mrd. CHF. Bei der Annahme hoher Kosten liegen sie bei 20.1 Mrd. CHF per 2020 (Restwerte 4.3 Mrd. CHF) und bei der Annahme Bandbreite gering fallen 10.7 Mrd. CHF per 2020 an (Restwerte 2.1 Mrd. CHF). Der Hauptanteil der Kosten sind OPEX (rund 70%). Rund 30 Prozent der Kosten sind CAPEX. Deren Hauptteil entfällt auf den Bau der Abscheidungsanlagen (ca. 15 bis 17% der Gesamtkosten), gefolgt von den CAPEX für den Bau der inländischen Pipeline (ca. 11 bis 13 % der Gesamtkosten). Der Anteil der CAPEX für den restlichen Transport an den Gesamtkosten liegt bei unter 0.5 Prozent. Die CAPEX für die inländische Speicherung bis 2050 sind mit weniger als einem Prozent der Gesamtkosten ebenfalls moderat. Zinsaufwendungen machen etwa 13 bis 15% der kumulierten Gesamtkosten zwischen 2030 und 2050 aus.

5.2.2 Erlösseite

Wie in Kapitel 5.1.2 beschrieben, ist bei der Identifikation der Finanzierungslücke die Erlösseite primär von Preisen für Emissionsrechte determiniert. Aus dem EHS-Preisniveau ergibt sich die Höhe der vermiedenen Kosten, die den Kosten für den CCS-Ausbau gegenübergestellt werden.

Verpflichtende Märkte

Für die Berechnung der Finanzierungslücke werden die Preisimplikationen verpflichtender Märkte betrachtet. Die zu erwartenden CO₂-Preise unterliegen dem Einfluss von klimapolitischen Regulierungen. Entsprechend gibt es stark variierende Prognoseszenarien für die Preise

für die Jahre 2030 bis 2050, die den relevanten Betrachtungszeitraum ausmachen. Für die vorliegende Analyse kommen zwei Szenarien der International Energy Agency (IEA) infrage, das «Stated Policy Scenario» für die EU sowie das «Net-Zero (2050) Szenario» für hochentwickelte Volkswirtschaften mit Nettonull-Ziel 2050 (IEA 2023, 297).

Seit 2020 ist der Schweizer EHS vollständig mit dem EU-EHS gekoppelt, vgl. Abschnitt 3.3.2. Derzeit entwickelt sich der Preis für ein CO₂-Emissionsrecht im EU-EHS verhalten. Bis Februar 2024 lag der Preis immer unter 100 Euro⁹³ und seit Mai 2024 bei rund 70 CHF/t CO₂.⁹⁴ Das Stated-Policy Szenario der IEA, das relevante politische Ziele und Massnahmen einbezieht, die bis Ende August 2023 beschlossen oder kommuniziert wurden, prognostiziert für die Europäische Union einen realen Preisanstieg bis 120 USD in 2030, über 129 USD in 2040 bis hin zu 135 USD im Jahr 2050 (IEA 2023, 297).⁹⁵ Allerdings gibt es auch Modelle, die einen stärkeren Anstieg prognostizieren. Eine Studie des Potsdam-Instituts für Klimafolgenforschung im März 2023 geht von einem ähnlichen Niveau im Jahr 2030 aus (126 € pro Tonne CO₂), rechnet aber mit einem Anstieg von bis zu 400 € bis 2050 (Pahle u. a. 2023). Das POLE Model von Enerdata geht ebenso von einem deutlichen Anstieg der Preise nach 2030 aus und ab 2044 werden gar Preise über 500€ erwartet. Die grosse Bandbreite der Prognosen ab 2040 ist auf die grosse Unsicherheit hinsichtlich zusätzlicher Regulierungen zur Erreichung der Klimaziele zurückzuführen. Gemeinsam haben die Prognosen für den EU-EHS jedoch ein eher niedriges Preisniveau um 2030 basierend auf aktuell umgesetzten Regulierungen.

Da sich einige der grossen Volkswirtschaften der EU (u. a. Frankreich und Deutschland) bereits zum Nettonull-Ziel 2050 bekannt haben, verwenden wir die realen Preise des **Net-Zero-Szenarios der IEA für die Berechnung der Finanzierungslücke**. Die IEA-Prognose rechnet mit CO₂-Preisen in USD (in Preisen von 2022) pro Tonne von 140 (2030), 205 (2040) und 250 (2050), in CHF (in Preisen von 2020) sind es 119.3 (2030), 174.6 (2040) und 213.0 (2050). Die Preise liegen damit deutlich über den IEA Stated-Policy Schätzungen für die EU, zeigen aber gleichzeitig eine relativ stabile Entwicklung, so dass die Berechnungen im Folgenden nicht von möglichen Preissprüngen zwischen 2040 und 2050 bestimmt werden.

Wichtig zu beachten ist, dass bei der Berechnung der «Erlöse» über die EHS-Preise auch die KVAs berücksichtigt werden, obwohl diese derzeit nicht der verpflichtenden Bepreisung unterliegen. Denn die Befreiung der KVAs in der Schweiz ist derzeit nur bis 2030 vereinbart und anschliessend an die Umsetzung von Abscheidungszielen gebunden.⁹⁶ Damit das EHS der Schweiz mit dem der EU künftig gekoppelt bleibt, ist dieses Äquivalent auszugestalten. Daher erscheint es aus Opportunitätskostenüberlegungen angezeigt, auch bei den KVAs für den Zeitraum 2030-2050 auf der Erlösseite die EHS-Preise zu berücksichtigen. Wie im folgenden Abschnitt ausgeführt, wurden auch die Negativemissionen von KVAs und beispielsweise Bioenergieanlagen zum EHS-Preis bewertet.

Freiwillige Märkte

Neben den verpflichtenden Märkten bieten auch freiwillige Märkte ausserhalb der gesetzlichen Regelungen eine Möglichkeit des Emissionshandels. Privatpersonen und Unternehmen können hier aus beispielsweise intrinsischen Motiven Zertifikate zur CO₂-Kompensation erwerben. Die

⁹³ Ausgenommen einem Peak von 100.23 am 27.2.23.

⁹⁴ <https://ember-climate.org/data/data-tools/carbon-price-viewer>

⁹⁵ [World Energy Outlook 2023 \(windows.net\)](#), Real bedeutet, dass keine Teuerung eingerechnet ist.

⁹⁶ <https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/klima/fachinformationen/verminderungsmassnahmen/branchenvereinbarungen/vereinbarung-kehrrechtverwertungsanlagen.html>

Effektivität dieser freiwilligen Kompensation im Hinblick auf eine Emissionsreduktion ist jedoch höchst umstritten.⁹⁷ BloombergNEF rechnet im freiwilligen Markt bis 2050 mit niedrigen Zertifikatspreisen von 13 USD/t in 2030 und 14 USD/t in 2050⁹⁸, sollte sich an der Ausgestaltung der freiwilligen Märkte nichts ändern. Im «removal» Szenario von BloombergNEF, in dem Unternehmen nur belastbare Negativemissionen kaufen dürfen, liegt der Zertifikatspreis 2030 bei 146 USD/t und 172 USD/t im Jahr 2050. Diese Preise für NET-Zertifikate liegen 2030 etwas über der effektiv verwendeten EHS-Preisprognose und 2050 etwas darunter, die Grössenordnungen sind jedoch vergleichbar. Gemäss Art. 5 KIG gibt es eine Netto-Null Vorgabe für Unternehmen bis 2050. Aktuell gibt es in der Schweiz jedoch keine verpflichtenden Vorgaben betreffend die Beschaffung von Negativemissionen, sondern lediglich die Empfehlung, in den freiwilligen Unternehmensfahrplänen hin zu Netto-Null Negativemissionszertifikate gemäss dem CO₂-Gesetz vorzusehen. Die Netto-Null Vorgabe bis 2050 schliesst aus, dass zum Ausgleich von Restemissionen Kompensationszertifikate aus dem freiwilligen Markt mit schwachen Anforderungen verwendet werden können. Mit der sich abzeichnenden Forderung, die Restemissionen mit NET-Zertifikaten auszugleichen, sollten sich die Preise der verschiedenen gleichwertigen Dekarbonisierungsmaßnahmen angleichen. Daher verwenden wir vereinfachend als Erlös bei den Negativemissionen den EHS-Preis.

Erlöse

Basierend auf dem Net-Zero-Szenario der IEA wurden die in 2022 geschätzten CO₂-Preise in USD für die einzelnen Jahre zwischen 2030, 2040 und 2050 linear interpoliert. Die Preise in USD wurden mit dem Wechselkurs (CHF/USD) im Jahr 2022 in CHF umgerechnet und auf das Preisniveau im Jahr 2020 anhand des EU CPI zurückindiziert, womit die Vergleichbarkeit mit der Kostenseite gewährleistet ist. Die Referenzkosten für die Emissionsvermeidung entsprechen den EHS-Preisen, falls die CCS-Kosten also geringer sind als die Referenzkosten, ist es attraktiv CCS Technologien einzusetzen, da virtuelle «Erlöse» anfallen. Zudem können über NET-Zertifikate zusätzlich Erlöse generiert werden, welche wie im obigen Abschnitt «Freiwillige Märkte» begründet, ebenfalls zum EHS-Preis bewertet werden. Für die Herleitung dieser Erlöse, multiplizieren wir die gespeicherten schweizerischen CO₂-Mengen bis 2050 jahresscharf mit den EHS-Preisen. Die Erlöse betragen in Summe 14'158.08 Mio. CHF.

5.2.3 Finanzierungslücke

Finanzierungslücke insgesamt

Stellt man die Kosten eines CCS-Systems für den Zeitraum 2030 bis 2050 (einschl. kalkulatorische Kapitalkosten) den Erlösen in diesem Zeitraum gegenüber, so lässt sich feststellen, dass insgesamt von einer Finanzierungslücke auszugehen ist. Wie in 5.2.2 ausgeführt, führen wir auf der Erlösseite keine Sensitivitätsanalysen durch, auch wenn die EHS Preisentwicklungen insbesondere nach 2040 mit grossen Unsicherheiten behaftet sind. Bei der Annahme von Kosten „mittel“ ergibt sich eine Finanzierungslücke von fast 1.3 Mrd. CHF und im «worst case» (hohe Kosten) eine Lücke von 6 Mrd. CHF. Im Falle der Annahme der geringsten Kosten, ergäbe sich ein Überschuss von 3.5 Mrd. CHF.

⁹⁷ <https://www.theguardian.com/environment/2023/sep/19/do-carbon-credit-reduce-emissions-green-house-gases>.

⁹⁸ <https://about.bnef.com/blog/carbon-credits-face-biggest-test-yet-could-reach-238-ton-in-2050-according-to-bloombergnef-report/>

Sowohl die Erlös- wie die Kostenseite sind bei der Herleitung der Finanzierungslücke mit grossen Unsicherheiten behaftet. Einerseits nimmt die Spannbreite der EHS-Preisprognose für Emissionsrechte mit zunehmendem Zeithorizont, insbesondere in der Zeit nach 2040, zu. Wie im Abschnitt 5.2.2 zu den verpflichtenden Märkten ausgeführt, könnten die EHS-Preise und somit die Erlöse nach 2040 auch höher als unter dem IEA Net-Zero-Szenario berechnet ausfallen, wodurch die Finanzierungslücke insbesondere in den späteren Jahren geringer ausfallen könnte. Andererseits gibt es auch Faktoren, die zu einer Unterschätzung der Finanzierungslücke beitragen. Die in Abbildung 28 dargestellten abgeschiedenen Emissionsmengen resultieren aus einer Abscheiderate von 90 Prozent (BAK und Dena 2023). Spätestens mit dem Netto-Null-Ziel im Jahr 2050 oder in manchen Kantonen auch vorher, müssten für die verbleibenden nicht abgeschiedenen fossilen Emissionen NET-Zertifikate erworben werden. Dadurch können CCS-Anlagenbetreiber wie KVAs mit biogenen Emissionsanteilen, im spätestens im Jahr 2050 effektiv rund 8.5 Prozent⁹⁹ weniger NET-Zertifikate veräussern, wodurch die Erlöse geschmälert werden. Die Grunddaten gehen zudem davon aus, dass ab 2040 CO₂ in der Schweiz zu favorablen Kosten eingespeichert werden kann (BAK und Dena, 2023), was aus heutiger Sicht höchst unsicher ist. Diese gegenläufigen Effekte bei der Identifizierung der Finanzierungslücke gewinnen vor allem gegen Ende des Betrachtungsraumes zunehmend an Bedeutung. Aus Sicht eines Emittenten fallen jedoch zeitlich weit entfernte Mehr- oder Mindererlöse weniger ins Gewicht, je höher die individuell angesetzte Diskontrate. Eine erhebliche insbesondere CAPEX getriebene Finanzierungslücke besteht aber in allen drei Kostenvarianten bis mindestens 2035, vgl. Abbildung 30.

Tabelle 6 Finanzierungslücke in Mio. CHF (in Preisen 2020) zwischen 2030 und 2050

	hoch	mittel	gering
Erlös gesamt	14'158	14'158	14'158
Kumulierte Kosten (einschl. Abschreibungen und WACC=4.62%)	20'117	15'480	10'671
Finanzierungslücke	-5'959	-1'322	3'487

Die erwartete Finanzierungslücke liegt je nach Annahme zwischen 1.3 Mrd. CHF und 6 Mia. CHF. Einzig beim Szenario «Kosten gering» entsteht über die Gesamtperiode keine Finanzierungslücke, sondern ein Nettoerlös von 3.5 Mrd. CHF. Sie besteht in diesem Szenario nur bis 2035, vgl. Abbildung 30.

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf IEA 2023 und BAK und Dena 2023

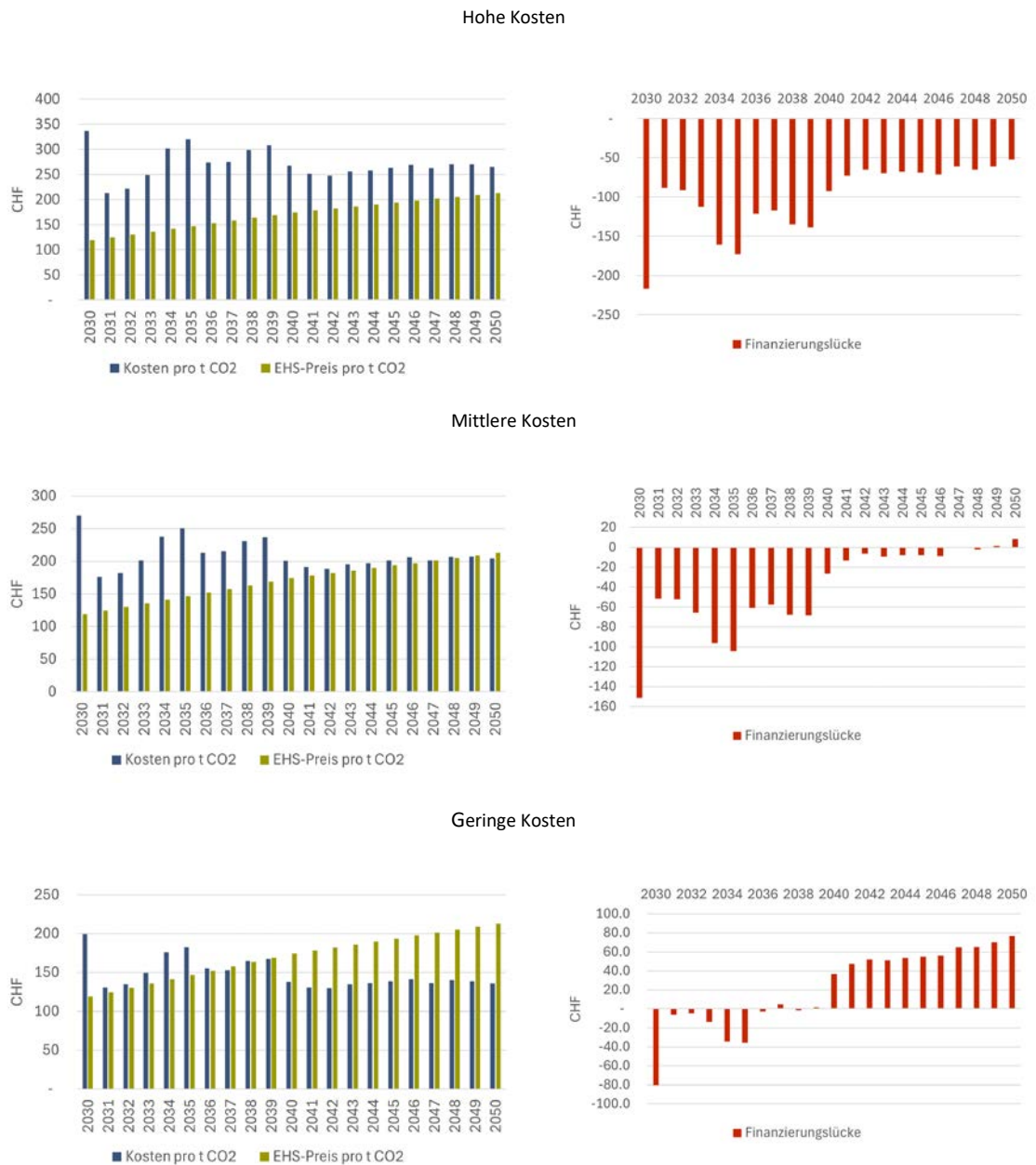
Jährliche Finanzierungslücke pro Tonne CO₂

Zur Identifizierung der jährlichen Finanzierungslücke werden die jährlich anfallenden Kosten, bestehend aus CAPEX und OPEX, durch die transportierten CO₂ Mengen geteilt und den prognostizierten CO₂ Preisen gegenübergestellt. Sowohl Kosten als Erlöse sind in CHF per 2020 ausgedrückt. Aus Abbildung 30 mit der jährlichen Entwicklung der CO₂ Kosten und Erlöse pro Tonne wird deutlich, dass die Finanzierungslücke über die Jahre hinweg abnimmt. Die Treiber hierfür sind die abnehmenden CAPEX vor allem bis 2041, die Steigerung der transportierten CO₂-Mengen und die erwartete Steigerung des Preises pro Tonne CO₂. In jeder Kostenbandvariante kommt es zu Beginn bis 2034 zu einem Anstieg der Finanzierungslücke aufgrund des hohen Investitionsbedarfs. Im mittleren Kostenband erreicht die Lücke 2035 mit 104 CHF pro Tonne

⁹⁹ Gemäss dem Exkurs Negativemissionstechnologien und CCS der Energieperspektiven 2050+ (Prognos und weitere, 2021), kommen von 7Mt abgeschiedenem CO₂ in 2050 0.4 Mt aus Bioenergieanlagen und 5 Mt sind fossiles CO₂.

ihr Maximum, verringert sich bis 2040 deutlich und schliesst sich gegen Ende des Jahrzehnts. Beim Szenario mit geringen Kosten übersteigen 2040 die CO₂ Preise/t die Kosten/t.

Abbildung 30 Kosten, Preise und Finanzierungslücke pro Tonne CO₂ 2030 bis 2050



In der Tabelle sind für die drei Szenarien «Kosten hoch», «Kosten mittel» und «Kosten niedrig» die mit dem CCS-System verbundenen Kosten pro Tonne CO₂ und die Erlöse pro Tonne CO₂ abgetragen. Daraus resultieren die in der rechten Abbildung abgetragenen jährliche erwarteten Finanzierungslücken.

Quelle: BAK Economics basierend auf EIA 2023 und BAK und Dena 2023

Im «worst case» der Kosten würde bis 2050 ein Finanzierungsdefizit bestehen. Die Finanzierungslücke ist zwischen 2030 und 2040 am höchsten. Für diesen Zeitraum sind auch die Prognosen für die CO₂ Preise relativ niedrig, so dass hier die Berücksichtigung unterschiedlicher Erlösszenarien wenig ändern würde.

5.3 Begründung staatlicher Interventionen

Wie im vorigen Abschnitt gezeigt, wird sich die Finanzierungslücke im CCS-Markt im betrachteten Zeitraum graduell schliessen. Nach dem Abschluss der Markthochlaufphase, wenn die massiven Anfangsinvestitionen getätigt und in grossen Teilen abgeschrieben wurden, können zudem etwa ab dem Jahr 2040 in dem Szenario mit niedrigen Kosten positive Erlöse aus dem CCS-Markt realisiert werden.

Das bedeutet, dass staatliche Interventionen zum Schliessen der Finanzierungslücke insbesondere in der Phase des Markthochlaufes einen relevanten Beitrag leisten dürften. So kann der kurz- bis mittelfristigen Markthochlauf durch staatliche Interventionen gestützt werden, solange die vorherrschenden CO₂-Preise im EHS oder in freiwilligen Märkten noch zu gering sind.

Langfristig wird der CO₂-Preis durch die Vermeidungskosten der teuersten benötigten Technologie bestimmt.¹⁰⁰ Hierbei dürfte CCS in Verbindung mit Carbon Removal Technologien wie Direct Air Capture (DAC) eine der preissetzenden Technologien sein. Eine fortwährende staatliche Intervention im CCS-Markt ist daher aus ökonomischer Sicht nicht geboten.¹⁰¹

Grundsätzlich zeigt ein Vergleich der Finanzierungslücke mit den Gesamtkosten (siehe Abbildung 31) die Dynamik über den Zeitverlauf sowie die betrachteten Szenarien: In den Anfangsjahren beträgt die Finanzierungslücke rund 30% der Gesamtkosten im CCS-System, d. h. rund die Hälfte der Gesamtkosten im CCS-Markt müssten durch zusätzliche staatliche Interventionen gedeckt werden. Ab ca. 2035 wird die Finanzierungslücke im Vergleich zu den Gesamtkosten im CCS-System kleiner. Dies gilt vor allem für das Szenario mit «geringen» Kosten, für das die Finanzierungslücke bereits nach 2035 bei Null und darunter ist (langfristig ist in diesem Szenario keine Finanzierungslücke zu beobachten, vielmehr liegen die «Erlöse» aus dem EHS¹⁰² über den Kosten des CCS-Systems). In den Szenarien mit «mittleren» Kosten schliesst sich die Finanzierungslücke nach 2045, bei «hohen» Kosten hingegen bleibt die Finanzierungslücke bestehen und beträgt 2050 noch um die 20%.

Daraus folgt, dass absehbar in den Anfangsjahren ein Teil der Gesamtkosten des CCS-Systems nicht unmittelbar verursachergerecht (d. h. durch die in Kapitel 5.2 angenommene Bepreisung von CO₂) gedeckt werden kann. In diesem Fall sind zusätzliche Instrumente nötig, um die Finanzierungslücke zu schliessen und so Anreize für den Hochlauf des CCS-Marktes zu geben.

Im Folgenden betrachten wir zunächst die Risiken im CCS-Markt, welche durch weitergehende staatliche Interventionen adressiert werden können und diskutieren in Kapitel 5.4 verschiedene Einzelmassnahmen. Mit Blick auf die Finanzierung dieser weitergehenden Einzelmassnahmen

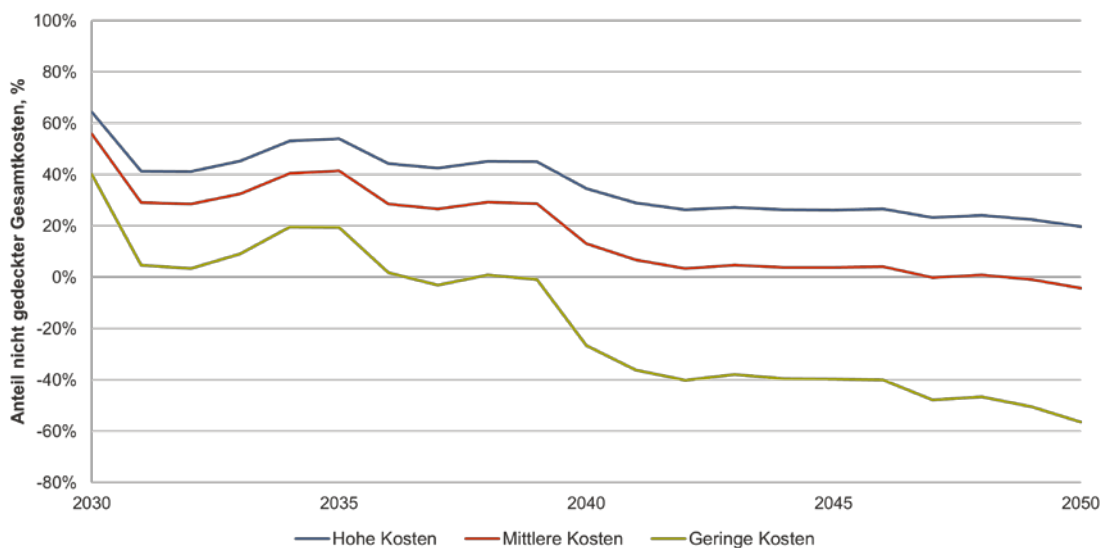
¹⁰⁰ Auf Basis des aktuellen Reduktionspfades des EU EHS sowie dem graduellen Auslaufen der freien Zuteilung von Emissionsrechten können langfristig keine Zertifikate mehr ausgegeben bzw. auktioniert werden. Die langfristig im EU EHS inkludierten Sektoren dürfen somit kein CO₂ mehr emittieren und die marginalen Vermeidungskosten müssen durch negative Emissionstechnologien bestimmt werden. Die EU-Kommission ist zudem durch Art. 30 Abs. 5a der EU-Emissionshandelsrichtlinie verpflichtet, bis 2026 einen Prüfbericht zum Einbezug von negativen Emissionen in den Emissionshandel zu erarbeiten.

