

Carbon Capture & Storage (CCS)

Kostenschätzung für ein CCS-System für die Schweiz bis 2050



Basel, 21.07.2023

Im Auftrag des Bundesamtes für Umwelt (BAFU)

Impressum

Auftraggeber: Bundesamt für Umwelt (BAFU), Abt. Klima, CH-3003 Bern

Das BAFU ist ein Amt des Eidg. Departements für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK).

Auftragnehmer: BAK Economics AG, Basel, in Zusammenarbeit mit dena Deutsche Energieagentur, Berlin.

Autor/Autorin: Martin Albicker (dena), Martin Eichler (BAK), Leon Flöer (dena), Pascal Hader (dena), Alexandra Zwankhuizen (BAK)

Begleitung BAFU: Martin Jiskra, Roger Ramer, Raphael Bucher

Hinweis: Diese Studie/dieser Bericht wurde im Auftrag des Bundesamtes für Umwelt (BAFU) verfasst. Für den Inhalt ist allein der Auftragnehmer verantwortlich.

Executive Summary

Laut dem 6. Sachstandsbericht des IPCC (IPCC, 2022) ist die Einhaltung des 2-Grad- und 1.5-Grad-Ziels ohne den Einsatz von Massnahmen zur aktiven Entnahme und Einlagerung von CO₂ (Carbon Capture and Storage, CCS) nahezu ausgeschlossen. Auch für die Schweiz besteht eine Notwendigkeit von CCS, um ihre Klimaziele, insbesondere die Klimaneutralität bis 2050, zu erreichen.¹ Die derzeitige Planung geht davon aus, dass in der Schweiz 2050 rund 7 Mio. Tonnen CO₂ jährlich, welche aus Punktquellen im Inland wie Kehrlichtverbrennungsanlagen und Zementwerken stammen, abgeschieden und dauerhaft gespeichert werden. Um diese Ziele erreichen zu können, muss die Schweiz bis 2030 die nötigen Rahmenbedingungen schaffen, um danach mit einer «Gezielten Skalierung» die für das Jahr 2050 gesetzten Ziele zu meistern.

Eine Abschätzung der mit dem Aufbau und Betrieb einer CCS-Infrastruktur einhergehenden Kosten ist für die Gestaltung der Rahmenbedingungen eine wichtige Grundlage. Dies ist die zentrale Fragestellung dieser Studie: Aufbauend auf den Zielsetzungen der Schweiz in der Energie- und Klimapolitik werden die Kosten für den Aufbau und Betrieb eines CCS-Systems in der Schweiz bis 2050 abgeschätzt. Dies erfolgt bottom-up anhand einer konkreten Umsetzungsplanung, was eine differenzierte Betrachtung der Kosten erlaubt. Der den Berechnungen zugrunde gelegte konkrete Umsetzungsplan für ein CCS-System in der Schweiz stellt ein plausibles Ausbauszenario basierend auf dem Wissensstand Ende 2022/Anfang 2023 dar. Er ist nicht als Vorgabe für einzelne Punktquellen zu verstehen, bezieht jedoch die aktuelle politische Planung in der Schweiz genauso mit ein wie den aktuellen Stand des Wissens zur technischen Umsetzung.

Auf der Grundlage von Vorarbeiten von Saipem (2020), Becattini et al. (2022) und den Energieperspektiven 2050+ konnte ein konkreter Umsetzungsplan für die Schweiz erstellt werden, der die Anlagengröße, geographische Positionen und Distanzen dazwischen sowie Transportmenge auf Anlagenebene betrachtet. Für die Ermittlung der Kosten der wesentlichen Komponenten einer CCS-Infrastruktur wurden der Literatur die wesentlichen Kostenkomponenten (CAPEX, OPEX, Energiebedarf) entnommen. Dabei wurden Skaleneffekte, Lerneffekte sowie Effizienzpotenziale in die Aufstellung der Kosten miteinbezogen.