¹⁰¹ Aus politischer Sicht hingegen könnte bei einem Fortbestehen der Finanzierungslücke eine Förderung auch längerfristig gewollt sein, beispielsweise um die Abwanderung bestimmter Industriezweige zu vermeiden.

¹⁰² Hierbei ist zu beachten, dass die angenommenen EHS-Erlöse zur Deckung der Finanzierungslücke nur dann «echte» Erlöse für die Emittenten darstellen, wenn diese eine freie Zuteilung an Emissionsrechten bekommen haben und diese aufgrund des Einsatzes von CCS verkaufen können. Sofern Emissionsrechte nicht frei ausgegeben werden, sind die «Erlöse» als vermiedene Kosten zu interpretieren, da die Unternehmen durch den Einsatz von CCS keine oder weniger Emissionsrechte erwerben müssen.

wurde im Rahmen dieser Studie keine quantifizierende Analyse vorgenommen.¹⁰³ Grundsätzlich ist es jedoch denkbar, dass weitergehende Fördermittel durch die Einnahmen aus dem EHS finanziert werden.¹⁰⁴ In der EU ist dies explizit der Fall, indem die Einnahmen aus dem EU EHS für die Finanzierung des Innovation Funds genutzt werden, welcher wiederum Mittel an Dekarbonisierungsprojekte in verschiedenen Bereichen, u.a. CCS, allokiert. In der Schweiz ist im revidierten CO₂-Gesetz nach 2024 in Art. 37b ein ähnliches Konzept wie der Innovationsfund der EU vorgesehen. Die Erlöse aus der Versteigerung der Emissionsrechten sind neu entweder für Anpassungsmassnahmen oder für wesentliche Dekarbonisierungsmassnahmen mit einer 50% Kostendeckung bei Anlagen vorgesehen, welche dem EHS unterstellt sind.

Abbildung 31 Vergleich der Finanzierungslücke mit den Gesamtkosten des CCS-Systems zur Illustration des Anteils nicht gedeckter Gesamtkosten, 2030-2050, in %



Die Abbildung setzt die Finanzierungslücke ins Verhältnis zu den Gesamtkosten im CCS-Markt.

Quelle: BAK Economics basierend auf IEA 2023 und BAK und Dena 2023.

Neben den unzureichenden monetären Anreizen zur Investition in CCS, wird der Markthochlauf auch durch spezifische Risiken auf den einzelnen Stufen der CCS-Wertschöpfungskette behindert. Wie in Kapitel 4 diskutiert, lassen sich einige dieser Risiken durch die Ausgestaltung der Regulierungsvarianten mitigieren. Darüber hinaus können die spezifischen Risiken für Emittenten, Transport- und Speicherbetreiber auch durch staatliche Interventionen in Form von Fördermassnahmen oder Massnahmen zur Risikomitigation adressiert werden (Abbildung 32). Dies gilt insbesondere mit Blick auf die folgenden identifizierten Risiken:

- **Preis- / Erlösrisiko von Emittenten:** Emittenten sehen sich dem Risiko ausgesetzt, dass die langfristigen Kosten von CCS die möglichen Erlöse übersteigen. Wie in Abschnitt 5.1 erläutert, sind die bestehenden CO₂-Preissignale, z. B. im EU-EHS sowie in freiwilligen CO₂-

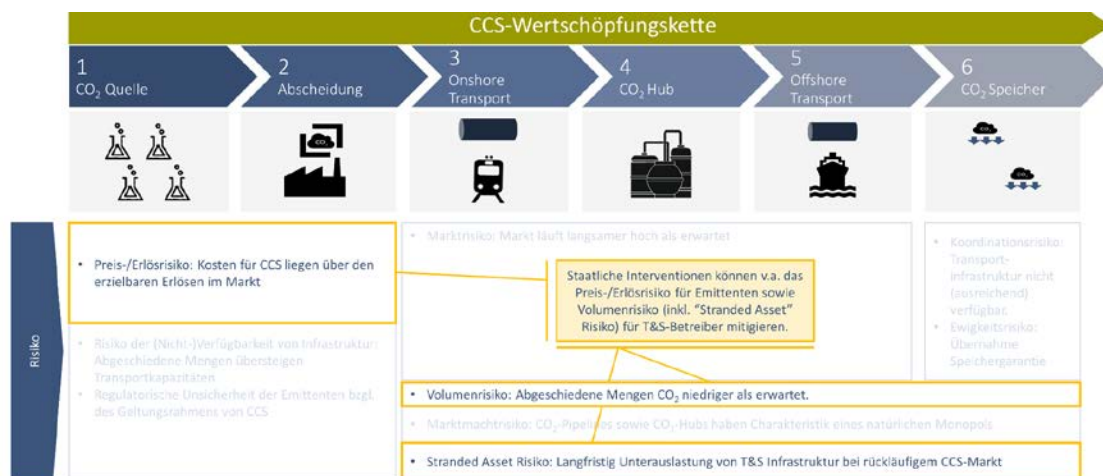
¹⁰³ Eine Quantifizierung, bei der auch die Finanzierungslücken der einzelnen Wertschöpfungsstufen differenziert analysiert werden, kann zukünftig vorgenommen werden, nachdem der zu verfolgende Regulierungsrahmen und die in der engeren Auswahl stehenden Interventionsmassnahmen bestimmt wurden.

¹⁰⁴ Zu den möglichen Optionen zählt beispielsweise die Finanzierung durch Mittel aus der Versteigerung von Emissionsrechten in anderen Sektoren, die unter den EHS fallen, oder die Nutzung und ggf. Ausweitung der Erlöse aus spezifischen CO₂-Abgaben.

Märkten, in der Regel nicht ausreichend, um die CCS-Kosten zu decken. Auch bei gebührenfinanzierten Betrieben wie KVAs ist aktuell noch unklar, wie CCS finanziert werden soll, denn die KVAs haben nicht nur Monopolkehricht sondern sind auch im Wettbewerb untereinander für den Marktkehricht. Höhere Kosten durch CCS Investitionen bei einzelnen KVAs könnte so zu einem Wettbewerbsnachteil um Marktkehricht führen. Auch wenn zukünftig über alle Sektoren hinweg eine höhere Zahlungsbereitschaft für Emissionsvermeidung erwartet wird, so ist diese mit hoher Unsicherheit behaftet. Aus diesen Gründen halten Emittenten Investitionen in Abscheidungsanlagen zurück.

- **Volumenrisiko bzw. Stranded Assets Risiko der Transport- und Speicherbetreiber:** Investoren in CO₂-Transport- und Speicherinfrastrukturen sind auch signifikanten Volumenrisiken ausgesetzt. Die Infrastrukturen müssen von Beginn an auf die langfristig erwartete Marktgröße ausgelegt werden, obwohl in der Hochlaufphase zunächst geringere Abscheidevolumen realisiert werden. Neben den möglicherweise prohibitiv hohen Kosten für die anfänglich geringe Anzahl an Infrastrukturnutzern besteht für Investoren das Risiko, dass sich die Investitionen langfristig nicht amortisieren, wenn der Markthochlauf geringer als erwartet ausfällt. Da der langfristig erforderliche Umfang des CCS-Marktes unsicher ist, wird das langfristige Volumenrisiko somit zu einem Stranded Assets Risiko. Diese Risiken führen zu geringen oder verzögerten Investitionen in CO₂-Infrastrukturen und behindern somit den kurz- bis mittelfristigen Markthochlauf.

Abbildung 32 Durch staatliche Intervention adressierte Risiken in der CCS-Wertschöpfungskette



Die staatlichen Interventionen zielen insbesondere auf die Preis-/Erlösrisiken bei den Emittenten und auf Volumenrisiken bei den Infrastrukturbetreibern, welche langfristig auch zu einem Stranded Assets Risiko werden können.

Quelle: Eigene Darstellung

Zusammenfassend dienen staatliche Interventionen im CCS-Markt damit insgesamt einem (oder mehreren) der folgenden Zwecke:

- Schliessen der Finanzierungslücke im CCS-Markt für Emittenten, Transport- und Speicherbetreiber.
- Mitigation von Risiken für Investoren in kapitalintensive Infrastruktur.

5.4 Einzelmassnahmen staatlicher Intervention

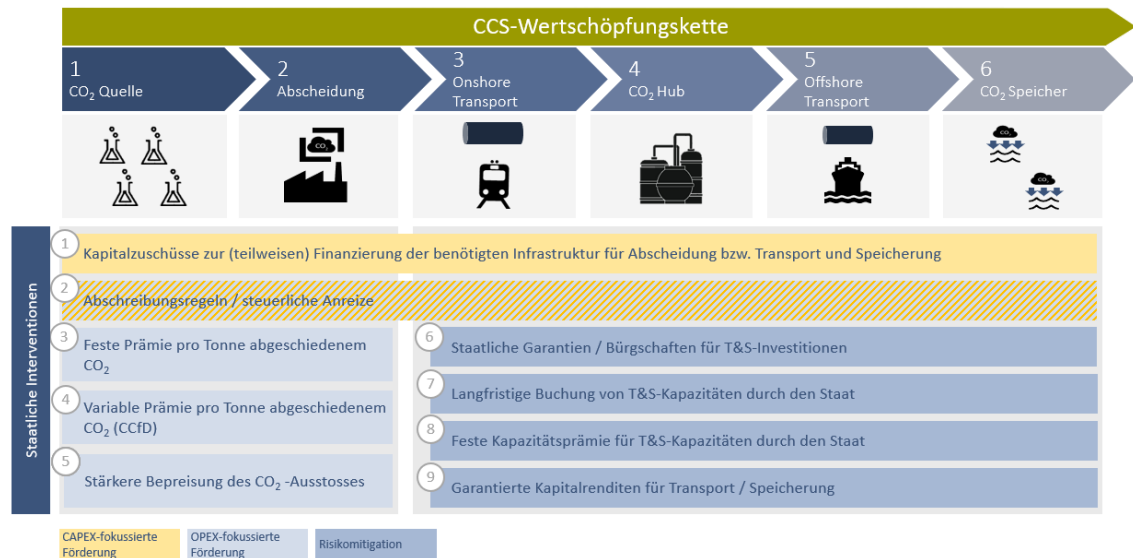
Die betrachteten Einzelmassnahmen zur staatlichen Intervention in den CCS-Markt lassen sich in drei übergeordnete Kategorien unterteilen (Abbildung 33):

- Instrumente zur **Förderung von Kapitalkosten** zielen auf eine Reduktion der durch den Betreiber bzw. Investoren benötigten finanziellen Mittel zum Aufbau der benötigten Anlagen und Infrastrukturen ab und reduzieren somit die damit verbundenen Investitionsrisiken.
- Instrumente zur **Förderung von Betriebskosten** zielen insbesondere darauf ab, die laufenden Kosten beim Betrieb der Anlagen und Infrastrukturen zu senken. Sie senken somit die kommerziellen Risiken von Betreibern und tragen zum Schliessen der Finanzierungslücke bei.
- Instrumente zur **Risikomitigation** sichern vor allem die kurz- und langfristigen Volumenrisiken von CO₂-Infrastrukturbetreibern ab. Durch die (teilweise) Übernahme der Volumenrisiken durch den Staat wird die «Bankability» von Projekten erhöht. Dies erhöht zum einen die Investitionsbereitschaft von privaten Akteuren und wirkt sich auch senkend auf die projektspezifischen Risikoprämien und damit auf die Kosten für die Nutzer der T&S-Infrastruktur auf.

Neben den bereits erwähnten Instrumentenkategorien sind grundsätzlich auch ordnungspolitische Massnahmen ein denkbare Mittel der staatlichen Intervention im CCS-Markt. Hierzu zählt beispielsweise die Definition von Bezugskriterien für die öffentliche Beschaffung. Insbesondere aufgrund der Verpflichtung für die Schweizer Bundesverwaltung und Kantone mit Blick auf das Netto-Null Ziel bis 2040, unter welches auch die Emissionen aus der Beschaffung fallen, könnte der Staat durch ordnungspolitische Vorgaben eine Vorreiterrolle in Anspruch nehmen und so womöglich durch erhöhte Zahlungsbereitschaft für «grüne» Produkte in den Markt eingreifen (Bundesversammlung der Schweizerischen Eidgenossenschaft, 2022).¹⁰⁵ Dieses Instrument dürfte jedoch mit Blick auf die Grösse des Gesamtmarktes eine vergleichsweise geringe Wirkung entfalten und wird daher im Folgenden nicht näher diskutiert. Gleichwohl ist eine Komplementierung der betrachteten Instrumente durch ordnungspolitische Massnahmen nicht ausgeschlossen. Insgesamt werden in diesem Bericht neun Einzelmassnahmen zur staatlichen Intervention im CCS-Markt näher betrachtet. Abbildung 33 gibt eine Übersicht über die diskutierten Massnahmen und ordnet diese den entsprechenden Adressaten entlang der CCS-Wertschöpfungskette zu.

¹⁰⁵ Art. 10

Abbildung 33 Übersicht und Adressaten von staatlichen Interventionen im CCS-Markt



Insgesamt können neun verschiedene Interventionen identifiziert werden, um der gegebenenfalls entstehenden Finanzierungslücke zu begegnen. Je nach Quelle der Finanzierungslücke sind dabei andere Interventionen angezeigt.

Quelle: Eigene Darstellung

Im Folgenden werden die Einzelmaßnahmen kurz beschrieben.

CAPEX-fokussierte Förderung

- Direkte Kapitalzuschüsse zur Errichtung der CCS-Infrastruktur:** Investoren erhalten (einmalige) Zuschüsse für den Aufbau von Abscheidungsanlagen bzw. die Errichtung von Transport- und Speicherinfrastruktur. Die Vergabe kann durch die Anwendung von Gebotsverfahren wettbewerblich gestaltet werden. Solche Ansätze werden zum Beispiel in der EU und in UK verfolgt.¹⁰⁶ Im Vernehmlassungsentwurf sind in Art. 13 KIV Investitionsbeiträge von bis zu 50% vorgesehen, in Ausnahmefällen von 70%. In der laufenden Revision des CO₂-Gesetzes nach 2024 ist in Art. 37b vorgesehen, dass die Erlöse aus der Versteigerung der Emissionsrechten im EHS für wesentliche Dekarbonisierungsmassnahmen bei Anlagen verwendet werden können, welche verpflichtend dem EHS unterstehen.
- Steuerliche Anreize und beschleunigte Abschreibungen:** Ähnlich wie CAPEX-Zuschüsse können die Investitionskosten auch mittels Steuergutschriften und beschleunigten Abschreibungen gesenkt werden. Durch die Senkung oder Aufhebung von bei Abscheidung, Transport und Speicherung von CO₂ anfallenden Steuern und Umlagen können zudem auch die laufenden Kosten der Projekte reduziert werden. Solche Ansätze finden sich zum Beispiel im Inflation Reduction Act (IRA) der USA oder dem Net-Zero Industry Act

¹⁰⁶ Auf EU-Ebene sind hier insbesondere Mittel aus dem Innovation Fund sowie der Connecting Europe Facility zu nennen, die beide (auch) Kapitalkosten von CCS-Projekten bezuschussen. Während der Innovation Fund aus Mitteln des EU EHS finanziert wird, finanziert sich die CEF aus Steuermitteln (über die EU-Mitgliedsstaaten). In UK erfolgt die Finanzierung von Projekten vor allem über den Carbon Capture and Storage Infrastructure Fund (CIF), welcher durch Mittel aus dem Haushalt gedeckt ist (siehe HM Treasury, Spending Review 2020: <https://www.gov.uk/government/publications/spending-review-2020-documents/spending-review-2020>).

(NZIA) der EU. Jedoch sollte gemäss dem Subventionsgesetz auf Finanzhilfen in Form von steuerlichen Vergünstigungen verzichtet werden (Art. 7 Bst. g SUG). Aktuell sind in der Schweiz gleichwohl beispielsweise Elektro- und Wasserstofffahrzeuge von der leistungsabhängigen Schwerverkehrsabgabe (LSVA) befreit.

OPEX-fokussierte Förderung

3. **Feste Prämien für CO₂-Abscheidung:** Die laufenden Kosten zur Dekarbonisierung mittels CCS werden durch eine feste Prämie abgedeckt, die an Emittenten pro abgeschiedener Tonne CO₂ ausgezahlt wird. Die Prämie richtet sich dabei nach den Kosten entlang der gesamten Wertschöpfungskette inklusive CO₂-Transport und -Speicherung. Die tatsächliche Höhe der Prämie kann in wettbewerblichen Verfahren, z. B. im Rahmen von Auktionen, ermittelt werden. Solche Ansätze werden zum Beispiel zur Förderung von BEECS in Schweden verfolgt. In der Schweiz entspricht die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) im Strombereich diesem Ansatz, welche 2022 ausgelaufen ist.
4. **Variable Prämie für CO₂-Abscheidung:** Im Gegensatz zur festen Prämie wird bei der variablen Prämie die Differenz zwischen einem bilateral vereinbarten Vertragspreis und dem CO₂-Marktpreis ausgeglichen. In der Praxis sind darunter insbesondere Carbon Contracts for Difference (CCfD) zu verstehen. Liegt bei einem CCfD der Vertragspreis oberhalb des CO₂-Marktpreises, zahlt der Staat eine Förderung an das Unternehmen. Ist der CO₂-Marktpreis höher als zum Schliessen der Finanzierungslücke erforderlich, muss das Unternehmen eine entsprechende Ausgleichszahlung an den Staat leisten. Solche Ansätze finden sich zum Beispiel mit den Klimaschutzverträgen in Deutschland oder dem SDE++ Mechanismus in den Niederlanden. In der Schweiz ist im Mantelerlass¹⁰⁷ neu vorgesehen, dass Stromproduzenten zwischen Investitionsbeiträgen und einer gleitenden Marktprämie wählen können, welche als Erlös den festgelegten Vergütungssatz garantiert. Mehrerlöse müssen hingegen in den Netzzuschlagsfonds eingezahlt werden.
5. **Stärkere Bepreisung des CO₂-Ausstosses:** Eine stärkere Bepreisung des CO₂-Ausstosses durch die Ausweitung auf weitere Sektoren und steigende CO₂-Preise erhöhen die Anreize zur Dekarbonisierung. Höherer CO₂-Preise tragen zur Schliessung der Finanzierungslücke bei. Solche Ansätze finden sich zum Beispiel in der EU wo mit der Ausweitung des EU-EHS auf weitere Sektoren und dem Auslaufen der freien Zuteilung von Emissionsrechten und der Reduktion der Emissionsobergrenze mit signifikant ansteigenden CO₂-Preisen gerechnet werden kann. Das Schweizer EHS ist mit dem der EU gekoppelt, so dass diese Entwicklungen auch in der Schweiz in äquivalenter Form nachvollzogen werden. Eine Beschaffungspflicht für qualitativ hochwertige NET-Zertifikate entspricht in der Wirkungsweise auch einer stärkeren CO₂-Bepreisung, wodurch ein Finanzierungskanal für CCS-Projekte mit biogenen Anteilen erschlossen werden kann. Eine weitere Möglichkeit zur stärkeren CO₂-Bepreisung stellen dedizierte CO₂-Abgaben dar (bspw. wird in den Niederlanden seit 2021 eine nationale CO₂-Abgabe auf Emissionen von Industrieanlagen erhoben, in der Schweiz besteht seit 2008 eine CO₂-Abgabe auf fossilen Brennstoffen).
Mit der Einführung eines Grenzausgleichsmechanismus für CO₂-Emissionen (CBAM) wird der europäische CO₂-Preis zukünftig auch auf Importe von bestimmten CO₂-intensiven Gütern in die EU angewandt. Durch den CBAM wird sichergestellt, dass Importeure von bestimmten Gütern den gleichen CO₂-Preis auf die in ihren Produkten enthaltenen Emissionen entrichten müssen wie inländische Produzenten. In der Schweiz wird vorerst auf die

¹⁰⁷ Vernehmlassungsvorlage der Energieförderverordnung (EnFv) vom 21.2.2024

Einführung eines CBAM verzichtet. Der Bundesrat 2026 erneut eine Lagebeurteilung vornehmen.

Risikomitigation

6. **Staatliche Garantien für T&S-Investoren:** Mithilfe von staatlichen Bürgschaften können die Investoren in T&S-Infrastrukturen ihre Investitionen gegen unerwartete Marktrisiken, z. B. Volumenrisiken aufgrund eines langsamer als erwarteten CCS-Markthochlauf, absichern. Dabei wird in der Regel nur die Investition abgesichert, nicht aber der Fortbestand des Unternehmens gewährleistet.¹⁰⁸ In der Schweiz ist die Absicherung von Risiken in öffentliche Infrastrukturen durch den Bund in Art. 7 KIG vorgesehen, sind jedoch an den 2030 auslaufenden Verpflichtungskredit aus Art. 6 KIG geknüpft (Bundesversammlung der Schweizerischen Eidgenossenschaft, 2022). Gemäss dem erläuternden Bericht zum Vernehmlassungsentwurf der KIV eignen sich für Absicherungen nur Infrastrukturbauten, welche bereits marktfähig sind, daher sollen bis 2030 CO₂-Pipelines und -Speicher über Art. 6 KIG gefördert werden (BAFU 2024, Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrates, 2022).
7. **Buchung von T&S-Kapazitäten durch den Staat:** Garantierte langfristige Abnahme einer festgelegten Menge an Transport- und Speicherkapazität durch den Staat zur Mitigation der Volumenrisiken bei T&S-Infrastrukturbetreibern. Langfristige Kapazitätsbuchungen durch private Akteure sind zum Beispiel im Gasmarkt die Regel.¹⁰⁹
8. **Feste Kapazitätsprämie für T&S-Betreiber:** Dabei zahlt der Staat den Betreibern von T&S-Infrastruktur eine feste Prämie für die Bereitstellung der Kapazitäten, die Vermarktung der Kapazität und die Übernahme der damit verbundenen Risiken und Chancen erfolgt durch den Anbieter. Ein Beispiel hierfür sind die Kapazitätsmärkte im Strommarkt im Vereinigten Königreich (UK Government, 2023). Im Schweizer Strommarkt sind Beispiele hierfür die Wasserkraftreserve sowie die Reservekraftwerke, welche die Stromversorgung im Winter sichern sollen.
9. **Garantierte Kapitalrenditen für T&S-Betreiber:** Dabei wird den T&S-Betreibern eine durch den Regulierer festgelegte Rendite auf ihr eingebrachtes Kapital garantiert. Auf dieser Basis werden für die jeweilige Regulierungsperiode gültige Tarife für die Nutzung der T&S-Infrastruktur bestimmt. Grundsätzlich kommen zwar die Nutzer für die Infrastrukturkosten auf, der Staat garantiert aber die Kostenübernahme für den Fall, dass Nutzer die Kosten nicht tragen können.¹¹⁰ Solche regulierten Tarifmodelle werden zum Beispiel in UK

¹⁰⁸ Für den Fall, dass im Fall der Inanspruchnahme der Garantie auch der Fortbestand des Unternehmens gesichert wird, wirkt die Garantie zusätzlich wie ein Kapitalkostenzuschuss.

¹⁰⁹ Ein Beispiel für die staatliche Vermarktung ist das H2-Global Instrument, bei welchem die staatlich gestützte Hydrogen Intermediary Company GmbH langfristige Verträge mit Wasserstoff-Produzenten abschliesst und den Wasserstoff mittels kurzfristiger Verträge in Europa vermarktet (siehe: <https://www.h2-global.de/>). Ein weiteres Beispiel für staatlich unterstützte Buchungen von Infrastrukturkapazitäten stellt die im Auftrag des deutschen Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz gegründete Deutsche Energy Terminal GmbH (DET) dar, welche die ersten LNG-Terminals in Deutschland betreibt und hierbei auch die Regasifizierungskapazitäten vermarktet (siehe hier: <https://energy-terminal.de/terminal-user/>).