Für den Untersuchungszeitraum von 2028 bis 2050 belaufen sich die kumulierten Gesamtkosten des CCS-Systems auf 16.3 Mrd. CHF (bei einer Bandbreite von 11.2 bis 21.4 Mrd. CHF). Dies ist das Resultat des unterstellten Hochlaufplans im als am wahrscheinlichsten erachteten Basisszenario und umfasst sowohl die notwendigen Investitionen in Infrastruktur (CAPEX) als auch die bis dahin anfallenden laufenden Operationskosten (OPEX). Der grösste Anteil dieser Kosten (56%) ist mit 9.2 Mrd. CHF auf die Abscheidung zurückzuführen. Ein ebenfalls bedeutender Kostenblock ist der mit hohen Infrastrukturinvestitionen verbundene Transport per Pipeline im Inland (30%), während der sonstige Transport im In- und Ausland (10%) und die Speicherung (3%; ohne Berücksichtigung der Erkundungskosten) eher von untergeordneter Bedeutung sind.

¹ Hierzu und nachfolgend: (BFE, 2021; Bundesrat, 2022; Bundesrat, 2021).

Knapp ein Drittel der Gesamtkosten (31%) sind für die Investitionen in die Infrastruktur notwendig. Davon wiederum fällt je rund die Hälfte für die Anlagen zur Abscheidung (51%) und die inländischen Pipelines (45%) an. In dieser Relation zeigt sich auch, dass der Bau der Pipelines besonders kapitalintensiv ist: 46 % der mit dem CO₂-Transport per Pipeline im Inland verbundenen Kosten entfallen auf die CAPEX (Abscheidung: 28%). Nochmals kapitalintensiver ist die Speicherung im Inland (68% aller Kosten), was allerdings auch damit zusammenhängt, dass im angenommenen Hochlaufplan die inländischen Speicher erst in den 2040er Jahren erschlossen werden und daher nur in einer relativ kurzen Betriebszeit operative Kosten anfallen.² Von den Gesamtkosten des CCS-Systems fallen rund neunzig Prozent im Inland an, nur zehn Prozent entfallen auf Dienstleistungen für Transport und Speicherung von CO₂ im Ausland.³

Betrachtet man die Kosten über die Zeit, so zeigt sich, dass die jährlichen Kosten im Verlauf der 2030er Jahre stark ansteigen, bis auf über 1 Mrd. CHF im Jahr 2039. Danach nehmen die jährlichen Kosten vorübergehend wieder ab auf rund 700 Mio. CHF, bevor sie ab den frühen 2040er Jahren erneut ansteigen und bis 2048 einen Höhepunkt bei über 1.2 Mrd. CHF erreichen. Die Schwankungen in den Kosten pro Jahr sind stark durch die Annahmen zum Hochlaufplan des Schweizer CCS-Systems geprägt, d.h. von Reihenfolge und Zeitpunkt der Investitionen in die Abscheideanlagen, aber ganz besonders vom Ausbauplan des inländischen Pipelinenetzes. Gleichzeitig wachsen die operativen Kosten mit zunehmenden Mengen an abgeschiedenem und gespeichertem CO₂ kontinuierlich. Im Jahr 2050, wenn annahmegemäss alle für das System notwendigen Anlagen erstellt sind, fallen nur noch operative Kosten an. Diese betragen 1'116 Mio. CHF.