¹¹⁰ Eine mögliche Ausgestaltung des Instruments zeigt auch das in Deutschland für das Wasserstoff-Kernnetz verwendete Amortisationskonto, welches Betreibern in der frühen Hochlaufphase die Möglichkeit bietet, die über realisierten Erträge aus der Vermarktung der Kapazitäten hinausgehenden Kosten durch eine Zwischenfinanzierung über das Amortisationskonto zu decken. Mittel- bis langfristig soll die Zwischenfinanzierung durch steigende Einnahmen ausgeglichen werden, der Staat garantiert jedoch die subsidiäre Absiche-

eingesetzt. In der Schweiz sind solche Modelle für Transportinfrastrukturen bisher nicht bekannt, wenn auch ein einheitlicher WACC für Stromnetze festgelegt wird. Das Prinzip ist in der Funktionsweise vergleichbar mit der Festlegung von Zinssätzen bei der Förderung von Anlagen zur Erzeugung von erneuerbarem Strom.

Bundeseinheitliche staatliche Interventionen bedürfen einer Verfassungsgrundlage. Ob eine bestehende Bundeskompetenz so ausgelegt werden kann, dass Fördermassnahmen für Akteure im Bereich CCS auf sie gestützt werden kann, bedürfte einer vertieften Untersuchung dieser konkreten Bestimmung (wie bspw. Art. 74 zum Umweltschutz oder Art. 81 zu den öffentlichen Werken). Die CO₂-Abgabe und das EHS, bzw. das CO₂-Gesetz, in dem diese Instrumente geregelt sind, stützen sich beispielsweise nebst Art. 74 BV (Umweltschutz) auf Art. 89 BV (Energiepolitik).

5.5 Bewertung der Massnahmen

Die im Abschnitt 5.4 vorgestellten Einzelmassnahmen bewerten wir in diesem Kapitel. In Abschnitt 5.5.1 stellen wir die Bewertungskriterien vor, mit anhand derer die Massnahmen bewertet wurden. Anschliessend stellen wir im Abschnitt 5.5.2 die Bewertungsergebnisse der Einzelmassnahmen vor und präsentieren eine Zusammenfassung möglicher Massnahmenkombinationen sowie eine Einordnung der Massnahmenkombinationen in die verschiedenen Regulierungsvarianten (Abschnitt 5.5.3).

5.5.1 Bewertungskriterien

Für die Bewertung der Einzelmassnahmen staatlicher Intervention im CCS-Markt werden vier Kriterien verwendet (Abbildung 34). Analog zu der Bewertung der Regulierungsvarianten in Kapitel 4 werden auch hier vier Bewertungsstufen verwendet (--, -, +, ++):

- Das Kriterium der **verursachergerechten Finanzierung** betrachtet, ob die Kosten der staatlichen Intervention durch den Verursacher (d. h. den Emittenten) getragen oder auf die Allgemeinheit sozialisiert werden.
- Mit dem Kriterium der **Effizienz** wird bewertet, ob und in welchem Umfang das Instrument eine effiziente Allokation der eingesetzten Fördermittel herbeiführt. Hierbei wird insbesondere beurteilt, ob die Vergabe von Mitteln über wettbewerbliche Prozesse möglich ist, so dass eine Über- oder Unterförderung möglichst vermieden werden kann. Da der überwiegende Teil der Massnahmen technologiespezifisch auf CCS ausgerichtet ist, erfolgt die Bewertung der Effizienz ebenfalls technologiespezifisch. Es wird also nicht bewertet, ob mit dem Instrument insgesamt die kostengünstigsten CO₂-Vermeidungsoptionen begünstigt werden.
- Das Kriterium **Effektivität der Intervention** umfasst zwei Aspekte:
 - **Risikomitigation:** Hierbei wird bewertet, ob das Instrument die mit dem Markthochlauf verbundenen kommerziellen Risiken für T&S-Betreiber beseitigt.
 - **Schliessen der Finanzierungslücke:** Dieser Aspekt bewertet, ob die Massnahme effektiv zum (vollständigen) Schliessen der Finanzierungslücke im CCS-Markt beiträgt.

—
rung der Mittel, falls bis zum Jahr 2055 kein Ausgleich des Amortisationskonto erfolgt ist. An diesem Ausgleich des Amortisationskontos werden die Betreiber mit 24% beteiligt (BMWK, 2023, siehe hier: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/FAQ/Wassertstoff-Kernnetz/faq-wassertstoff-kernnetz.html>)

- Mit Blick auf die **Vollzugskosten** wird bewertet, ob die Intervention mit hohem administrativem Aufwand seitens des Staates und/oder der privaten Akteure einhergeht.

In Abschnitt 6.1 wird zudem geprüft, inwieweit die Massnahmen mit den verschiedenen in Kapitel 4 analysierten Regulierungsrahmen kompatibel sind.

Abbildung 34 Kriterien zur Bewertung der staatlichen Interventionen

Bewertungskriterien		Bewertungsskala
Verursachergerechte Finanzierung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Werden die Kosten der staatlichen Interventionen durch die Verursacher getragen? 	
Effizienz	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Schafft die Interventionen Anreize für eine effiziente Allokation, z.B. durch wettbewerbliche Vergabeprozesse und Technologiewettbewerb 	
Effektivität der Intervention	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Beseitigt die Intervention die Risiken beim Aufbau der CCS-Infrastruktur? 	
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wird die Finanzierungslücke geschlossen? 	
Vollzugskosten	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sind staatliche Interventionen einfach und mit geringem administrativem Aufwand umsetzbar? 	
Kompatibilität mit Regulierung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sind die Instrumente mit den vorgeschlagenen Regulierungsvarianten kompatibel? 	

Zur Beurteilung der Interventionen werden die Kriterien «Verursachergerechte Finanzierung», «Effizienz», «Effektivität der Interventionen» und die «Vollzugskosten» betrachtet. Schliesslich wird die Intervention aber auch noch dahingehend beurteilt, ob das Instrument mit dem vorgeschlagenen Regulierungsvarianten kompatibel ist.

Quelle: Eigene Darstellung

5.5.2 Ergebnisse der Bewertung der Einzelmassnahmen

In diesem Abschnitt werden die neun Instrumente zur staatlichen Intervention im CCS-Markt anhand der genannten Kriterien zunächst einzeln bewertet. Im nächsten Abschnitt erfolgt eine Zusammenfassung möglicher Massnahmenkombinationen sowie eine Einordnung der Massnahmenkombinationen in die verschiedenen Regulierungsvarianten.

Instrument 1: Kapitalzuschüsse für CCS-Anlagen und -Infrastrukturen

Abbildung 35 fasst die Bewertung des Instruments der Kapitalzuschüsse zusammen. Insgesamt schneidet das Instrument positiv in den Kriterien «Verursachergerechte Finanzierung», «Effizienz», und «Vollzugskosten» ab. Durch die Nutzung von Mitteln aus dem Handel von Emissionsrechten ist eine verursachergerechte Finanzierung grundsätzlich möglich. Gleichzeitig ermöglicht eine Vergabe der Kapitalzuschüsse im Rahmen von Ausschreibungen eine effiziente Allokation der Fördermittel unter den verschiedenen CCS-Projekten. Die Vollzugskosten sind als relativ gering anzusehen, da bei Einmalzahlungen der administrative Aufwand, abgesehen von der initialen Ausschreibung, relativ gering ist. Zudem sind Kapitalzuschüsse ein in den unterschiedlichsten Sektoren auch in der Schweiz weit verbreitetes Instrument zur Investitionsförderung.

Mit Blick auf das Kriterium der «Effektivität» ist die Bewertung zweiteilig: zum einen senken Kapitalzuschüsse die Investitionsrisiken von CCS-Projekten in den frühen Marktphasen und tragen so zu einem schnelleren Markthochlauf bei. Allerdings leisten Kapitalzuschüsse keinen direkten Beitrag zum Schliessen der Lücke bei den laufenden Kosten des Betriebs der Anlagen und

Infrastrukturen. Die Finanzierungslücke wird also nicht vollständig geschlossen. Es bedarf somit einer Kombination des Instrumentes mit weiteren Massnahmen, um die Finanzierungslücke zu schliessen.

Abbildung 35 Bewertung: Kapitalzuschüsse für CCS-Anlagen und -Infrastrukturen

1 Kapitalzuschüsse für CCS-Anlagen und -Infrastruktur		Bewertung
Verursachergerechte Finanzierung	<ul style="list-style-type: none"> Abhängig von der Herkunft der Fördermittel, verursachergerechte Finanzierung durch Mittel aus Emissionshandel (Zement, Chemie) denkbar. 	+
Effizienz	<ul style="list-style-type: none"> Wettbewerbliche Vergabe der Fördermittel im Rahmen der Ausschreibungen möglich. 	+
Effektivität	<ul style="list-style-type: none"> Höhe der Anreize zum Aufbau der CCS-Infrastruktur abhängig vom Umfang der Förderung. 	+
	<ul style="list-style-type: none"> CAPEX-Zuschüsse tragen nur teilweise zum Schliessen der Finanzierungslücke bei, Lücke bei den operativen Kosten wird nicht adressiert. 	-
Vollzugskosten	<ul style="list-style-type: none"> Umsetzbarkeit relativ einfach und administrativer Aufwand nach erfolgter Ausschreibung relativ gering. 	++
	<ul style="list-style-type: none"> Beiträge zur Investitionsförderung in der Schweiz bereits in anderen Sektoren realisiert. 	

Die Intervention Kapitalzuschüsse für CCS-Anlagen und -Infrastrukturen schneidet vor allem bei den Vollzugskosten sehr gut ab. Negativ zu beurteilen ist dagegen die Effektivität.

Quelle: Eigene Darstellung

Instrument 2: Beschleunigte Abschreibung / steuerliche Anreize

Abbildung 36 fasst die Bewertung von Regeln zur beschleunigten Abschreibung und steuerlichen Anreizen zusammen. Hinsichtlich der Effektivität wirkt das Instrument ähnlich wie direkte Kapitalzuschüsse positiv auf die Investitionsbereitschaft im CCS-Markt, da die Investitionskosten in die kapitalintensiven Anlagen und Infrastrukturen gesenkt werden. Analog zu den Kapitalzuschüssen trägt das Instrument jedoch nur teilweise zum Schliessen der Finanzierungslücke bei: zum einen werden die Kosten des laufenden Betriebs nicht berücksichtigt werden, zum anderen deckt das Instrument die Investitionskosten nicht vollständig.

Wie bei den Kapitalzuschüssen werden die Vollzugskosten von Regeln zu beschleunigter Abschreibung oder steuerlichen Anreizen als vergleichsweise gering eingeschätzt, da grundsätzlich an bestehenden steuerlichen Regelungen angesetzt werden kann und keine Ausschreibungen zur Vergabe der Fördermittel erforderlich sind. In der Schweiz sollte jedoch auf Finanzhilfen in Form steuerlicher Vergünstigungen verzichtet werden (Art. 7 Bst. g SUG).

Nachteile dürften sich daher vor allem hinsichtlich der effizienten Vergabe der Fördermittel ergeben, da eine wettbewerbliche Bestimmung der Förderhöhe schwierig umzusetzen wäre. Darüber hinaus ist eine verursachergerechte Finanzierung nur schwer umsetzbar, da dem Staat dadurch Steuereinnahmen entgehen, die damit indirekt durch den allgemeinen Steuerzahler kompensiert werden müssen.

Abbildung 36 Bewertung: Beschleunigte Abschreibungsregeln / steuerliche Anreize

Beschleunigte Abschreibungsregeln & Steuerliche Anreize		Bewertung
Verursachergerechte Finanzierung	<ul style="list-style-type: none"> Intervention erfordert indirekten Einsatz von öffentlichen Mitteln (entgangene Einnahmen), die von den Steuerzahlern finanziert werden. 	-
Effizienz	<ul style="list-style-type: none"> Keine wettbewerbliche Bestimmung (z. B. durch Auktionierung) der Höhe der Förderungen, daher Effizienz des Instruments stark eingeschränkt Adressaten der Intervention stehen nicht in Konkurrenz um Fördermittel. 	--
Effektivität	<ul style="list-style-type: none"> Gezielte Investitionsanreize in CCS können geschaffen werden. Der Umfang hängt von der Höhe der Fördersumme ab, die politisch festgelegt wird. 	+
	<ul style="list-style-type: none"> Die Finanzierungslücke wird nur teilweise geschlossen. 	-
Vollzugskosten	<ul style="list-style-type: none"> Setzt an bestehenden Regelungen an, daher einfach und transparent umsetzbar. Geringer administrativer Aufwand, da keine Ausschreibung notwendig, aber ggf. werden Vergünstigungen an Bedingungen geknüpft, die überprüft werden müssen. 	+

Die Intervention Beschleunigte Abschreibung steuerliche Anreize muss bei der Bewertung Abstriche bei der Effizienz, der verursachergerechten Finanzierung in Kauf nehmen. Positiv fließt die Bewertung der Höhe der Vollzugskosten ein.

Quelle: Eigene Darstellung

Instrument 3: Feste Prämie für CO₂-Abscheidung

Abbildung 37 fasst die Bewertung der festen Prämien für CO₂-Abscheidung zusammen. Positiv schneidet das Instrument in den Kriterien «Verursachergerechte Finanzierung», «Effizienz», und «Vollzugskosten» ab. Die Finanzierung nach dem Verursacherprinzip ist grundsätzlich möglich, indem Einnahmen aus dem Emissionshandel genutzt werden (z.B. für den Einsatz von CCS in den Segmenten Zement und Chemie) oder Kosten für die Fördermittel auf die Verbraucher überwält werden (z. B. im Fall von KVAs¹¹¹). Mit Blick auf die Effizienz ist eine wettbewerbliche Vergabe der Prämie, z. B. im Rahmen von Auktionen, grundsätzlich möglich, sodass die Emittenten mit den geringsten CCS-Kosten pro Tonne CO₂ gefördert werden. Allerdings besteht das Risiko einer Unter- bzw. Überförderung, da die Prämien über einen festgelegten Zeitraum garantiert werden und keine Anpassung an Markt- und Kostenentwicklungen erfolgt. Feste Prämien sind darüber hinaus relativ einfach umsetzbar. Abgesehen von der initialen Vergabe der Mittel sind die laufenden Vollzugskosten relativ gering. Der Aufwand ist jedoch höher als bei einmaligen Investitionszuschüssen (vgl. Instrument 1 und 2).

Hinsichtlich der Effektivität fällt die Beurteilung zweigeteilt aus: Die Förderung mittels festen Prämien kann die Finanzierungslücke der gesamten Wertschöpfungsstufe adressieren, indem nicht nur die Kosten der Abscheideanlagen sondern auch die Kosten des Transports und der Speicherung einbezogen werden. Im Gegensatz dazu trägt das Instrument nur bedingt dazu bei, die Investitions- und Volumenrisiken von Transport- und Speicherbetreibern einzudämmen, da die Prämie nur für tatsächlich abgeschiedene Mengen gezahlt würde.

¹¹¹ Denkbar ist beispielsweise die Kosten für die CO₂-Abscheidung (CAPEX und OPEX), welche zusammen bereits mehr als die Hälfte der Gesamtkosten des CCS-Systems ausmachen, auf die Nutzer zu überwältzen. Eine quantitative Analyse der benötigten Höhe der Überwälzung der gesamten Finanzierungslücke für KVAs wurde im Rahmen dieser Studie nicht vorgenommen.

Abbildung 37 Bewertung: Feste Prämien für CO₂-Abscheidung

3 Feste Prämien		Bewertung
Verursachergerechte Finanzierung	<ul style="list-style-type: none"> Abhängig von der Herkunft der eingesetzten Fördermittel. Verursachergerechte Finanzierung, z. B. aus Einnahmen des Emissionshandels (Zement, Chemie) oder durch Kostenüberwälzung auf Verbraucher (KVAs) möglich. 	+
Effizienz	<ul style="list-style-type: none"> Wettbewerbliche Vergabe der Fördermittel, z. B. durch Auktionen, stellt sicher, dass Emittenten mit den geringsten Kosten pro gespeicherter Tonne CO₂ gefördert werden. Allerdings Risiko der Über- bzw. Unterförderung, da keine Anpassung der Prämie an Marktentwicklungen. 	+
Effektivität	<ul style="list-style-type: none"> Limitierter Beitrag zum Ausbau der T&S-Infrastruktur (Risiken für T&S-Betreiber bleiben). Schließung der Finanzierungslücke grundsätzlich möglich, fixe Natur der Prämie lässt jedoch keine (automatische) Anpassung der Förderhöhe. 	-
Vollzugskosten	<ul style="list-style-type: none"> Umsetzbarkeit relativ einfach und administrativer Aufwand nach erfolgter Ausschreibung relativ gering. 	+

Die Intervention einer festen Prämie für CO₂-Abscheidung kann aus der Sicht praktisch aller Beurteilungskriterien positiv eingeschätzt werden. Einzig bei der Effektivität ist eine negative Wertung vorhanden, verhindert die Intervention die Risiken für die T&S-Betreiber nicht.

Quelle: Eigene Darstellung

Instrument 4: Variable Prämie für CO₂-Abscheidung (CCfD)

Abbildung 38 fasst die Bewertung der variablen Prämie für CO₂-Abscheidung zusammen. Ähnlich wie die feste Prämie ist auch für eine variable Prämie eine verursachergerechte Finanzierung möglich. Besonders gut schneidet das Instrument mit Blick auf die Effizienz ab, da (wie bei der festen Prämie) eine wettbewerbliche Vergabe der Mittel möglich ist und zudem eine Über- bzw. Unterförderung aufgrund der variablen Anpassung der Förderhöhe an die zukünftigen Marktentwicklungen vermieden werden kann. Dies gilt insbesondere für die Ausgestaltung des Instruments als Carbon Contract for Difference, wobei für Sektoren, die unter den EHS fallen, der Preis von Emissionsrechten als Referenzpreis genutzt wird.

Solange KVAs zu den Nicht-EHS Sektoren gehören, ist aufgrund fehlender Marktpreissignale die Findung eines adäquaten Referenzpreises schwieriger und das Instrument daher weniger geeignet. Darüber hinaus sind die Vollzugskosten bei variablen Prämien insgesamt als hoch einzuschätzen. Die Ausgestaltung des Instruments ist komplex und die Umsetzung erfordert ein kontinuierliches Reporting und Monitoring. Insbesondere für kleinere Emittenten könnte die Umsetzung mit prohibitiv hohen Kosten verbunden sein.

Mit Blick auf die Effektivität lässt sich feststellen, dass ähnlich wie bei festen Prämien das Instrument der variablen Prämien die Finanzierungslücke bei entsprechender Ausgestaltung schliessen kann, die Förderung beim Emittenten aber nur bedingt dazu beiträgt, die Investitions- und Volumenrisiken von Transport- und Speicherbetreibern einzudämmen.

Abbildung 38 Bewertung: Variable Prämien für CO₂-Abscheidung

Variable Prämien (Carbon Contracts for Difference)		Bewertung
Verursachergerechte Finanzierung	<ul style="list-style-type: none"> Abhängig von der Herkunft der eingesetzten Fördermittel. Verursachergerechte Finanzierung, z.B. aus Einnahmen des Emissionshandels (Zement, Chemie), möglich. 	+
Effizienz	<ul style="list-style-type: none"> Wettbewerbliche Vergabe der Fördermittel, z. B. durch Auktionen stellt sicher, dass Emittenten mit den geringsten Kosten pro gespeicherter Tonne CO₂ gefördert werden. Keine Über- bzw. Unterförderung durch Anpassung der Prämie an Marktentwicklungen. 	++
Effektivität	<ul style="list-style-type: none"> Limitierter Beitrag zum Ausbau der T&S-Infrastruktur (Risiken für T&S-Betreiber bleiben). Automatische Anpassung der Förderhöhe minimiert die Preis- / Erlösrisiken bei Emittenten. Intervention aber limitiert auf Sektoren, die einen marktbasieren CO₂-Referenzpreis haben. 	+ -
Vollzugskosten	<ul style="list-style-type: none"> Vergleichsweise komplexes Modell, das insbesondere für kleinere Emittenten mit relativ hohem administrativem Aufwand verbunden ist, sowohl in der Initiierung (z. B. zur Bestimmung der Parameter für den Referenz und Strike Preis) als auch im Monitoring. 	--

Die Intervention einer variablen Prämie für CO₂-Abscheidung schneidet vor allem hinsichtlich der Effizienz sehr gut ab. Dafür führt dieses doch eher komplexe Modell auch zu hohen Vollzugskosten.

Quelle: Eigene Darstellung

Instrument 5: (Stärkere) Bepreisung des CO₂-Ausstosses

Abbildung 39 fasst die Bewertung einer (stärkeren) Bepreisung des CO₂-Ausstosses zusammen. Eine stärkere Bepreisung des CO₂-Ausstosses bietet Vorteile insbesondere mit Blick auf die „Verursachergerechte Finanzierung“ sowie die „Effizienz“. Emittenten tragen direkt die höheren Kosten für den CO₂-Ausstoss, sodass das Instrument per Definition am „Verursacher“ ansetzt. Zudem trägt eine Anhebung der CO₂-Bepreisung zum Schliessen der Finanzierungslücke im CCS-Markt bei und schafft somit marktbasierende Investitionsanreize in CCS. Auch eine Beschaffungspflicht von qualitativ hochwertigen Negativemissionszertifikaten gleicht einer stärkeren CO₂-Bepreisung und erschliesst somit einen Finanzierungskanal für CCS Anlagen mit biogenen Anteilen. Eine höhere CO₂-Bepreisung im Rahmen der bereits bestehenden Instrumente greift zudem nicht verzerrend in den Wettbewerb um die effizienteste Technologie zur CO₂-Vermeidung ein, da das Instrument im Gegensatz zu anderen betrachteten Interventionen nicht technologie-spezifisch ist. Darüber hinaus sind auch die niedrigen Vollzugskosten bei der CO₂-Bepreisung positiv zu bewerten (unter den unten beschriebenen Einschränkungen bei der politischen Umsetzbarkeit), da letztlich bereits bestehende Instrumente ausgeweitet werden können.

Andererseits wird die Effektivität des Instruments mit Blick auf den Markthochlauf sowie das Schliessen der Finanzierungslücke als gering eingeschätzt. Die Kehrseite des technologieoffenen Instruments ist, dass mit der höheren CO₂-Bepreisung keine spezifische Förderung für CCS-Technologien einhergeht. Da CCS aktuell noch zu den teureren CO₂-Vermeidungskosten zählt, müsste die CO₂-Bepreisung sehr stark steigen (z. B. in Form zusätzlicher Abgaben oder ein Ausweiten des EHS bzw. eine weitere Verknappung der Emissionsrechte), um die entsprechende Wirkung im CCS-Markt zu entfalten. Dies erscheint in der Schweiz aus wirtschafts- und sozialpolitischen Gründen derzeit schwer umsetzbar.¹¹²

¹¹² Eine weitere, nicht von den Kriterien betrachtete Hürde, dürfte die politische Umsetzbarkeit sein. Dies liegt zum einen an politischen Vorbehalten gegenüber dem Ausweiten von Lenkungsabgaben und zum anderen (aufgrund der Kopplung des Schweizer EHS an das EU EHS) an dem fehlenden politischen Hebel für einen Eingriff in das EHS.

Abbildung 39 Bewertung: Stärkere Bepreisung des CO₂-Ausstosses

5 Stärkere CO ₂ -Bepreisung		Bewertung
Verursachergerechte Finanzierung	<ul style="list-style-type: none"> CO₂-Emittenten müssen (höhere) Kosten für CO₂ tragen und erhalten somit Anreize für die Investition in CO₂-Vermeidung. 	++
Effizienz	<ul style="list-style-type: none"> Effizientes Mittel, um Anreize für Investitionen in CCS-Infrastruktur zu gewährleisten durch Anheben der Erlöse. Stärkere CO₂-Bepreisung greift nicht verzerrend in den Wettbewerb ein und gibt somit Anreiz für Investitionen in günstigste Technologien zur CO₂-Vermeidung. 	++
Effektivität	<ul style="list-style-type: none"> Limitierter Beitrag zum Ausbau der T&S-Infrastruktur (Risiken für T&S-Betreiber bleiben). 	-
	<ul style="list-style-type: none"> Schliessen der Finanzierungslücke abhängig von Höhe der CO₂-Pönale. Kein direkter Anreiz zur Investition in CCS, wenn andere günstigere Vermeidungsoptionen vorhanden sind. 	-
Vollzugskosten	<ul style="list-style-type: none"> Geringe Vollzugskosten durch Ausweitung bestehender Instrumente und Verzicht auf Nutzung zusätzlicher staatlicher Mittel. 	+

Die Intervention einer stärkeren Bepreisung des CO₂-Ausstosses führt zu einer verursachergerechten Finanzierung und kann als sehr effizient eingeschätzt werden. Dafür schneidet diese Intervention bezüglich der Effektivität nicht besonders gut ab.

Quelle: Eigene Darstellung

Instrument 6: Staatliche Garantien / Bürgschaften für T&S-Investitionen

Abbildung 40 fasst die Bewertung staatlicher Garantien bzw. Bürgschaften zusammen. Staatliche Garantien oder Bürgschaften stellen ein geeignetes Instrument dar, um die Kapitalkosten grosser, risikobehafteter Infrastrukturprojekte zu senken und erhöhen damit die Attraktivität solcher Projekte für private Investoren. Da Volumen- und Stranded Assets Risiken dadurch gesenkt werden, schneidet das Instrument positiv hinsichtlich des ersten Teilaspekts des Kriteriums Effektivität ab. Allerdings leisten Garantien nur einen begrenzten Beitrag zur Schliessung der Finanzierungslücke im CCS-Markt, da die laufenden Kosten für den Betrieb der Infrastrukturen und der grösste Teil der Kapitalkosten bestehen bleiben und voll auf die Nutzer umgelegt werden.

Durch den weitgehend privatwirtschaftlich getriebenen Aufbau und Betrieb der T&S-Infrastrukturen schneidet die Kosteneffizienz des Instruments positiv ab, da Anreize zur Realisierung von Kostensenkungen und Innovationen erhalten bleiben. Eine verursachergerechte Finanzierung ist grundsätzlich möglich, wenn die Kosten der Absicherung über Fonds, die z. B. aus Einnahmen aus dem Emissionshandel oder anderen CO₂-Abgaben gespeist werden, getragen werden.

Das Instrument schneidet bei den Vollzugskosten sehr positiv ab, da der (laufende) administrative Aufwand vergleichsweise gering ist und die mit staatlichen Garantien und Bürgschaften verbundenen Vergabe- und Verwaltungsfahren bereits aus vielen anderen Bereichen erprobt sind.

Abbildung 40 Bewertung: Staatliche Garantien / Bürgschaften für T&S-Investitionen

Staatliche Garantien / Bürgschaften für T&S-Investitionen		Bewertung
Verursachergerechte Finanzierung	<ul style="list-style-type: none"> Verursachergerechte Ausgestaltung möglich, wenn die Kosten der Absicherung im Garantiefall, z.B. über die Einnahmen aus dem Emissionshandel oder anderen CO₂-Abgaben getragen werden. 	+
Effizienz	<ul style="list-style-type: none"> In der Regel keine wettbewerblichen Vergabeprozesse. Weitestgehender Erhalt der privatwirtschaftlichen Anreize zum kosteneffizienten Aufbau und Betrieb der T&S-Infrastrukturen, da der Staat nur im Garantiefall eingreift. 	+
Effektivität	<ul style="list-style-type: none"> Garantien senken die Kapitalkosten von Projekten und erhöhen die Finanzierungswürdigkeit von Infrastrukturprojekten. 	+
	<ul style="list-style-type: none"> Trägt nur indirekt (durch geringere T&S Kosten) zum Schliessen der (gesamten) Finanzierungslücke bei. 	-
Vollzugskosten	<ul style="list-style-type: none"> Administrativer Aufwand entsteht v.a. beim Abschluss der Garantie/Bürgschaft und ggf. bei Eintritt des Garantiefalls. Aufwand vergleichsweise gering, da staatliche Garantien/Bürgschaften ein aus anderen Sektoren erprobtes Instrument sind. 	++

Die Intervention Staatliche Garantien / Bürgschaften für T&S-Investitionen zeichnet sich durch niedrige Vollzugskosten aus, nicht zuletzt deshalb, weil dieses Instrument aus anderen Sektoren erprobt ist. Abstriche müssen bei der Beurteilung bei der Effektivität dieser Intervention gemacht werden.

Quelle: Eigene Darstellung

Instrument 7: Buchung von T&S-Kapazitäten durch den Staat

Abbildung 41 fasst die Bewertung der Buchungen von Transport und Speicherkapazitäten durch den Staat zusammen. Durch die langfristige Buchung von T&S-Kapazitäten durch den Staat werden sowohl die Investitionsrisiken als auch die kommerziellen Risiken beim Betrieb von CO₂-Infrastrukturen weitgehend reduziert. Denn mit der Kapazitätsbuchung übernimmt der Staat sämtliche Volumenrisiken für die von ihm gebuchten (und daher zu vermarktenden) Kapazitäten (siehe Diskussion der Finanzierungslücke in Kapitel 5.2). Daher ist die Effektivität des Instruments im Sinn der Investitionsanreize für T&S-Investoren als hoch zu bewerten. Andererseits gilt ähnlich wie bei den anderen Instrumenten zur Mitigation von T&S-Risiken, dass diese nur mittelbar (durch geringere T&S-Kosten) zum Schliessen der Finanzierungslücke beitragen. Eine verursachergerechte Finanzierung ist grundsätzlich möglich, wenn die Kosten des Instruments über die Netz- und Speicherentgelte an die Nutzer weitergegeben werden.¹¹³ Möglicherweise prohibitiv hohe Kosten für Netznutzer in der Anfangsphase der Infrastruktur müssten allerdings abgedeckt werden und liessen sich somit womöglich nicht vollständig verursachergerecht finanzieren.

Die staatlichen Kapazitätsbuchungen bergen Nachteile mit Blick auf die hohen Vollzugskosten auf staatlicher Seite, da der Staat eine sehr aktive Rolle bei der Vermarktung der gebuchten Kapazitäten einnehmen muss. Auch hinsichtlich der Effizienz schneidet das Instrument vergleichsweise schlecht ab, da kaum Wettbewerbsdruck und damit geringe Anreize zur Innovation und Kostensenkung geschaffen werden.

¹¹³ Auf diese Weise könnten die initial durch den Bund vorgestreckten Mittel durch die Festlegung von Tarifprofilen im Zeitverlauf verursachergerecht finanziert werden. Durch die komplette Übernahme des Volumenrisikos durch den Staat, besteht jedoch das Risiko einer nicht-verursachergerechten Finanzierung, falls die tatsächlichen Volumina langfristig niedriger sind als erwartet bzw. nötig um die vorgestreckten Mittel seitens des Bundes zu decken.

Abbildung 41 Bewertung: Langfristige Buchung von T&S-Kapazitäten durch den Staat

Langfristige Buchung von T&S-Kapazitäten durch den Staat		Bewertung
Verursachergerechte Finanzierung	<ul style="list-style-type: none"> Verursachergerechte Ausgestaltung möglich, wenn Kosten der Abnahmegarantie über die Entgelte an die Nutzer der T&S Infrastruktur weitergegeben werden. 	+
Effizienz	<ul style="list-style-type: none"> Bilaterale Verträge ohne wettbewerbliche Vergabeverfahren. Bei langfristiger Buchung durch den Staat geringere Anreize für den optimalen Betrieb der Infrastruktur. 	-
Effektivität	<ul style="list-style-type: none"> Langfristige Kapazitätsbuchungen reduzieren die Volumenrisiken bzw. das Risiko von „Stranded Assets“, da T&S-Anbieter unabhängig von tatsächlicher Nutzung vergütet werden. 	++
	<ul style="list-style-type: none"> Trägt nur indirekt (durch geringere T&S Kosten) zum Schliessen der (gesamten) Finanzierungslücke bei. 	-
Vollzugskosten	<ul style="list-style-type: none"> Hoher administrativer Aufwand, wenn der Staat die gebuchten Kapazitäten selber vermarkten würde. 	--

Die Intervention einer langfristigen Buchung von T&S-Kapazitäten durch den Staat hat hohe Vollzugskosten. Positiv wirkt sich dagegen die mit der Intervention verbundene Reduktion des Volumenrisikos aus.

Quelle: Eigene Darstellung

Instrument 8: Feste Kapazitätsprämie für T&S-Betreiber

Abbildung 42 fasst die Bewertung von festen Kapazitätsprämien für Transport und Speicherkapazitäten zusammen. Die festen Kapazitätsprämien für T&S-Betreiber sind in der Wirkungsweise sehr ähnlich wie die Kapazitätsbuchungen durch den Staat. Abweichungen gibt es in der Bewertung hinsichtlich der Kriterien Effizienz, Effektivität und Vollzugaufwand. Die Vollzugskosten sind bei festen Kapazitätsprämien etwas niedriger, d.h. positiver bewertet, da der Staat in diesem Fall keine Rolle bei der Vermarktung von Kapazitäten einnehmen muss. Zudem wird die Effizienz des Instruments etwas besser bewertet, da die Anreize von T&S-Betreibern für eine kosteneffiziente Bereitstellung der Infrastruktur erhalten bleiben. Im Gegenzug gibt es bei der Effektivität von festen Kapazitätsprämien leichte Abstriche, da sie zwar Volumen- und Stranded Assets Risiken abfedern, die kommerziellen Risiken bei der Vermarktung der Kapazitäten jedoch verbleiben. Eine verursachergerechte Finanzierung ist grundsätzlich möglich, wenn die Kosten des Instruments über die Netz- und Speicharentgelte an die Nutzer weitergegeben werden und der Bund an den so erzielten Erlösen partizipiert. Möglicherweise prohibitiv hohe Kosten für Netznutzer in der Anfangsphase der Infrastruktur müssten allerdings abgedeckt werden. Damit verbundene Mehrkosten für den Staat in der Anfangsphase könnten grundsätzlich bei langfristig steigender Auslastung ausgeglichen werden («Clawback-Mechanismus»).

Abbildung 42 Bewertung: Feste Kapazitätsprämie für T&S-Betreiber

8 Feste Kapazitätsprämien für T&S-Anbieter durch den Staat		Bewertung
Verursachergerechte Finanzierung	<ul style="list-style-type: none"> Verursachergerechte Ausgestaltung möglich, wenn Kosten der Kapazitätsprämien über die Entgelte an die Nutzer der T&S-Infrastruktur weitergegeben werden. 	+
Effizienz	<ul style="list-style-type: none"> Bilaterale Verträge ohne wettbewerbliche Vergabeverfahren. Feste Prämien erhalten die Anreize von T&S-Betreiber zur Innovation und Kostensenkung, da zusätzliche Erlöse aus der Kapazitätsvermarktung realisiert werden können. 	+
Effektivität	<ul style="list-style-type: none"> Federn Volumenrisiken bzw. das Risiko von „Stranded Assets“ ab, aber Vermarktungsrisiko verbleibt bei T&S-Anbietern. 	+
	<ul style="list-style-type: none"> Trägt nur indirekt (durch geringere T&S Kosten) zum Schliessen der (gesamten) Finanzierungslücke bei. 	-
Vollzugskosten	<ul style="list-style-type: none"> Administrativer Aufwand bei festen Prämien nach initialer Festlegung relativ gering. 	+

Die Intervention einer festen Kapazitätsprämie für T&S-Betreiber ist grundsätzlich positiv zu beurteilen. Einzige Abstriche sind bei der Effektivität zu machen, da die Intervention nur indirekt einen Beitrag zur Schliessung der Finanzierungslücke leistet.

Quelle: Eigene Darstellung

Instrument 9: Garantierte Kapitalrenditen für T&S-Betreiber

Abbildung 43 fasst die Bewertung von garantierten Kapitalrenditen zusammen. Das Instrument der garantierten Kapitalrenditen für T&S-Betreiber schneidet hinsichtlich der Effizienz und der Effektivität ähnlich positiv ab wie die festen Kapazitätsprämien. Die mit Investitionen in T&S-Infrastrukturen verbundenen Risiken werden durch die Garantie einer festen Rendite auf das eingesetzte Kapital effektiv gemindert und damit Investitionsanreize in kapitalintensive Infrastrukturen geschaffen. Die regelmässige Überprüfung durch eine unabhängige Regulierungsbehörde trägt zur Effizienz des Instruments bei, jedoch gibt es innerhalb der Regulierungsperioden keine oder kaum wettbewerbliche Anreize zur Realisierung von Innovationen und Kostensenkungen.

Die Vollzugskosten des Instruments sind aufgrund der Notwendigkeit einer Regulierungsbehörde vergleichsweise hoch, allerdings kann bei der Umsetzung auf bestehende Erfahrungen mit der Regulierung von anderen Infrastrukturen zurückgegriffen werden.¹¹⁴ Eine verursachergerechte Finanzierung des Instruments ist grundsätzlich möglich, wenn die Kosten über die Netz- und Speicharentgelte an die Nutzer weitergegeben werden. Möglicherweise prohibitiv hohe Kosten für Netznutzer in der Anfangsphase der Infrastruktur müssten allerdings abgefedert werden.

¹¹⁴ Aufgrund der hohen Vollzugskosten für die Einführung einer Regulierungsbehörde kommt das Instrument voraussichtlich vor allem dann in Frage, wenn der Regulierungsrahmen die Einrichtung einer Regulierungsbehörde vorsieht.

Abbildung 43 Bewertung: Garantierte Kapitalrenditen für T&S-Betreiber

Garantierte Kapitalrenditen für T&S-Betreiber		Bewertung
Verursachergerechte Finanzierung	<ul style="list-style-type: none"> Verursachergerechte Ausgestaltung möglich, wenn Kosten über die (regulierten) Entgelte an die Nutzer der T&S Infrastruktur weitergegeben werden. 	+
Effizienz	<ul style="list-style-type: none"> Unabhängige Regulierungsbehörde prüft Investitionen und Kosten. Kein Wettbewerbsdruck und geringer Anreiz für Innovationen und Kostensenkungen innerhalb der Regulierungsperioden. 	+
Effektivität	<ul style="list-style-type: none"> Garantierte Rendite auf die getätigten Investitionen reduziert T&S-Volumenrisiken. Abhängig von der Ausgestaltung bleibt evtl. Restrisiko bzgl. „Stranded Assets“ in der langen Frist. 	+
	<ul style="list-style-type: none"> Trägt nur indirekt (durch geringere T&S Kosten) zum Schliessen der Finanzierungslücke bei. 	-
Vollzugskosten	<ul style="list-style-type: none"> Relativ hoher administrativer Aufwand, da Regulierungsbehörde in wiederkehrenden Zyklen tätig werden muss, um garantierte Renditen und Entgelte neu zu bestimmen. 	-

Die Intervention einer garantierten Kapitalrenditen für T&S-Betreiber hat einerseits relativ hohe Vollzugskosten und zum anderen hilft sie nur indirekt die Finanzierungslücke zu schliessen. Positiv sind dagegen die verursachergerechte Finanzierung und Effizienz zu beurteilen.

Quelle: Eigene Darstellung

5.5.3 Zusammenfassung der Massnahmenbewertung

Die zusammenfassende Abbildung 44 der Bewertungsergebnisse der Instrumente macht deutlich, dass bei fast allen Instrumenten eine verursachergerechte Finanzierung durch die Emittenten bzw. die Nutzer der T&S-Infrastrukturen grundsätzlich möglich ist.¹¹⁵

Hinsichtlich der Effizienz punkten vor allem die beim Emittenten ansetzenden Interventionen, da hier im Rahmen der initialen Vergabeverfahren bzw. über die Förderdauer hinweg starke Anreize für eine kostengünstige Bereitstellung von CCS gesetzt werden können.

Bei der Bewertung der Effektivität zeigt sich, dass die Instrumente unterschiedliche Stärken und Schwächen aufweisen: Die Instrumente 6, 7, 8 und 9 sind spezifisch auf die Mitigation der Risiken ausgerichtet, die mit dem Aufbau der kapitalintensiven CO₂-Transport- und Speicherinfrastrukturen verbunden sind. Diesen Instrumenten ist gemein, dass sie per Definition zwar T&S-Risiken decken, jedoch nur mittelbar bzw. teilweise zum Schliessen der gesamten Finanzierungslücke im CCS-Markt beitragen. Spiegelbildlich dazu schneiden die beim Emittenten ansetzenden laufenden Förderinstrumente 3, 4 und 5 beim zweiten Teilaspekt der Effektivität (Schliessen der Finanzierungslücke) positiver ab, sind aber in der Regel nicht geeignet, um die spezifischen Volumen- und Stranded Assets Risiken der T&S-Betreiber abzufedern.

In Bezug auf die Vollzugskosten schneiden besonders diejenigen Instrumente gut ab, die mit geringem laufendem Aufwand verbunden sind und für die auf Verfahren zurückgegriffen werden kann, die bereits in anderen Bereichen etabliert sind (z.B. Kapitalzuschüsse und staatliche Garantien und Bürgschaften). Demgegenüber führen Instrumente, die sehr komplexe Vergabe- und Verwaltungserfahren erforderlich machen, zu hohen Vollzugskosten auf Seiten des Staates und/oder der privatwirtschaftlichen Akteure (z.B. CCfDs und staatliche Buchung und Vermarktung von T&S-Kapazitäten).

¹¹⁵ Überlegungen zum Budgetbedarf der Einzelmassnahmen und dazu, wie hoch die Einnahmen aus EHS-Erlösen zukünftig ausfallen und für einen verursachergerechte Finanzierung stehen, finden sich im Anhang.

Abbildung 44 Zusammenfassung der Bewertungsergebnisse

	CAPEX-fokussierte Förderung		Laufende Förderung (CAPEX & OPEX)			Instrumente zur T&S-Risikomitigation			
	1 Kapital-Zuschüsse	2 Steuerliche Anreize & beschleunigte Abschreibungsregeln	3 Feste Prämien	4 Variable Prämien (CCFD)	5 Stärkere CO ₂ -Bepreisung	6 Staatliche Garantien für T&S-Investoren	7 Kapazitätsbuchung durch den Staat	8 Feste Kapazitätsprämien	9 Garantierte Kapitalrenditen
Verursachergerechte Finanzierung	+	-	+	+	++	+	+	+	+
Effizienz	+	--	+	++	++	+	-	+	+
Effektivität: Risikomitigation	+	+	-	-	-	+	++	+	+
Effektivität: Schliessen Finanzierungslücke	-	-	+	+	-	-	-	-	-
Vollzugskosten	++	+	+	--	+	++	--	+	-

In der Tabelle sind die neun diskutierten Interventionen vergleichend gemäss der berücksichtigten Beurteilungskriterien zusammengestellt.

Quelle: Eigene Darstellung

Letztlich zeigt sich, dass für einen erfolgreichen Hochlauf des CCS-Marktes eine Kombination von Massnahmen aus den verschiedenen Bereichen (CAPEX-Förderung, laufende Förderung und T&S-Risikomitigation) erforderlich ist.

Die Eignung von einzelnen Instrumenten lässt sich dabei auch entlang der Marktphasen unterscheiden: CAPEX-fokussierte Fördermassnahmen (in Form von Einmalzahlungen) sind vor allem in der sehr frühen Marktphase angezeigt, um die ersten CCS-Projekte zu realisieren. Zusätzlich können Fördermassnahmen in dieser Phase auch OPEX umfassen und so dazu beitragen die Finanzierungslücke zu schliessen. In der Markthochlaufphase spätestens ab dem Jahr 2030 stehen beim Emittenten ansetzende, OPEX-fokussierte Fördermassnahmen (in Form wiederkehrender Zahlungen) im Vordergrund, um die hohen laufenden Mehrkosten beim Einsatz von CCS zu reduzieren. Diese Fördermassnahmen sollten zeitlich begrenzt und langfristig durch einen wirksamen und sektorübergreifenden CO₂-Preis abgelöst werden.¹¹⁶ Zudem müssen in der Markthochlaufphase die spezifischen Risiken in Verbindung mit dem Aufbau der T&S-Infrastruktur angegangen werden, um so die ansonsten mit hohen Risiken behafteten Investitionen zu fördern.

6 Lösungsraum

Die in Kapitel 5 analysierten Instrumente staatlicher Interventionen unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Kompatibilität mit unterschiedlichen Varianten eines Regulierungsrahmens (Kapitel 4). Abschnitt 6.1 geht auf das Zusammenspiel der staatlichen Interventionsmassnahmen und der betrachteten Varianten des Regulierungsrahmens ein. Um zu veranschaulichen, welche

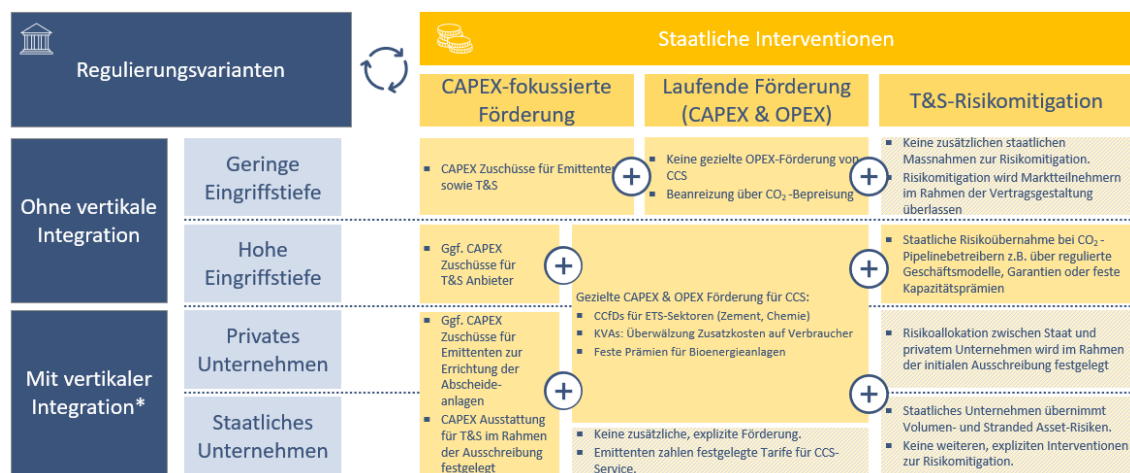
¹¹⁶ Wie in Kapitel 5.3 diskutiert, setzt die Einhaltung der Klimaziele in der langen Frist voraus, dass Emissionen verboten werden, sodass die teuerste Vermeidungstechnologie bzw. Technologien für Negativemissionen den Preis für CO₂ setzen.

Elemente ein Gesamtsystem aus Regulierung und Interventionen enthält und welche Schwerpunkte in den definierten zeitlichen Phasen bestehen, enthält Abschnitt 6.2 Beispiele zur Regulierung der CCS-Wertschöpfungskette.

6.1 Kombinationen aus Regulierungsrahmen und staatlichen Interventionen

Grundsätzlich sind die verschiedenen Einzelmassnahmen im Bereich der CAPEX-fokussierten Förderung und der laufenden Förderung mit jeweils mindestens einer der betrachteten Regulierungsvarianten kompatibel (Abbildung 45):

Abbildung 45 Empfehlung zu Interventionspaketen im Zusammenspiel mit dem gewähltem Regulierungsrahmen



*Annahme: Vertikal integriertes Unternehmen deckt Transport und Speicherung ab, nicht aber die Abscheidung von CO₂ beim Emittenten.

In der Abbildung sind die besprochenen Regulierungsvarianten (Kapitel 4) und die identifizierten Interventionen (Kapitel 5) abgetragen. Zudem verdeutlicht die Abbildung, welche staatlichen Interventionen kombiniert und mit welchen Regulierungsvarianten zusammen betrachtet werden können.

Quelle: Eigene Darstellung

- **Kapitalzuschüsse** sowie **steuerliche Anreize und beschleunigte Abschreibungen** sind in allen Regulierungsvarianten umsetzbar und sinnvoll. Eine Ausnahme gilt für den Fall eines vertikal integrierten staatlichen Akteurs, für den die CAPEX-Ausstattung im Rahmen der initialen Ausschreibung festgelegt wird.
- **Feste und variable Prämien** für Emittenten sind grundsätzlich mit allen Regulierungsvarianten kompatibel. In dem Regulierungsszenario mit einem vertikal integrierten staatlichen Akteur wäre eine laufende Förderung ggf. nicht erforderlich, wenn das vertikal integrierte Unternehmen alle Stufen der CCS-Wertschöpfungskette von der Abscheidung bis zur Speicherung umfasst. Diese tiefe Integration ist in der Praxis jedoch unwahrscheinlich. Am besten geeignet sind variable und feste Prämien für die Regulierungsvariante ohne vertikale Integration und mit hoher Eingriffstiefe. Grundsätzlich wäre dabei zu überlegen, ob die laufenden Förderinstrumente sektorspezifisch gestaltet werden müssten. Hier wären eine Kombination aus CCfDs für dem Emissionshandel unterliegende grosse Industrieanlagen, festen Prämien für Bioenergieanlagen und zusätzliche CO₂-Abgaben für KVAs denkbar.