Die Kostenschätzung für CCS ist mit vielen Unsicherheiten verbunden. Dieser Tatsache wird Rechnung getragen, indem neben der als am wahrscheinlichsten erachteten Schätzung auch eine Bandbreite ermittelt wird, in welcher sich die Kosten mit hoher Wahrscheinlichkeit bewegen dürften (bezeichnet als Bandbreiten *Gering* und *Hoch*). Die Gesamtkosten in der Bandbreite *hoch* betragen etwa 21,44 Mrd. CHF, was einem Anstieg um rund 30 % gegenüber dem Basisszenario entspricht. Treffen hingegen die Annahmen der Bandbreite *gering* ein, reduzieren sich die Kosten um 31 % auf 11.24 Mrd. CHF. In beiden Fällen bleiben die Kostenstrukturen weitgehend unverändert. Zwar werden je nach Grad der Unsicherheit die verschiedenen Kostenelemente jeweils individuell angepasst, es zeigt sich jedoch, dass in allen betrachteten Teilbereichen erhebliche Kostenunsicherheiten bestehen und sich daher insgesamt keine grossen Verschiebungen ergeben.⁴ Am stärksten variiert noch der Anteil der CAPEX an den Gesamtkosten: Beim Übergang zur Bandbreite *hoch* steigt ihr Anteil von 31 % der Gesamtkosten auf 36 %. In der Bandbreite *gering* erreicht der Anteil 33 %. Die Kostenrisiken für höher als angenommene Kosten sind bei den Investitionen also grösser als

² Es sei darauf hingewiesen, dass die Berechnung der Gesamtkosten bis 2050 ausgabenorientiert erfolgen. Dies bedeutet, dass Investitionen unabhängig von ihrer Nutzungsdauer jeweils zum Zeitpunkt der Investition als Vollkosten in die Berechnung einfließen. Ausnahme davon ist die Berechnung der Vermeidungskosten pro Tonne CO₂, auf welche weiter unten eingegangen wird. Zur besseren Vergleichbarkeit der Ergebnisse mit anderen Berechnungen wird hier der verbleibende Restwert der Anlagen im Jahr 2050 berücksichtigt.

³ Dies berücksichtigt nur die unmittelbaren Ausgaben im Zusammenhang mit dem CCS-System. Weiter wirtschaftliche Verflechtungen beispielsweise über den Vorleistungsbezug im Ausland sind nicht berücksichtigt.

⁴ Es gibt natürlich keinen Mechanismus, welcher sicherstellen würde, dass bei der zukünftigen Entwicklung sich alle Kostenelemente innerhalb der Bandbreite jeweils gleich verhalten müssen. Liegen beispielsweise nur einige wenige Kostenelemente am oberen Ende der Bandbreite, während die übrigen Kosten sich wie erwartet entwickeln, sind natürlich auch stärkere Veränderungen in den Kostenstrukturen möglich.

bei den operativen Kosten, während das Kostenrisiko nach unten bei den operativen Kosten etwas ausgeprägter ist.

Neben den Unsicherheiten bezüglich der einzelnen Kostenelemente können auch technische oder politische Entscheidungen in der Umsetzung des Schweizer CCS-Systems die Gesamtkosten beeinflussen. Dem wird anhand von Szenarioberechnungen nachgegangen, in welchen jeweils für einzelne Elemente alternative Annahmen getroffen werden.⁵ Die Gesamtkosten variieren dabei zwischen 13.8 Mrd. CHF in einem Szenario, in welchem die abzuscheidenden CO₂-Mengen aus kleineren Anlagen entfallen und 17.1 Mrd. CHF für den Fall, dass der Pipelineausbau erst deutlich später als geplant erfolgen kann. Deutlich geringere Kosten gegenüber dem Basisszenario sind ausserdem möglich, wenn der Energie- und Wärmebedarf für die Abscheidung in KVA intern bereitgestellt werden kann. Die Gesamtkosten sinken auf 14.0 Mrd. CHF, ohne dass in diesem Fall die CO₂-Menge gegenüber dem Basisszenario zurückgeht.

Im Basisszenario liegen die Vermeidungskosten bei CHF 180 pro Tonne CO₂, und steigen auf CHF 196 im Szenario mit den insgesamt höchsten Gesamtkosten im Fall eines verzögerten Pipelinebaus. Eine deutliche Reduktion der Vermeidungskosten kann mit der internen Energiebereitstellung erreicht werden: Sie sinken in diesem Szenario auf CHF 149 pro Tonne CO₂ für die Gesamtmenge bis 2050, 15 bis 20 % tiefer als in den übrigen Szenarien. Wie ambivalent sich eine deutliche Verringerung der abzuscheidenden CO₂-Mengen auswirken kann, zeigen ebenfalls die Vermeidungskosten. Zwar fallen in diesem Szenario die tiefsten Gesamtkosten an, jedoch steigen die Vermeidungskosten pro Tonne CO₂ auf CHF 224 an.