- Eine **stärkere CO₂-Bepreisung** wäre verursachergerecht, jedoch ist sie, wie im vorigen Abschnitt erwähnt, aufgrund der politischen- und wirtschaftlichen Widerstände mittelfristig eher schwer umsetzbar. Ohne weitere Eingriffe sind die bestehenden CO₂-Preise aber zu niedrig, um die Finanzierungslücke zu schliessen. Allerdings werden die CO₂-Preise über Sektoren hinweg langfristig steigen müssen, wenn die Netto-Null-Ziele erreicht werden sollen. Das Instrument ist insbesondere im Regulierungsrahmen ohne vertikale Integration und mit geringer Eingriffstiefe geeignet, da Preissignale eine dezentrale Marktorganisation ermöglichen. Dabei wird darauf gesetzt, dass die Akteure im CCS-Markt auf Basis einer langfristig ansteigenden CO₂-Preiserwartung ausreichend Anreize für den Einsatz von CCS erhalten.
- Die verschiedenen betrachteten Massnahmen zur T&S-Risikomitigation wie **staatliche Bürgschaften, feste Kapazitätsprämien, staatliche Kapazitätsbuchungen und garantierte Kapitalrenditen** sind nur in der Regulierungsvariante ohne vertikale Integration und mit hoher Eingriffstiefe relevant. Im Rahmen der Regulierungsszenarien mit vertikaler Integration werden die T&S-spezifischen Risiken durch das vertikal integrierte Unternehmen gemanagt, so dass keine zusätzlichen Interventionen zur Risikomitigation angezeigt sind. Demgegenüber wäre es in einem Szenario mit geringer Eingriffstiefe (und ohne vertikale Integration) denkbar, dass analog zu einem Verzicht auf gezielte laufende Förderung auch auf zusätzliche staatliche Risikomitigationsmassnahmen verzichtet wird. Eine Ausnahme stellen dabei staatlichen Garantien/Bürgschaften dar, die aufgrund des vergleichsweise geringen Eingriffs in die privatwirtschaftlichen Anreizstrukturen auch in einem insgesamt sehr stark marktbasieren Regulierungsszenario denkbar sind.

6.2 Beispiele von Regulierungsoptionen

Die folgenden Beispiele für Regulierungsoptionen zeigen, welche Elemente eines Regulierungsrahmens und staatlichen Interventionen kombiniert werden können und wie sich diese in den Regulierungsphasen 1 und 2 unterscheiden. Dabei zeigen wir drei Beispiele, in denen eine verfassungsrechtliche Bundeskompetenz erforderlich ist. Im ersten Beispiel bleibt die Marktstruktur offen und es ist keine vertikale Integration von Akteuren vorgesehen (Abschnitt 6.2.1). Im zweiten Beispiel gibt es einen vertikal integrierten Pipeline- und Speicherbetreiber (Abschnitt 6.2.2). Im dritten Beispiel gibt es eine Transition von einer offenen Marktstruktur hin zu einem vertikal integrierten Unternehmen (Abschnitt 6.2.3). Abschliessend betrachten wir die Implikationen für die Beispiele, wenn keine verfassungsrechtliche Bundeskompetenz vorliegt (Abschnitt 6.2.4).

6.2.1 Beispiel für Regulierungsoption ohne vertikale Integration

Im betrachteten Beispiel besteht für den Regulierungsrahmen bereits in Phase 1 eine spezialgesetzliche Regelung auf Basis einer verfassungsrechtlichen Bundeskompetenz.¹¹⁷ Darin sind die Rechte und Pflichten der Marktakteure und der Marktaufsichtsbehörde geregelt. In Phase 1 gibt es noch keinen zentralen Systemverantwortlichen, da der Markt noch durch einzelne Cluster und noch nicht durch ein zusammenhängendes Pipeline- (und Speicher-)system gekennzeichnet ist. Es gibt folglich in Phase 1 auch keine Regelung des Marktzugangs, jedoch sind bereits die Bedingungen festgehalten, wie der Marktzugang und die Systemverantwortung in Phase 2 ge-

¹¹⁷ Alternativ wäre ein kantonales Konkordat möglich (vgl. Abschnitt 3.5).

staltet werden, um das Regulierungsrisiko für die Akteure überschaubar zu halten. Die Marktaufsichtsbehörde koordiniert in Phase 1 die Marktplanung und bereitet die Organisation ihrer Aufgaben in Phase 2 vor.

Die staatlichen Interventionen basieren ebenfalls auf einer gesetzlichen Grundlage, die durch eine verfassungsrechtliche Bundeskompetenz gestützt ist. Als Grundlage der Interventionen wird die stärkere Bepreisung des CO₂-Ausstosses zur Internalisierung der externen Kosten des CO₂-Ausstosses fortgeführt und gemäss Fahrplan des Bundesrats fortlaufend an die Entwicklungen der EU angepasst. Dazu gehört auch die Prüfung des Grenzausgleichsmechanismus (CBAM) 2026, mit Blick auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit der Industrie. Aufgrund der bestehenden Finanzierungslücke (Abschnitt 5.2) werden Fördermassnahmen bei den Emittenten und im Bereich für T&S vorgesehen. Bei den Emittenten werden in Phase 1 initiale Investitionszuschüsse eingesetzt, die eine Kostenreduktion aus Sicht dieser Akteure mit sich bringen, die ergänzt werden können durch wiederkehrende Zuschüsse (CAPEX und OPEX) im laufenden Betrieb. Je nach Sektor kann dabei unterschiedlich vorgegangen werden. In Sektoren, in denen ein CO₂-Preis vorhanden ist (EHS-Sektoren wie Zement) kann mit Differenzverträgen (CCfD) das Risiko genommen werden, dass die CCS-Kosten den CO₂-Preis übersteigen. Diese marktnahe Lösung steht für Bioenergie nicht zur Verfügung, so dass in diesem Bereich feste Prämien eingesetzt werden. Bei den KVA ist denkbar, dass die CCS-Kosten per Gesetz den Verbrauchern überwälzt werden. Im T&S-Bereich liegt der Fokus der Interventionen auf Risikomitigation wie staatlichen Garantien oder staatlichen Buchungen von Kapazitäten. Ergänzend können auch direkte Investitionshilfen erwogen werden.

Abbildung 46 Beispiel Regulierungsoption ohne vertikale Integration



In der Tabelle sind die wesentlichen Elemente eines Regulierungsrahmens mit dazugehörigen möglichen staatlichen Interventionsmassnahmen abgetragen, wenn beim Markthochlauf mehrere Akteure auf den verschiedenen Wertschöpfungsstufen aktiv sind, und eine Marktaufsichtsbehörde die Koordination Marktplanung übernimmt.

Quelle: Eigene Darstellung

In Phase 2 nimmt der zentrale Systemverantwortliche seine Aktivitäten auf Basis der spezialgesetzlichen Regelungen auf. Die Arbeit der Marktaufsichtsbehörde verschiebt sich von der Marktplanung auf die Marktüberwachung und Marktzugangsfragen. Als Grundlage für die Überprüfung und Justierung der staatlichen Interventionen prüft sie, inwieweit Finanzierungslücken weiterbestehen. Da in Phase 2 die Finanzierungslücke kleiner wird, ist zu prüfen, inwieweit die

laufende OPEX-CAPEX-Förderung bei den Emittenten reduziert und auslaufen kann. Da die Höhe der Finanzierungslücke von der Höhe des CO₂-Preises abhängt, ist die CO₂-Bepreisung via EHS (und Abgaben) fortzuführen.

Der Vorteil des geschilderten Zusammenspiels von Regulierungsrahmen und staatlichen Interventionen liegt in einer gewissen Flexibilität und Offenheit für die Entwicklung der Marktstrukturen. Sowohl die Ausgestaltung des Regulierungsrahmens als auch die vorgesehenen staatlichen Fördermassnahmen können so den sich ändernden Rahmenbedingungen und Entwicklungen des CCS-Markthochlaufs angepasst werden. Diese Flexibilität wirkt sich aber negativ auf die Rechtssicherheit für die betroffenen Akteure aus. Dazu kommt, dass in diesem Beispiel ein Vielzahl an Akteuren sowohl von der Regulierung als auch von staatlichen Interventionen betroffen sind. Dies wirkt sich negativ auf die Vollzugskosten aus.

6.2.2 Beispiel für Regulierungsoption mit vertikaler Integration

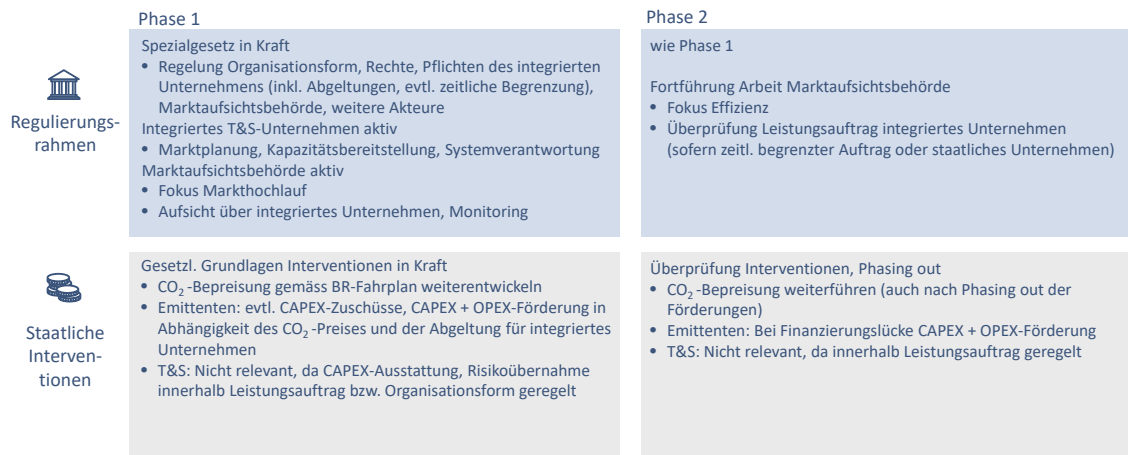
Auch im Beispiel mit einem vertikal integrierten Unternehmen, das alle Pipelines und Speicher in der Schweiz betreibt¹¹⁸, gibt es bereits in Phase 1 ein Spezialgesetz auf Basis einer verfassungsrechtlichen Bundeskompetenz. Darin sind Organisations- und Gesellschaftsform, Rechte und Pflichten des vertikal integrierten Unternehmens und, der weiteren Marktakteure wie Emittenten und der Marktaufsichtsbehörde geregelt. Das integrierte T&S-Unternehmen übernimmt die Marktplanung und Systemverantwortung und stellt die Kapazitäten bereit. Die Marktaufsichtsbehörde überwacht das T&S-Unternehmen, in Phase 1 mit Fokus auf dem Markthochlauf und Monitoring.

Die staatlichen Interventionen umfassen wie in allen Beispielen die stärkere Bepreisung des CO₂-Ausstosses und stehen, wie auch der Regulierungsrahmen, auf einer verfassungsrechtlichen Bundeskompetenz. Sie beschränken sich auf die Emittenten und können gestaltet werden wie in der Variante ohne vertikale Integration eines T&S-Unternehmens. Die Schliessung der Finanzierungslücke des T&S-Unternehmens wird durch die CAPEX-Ausstattung dieses Unternehmens und im Fall eines privaten Unternehmens durch die im Leistungsauftrag vereinbarte Risikoübernahme geschlossen. Im Fall eines staatlichen Unternehmens besteht automatisch eine Risikoübernahme des Staates.

In Phase 2 führt die Regulierungsbehörde ihre Arbeit fort, verschiebt aber den Fokus auf die Prüfung der Effizienz und, sofern festgelegt, den Leistungsauftrag Unternehmens. Dazu gehört auch der Umgang mit verbleibenden Finanzierungslücken und Risiken. Wie im Beispiel ohne vertikal integriertes Unternehmen kommt es zu einem Phasing out der Förderungen für Emittenten im Zuge des Anstiegs der CO₂-Preise.

¹¹⁸ Im Beispiel ist das vertikal integrierte Unternehmen für Pipelines und Speichern verantwortlich. Grundsätzlich sind die Aufgaben im Zusammenhang mit Pipelines und Speicher unterschiedlich und eine Trennung wäre denkbar. Die Trennung oder Zusammenfassung der Aufsicht über Speicher und Pipelines ist auch davon abhängig, ob eine Bundeskompetenz für beide Bereiche besteht oder nur für Pipelines. Die EU Industrial Carbon Management Strategie (EU CMS) sieht eine EU-weit koordinierte Infrastrukturplanung (inkl. Speicher) vor. Zudem wird die EU-Kommission einen Vorschlag für die zukünftige Regulierung eines grenzüberschreitenden CO₂-Transportnetzes entwickeln.

Abbildung 47 Beispiel Regulierungsoption mit vertikaler Integration



In der Tabelle sind die wesentlichen Elemente eines Regulierungsrahmens mit dazugehörigen möglichen staatlichen Interventionsmassnahmen abgetragen, wenn der Bau und Betrieb der geplanten Pipelines und Speicher von einem vertikal integrierten Unternehmen bereits ab der Phase 1 wahrgenommen wird.

Quelle: Eigene Darstellung

Der Vorteil dieser Regulierungsoption mit entsprechenden staatlichen Interventionen liegt darin, dass deutlich weniger Akteure betroffen sind sowohl bei der Koordination des Aufbaus der CCS-Infrastruktur als auch von der Schliessung der Finanzierungslücke. Dies wirkt sich positiv auf die Vollzugskosten des Regulierungsrahmens aus. Dazu kommt, dass durch die Formulierung eines Leistungsauftrages an das vertikal integrierte Unternehmen die Risiken bezüglich Transport und Speicherung einfacher berücksichtigt werden können, als dies in einem dezentral organisierten Markt der Fall ist. Jedoch muss in dieser Regulierungsvariante mehr Aufmerksamkeit auf die Sicherstellung eines effizienten Aufbaus und Betriebs des CCS-Marktes gelegt werden als in Varianten mit mehr Marktakteuren.

6.2.3 Beispiel für Regulierungsoption Transition zu vertikaler Integration

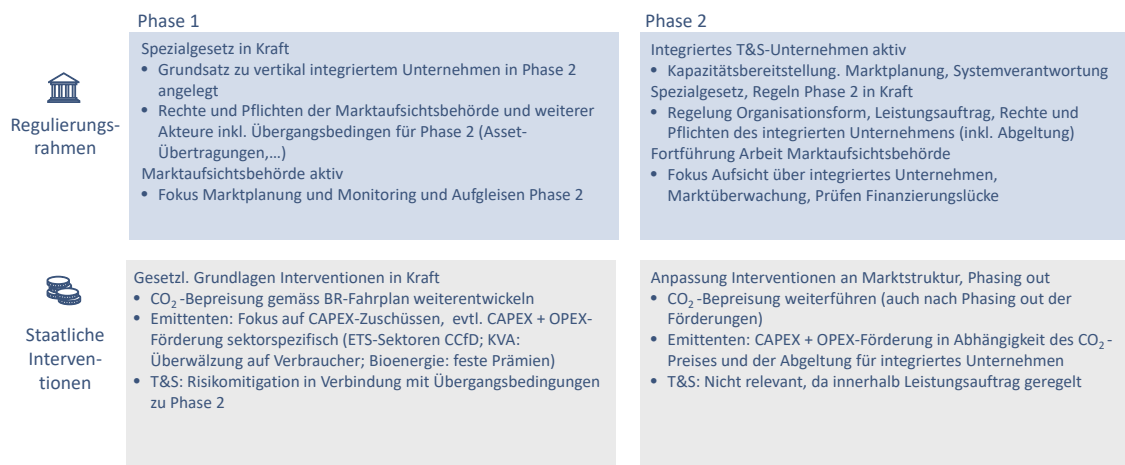
In diesem Beispiel besteht in Phase 1 ein Spezialgesetz, bei dem die Marktordnung innerhalb der Phase 1 offenbleibt und entsprechend die Rechte und Pflichten aller Marktakteure sowie der Marktaufsichtsbehörde festgelegt sind. Da in Phase 2 ein vertikal integriertes Unternehmen den T&S-Bereich vollständig für die ganze Schweiz übernehmen soll, sind die diesbezüglichen Übergangsbedingungen bereits im Spezialgesetz definiert. Insbesondere die Modalitäten der Asset-Übertragung sind zu regeln, da die Akteure sonst neben den Risiken aus dem CCS-Markt noch das Risiko zur Abgeltung des Eigentums zu tragen hätten, was Investitionen unwahrscheinlich macht. Wie im Beispiel ohne vertikale Integration erfolgt die Marktplanung dezentral und es gibt keinen Systemverantwortlichen. Die Marktaufsichtsbehörde ist entsprechend mit der Koordination der Marktplanung beschäftigt und bereitet den Übergang in die Welt mit integriertem T&S-Unternehmen in Phase 2 vor.

Die staatlichen Interventionen basieren wie alle Beispiele auf den CO₂-Preisen und setzen in der Phase 1 auf initiale CAPEX-Förderungen bei den Emittenten in Kombination mit sektorspezifisch unterschiedlich gestalteten Beiträgen an die laufenden Kosten. Für die T&S-Akteure, die nur in Phase 1 aktiv sind, kann das Risiko reduziert und die Finanzierungslücke geschlossen

werden durch Risikomitigationsmassnahmen und in der Gestaltung der Abgeltungen beim Übergang der Assets auf den vertikal integrierten T&S-Akteur.

In Phase 2 nimmt das integrierte T&S-Unternehmen seine Arbeit auf und stellt die Kapazitäten bereit, führt die Marktplanung fort und übernimmt die Systemverantwortung. Die Modalitäten für die Tätigkeit des integrierten T&S-Unternehmens inkl. Abgeltung sind wie im Beispiel mit vertikaler Integration im Spezialgesetz geregelt. Die Marktaufsichtsbehörde führt ihre Arbeit fort und legt den Fokus auf die Überwachung des integrierten Unternehmens. Wie in den übrigen Beispielen kommt es bei den staatlichen Interventionen zu einem Phasing out, ausser beim CO₂-Preis, der in Phase 2 ansteigt.

Abbildung 48 Beispiel Regulierungsoption Transition zu vertikaler Integration



In der Tabelle sind die wesentlichen Elemente eines Regulierungsrahmens mit dazugehörigen möglichen staatlichen Interventionsmassnahmen abgetragen, wenn der Markthochlauf (Phase 1) dezentral organisiert wird und in der Phase 2 ein vertikal integriertes Unternehmen die Funktionsweise des Marktes sicherstellt.

Quelle: Eigene Darstellung

Grundsätzlich vereint dieses Beispiel die Vor- und Nachteile der beiden vorgängig diskutierten Varianten. Hervorzuheben ist die Flexibilität bei der Marktplanung und des Markthochlaufs inklusive einer entsprechenden Betonung auf die Effizienz des Markthochlaufs. Die mit der Phase 2 verbundenen Risiken können dagegen im Vergleich zur vollständig dezentralen Lösung einfacher adressiert werden, da in dieser Phase ein vertikal integriertes Unternehmen als einziger Ansprechpartner mit Leistungsauftrag fungiert. Herausfordernd in diesem Beispiel ist die Regulierung und Umsetzung der Übergangsphase. Hierzu sind insbesondere Bewertungsthemen frühzeitig zu regeln, da ansonsten die Investitionsbereitschaft in der Phase 1 zu niedrig ausfällt.

6.2.4 Regulierungsoption ohne Bundeskompetenz

Liegt keine verfassungsrechtliche Bundeskompetenz oder ein kantonales Konkordat vor, fehlt die Grundlage für einen koordinierten Regulierungsrahmen¹¹⁹. Beispiele mit einem schweizweit vertikal integrierten Unternehmen, dem eine bestimmte Aufgabe übertragen wird, fallen damit

¹¹⁹ Zu beachten in diesem Zusammenhang ist, dass beispielsweise auch bei Vorhandensein einer Bundeskompetenz je nach Intervention unterschiedliche rechtliche Grundlagen relevant sind.

weg. Ebenfalls kann unter diesen Bedingungen keine zentrale Marktplanung oder Systemverantwortung eingerichtet werden. Ohne Spezialgesetz organisieren sich die Akteure selbst. Sie unterliegen den allgemeinen wettbewerbsrechtlichen Regeln des Kartellgesetzes. Aufgrund des Risikos, dass Absprachen zur Koordination im Zuge des Markthochlaufs kartellrechtlich sanktioniert werden, dürften die Akteure sehr zögerlich vorgehen.

Diese erhöhte Unsicherheit impliziert, dass der Risikozuschlag der Investoren steigt, und sich die Finanzierungslücke vergrössert. Die staatlichen Interventionen müssten also stärker ausfallen. Eine fehlende verfassungsrechtliche Bundeskompetenz hat aber auch Implikationen für die staatlichen Interventionen (ausser CO₂-Preise), so dass genau dies erschwert wird. Denn Fördermassnahmen des Bundes bedürfen einer Bundeskompetenz. Es müsste diesbezüglich also an bestehende Verfassungsgrundlagen bzw. bestehende Gesetze angeknüpft werden, die evtl. einige Bereiche wie Abfallwirtschaft betreffen, aber nicht den gesamten CCS-Sektor. In einem Szenario ohne Bundeskompetenz kommt demnach dem CO₂-Preis eine noch bedeutendere Rolle zu als in den Szenarien mit Bundeskompetenz. Ein möglichst umfassender sektorübergreifender CO₂-Preis trägt dazu bei, die Finanzierungslücke zu schliessen.

Je stärker auf die CO₂-Bepreisung gesetzt wird, desto mehr sind flankierende Massnahmen für die Aufrechterhaltung der Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Wirtschaft mitzudenken.

7 Fazit

Durch das Klima- und Innovationsgesetz (KIG) ist das Ziel von Netto-Null-Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 in der Schweiz rechtlich verankert. Damit bis 2050 dieses nationale Netto-Null-Ziel erreicht werden kann, müssen gemäss dem BAFU rund 7 Mio. Tonnen (Mt) CO₂-eq pro Jahr durch CCS¹²⁰ an Punktquellen in der Schweiz vermieden und ausgeglichen werden, davon sind voraussichtlich 2 Mt Negativemissionen. Zusätzlich müssen zur Klimaneutralität 5 Mt ausländische Negativemissionen erworben werden. Die Zielerreichung bedingt eine entsprechende CCS-Infrastruktur in der Schweiz.

Damit ein entsprechender CCS-Markt entstehen und funktionieren kann, sind folgende drei Grundlagen von Bedeutung:

- **Bundeskompetenz:** Der Aufbau eines Pipeline-Systems für den Transport des abgeschiedenen CO₂ in der Schweiz sowie die allenfalls künftige inländische Speicherung wird mehrere Kantone tangieren. Ohne eine entsprechende verfassungsrechtlich begründete Bundeskompetenz ist der Aufbau eines Regulierungsrahmens für den Aufbau der notwendigen Infrastruktur in der Schweiz von den Aktivitäten der betroffenen Kantone und deren Koordination beispielsweise über eine interkantonale Vereinbarung (Konkordat) abhängig. Auch die Möglichkeiten zur Einführung von Interventionsmassnahmen des Bundes zur Schliessung der Finanzierungslücke sind ohne Bundeskompetenz eingeschränkt, da Fördermassnahmen des Bundes generell einer verfassungsrechtlich begründeten Bundeskompetenz bedürfen. Dies betrifft grundsätzlich alle in der Studie diskutierten Interventionsmassnahmen, seien dies Instrumente zur Übernahme von Volumenrisiken oder zur direkten Förderung von Investitionen. Ausnahme ist die CO₂-Bepreisung. Die Einführung einer

¹²⁰ Wird CO₂ abgeschieden und gespeichert, spricht man von «Carbon Capture and Storage, CCS». CO₂ kann aber auch stofflich gebunden und gespeichert werden («Carbon Capture, Storage and Utilisation, CCUS»). Im Bericht verwenden wir vereinfachend den Begriff «Carbon Capture and Storage, CCS», da der Schwerpunkt der Analyse bei CCS liegt.

Bundeskompetenz benötigt ein obligatorisches Referendum und einen zeitlichen Vorlauf, der bei der Umsetzung des vom Bundesrat angestrebten zwei Phasen Modells zu beachten ist.

- **Umgang mit der Finanzierungslücke:** Die Studie zeigt, dass die mit dem Aufbau und Betrieb einer CCS-Infrastruktur verbundenen Kosten pro abgeschiedener Tonne CO₂ zumindest kurz und mittelfristig absehbar höher sind als der zu erwartende Preis pro Tonne CO₂ im Emissionshandelssystem (EHS). Mit anderen Worten sind die Kosten für CO₂ in den Szenarien mit mittleren und hohen CCS-Kosten nicht komplett internalisiert. Ohne weitere staatliche Fördermassnahmen zur Deckung der Finanzierungslücke besteht somit das Risiko, dass Investitionen zum Hochlauf des CCS-Marktes nicht in ausreichendem Masse erfolgen. Die möglichst verursachergerechte Schliessung der Finanzierungslücke sollte bei der Gestaltung der Rahmenbedingungen mitberücksichtigt werden. Die Verursachergerechtigkeit ist bei den Instrumenten zur CO₂-Bepreisung gegeben. Bei Interventionen zur Schliessung der Lücke, bei denen direkt oder indirekt Fördermittel vom Staat an die Akteure fliessen, ist der erzielbare Grad der Verursachergerechtigkeit stark davon abhängig, wie die Massnahmen finanziert werden. Der Grad der Verursachergerechtigkeit steigt tendenziell, je mehr Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung dafür verwendet werden. Zu beachten ist in diesem Zusammenhang, dass aufgrund der Erwartung steigender CO₂-Preise im EHS auch die Finanzierungslücke über die Zeit abnehmen wird.
- **Ausgestaltung des Regulierungsrahmen:** Drittes zentrales Element für einen erfolgreichen CCS-Markthochlauf ist der Regulierungsrahmen. Dieser soll dazu beitragen, in der Hochlaufphase die Risiken im Zusammenhang mit dem Koordinationsproblem für die Akteure zu reduzieren. Namentlich Marktregulierungen, technische Regulierungen und die Regelung von Konzessions- und Haftungsfragen können aus ökonomischer, technischer und rechtlicher Sicht Koordinationsmöglichkeiten schaffen. Ausserdem soll der Regulierungsrahmen prospektiv dazu beitragen, dass der Missbrauch von Marktmacht in einem etablierten CCS-Markt verhindert wird. Je nach Ausprägung der einzelnen Gestaltungselemente innerhalb der Regulierungsbereiche resultiert ein Regulierungsrahmen mit niedrigerer oder höherer Eingriffstiefe. Der Regulierungsrahmen kann die Leitplanken für die Zusammenarbeit verschiedener Akteure auf den verschiedenen CCS-Wertschöpfungsstufen setzen oder alternativ ein vertikal integriertes (staatliches oder privates) Unternehmen vorsehen. Diese verschiedenen Optionen sind zudem mit den diversen Interventionsmöglichkeiten zur Schliessung der Finanzierungslücke kombinierbar. Bei der Kombination sind die verschiedenen Instrumente einerseits im Hinblick auf deren Wirkung (Investitionshilfen, Risikoreduktion oder Unterstützungen in Bezug auf die laufenden Betriebskosten) und andererseits im Hinblick auf die zeitliche Dimension (Marktphasen) zu unterscheiden. Abzuwägen ist bei der Gestaltung der Rahmenbedingungen generell, ob diese flexibel auf Änderungen der Marktsituation anpassbar sind. Die Rahmenbedingungen sollten eine gewisse Rechtssicherheit bieten, damit die Unsicherheiten für die Akteure, welche insbesondere in der Markthochlaufphase beträchtlich sind, nicht zusätzlich durch Regulierungsrisiken erhöht werden.

8 Quellenverzeichnis

Zahlreiche Quellen zu Gesetzen und Verordnungen sind in Fussnoten aufgeführt und werden im Quellenverzeichnis nicht separat referenziert.

- Abegg, A. und L. Dörig. 2019. System der privaten und öffentlichen Nutzungsrechte am Untergrund. URP / DEP / DAP. 5:385–419.
- BAFU. 2022. Vereinbarung mit Kehrrechtverbrennungsanlagen. Bundesamt für Umwelt.
- . 2023. Emissionshandel für Betreiber von Anlagen: Wichtigste Zahlen 2022 (Stand 31. August 2023). BAFU.
- . 2024. Klimaschutz-Verordnung. Erläuternder Bericht.
- BAK Basel Economics und Dena (2023): Carbon Capture & Storage (CCS) - Kostenschätzung für ein CCS-System für die Schweiz bis 2050. Studie im Auftrag des BAFU
- Beiron, J., Normann, F., & Johnsson, F. (2022). A techno-economic assessment of CO₂ capture in biomass and waste-fired combined heat and power plants – A Swedish case study. International Journal of Greenhouse Gas Control. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2022.103684>
- Becattini, V., P. Gabrielli, C. Antonini, J. Campos, A. Acquilino, G. Sansavini und M. Mazzotti. 2022. Carbon dioxide capture, transport and storage supply chains: Optimal economic and environmental performance of infrastructure rollout. International Journal of Greenhouse Gas Control, 117:103635. doi:10.1016/j.ijggc.2022.103635.
- BFE. 2022. Aufbau von Gasspeicherkapazitäten in der Schweiz und alternative Optionen für eine inländische Gasversorgung.
- BMUV. 2019. Brennstoffemissionshandelsgesetz. <https://www.bmuv.de/gesetz/brennstoffemissionshandelsgesetz>
- BMWK. 2022. Evaluierungsbericht der Bundesregierung zum Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (KSpG). https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energiedaten/evaluierungsbericht-bundesregierung-kspg.pdf?__blob=publicationFile&v=10
- BMWK. 2023. FAQ zum Wasserstoff-Kernnetz. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/FAQ/Wasserstoff-Kernnetz/faq-wasserstoff-kernnetz.html>
- BMWK. 2024a. Einigung über EU-weit einheitlichen, freiwilligen Zertifizierungsrahmen für CO₂-Entnahme und Carbon Farming beschlossen: [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/03/2024-03-08-einigung-ueber-eu-weit-einheitlichen-freiwilligen-zertifizierungsrahmen-fuer-CO₂-entnahme-und-carbon-farming-beschlossen.html](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/03/2024-03-08-einigung-ueber-eu-weit-einheitlichen-freiwilligen-zertifizierungsrahmen-fuer-CO2-entnahme-und-carbon-farming-beschlossen.html)
- BMWK 2024b. Eckpunkte der Bundesregierung für eine Carbon Management-Strategie. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/240226-eckpunkte-cms.html>
- Bundesrat. 2022a. CO₂-Abscheidung und Speicherung (CCS) und Negativemissionstechnologien (NET). – Wie sie schrittweise zum langfristigen Klimaziel beitragen können.
- . 2022b. Botschaft zur Revision des CO₂-Gesetzes für die Zeit nach 2024. Bern.

- . 2023. Auswirkungen von CO₂-Grenzausgleichsmechanismen auf die Schweiz. Bericht des Bundesrates in Erfüllung des Postulates 20.3933 APK-N vom 25. August 2020.
- Bundesversammlung der Schweizerischen Eidgenossenschaft. 2022. Bundesgesetz über die Ziele im Klimaschutz, die Innovation und die Stärkung der Energiesicherheit (KIG) vom 30. September 2022. <https://www.fedlex.admin.ch/eli/fga/2022/2403/de>
- BVGE. 2011. 2011/19 Öffentliche Werke - Energie - Verkehr.
- CCS Norway. o.D. Regulatory Lessons Learned from Longship – The public sector’s involvement in Europe’s first industrial CCS chain. https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/sustainability/net-zero-industry-act_en
- CCS Norway. o.D. Regulatory Lessons Learned from Longship – The public sector’s involvement in Europe’s first industrial CCS chain. <https://ccsnorway.com/publication/regulatory-lessons-learned/>
- CLIMIT Programme Board. 2022. Programme Plan CLIMIT: <https://gassnova.no/en/>
- Congressional Research Service. 2022. Carbon Capture and Sequestration (CCS) in the United States. <https://sgp.fas.org/crs/misc/R44902.pdf>
- Department for Business, Energy & Industrial Strategy. 2021. CCUS Supply Chains: a roadmap to maximise the UK’s potential. <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/60953f3a8fa8f56a39f3615e/ccus-supply-chains-roadmap.pdf>
- Department for Business, Energy & Industrial Strategy. 2022. Carbon Capture , Usage and Storage. An update on the business model for Transport and Storage. <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/61d6f02ae90e07037c8d6001/ccus-transport-storage-business-model-jan-2022.pdf>
- Department for Energy Security & Net Zero. 2023. Carbon Capture, Usage and Storage. An update on the business model for Transport and Storage – indicative heads of terms: explanatory note. <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6493fb85de86820013bc8be7/ccus-ts-business-model-update.pdf>
- Die Bundesregierung. 2023. Förderprogramm Klimaschutzverträge (Carbon Contracts for Difference, CCfD). <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Wasserstoff/Foerderung-National/018-pilotprogramm.html>
- Dutch Emissions Authority. o.D. CO₂ Tax. [https://www.emissionsauthority.nl/topics/themes/CO₂-tax](https://www.emissionsauthority.nl/topics/themes/CO2-tax)
- elementenergy. (2018). Shipping CO₂ - UK Cost Estimation Study. Abgerufen am 26. 10 2022 von [https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/761762/BEIS_Shipping_CO₂.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/761762/BEIS_Shipping_CO2.pdf)
- Energy Facts Norway. 2023. Taxes and Emissions Trading. <https://energifaktanorge.no/en/etbaerekraftig-og-sikkert-energisystem/avgifter-og-kvoteplikt/>
- EspaceSuisse. 2021. Einführung in die Raumplanung. EspaceSuisse.
- Europäische Kommission. 2021a. COM(2021) 800. Communication from the commission to the European Parliament and the Council. Sustainable Carbon Cycles. https://climate.ec.europa.eu/system/files/2021-12/com_2021_800_en_0.pdf

- Europäische Kommission. 2021b. Überarbeitung der Richtlinie über die Energiebesteuerung: Fragen und Antworten. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda_21_3662
- Europäische Kommission. 2022. 2022/0394(COD). Proposal for a regulation of the European parliament and of the council establishing a union certification framework for carbon removals. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A672%3AFIN&qid=1669907104132>
- Europäische Kommission. 2023a. Call for evidence and public consultation launched on industrial carbon management under European Green Deal. https://energy.ec.europa.eu/news/call-evidence-and-public-consultation-launched-industrial-carbon-management-under-european-green-2023-06-09_en
- Europäische Kommission. 2023b. The Net-Zero Industry Act: Accelerating the transition to climate neutrality. https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/sustainability/net-zero-industry-act_en
- Europäische Kommission. 2023c. Connecting Europe Facility: Nearly €600 million for energy infrastructure contributing to decarbonisation and security of supply, https://energy.ec.europa.eu/news/connecting-europe-facility-nearly-eu600-million-energy-infrastructure-contributing-decarbonisation-2023-12-08_en
- Europäische Kommission. 2023d. State aid scheme for Carbon Capture and Storage in Denmark. https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases1/202403/SA_108284_B009218D-0100-C51C-BBF1-B642183ED8A0_87_1.pdf
- Europäische Kommission. 2024. Commission sets out how to sustainably capture, store and use carbon to reach climate neutrality by 2050. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_24_585
- Europäische Kommission. o.D.a Carbon capture, storage and utilisation. https://energy.ec.europa.eu/topics/oil-gas-and-coal/carbon-capture-storage-and-utilisation_en
- Europäische Kommission. o.D.b. Internal Market, Industry, Entrepreneurship and SMEs. https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/strategy/hydrogen/funding-guide/eu-programmes-funds/innovation-fund_en
- Europäische Kommission. o.D.c. Connecting Europe Facility – Energy. https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/strategy/hydrogen/funding-guide/eu-programmes-funds/connecting-europe-facility-energy_en
- Europäischer Rat. 2024. Klimaschutz: Rat und Parlament einigen sich auf Einrichtung eines Unionsrahmens für die Zertifizierung von CO₂-Entnahmen. <https://www.consilium.europa.eu/de/press/press-releases/2024/02/20/climate-action-council-and-parliament-agree-to-establish-an-eu-carbon-removals-certification-framework/>
- Europäisches Parlament. 2022. Climate Change: Deal on a more ambitious Emissions Trading System (ETS). Pressemitteilung 18.12.2022. <https://www.europarl.europa.eu/news/en/press-room/20221212IPR64527/climate-change-deal-on-a-more-ambitious-emissions-trading-system-ets>
- Fluxys Belgium. 2022. Information Memorandum for CO₂ infrastructure. [https://www.fluxys.com/-/media/project/fluxys/public/corporate/fluxyscom/documents/energy-transition/CO₂/2021-12-14---information-memorandum-CO₂-main---december-21.pdf](https://www.fluxys.com/-/media/project/fluxys/public/corporate/fluxyscom/documents/energy-transition/CO2/2021-12-14---information-memorandum-CO2-main---december-21.pdf)

- FNB GAS. 2023. Wasserstoffkernnetz. <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz-wasserstoff-kernnetz/>
- Gardarsdottir, S. O., De Lena, E., Romano, M., Roussanaly, S., Voldsund, M., Perez Calvo, J.-F., . . . Cinti, G. (2019). Comparison of Technologies for CO₂ Capture from Cement Production—Part 2: Cost Analysis. *energies*. doi:<https://doi.org/10.3390/en12030542>
- Gassnova. o.D. Gassnova. <https://gassnova.no/en/gassnova-en>
- Government of Canada. 2023. Canada's Carbon Management Strategy. <https://natural-resources.canada.ca/climate-change/canadas-green-future/capturing-the-opportunity-carbon-management-strategy-for-canada/canadas-carbon-management-strategy/25337#a5>
- Government UK. 2023. Industrial Decarbonisation and Hydrogen Revenue Support: Accounting officer assessment 2022. <https://www.gov.uk/government/publications/beis-government-major-projects-portfolio-accounting-officer-assessments/industrial-decarbonisation-and-hydrogen-revenue-support-accounting-officer-assessment-2022-html>
- Graf, Mario. 2021. energate messenger - Schweizer Zementindustrie plant CO₂-Abscheidung ab 2030. <https://www.energate-messenger.ch/news/211548/schweizer-zementindustrie-plant-co2-abscheidung-ab-2030-abgerufen>
- HM Government. 2017. The clean growth strategy. Leading the way to a low carbon future. <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/5ad5f11ded915d32a3a70c03/clean-growth-strategy-correction-april-2018.pdf>
- HM Government. 2023. CCUS Net Zero Investment Roadmap. Capturing carbon and a global opportunity. https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1167167/ccus-investment-roadmap.pdf
- IEA. 2011. Carbon Capture and Storage and the London Protocol. Options for enabling Transboundary CO₂ Transfer. https://iea.blob.core.windows.net/assets/a0a0ee83-6842-4c28-b64d-a01df895bee8/CCS_London_Protocol.pdf
- IEA. 2022. SDE++ Subsidy Fund for CCS projects. <https://www.iea.org/policies/13920-sde-subsidy-fund-for-ccs-projects>
- IEA. 2023. World Energy Outlook 2023. IEA.
- Kjärstad, J., Skagestad, R., Eldrup, N. H., & Johnsson, F. (2016). Ship transport—A low cost and low risk CO₂ transport option in the Nordic countries. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2016.08.024>
- Pahle, M., S. Quemin, S. Osorio, C. Günther und R. Pietzcker. 2023. The Emerging Endgame: The EU ETS on the Road Towards Climate Neutrality. SSRN Scholarly Paper. Rochester, NY. doi:10.2139/ssrn.4373443
- Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrates. 2022. Parlamentarische Initiative Indirekter Gegenentwurf zur Gletscher-Initiative. Netto-Null-Treibhausgasemissionen bis 2050. Absatz 2.3.4. https://www.fedlex.admin.ch/eli/fga/2022/1536/de#lvl_u2/lvl_u3/lvl_u4
- North Sea Transition Authority. 2023. Netz zero boost as carbon storage licences accepted. <https://www.nstauthority.co.uk/news-publications/net-zero-boost-as-carbon-storage-licences-accepted/>

- Northern Lights. o.D. About the Longship project. <https://norlights.com/about-the-longship-project/>
- Norwegian Offshore Directorate. 2015. Regulations relating to exploitation of subsea reservoirs on the continental shelf for storage of CO₂ and relating to transportation of CO₂ on the continental shelf: <https://www.sodir.no/en/regulations/regulations/exploitation-of-subsea-reservoirs-on-the-continental-shelf-for-storage-of-and-transportation-of-co/#Chapter-8>
- OGE. 2023. Our CO₂ transportation grid starts. <https://oge.net/en/CO2/CO2-grid>
- Pahle, M., S. Quemin, S. Osorio, C. Günther und R. Pietzcker. 2023. The Emerging Endgame: The EU ETS on the Road Towards Climate Neutrality. SSRN Scholarly Paper. Rochester, NY. doi:10.2139/ssrn.4373443.
- Porthos. o.D. CO₂ reduction through storage under the North Sea. <https://www.porthosCO2.nl/en/>
- Prognos, Infrac, TEP Energy, und Ecoplan. 2020. Energieperspektiven 2050+. Im Auftrag des BFE.
- . 2021. Energieperspektiven 2050+: Exkurs Negativemissionstechnologien und CCS. Im Auftrag des BFE.
- Roussanaly, S., Skaugen, G., Aasen, A., Jakobsen, J., & Vesely, L. (2017). Techno-economic evaluation of CO₂ transport from a lignite-fired IGCC plant in the Czech Republic. In International Journal of Greenhouse Gas Control. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.ijggc.2017.08.022>
- Saipem. 2023. CO₂NET – Grobes Design und Kostenschätzung für ein CO₂ Sammel-Netzwerk in der Schweiz. Im Auftrag des BFE.
- SNB. 2020. Quartalsheft.
- Swedish Energy Agency. 2022. State aid for BECCS. <https://www.energimyndigheten.se/en/sustainability/carbon-capture-and-storage/state-aid-for-beccs/>
- Swedish Energy Agency. o.D. National Centre for CCS. <https://www.energimyndigheten.se/en/sustainability/carbon-capture-and-storage/national-centre-for-ccs/>
- Swissgrid. 2022. Strategisches Netz 2040. Netzplanung bei Swissgrid.
- Tweede Kamer der Staten-Generaal. 2023. Brief van de Minister voor Klimaat en Energie en de Staatssecretaris van economische zaken en Klimaat. <https://www.tweedekamer.nl/downloads/document?id=2023D40274>
- UK Government. 2023. Capacity Market. <https://www.gov.uk/government/collections/electricity-market-reform-capacity-market>
- Umweltbundesamt. 2022. Carbon Capture and Storage. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/wasser/gewaesser/grundwasser/nutzung-belastungen/carbon-capture-storage#aufgaben-des-umweltbundesamtes-nach-kohlendioxid-speicherungsgesetz>
- UVEK. 2023. Gasversorgungsgesetz. Bericht über die Ergebnisse der Vernehmlassung.
- VSG. 2018. Nemo Basisdokument. Branchen-Standard für die Ermittlung von Netznutzungsentgelten in lokalen Erdgasnetzen. Verband der Schweizerischen Gasindustrie.

- Wintershall Dea. 2023. Fluxys, OGE and Wintershall Dea are teaming up to create a CO₂ corridor from Southern Germany to Belgium's CO₂ export hubs. <https://wintershall-dea.com/en/newsroom/pi-23-42#:~:text=Fluxys%20Belgium%2C%20Wintershall%20Dea%20and,export%20hubs%20currently%20under%20development>
- Waldmann Bernhard und Hänni Peter. 2006. Raumplanungsgesetz. Bundesgesetz vom 22. Juni 1979 über die Raumplanung (RPG).
- ZEP. (2011). The Costs of CO₂ Storage - Post-demonstration CCS in the EU. Von [https://zero-emissionsplatform.eu/document/the-costs-of-CO₂-storage/](https://zero-emissionsplatform.eu/document/the-costs-of-CO2-storage/) abgerufen

A Anhang: Finanzierung der CCS-Infrastruktur

Um die Finanzierungslücke zu bestimmen, wurden den Kosten der CCS-Infrastruktur die EHS-Preise im Sinn von Opportunitätskosten gegenübergestellt. Wenn für einen Emittenten, der dem EHS unterstellt ist, die Kosten für CCS über die Lebensdauer einer Anlage günstiger sind als der Preis für EHS-Emissionsrechte, ist CCS die wirtschaftlichere Option. Der EHS-Preis entspricht somit den Opportunitätskosten dieses Emittenten (vgl. Abschnitt 5.2).

In diesem Anhang werden der so ermittelten Finanzierungslücke finanzielle Mittel gegenübergestellt, die aufgrund der aktuell vorgesehenen staatlichen Interventionen zur Verfügung stehen. Konkret betrachten wir Mittel, die eine verursachergerechte Finanzierung erlauben, d. h. die Einnahmen aus der Primärversteigerung der EHS-Emissionsrechte (Abschnitt «Schätzung zu den Einnahmen aus der Versteigerung von EHS-Emissionsrechten»). Wie sich verschiedene Förderinstrumente auf die bisherige Finanzierungslücke auswirken und welchen Budgetbedarf sich nach sich ziehen diskutieren wir im Abschnitt «Finanzierungsaspekte von Förderinstrumenten».

Schätzung zu den Einnahmen aus der Versteigerung von EHS-Emissionsrechten

Als relevanter Referenzpreis wird, wie in Abschnitt 5.2.2, die EHS-Preisprognose der IEA «Net-Zero (2050) Szenario» zugrunde gelegt. Die IEA-Prognose rechnet mit in CHF umgerechneten CO₂-Preisen von 119.3 CHF/t (2030), 174.6 CHF/t (2040) und 213.0 CHF/t (2050). Für die EHS-Preise vor 2030 haben wir den EHS-Preis von rund 70 CHF/t (Stand per Ende April 2024) verwendet und linear interpoliert zur IEA Preisprognose 2030.

Die staatlichen Einnahmen aus der Versteigerung von Emissionsrechten auf dem Primärmarkt ergeben sich durch Multiplikation des Auktionspreises mit den versteigerten Mengen, welche in Abschnitt «EHS Cap und Versteigerungsmengen» dargelegt werden. In Abschnitt «Einnahmen aus der Versteigerung von EHS-Emissionsrechten» und CCS-Finanzierung» werden die resultierenden Einnahmen aus den Versteigerungen der EHS Emissionsrechte hergeleitet und es wird geprüft, inwiefern diese zur Finanzierung der CCS-Infrastruktur verwendet werden können.

EHS Cap und Versteigerungsmengen

Die hier zugrunde gelegte Versteigerungsmenge ergibt sich aus der Obergrenze der jährlich neu verfügbaren Emissionsrechte (Cap) im EHS abzüglich der Mengen aus der kostenlosen Emissionsrechtzuteilung. Zudem wird die Marktstabilitätsreserve (MSR) berücksichtigt, über die dem EHS Emissionsrechte entzogen werden können über eine Reduktion der Versteigerungsmenge.

Eine grobe Abschätzung zu den Mengenentwicklungen wurde basierend auf der Vernehmlassungsvorlage der CO₂-Verordnung¹²¹ vom 26.6.2024 für den Zeitraum ab 2025 vorgenommen. Mit zunehmendem Zeithorizont steigt die Unsicherheit über die Mengenentwicklung beträchtlich, und es müssen Annahmen getroffen werden. Für die Schätzung der Mengenentwicklungen unterscheiden wir nach den Perioden 2025 bis 2030 und 2031 bis 2040. Der Periode bis 2030

¹²¹<https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen/bundesrat.msg-id-101588.html>

ist die CO₂-Verordnung zugrunde gelegt. In der zweiten Periode bis 2040 wird die lineare jährliche Kürzung der Obergrenze der Emissionsrechte (Cap) um 4.4% konsistent weitergeführt. Im gesamten Zeitraum wird keine Neufestsetzung der Obergrenze (Rebasing) vorgenommen. Für die Zeit nach 2040 wird in Anlehnung an das Fit-for-55-Paket der EU¹²² angenommen, dass es keine EHS-Emissionsrechte in der heutigen Form mehr gibt.¹²³ Nach 2040 könnten NET-Zertifikate die bisherige Funktion von Emissionsrechten in der Schweiz übernehmen, denn die EU evaluiert gemäss Art. 30 Abs. 5 der EU EHS Richtlinie¹²⁴ in 2026, wie negative Emissionen durch den Emissionshandel abgedeckt werden könnten.

In der zusätzlichen Variante «Mit KVA» werden die KVAs in der Periode 2031 bis 2040 dem EHS unterstellt. Gemäss Art. 30 Abs. 7 der EU EHS Richtlinie wird in der EU Ende Juli 2026 evaluiert, ob die KVAs auch dem EU EHS unterstellt werden sollen. Die bisherigen Vorgaben für die KVAs in der Schweiz zielen auf eine äquivalente Wirkung wie eine mögliche Unterstellung unter das EHS. In der Variante «Mit KVA» wird das Cap daher so erhöht, als ob die KVA bereits immer dem EHS unterstellt gewesen wären, wodurch die bisherigen Reduktionen des Cap zur Anwendung kommen. Durch den Einbezug der KVA wird das Cap 2031 somit um 0.912 Mio. t CO₂ erhöht (45.6% von 2 Mio. t CO₂). Der zeitliche Verlauf des Cap im EHS ohne und mit Einbezug der KVA ab 2031 ist in Abbildung 49 illustriert.

Die verwendeten EHS-Caps, die sich aufgrund der Verknüpfung am EU-EHS orientieren, sind zur Zeit nicht im Einklang mit dem angestrebten CCS-Hochlaufplan auf Basis der Energieperspektiven 2050+ mit dem hinterlegten Netto-Null Ziel 2050. Gemäss Energieperspektiven 2050+ werden im Jahr 2050 5 Mt fossiles CO₂ und 2 Mt biogenes CO₂ abgeschieden. Rund 2.3 Mt des abgeschiedenen fossilen CO₂ stammen aus KVAs. Bei den für 2050 angenommenen Mengen der jährlich abgeschiedenen fossilen Emissionen handelt es sich um schwer vermeidbare Emissionen. Diese Mengen fallen daher bereits vor 2050 an. Da im Abscheideprozess nur 90% der CO₂-Emissionen abgeschieden werden (dena und BAK, 2023), entstehen 2050 somit fossile Emissionen vor Abscheidung von rund 5.5 Mt CO₂. Diese fossilen Emissionen von 5.5 Mt CO₂ dürften auch mindestens vor 2050 bestehen und stellen in einer Plausibilitätsbetrachtung eine Untergrenze dar.

Der EHS-Cap inkl. KVA beträgt 2031 rund 3.3 Mt CO₂ und gemäss dem CCS-Hochlaufplan werden im gleichen Jahr 0.6 Mt CO₂ abgeschieden. Der CCS-Hochlaufplan erfasst sowohl fossile wie auch biogene Emissionen, wobei letztere in NET-Zertifikaten münden, welche aktuell nicht im EHS anrechenbar sind. Das voraussichtlich verfügbare schweizerische Emissionsbudget der EHS-Anlagen beträgt somit 2031 maximal 3.9 Mt CO₂-eq, womit im Vergleich zur Untergrenze von 5.5 Mt CO₂ rund 1.6 Mt CO₂ fehlen. Die Gesamtbilanz aus EHS-Cap und CCS-Hochlaufplan im Vergleich zur Untergrenze geht auch nicht auf, falls NET-Zertifikate im EHS angerechnet werden

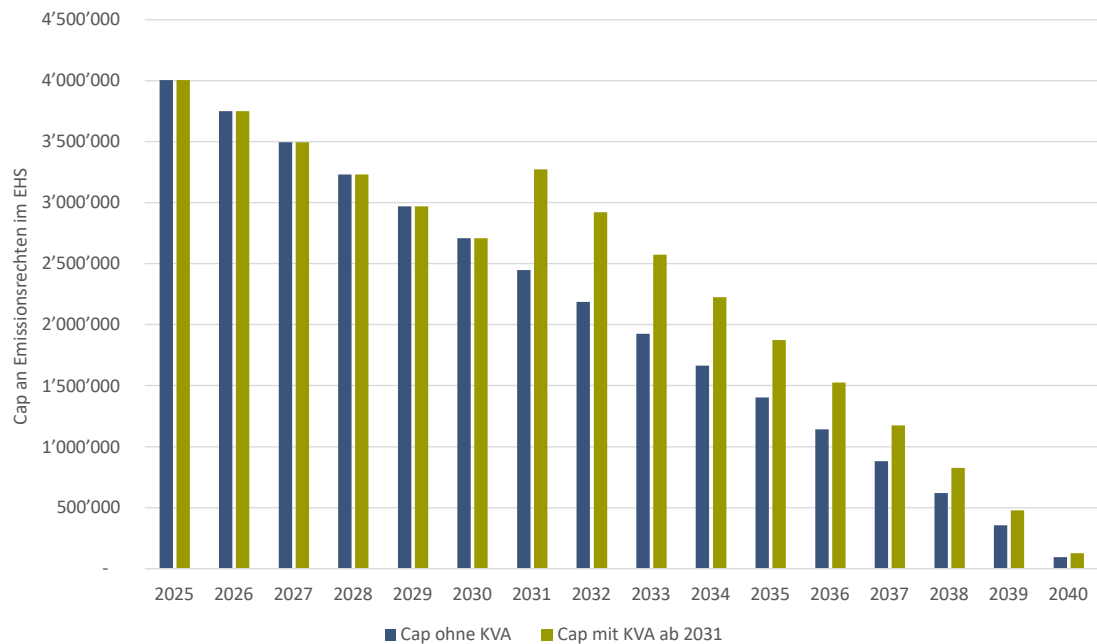
¹²² <https://www.umweltbundesamt.de/themen/der-eu-emissionshandel-wird-umfassend-reformiert>

¹²³ Damit das schweizerische EHS weiterhin mit dem der EU gekoppelt sein kann, muss die Schweiz ihr EHS äquivalent zu dem der EU ausgestalten. Gemäss dem Fit-for-55 Paket der EU werden die Emissionen der bisherigen EU-EHS Sektoren bis 2030 um 62 Prozent gegenüber dem Ausgangspunkt in 2005 gesenkt, womit vom Ausgangspunkt noch 38 Prozent der Emissionen verbleiben. Da der lineare Reduktionsfaktor ab 2028 4.4 Prozent beträgt, liegt der Cap in 10 Jahren somit auf Null, womit nach 2040 auch keine Einnahmen aus Versteigerungen mehr anfallen. Nicht berücksichtigt bei dieser Betrachtung ist, dass die EU unter Fit-for-55 ab 2027 ein neues Emissionshandelssystem für Gebäude, Landverkehr und kleine Industrieanlagen einführt (EU-EHS-2), welches vom bisherigen EU-EHS-1 getrennt ist. Obwohl das EU-EHS-2 zu einem späteren Zeitpunkt in das EU-EHS-1 überführt werden soll ist ungewiss, ob die Schweiz ein analoges EHS-2 einführen wird, da Sie für die darunter adressierten Anlagen bereits andere Instrumente kennt.

¹²⁴ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:02003L0087-20240301>

könnten. Denn ausländische NET-Zertifikate werden gemäss den Energieperspektiven 2050+ erst ab 2041 zugekauft und inländische NET-Zertifikate sind per 2030 mengenmässig noch vernachlässigbar. Diese Mengen an Emissionsrechten müssten somit aus dem EU-EHS zugekauft werden¹²⁵, falls die EHS Caps im Szenario «Mit KVA» wie angenommen vom Bundesrat festgesetzt würden.

Abbildung 49 Entwicklung des Cap im EHS



Nach 2031 wird als Szenario auch der mögliche Einbezug der KVA in das EHS betrachtet. Dadurch erhöht sich der Cap im EHS wobei bei der Mengenerhöhung um 0.912 Mt CO₂ angenommen wird, dass die Emissionen der KVA so ausfallen, als ob sie schon immer dem EHS unterstellt waren. Die der Abbildung zugrundeliegenden Annahmen zum Verlauf des Caps der Emissionsrechte entsprechen der Fortschreibung der aktuellen Vorgaben. Diese sind zur Zeit nicht im Einklang mit dem CCS-Hochlaufplan.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Mengenabschätzungen des BAFU

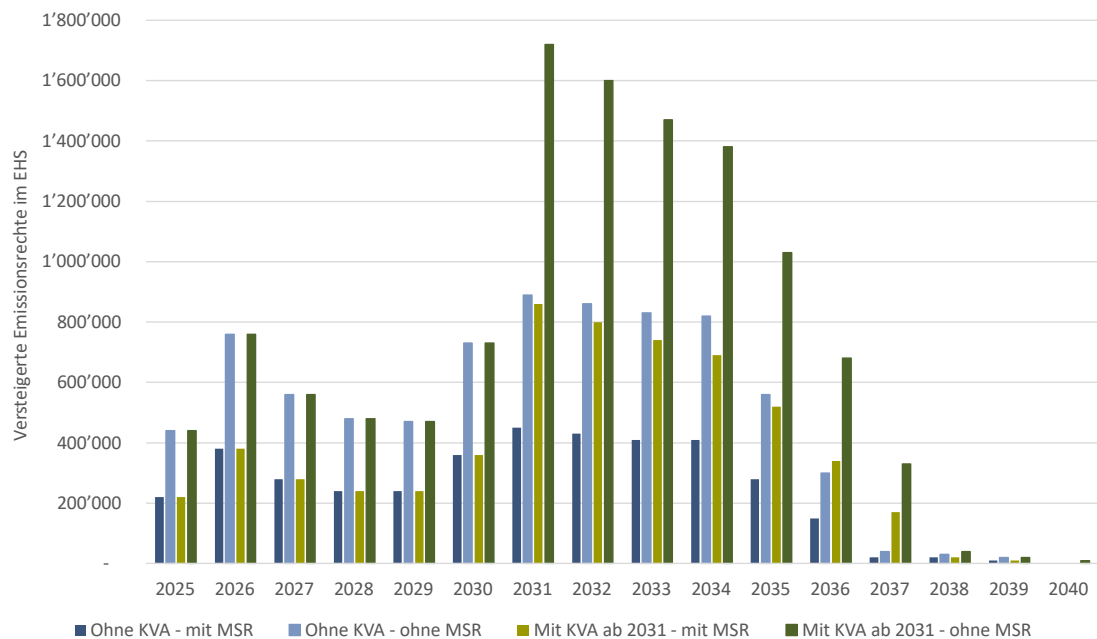
Die Menge an Emissionsrechten, welche der Staat jährlich auf dem Primärmarkt versteigert, hängt von den Caps und der kostenlosen Zuteilung der Emissionsrechte ab. Innerhalb der Cap-Szenarien «Ohne KVA» und «Mit KVA» differenzieren wir zudem im Sinne einer minimalen und maximalen Variante¹²⁶ weiter, wie sich die Versteigerungsmengen ohne oder mit der Marktsta-

¹²⁵ Auch wenn der Abgleich des verfügbaren Emissionsbudgets aus EHS-Cap und CCS-Hochlaufplan mit der jährlichen Untergrenze an Emissionen von 5.5 Mt über die Periode 2031 bis 2050 kumuliert gemacht wird, müssten substantielle Mengen an Emissionsrechten aus der EU zugekauft werden. Im Szenario «Cap mit KVA» resultieren substantielle fehlende Mengen an verfügbaren Emissionen aus EHS-Cap und CCS-Hochlaufplan im Vergleich zur Untergrenze. Dies gilt selbst dann, wenn die zu erwartenden inländischen NET-Zertifikate (29% der abgeschiedenen Emissionen sind 2050 biogene Emissionen gemäss EP 2050+) sowie die aus dem Ausland zugekauften ausländischen NET-Zertifikate gemäss EP 2050+ komplett für EHS-Anlagen verwendet werden könnten. Im Szenario «Cap ohne KVA» resultiert in dieser aggregierten Betrachtung auch dann eine fehlende Menge an verfügbaren Emissionen, wenn die zu erwartenden inländischen NET-Zertifikate bei EHS-Anlagen angerechnet werden dürften.

¹²⁶ Mengen dazwischen sind aufgrund der Funktionsweise der MSR nicht möglich.

bilisierungsreserve (MSR) ergeben. Bei den in Abbildung 50 abgebildeten Versteigerungsmengen wurden die Benchmarks für die kostenlose Emissionsrechtzuteilung wie bisher verschärft und der Phase-out dieser kostenlosen Zuteilung bei den CBAM-Sektoren berücksichtigt. Wir nehmen an, dass die KVA keine kostenlosen Emissionsrechte erhalten. Die kleinsten Versteigerungsmengen werden in der Variante ohne KVA und mit MSR realisiert, und die grössten Mengen in der Variante mit KVAs im EHS ab 2031 und ohne MSR. Auf diese zwei Eckvarianten werden wir nachfolgend fokussieren.

Abbildung 50 Mengenerwicklung der versteigerten EHS-Emissionsrechte



Die Versteigerungsmengen werden sowohl mit als auch ohne die Marktstabilitätsreserve (MSR) betrachtet. Als zusätzliches Szenario wird ab 2031 auch der mögliche Einbezug der KVA in das EHS berücksichtigt.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Mengenabschätzungen des BAFU

Einnahmen aus der Versteigerung von EHS-Emissionsrechten und CCS-Finanzierung

Die Einnahmen aus der Versteigerung von EHS-Emissionsrechten können zur Finanzierung des Hochlaufs der CCS-Infrastruktur verwendet werden. Im Vergleich mit einer Finanzierung durch allgemeine Steuern oder Abgaben ist eine solche Finanzierung verursachergerechter. Die

jährlichen Einnahmen ergeben sich durch Multiplikation der Versteigerungsmenge mit dem jeweiligen Preis der Emissionsrechte. Gemäss Art. 37b des revidierten CO₂-Gesetzes¹²⁷ werden ab 2025 die Einnahmen aus der Versteigerung der Emissionsrechte eingesetzt für:

- a) Anpassungsmassnahmen an den Klimawandel, um Schäden an Personen oder Sachen zu vermeiden.
- b) Für Dekarbonisierungsmassnahmen bei dem EHS unterstellten Anlagen.

Damit steht nur ein Teil der Einnahmen aus der Versteigerung für Dekarbonisierungsmassnahmen und damit für die Finanzierung des Hochlaufs der CCS-Infrastruktur zur Verfügung. Die Aufteilung der Mittel auf Anpassungsmassnahmen und Dekarbonisierungsmassnahmen wird vom Bundesrat festgelegt und ist aktuell nicht bekannt. Für die Zeit nach 2030 wird das CO₂-Gesetzes erneut revidiert werden und der Bundesrat prüft Ende 2024 die Optionen für den CCS und NET Ausbau mit Blick auf die Klimapolitik nach 2030¹²⁸.

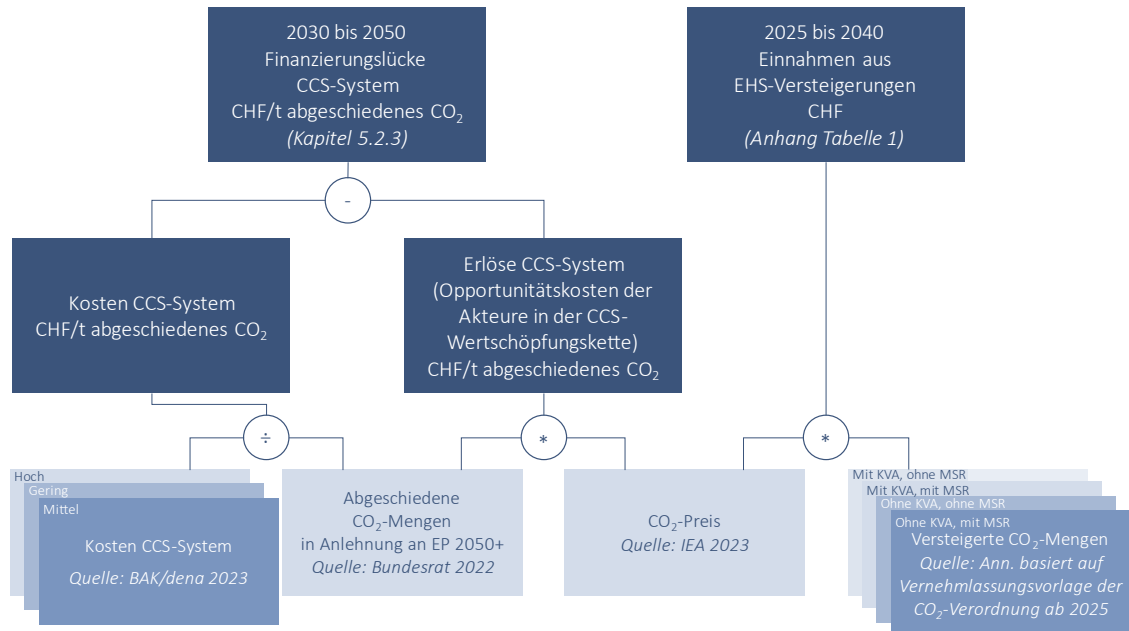
Die Einnahmen aus der Versteigerung der EHS-Emissionsrechte in Tabelle 7 wurden durch Multiplikation der Versteigerungsmengen aus Abbildung 50 mit der IEA Preisprognose für das Net Zero Szenario berechnet und stellen somit jeweils eine Obergrenze dar, von der die Beträge abzuziehen wären, die für Anpassungsmassnahmen oder andere Dekarbonisierungsmassnahmen nach Art. 37b verplant werden. Nebst den jährlichen Einnahmen weist Tabelle 7 auch die kumulierten Einnahmen aus, denn gemäss Art. 37b Abs. 3 dürfen nicht ausgeschöpfte Mittel in den Folgejahren verwendet werden. Gemäss dem Schreiben des SECO vom Mai 2024 zu energieintensiven Industrien und den Massnahmen des Bundes¹²⁹ stehen zwischen 2025 und 2030 jährlich schätzungsweise zwischen 5 und 15 Mio. CHF aus dem EHS für Dekarbonisierungsmassnahmen zur Verfügung. Die Grundlagen der Berechnungen der Tabelle 7 sind auf der rechten Seite der Abbildung 51 ersichtlich. Die Abbildung enthält ausserdem die Annahmen, die der Berechnung der Finanzierungslücke in Abschnitt 5.2.3 zu Grunde liegen und verdeutlicht, welche Annahmen gleich sind, wo es Unterschiede gibt und bei welchen Elementen Szenarien verwendet wurden. Da es sich bei den Annahmen um Prognosewerte handelt, bestehen zum Teil grosse Unsicherheiten.

¹²⁷ <https://www.parlament.ch/centers/eparl/curia/2022/20220061/Schlussabstimmungs-text%201%20SN%20D.pdf>

¹²⁸ <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-88850.html>

¹²⁹ <https://www.news.admin.ch/newsd/message/attachments/87764.pdf>

Abbildung 51 Annahmen und Szenarien zur Ermittlung der Finanzierungslücke und zur Ermittlung der Einnahmen aus EHS-Erlösen



Sowohl für die Schätzung der Finanzierungslücke als auch zur Schätzung der Einnahmen aus EHS-Versteigerungen wurden die Preisprognosen der IAE von 2023 verwendet. Die CO₂-Mengen, die der Ermittlung der Finanzierungslücke zugrunde liegen, basieren auf anderen Annahmen als die CO₂-Mengen, die zur Ermittlung der Einnahmen aus EHS-Versteigerungen verwendet wurden. Erstere ergeben sich aus den EP 2050+, für letztere sind die Caps im EHS relevant, und das EHS ist mit dem der EU verknüpft. Bei den EHS-Versteigerungsmengen wurden vier Szenarien berechnet, die sich darin unterscheiden, ob CO₂-Mengen der KVA enthalten sind und ob dem Markt mit dem MSR Emissionsrechte entzogen werden. Szenarien wurden analog der zu Grunde liegenden BAK/dena-Studie von 2023 auch bei den Kostengrundlagen zur Ermittlung der Finanzierungslücke unterschieden. Bei der CO₂-Preisprognose wurde zur Reduzierung der Komplexität keine Szenarien berechnet.

Die geschätzte Finanzierungslücke wurde analog zur BAK/dena Studie (2023) von 2030 bis 2050 ausgewiesen. Die Einnahmen aus EHS-Versteigerungen wurden für den Zeitraum geschätzt, in dem aufgrund der gesetzlichen Lage mit Versteigerungserlösen gerechnet wird.

Quelle: Eigene Darstellung

Wie in Abschnitt 0 erläutert, bestehen hinsichtlich des EHS-Caps und somit auch hinsichtlich der versteigerten EHS-Emissionsrechte und auch hinsichtlich der Preisprognose Unsicherheiten. Bei einer stärkeren Orientierung der Caps an den Prognosen für den CCS-Hochlauf würden sie höher ausfallen und es könnten grössere Mengen an Emissionsrechten in der Schweiz versteigert werden. Dabei ist der Spielraum für die Schweiz beschränkt, da sich die Caps in der Schweiz grundsätzlich im Gleichschritt mit dem EU-EHS zu entwickeln haben.

Tabelle 7 Einnahmen aus der Versteigerung der EHS-Emissionsrechte in der Schweiz für vier Szenarien

Jahr	Ohne KVA mit MSR		Ohne KVA ohne MSR		Mit KVA mit MSR		Mit KVA ohne MSR	
	Mio. CHF/Jahr	Mio. CHF kumuliert	Mio. CHF/Jahr	Mio. CHF kumuliert	Mio. CHF/Jahr	Mio. CHF kumuliert	Mio. CHF/Jahr	Mio. CHF kumuliert
2025	16	16	32	32	16	16	32	32
2026	31	48	63	95	31	48	63	95
2027	26	73	51	147	26	73	51	147
2028	24	98	49	195	24	98	49	195
2029	26	124	52	247	26	124	52	247
2030	43	167	87	334	43	167	87	334
2031	56	223	111	445	107	274	215	549
2032	56	279	112	557	104	379	209	757
2033	56	335	113	670	101	479	200	957
2034	58	393	116	786	98	577	195	1'152
2035	41	434	82	868	76	653	151	1'304
2036	23	457	46	914	52	705	104	1'407
2037	3	460	6	920	27	732	52	1'459
2038	3	463	5	925	3	735	7	1'466
2039	2	465	3	929	2	737	3	1'469
2040	-	465	-	929	-	737	2	1'471

Die kumulierten Einnahmen aus der Versteigerung der EHS-Emissionsrechte zwischen 2025 und 2040 belaufen sich minimal auf 465 Mio. CHF «ohne KVA mit MSR» und maximal auf 1'471 Mio. CHF «mit KVA ohne MSR». Diese Einnahmen können gemäss CO₂-Gesetz nach 2024 sowohl für Anpassungsmassnahmen als auch für Dekarbonisierungsmassnahmen wie CCS verwendet werden.

Quelle: Eigene Darstellung

Finanzierungsaspekte von Förderinstrumenten

Werden staatliche Mittel wie die Einnahmen aus der Versteigerung von EHS-Emissionsrechten für die Förderung von CCS-Massnahmen eingesetzt, erfolgt dies mittels der entsprechenden in Abschnitt 5.4 beschriebenen Einzelmassnahmen. Je nach Fördermechanismus werden die finanziellen Mittel zu unterschiedlichen Zeitpunkten ausbezahlt und es bestehen mehr oder weniger Unsicherheiten über die Höhe des Finanzierungsbeitrags und damit des erforderlichen vorzuhaltenden finanziellen Budgets. In welcher Höhe die Mittel bereitgestellt werden, und welcher Betrag tatsächlich ausgezahlt wird, hängt damit zusammen, ob die Intervention aus festen Prämien und Beihilfen besteht oder ob sie (auch) einen Versicherungscharakter aufweist und dabei Marktentwicklungen berücksichtigt oder an das Eintreffen eines bestimmten Szenarios geknüpft ist. Der Zeitpunkt des Mitteleinsatzes hängt davon ab, ob es sich um Einmalzahlungen im Zusammenhang mit den Investitionen handelt oder ob während des Betriebs laufend Unterstützungszahlungen (für Amortisation der Investitionskosten und für Betriebskosten) geleistet werden.

Exemplarisch zeigen wir im Folgenden Überlegungen zum Budgetbedarf für direkte Kapitalzuschüsse und feste Prämien zu den laufenden Kosten, da diese beiden Förderinstrumente direkt auf die Schliessung der Finanzierungslücke zielen und keinen Versicherungscharakter aufweisen. Dabei betrachten wir das Szenario mit mittleren Kosten, in dem bis 2050 eine Finanzierungslücke von 1.3 Mrd CHF besteht (vgl. die nächsten 3 Abschnitte zu Kapitalzuschüssen und festen Prämien). Nach der Erläuterung von variablen Prämien (CCfDs) geben wir danach eine qualitative Einordnung der Einzelmassnahmen. Abschliessend diskutieren wir im letzten Abschnitt den Budgetbedarf der verschiedenen Instrumente und mögliche Finanzierungsquellen.

Beispiel Kapitalzuschüsse in Höhe von 50% der Investitionssumme

Zur Illustration des Beispiels von Kapitalzuschüssen zeigen wir, wie sich die aktuell in Art. 37b Abs. 4 vorgesehene Bestimmung auswirken würde, nach der jeweils (höchstens) 50% der anrechenbaren Kosten als **Investitionsbeiträge** ausgezahlt werden dürfen. Dazu nehmen wir an, dass während der gesamten Hochskalierungsphase von **2030 bis 2045 (Phase 1)** 50% der Investitionen durch Förderbeiträge finanziert werden. Da die Investitionen bei mittleren Kosten über diesen Zeitraum 4'246 Mio. CHF betragen, belaufen sich die Fördermittel wie in Tabelle 8 ausgewiesen auf 2'123 Mio. CHF. Durch diese Förderung wird die ursprüngliche Finanzierungslücke von -1'322 Mio. CHF (vgl. Tabelle 6) geschlossen, so dass im betrachteten Zeitraum von 2030 bis 2050 ein Überschuss von 674 Mio. CHF resultiert.

Da ein Überschuss entsteht, könnte die Förderung zeitlich kürzer ausfallen oder der Investitionsbeitrag reduziert werden. Da wir die Anschaffungskosten der Anlagen über deren Lebensdauer abschreiben und dann die Kosten und Erträge zwischen 2030 und 2050 vergleichen, wirken sich frühe und hohe Investitionsbeiträge stärker kostendämpfend aus als eine Reduzierung dieser Kostenbeiträge unter 50% der anrechenbaren Kosten. Daher haben wir alternativ evaluiert, bis wann Investitionsbeiträge zeitlich beschränkt werden könnten, damit sich die Finanzierungslücke für die Betrachtungsperiode 2030 bis 2050 schliesst, so dass möglichst keine Überdeckung entsteht.

Tabelle 8 Finanzierungslücke in Mio. CHF von 2030 - 2050 bei 50% Investitionsbeiträgen von 2030 -2045 und erforderliches Budget für Fördermittel

Kumuliert 2030 - 2050	Kostenszenarien		
	hoch	mittel	gering
Erlöse CCS-Wertschöpfungskette (CCS-Mengen x EHS-Preise)	14'158	14'158	14'158
Kosten CCS-Wertschöpfungskette nach erhaltenen Förderbeiträgen	17'156	13'484	9'164
Finanzierungslücke	-2'998	674	4'994
Erforderliches Budget für Investitionsbeiträge	3'179	2'123	1'591

Eine Förderung von 50% der Investitionskosten während der Hochskalierungsphase von 2030 – 2045 führt dazu, dass im mittleren Kostenszenario die ursprüngliche Finanzierungslücke von -1'322 Mio. CHF (vgl. Tabelle 6) geschlossen wird und ein Überschuss von 674 Mio. CHF anfällt (in Preisen von 2020). Über den Betrachtungszeitraum 2030 bis 2050 sind in Folge der Förderung die kumulierten Erlöse höher als die Kosten. Das für die Fördermittel erforderliche Gesamtbudget beträgt 2'123 Mio. CHF, wobei dies über den Gesamtzeitraum in Relation zum Überschuss zu setzen ist. Bei hohen Kosten betragen die Fördermittel für die Investitionsbeiträge jedoch 3'179 Mio. CHF und im Betrachtungszeitraum 2030 – 2050 resultiert weiterhin eine Finanzierungslücke von 3 Mrd. CHF. Da Einnahmen aus der Versteigerung der EHS-Emissionsrechte im besten Fall rund 1'500 Mio. CHF betragen (vgl. Tabelle 7/Tabelle 7) reichen sie somit nicht aus, um die Fördermittel bei hohen Kosten zu finanzieren. Da bei geringen CCS-Kosten über den Betrachtungszeitraum auch ohne Fördermittel ein Business-Case aufgrund der angenommenen EHS-Preise resultiert, liegt eine Förderung bei geringen Kosten weniger nahe, ist jedoch aufgrund der Unsicherheiten zu erwägen.

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 8 zeigt, dass bei einer zeitlichen Beschränkung der **Investitionsbeiträge** von 50% auf **2030 bis 2038** die Finanzierungslücke bei mittleren Kosten geschlossen wird. Das erforderliche Budget für Investitionsbeiträge beträgt insgesamt 1.2 Mrd. CHF.

Tabelle 9 Finanzierungslücke in Mio. CHF von 2030 - 2050 bei 50% Investitionsbeiträgen von 2030 - 2038 und erforderliches Budget für Fördermittel

Kumuliert 2030 - 2050	Kostenszenarien		
	hoch	mittel	gering
Erlöse CCS-Wertschöpfungskette (CCS-Mengen x EHS-Preise)	14'158	14'158	14'158
Kosten CCS-Wertschöpfungskette nach erhaltenen Förderbeiträgen	18'171	14'146	9'651
Finanzierungslücke	-4'013	12	4'507
Erforderliches Budget für Investitionsbeiträge	1'773	1'210	920

Bei einer Förderung von 50% der Investitionskosten von 2030 bis 2038 resultiert im mittleren Kostenszenario praktisch keine Finanzierungslücke (in Preisen von 2020). Das für die Fördermittel erforderliche Budget beträgt 1'210 Mio. CHF. Das erforderliche Budget bei hohen Kosten fällt rund 0.5 Mrd. CHF höher aus, wobei im Betrachtungszeitraum 2030 bis 2050 weiterhin eine Finanzierungslücke von 4 Mrd. CHF besteht. Da bei geringen Kosten auch ohne Förderung die Erträge deutlich höher als die Kosten ausfallen, liegt dieses Instrument für dieses Kostenszenario nicht nahe, wobei Unsicherheiten zu berücksichtigen sind.

Quelle: Eigene Darstellung

Durch Investitionsbeiträge werden die aktivierten Anlagen- und Herstellungskosten reduziert. Dadurch fallen geringere Abschreibungen und durch geringere Restwerte auch geringere Zinskosten in der CCS-Wertschöpfungskette an¹³⁰. Investitionsbeiträge wirken sich dadurch nicht nur im ausbezahlten Jahr kostensenkend aus, sondern über die gesamte Lebensdauer der Anlage. Dadurch, dass unser Betrachtungshorizont bis 2050 beschränkt ist, erfassen wir somit nicht die gesamte Kostenwirkung dieses Instrumentes.¹³¹

Beispiel feste Prämien zu den laufenden Kosten

Anstelle von Investitionsbeiträgen könnten auch Beiträge an die jährlichen Kosten gewährt werden. Die Investitionen trägt der Investor und erhält jährlich einen Kostenbeitrag¹³². Das Beispiel richten wir am Budgetbedarf für die Investitionsbeiträge von 1.2 Mrd. CHF und dem gleichen Förderhorizont von 2030 bis 2038 aus, wodurch eine Förderung von 29% der jährlichen Gesamtkosten resultiert. Im Zentrum der Betrachtung steht das mittlere Kostenszenario, in dem bei praktisch identischem Förderbudget über die Periode 2030 bis 2050 eine etwas grössere Finanzierungslücke als bei Investitionsbeiträgen resultiert. Bei einer Förderung der laufenden Kosten fallen die Zinskosten höher aus als bei Investitionsbeiträgen, welche direkt die Verzinsungsbasis, die Anlagenrestwerte, reduzieren.

¹³⁰ Die Opportunitätskosten der Kapitalbereitstellung durch den Bund sind bei dieser Betrachtung nicht berücksichtigt.

¹³¹ Für eine detaillierte Betrachtung der Wirkungsweise müsste eine Analyse nach Wertschöpfungsstufe unter Berücksichtigung der Anlagelebensdauer vorgenommen werden.

¹³² Dieses Vorgehen entspricht dem Vorgehen bei der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) im Strombereich, welche 2022 ausgelaufen ist.

Tabelle 10 Finanzierungslücke in Mio. CHF von 2030 - 2050 bei Förderung von 29% der laufenden Kosten von 2030 - 2038 und erforderliches Budget für Fördermittel

Kumuliert 2030 - 2050	Kostenszenarien		
	hoch	mittel	gering
Erlöse CCS-Wertschöpfungskette (CCS-Mengen x EHS-Preise)	14'158	14'158	14'158
Kosten CCS-Wertschöpfungskette nach erhaltenen Förderbeiträgen	18'475	14'264	9'776
Finanzierungslücke	-4'317	-106	4'382
Erforderliches Budget für Investitionsbeiträge	1'642	1'216	895

Bei einer Förderung von 29% der laufenden Kosten von 2030 bis 2038 resultiert im mittleren Kostenszenario praktisch keine Finanzierungslücke (in Preisen von 2020). Bei einem Förderbudget von 1.2 Mrd. CHF ist die Finanzierungslücke jedoch etwas grösser, als wenn das gleiche Budget für Investitionsbeiträge verwendet wird, da die Zinskosten höher ausfallen, vgl. Tabelle 9.

Quelle: Eigene Darstellung

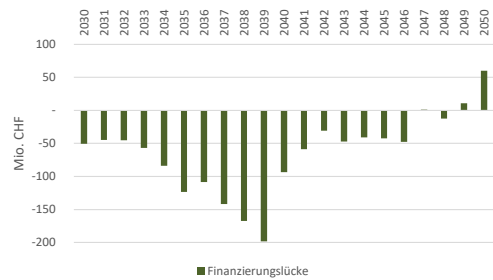
Vergleich der Kapitalzuschüsse mit den festen Prämien

In Abbildung 52 sind der jährliche Budgetbedarf sowie die entsprechende Finanzierungslücke für Investitionsbeiträge und Beiträge an die laufenden Kosten abgebildet. Es ist ersichtlich, dass bei Investitionsbeiträgen die Finanzierungslücke nach 2040 geschlossen ist und über die Zeit bis 2050 zunehmende Überschüsse erwirtschaftet werden. Bei der Förderung der laufenden Kosten hingegen werden durch die Förderung bis ins Jahr 2038 Überschüsse generiert und mit dem Wegfallen der Förderung resultiert im Jahr 2040 eine Finanzierungslücke von rund -100 Mio. CHF. Von 2040 bis 2048 schliesst sich diese Lücke jedoch und ab 2049 werden wieder Überschüsse generiert.

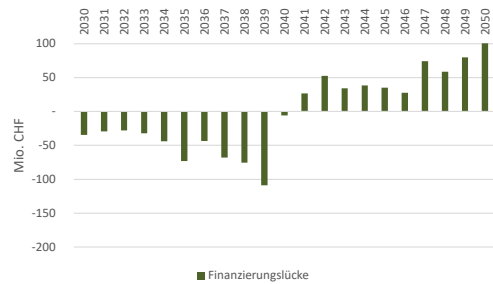
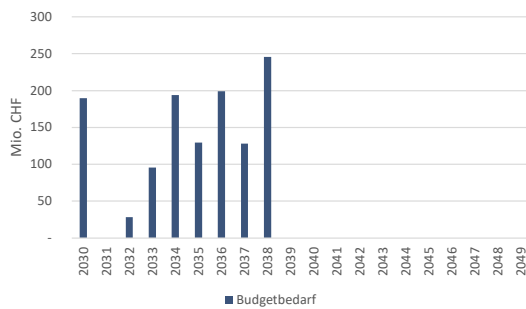
Damit im Fall des Beispiels mit den Kapitalzuschüssen Investoren bereit sind, Kapital für CCS zur Verfügung zu stellen, muss regulatorisch gewährleistet sein, dass die verbleibenden Verluste der Anfangsphase mit Gewinnen in einer späteren Phase kompensiert werden dürfen. Kann dies nicht glaubhaft versichert werden, wären zusätzlich zu den Investitionsbeiträgen Zahlungen an die OPEX zu erwägen. Ausserdem ist in der Praxis zu bestimmen, wie hoch die Kapitalzuschüsse ausfallen müssen, um während der gesamten Hochlaufphase Investitionen zu beanreizen. Im Beispiel mit den zeitlich begrenzten festen Prämien dürfte die Bereitschaft gross sein, möglichst früh im CCS-Markt aktiv zu werden. In der Praxis müsste geprüft werden, wie hoch die feste Prämie ausfallen muss, um während der gesamten Hochlaufphase die Aktivitäten zu beanreizen.

Abbildung 52 Jährliche absolute Finanzierungslücke bei mittleren Kosten und einem Förderbudget von 1.2 Mrd.

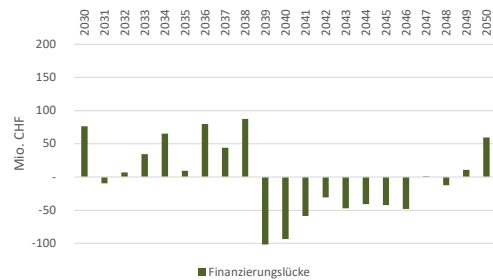
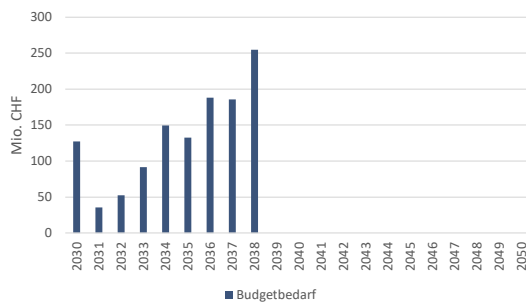
Finanzierungslücke ohne Förderung



Mit 50% Investitionsbeiträge von 2030 - 2038



29% Beiträge zu den laufenden Kosten von 2030 – 2038



In der Abbildung sind für das Szenario «Kosten mittel» der Budgetbedarf von Förderinstrumenten und die resultierende Finanzierungslücke jeweils in Mio. CHF abgebildet. Mit 50% Investitionsbeiträgen von 2030 – 2038 beträgt der Budgetbedarf 1'210 Mio. CHF und bis 2050 kumuliert ergibt sich eine Finanzierungsüberdeckung von 12 Mio. CHF. Mit Beiträgen von 29% an die laufenden Kosten von 2030 – 2038 resultiert mit 1'216 Mio. CHF annähernd der gleiche Budgetbedarf, kumuliert bis 2050 resultiert jedoch eine Finanzierungslücke von -106 Mio. CHF.

Quelle: Eigene Darstellung

Qualitative Einschätzung zum Budgetbedarf der Einzelmaßnahmen

Bei den Instrumenten der Kapitalzuschüsse und der festen Prämien legt der Staat das Budget fest, welches ausgezahlt wird. Der Staat kann dabei bestimmen, welchen Anteil der Finanzierungslücke bzw. der Investitionen oder Gesamtkosten der CCS-Aktivitäten er als Beihilfe budgetiert. Bei den übrigen Förderinstrumenten, bei denen der Staat Zahlungen leistet bzw. Zahlungsverpflichtungen eingeht, besteht diese Möglichkeit nur eingeschränkt (vgl. Tabelle 11).

Tabelle 11: Finanzierungsaspekte der Einzelmassnahmen

	Zeitpunkt der Förderung	Berechnungsbasis und max. Budgetbedarf	Unsicherheit
Förderung von Kapitalkosten			
Direkte Kapitalzuschüsse	Investitionszeitpunkt	Schätzung der Investitionskosten: beschränkt auf vordefinierten Teil der Investitionskosten	Tatsächliche Investitionskosten
Steuerliche Anreize	Laufend, wenn Steuern anfallen	Steuerausfall (d.h. ex ante kein Budget, indirekt ex post für Steuerausfälle)	
Förderung von Betriebskosten			
Feste Prämien	Laufend	Abgeschiedene CO ₂ -Menge multipliziert mit Prämie oder Anteil an Kosten: beschränkt auf vordefinierten Teil der Finanzierungslücke	Abgeschiedene CO ₂ -Menge und tatsächliche Kosten
Variable Prämien (CCFD)	Laufend	Abgeschiedene CO ₂ -Menge multipliziert mit Differenz aus Vertragspreis und EHS-Preis: maximal Gesamtkosten, es können aber auch Erlöse anfallen	Abgeschiedene CO ₂ -Menge und EHS-Preis
Stärkere Bepreisung des CO₂-Ausstosses		Kein Finanzierungsbedarf ausser Administration und evtl. Abfederung von Verteilungswirkungen	
Risikomitigation			
Staatliche Garantien für T&S-Investoren	Bei Zahlungsausfall durch T&S	Höhe der Garantie. Maximal T&S -Anteil, für den Garantien übernommen werden	Zeitpunkt
Buchung von T&S-Kapazitäten durch den Staat	Laufend ab Inbetriebnahme T&S	Kapazitätspreis multipliziert mit staatlich gebuchter Kapazität. Maximal Gesamtkosten T&S	Abgeschiedene CO ₂ -Menge
Feste Kapazitätsprämie für T&S-Betreiber	Laufend ab Inbetriebnahme T&S	Differenz aus fester Prämie und effektiven Kapazitätspreisen multipliziert mit Mengen. Maximal Gesamtkosten T&S	Abgeschiedene CO ₂ -Menge
Garantierte Kapitalrenditen für T&S-Betreiber	Laufend ab Inbetriebnahme T&S	Differenz aus garantierten Vollkosten abzüglich verrechneter Kosten. Maximal Gesamtkosten T&S	Abgeschiedene CO ₂ -Menge

Bei direkten Kapitalzuschüssen und festen Prämien kann der Staat das maximal erforderliche Förderbudget ex ante innerhalb der Finanzierungslücke eingrenzen. Bei Steuern und der stärkeren Bepreisung des CO₂-Ausstosses fallen keine direkten Zahlungen an. Bei der Bepreisung des CO₂-Ausstosses können Einnahmen generiert werden, die auch für Fördermassnahmen oder zur Abfederung von unerwünschten Verteilungswirkungen genutzt werden können. Variable Prämien und Instrumente der Risikomitigation können im Extremfall ein Budget in Höhe der gesamten CCS-Kosten erfordern, wenn sie nicht wie bei Garantien möglich, auf einen Anteil der Investitionssumme bzw. Kosten begrenzt werden.

Quelle: Eigene Darstellung

Im Fall von staatlichen Garantien wie Bürgschaften haftet der Staat in Höhe des gesamten Anteils, für den der Staat die Garantie übernommen hat, so dass maximal dieser Betrag anfällt. Bei den weiteren Instrumenten der Risikomitigation ist die Höhe des staatlichen Beitrags von der Höhe des jeweiligen Haftungsgegenstands sowie den abgeschiedenen CO₂-Mengen (Mengenrisiko) abhängig, wobei maximal Beträge bis zur Höhe der Gesamtkosten des CCS-Systems möglich sind (rund 14 Mrd. CHF im mittleren Kostenszenario).

Beispiel Variable Prämie mit CCfDs

Bei einer wettbewerblichen Vergabe von CCfDs erhält der Akteur den Zuschlag, welcher den tiefsten Strike-Preis pro Tonne CO₂ bietet. Bei einer wettbewerblichen CCfD-Vergabe orientieren sich die Akteure in der CCS-Wertschöpfungskette bei der Berechnung des erforderlichen Strike-Preises an ihren erwarteten Kosten. Wenn der effektive CO₂-Preis unter dem vertraglich vereinbarten Strike-Preis liegt, wird die Preisdifferenz als Prämie ausbezahlt. Der Budgetbedarf dieses Instrumentes ist somit abhängig vom effektiven CO₂-Preisverlauf. Das maximale theoretische Budget für dieses Instrument wäre in einem Szenario eines EHS Preiszerfalls mit einem unwahrscheinlichen effektiven CO₂-Preis von praktisch 0 CHF/t von 2030 bis 2050, erforderlich. Wurde der Strike-Preis der CCfDs in Höhe der Kosten der Akteure in der CCS-Wertschöpfungskette vereinbart, entspricht das erforderliche theoretische Maximalbudget den Kosten von ca. 15.5 Mrd. CHF im mittleren Kostenszenario (Tabelle 6). In der Praxis dürfte bei einem wahrscheinlicheren EHS-Preisverlauf ein Bruchteil dieses theoretisch maximalen Gesamtbudgets erforderlich sein. Wenn beispielsweise als Förderinstrument nur ein CCfD verwendet wird, würde der Strike-Preis den jährlichen mittleren Kosten von CCS entsprechen, welche von rund 270 CHF/t in 2030 gegen 200 CHF/t im Jahr 2050 sinken (vgl. Abbildung 30). Falls der effektive EHS-Preis zu Beginn der 2030er Jahre bei 120 CHF/t verharrt und nicht wie in der IEA-Prognose auf 213 CHF/t bis 2050 ansteigt, betrüge das erforderliche Budget für die Absicherung der CCfDs 6.4 Mrd. CHF. Bei symmetrisch ausgestalteten CCfDs könnten, falls die effektiven EHS Preise höher als der vereinbarte Strike-Preis ausfallen, statt einem Budget für Förderausgaben sogar Einnahmen anfallen.¹³³ Im Unterschied zu festen Prämien sind variable Prämien auf Basis von CCfDs vom Verlauf der effektiven EHS Preise abhängig, wodurch der Budgetbedarf für dieses Instrument weniger genau prognostizierbar ist.

Budgetbedarf der Beispiele für Förderinstrumente und verfügbare Mittel

Da die Berechnungen auf Annahmen basieren, welche teils grossen Unsicherheiten unterliegen, können die folgenden Aussagen als Hinweise gesehen werden. Bei der Interpretation der Resultate sind daher zwingend die zu Grunde liegenden Annahmen zu berücksichtigen. Sobald beispielsweise genauere Informationen zur Entwicklung des EHS vorliegen, wären die Berechnungen zu aktualisieren und Szenarien zu präzisieren. Genauere Aussagen bedürften ausserdem einer differenzierten Betrachtung der einzelnen CCS-Wertschöpfungsstufen, welche hier nicht vorgenommen werden konnte.

Über den Zeitraum 2030 bis 2050 wird die Finanzierungslücke bei mittleren Kosten geschlossen, wenn Investitionsbeiträge von 50% von 2030 bis 2038 ausbezahlt werden oder alternativ von 2030 bis 2038 die jährlichen Kosten zu 29% über feste Prämien gefördert werden. Das hierfür jeweils erforderliche Budget für Fördermittel beträgt rund 1.2 Mrd. CHF. Wenn als Förderinstrument variable Prämien wie CCfDs eingesetzt werden, ist der Budgetbedarf weniger genau

¹³³ Theoretisch sind diese Erlöse nach oben unbegrenzt, da die effektiven CO₂-Preise gegen oben nicht begrenzt sind.

prognostizierbar, da das erforderliche Budget vom effektiven EHS-Preisverlauf abhängig ist. Der theoretisch maximale Budgetbedarf entspricht den Kosten der CCS-Infrastruktur von 15.5 Mrd. CHF (mittlere Kosten), wobei der effektive Budgetbedarf ein Bruchteil davon betragen dürfte. Bei symmetrisch ausgestalteten CCfDs könnten im Fall eines unerwartet starken Anstiegs der EHS-Preise auf Seite des Anbieters der Absicherung aber auch Einnahmen statt Auszahlungen entstehen.

Bei den getroffenen Annahmen bezüglich Emissions-Caps fallen Einnahmen aus der Versteigerung der EHS-Emissionsrechte von 0.5 – 1.5 Mrd. CHF an. Falls die KVAs dem EHS unterstellt werden, sind es 0.7 – 1.5 Mrd. CHF, ohne KVAs sind es zwischen 0.5 und 0.9 Mrd. CHF. Das revidierte CO₂-Gesetz nach 2024 sieht zumindest bis 2030 vor, dass mit diesen Einnahmen aus der Versteigerung der EHS-Emissionsrechte sowohl Anpassungsmassnahmen an den Klimawandel als auch Dekarbonisierungsmassnahmen wie CCS finanziert werden sollen. Die Einnahmen aus der Versteigerung würden zur Finanzierung von Förderbeiträgen von 1.2 Mrd. CHF nur reichen, falls KVAs dem EHS unterstellt werden, das maximale Erlösszenario eintritt, und mindestens 80% dieser Einnahmen zur Finanzierung von CCS als Dekarbonisierungsmassnahme verwendet werden dürfen.

Werden keine Massnahmen ergriffen, um die Einnahmen aus der Versteigerung der EHS-Emissionsrechte zu erhöhen, müssen Teile der Finanzierung der Fördermassnahmen für die CCS-Infrastrukturen über Finanzierungsquellen gedeckt werden, die gegebenenfalls weniger verursachergerecht sind. Die Verwendung der Einnahmen aus der CO₂-Abgabe auf Brennstoffen erscheint im Vergleich zu anderen Steuern und Abgaben verursachergerechter, da es immerhin eine Finanzierung zu Lasten von fossilen Emissionen ist, obwohl es sich nicht um die gleichen Emittenten handelt. Für die Erschliessung dieser zusätzlichen Finanzierungsquellen bedarf es jedoch entsprechender gesetzlicher Grundlagen. Eine nicht verursachergerechte Finanzierungsquelle besteht aktuell prinzipiell unter Art. 6 des KIG für die Jahre 2025 – 2030. Insgesamt stehen Finanzhilfen für die Anwendung von neuartigen Technologien und Prozessen in Höhe von 1.2 Mrd. CHF zur Verfügung. Zur Finanzierung der CCS-Infrastruktur wirkt die zeitliche Beschränkung bis 2030 allerdings sehr limitierend. Jedoch wäre es denkbar, dieses Instrument für die Zeit nach 2030 komplementär zum Fördermechanismus des CO₂-Gesetzes fortzuschreiben. Die dafür erforderlichen Mittel aus dem Bundeshaushalt entsprächen weiterhin einer nicht verursachergerechten Finanzierung.

Polynomics AG
Baslerstrasse 44
CH-4600 Olten

www.polynomics.ch
polynomics@polynomics.ch

Telefon +41 62 205 15 70