Eine weitere mögliche Ursache für Kostenunterschieden des Schweizer CCS-Systems liegt in den möglichen Organisationsformen der entsprechenden Märkte. Aufgrund der spezifischen Eigenschaft⁶ wird sich der Markt für CCS nicht spontan bilden, sondern es sind staatliche Eingriffe bzw. Vorgaben nötig. Diese können jedoch sehr unterschiedliche Formen annehmen: Von einer Regulierung eines ansonsten grundsätzlich privaten Marktes bis zu einer Bereitstellung der Infrastruktur durch staatliche Stellen sind viele Mischformen möglich.

In Abhängigkeit vom gewählten Marktdesign und insbesondere der Rolle, die der Staat im Markt einnimmt, können sich die entstehenden Kosten unterscheiden. Vier Hypothesen für möglich Kostenunterschiede lassen sich identifizieren:

- a. **Tiefere staatliche Finanzierungskosten**
Staatliche Stellen können sich die notwendigen Mittel zu tieferen Zinssätzen an den Kapitalmärkten beschaffen.
- b. **Betriebliche Effizienz privatwirtschaftlicher Akteure höher**
Die Anreizstrukturen sorgen dafür, dass privatwirtschaftliche Akteure die Leistungen kosteneffizienter erbringen und schaffen einen Innovationsanreiz.
- c. **Höherer Administrative Anforderungen staatlicher Akteure**
Transparenzanforderungen und Informationsasymmetrien verursachen Zusatzkosten bei staatlichen Akteuren.

⁵ Speicherung nur im Ausland; Speicherung nur im Inland; verzögerter Ausbau Pipelines; interne Energiebereitstellung innerhalb KVA senkt Energiebedarf für Abscheidung; geringere CO₂-Mengen aus Zementindustrie und andere Technologie; Höhere Kosten für die ausländische Speicherung; umfassend tiefere CO₂-Mengen, welche abgeschieden werden; vgl. Kapitel 4.1 der Studie für eine detailliertere Beschreibung.

⁶ CO₂ Emissionen sind externer Effekt; CCS-System hat Eigenschaften eines natürlichen Monopols; Investitionen erfolgen über einen langen Zeithorizont bei politischen und technologischen Unsicherheiten.

d. **Zusatzkosten des politischen Prozesses**

Zusatzkosten bzw. kostenseitig suboptimaler Lösungen, wenn im politischen Entscheidungsprozess nicht-betriebswirtschaftliche Kriterien einfließen.

Insgesamt zeigt die Analyse, dass unterschiedliche Kostenniveaus in Abhängigkeit davon, wie die Märkte im Bereich CCS organisiert werden, plausibel erscheinen. Sie lassen sich jedoch, mit teilweiser Ausnahme der Finanzierungskosten, nicht quantifizieren. Zu stark hängen die Existenz und der Umfang der verschiedenen Ursachen für Kostenunterschiede von den spezifischen Bedingungen im Einzelfall ab. Bezüglich Finanzierungskosten zeigen Beispielsrechnungen mit plausiblen Annahmen, dass eine vollständige Finanzierung durch den Staat die Kosten gegenüber einer privatwirtschaftlichen Finanzierung die Gesamtkosten bis 2050 um 419 Mio. CHF reduzieren könnte (entspricht 3.0 Prozent der Gesamtkosten unter diesen spezifischen Annahmen). Im Jahr 2050 selbst könnten die Kosten um 29 Mio. CHF reduziert werden (2.4%). Es muss allerdings berücksichtigt werden, dass bei Finanzierung über den Staat der Staat auch das Ausfallrisiko oder zumindest einen erheblichen Teil davon übernimmt.

Insgesamt deuten die qualitativen Überlegungen darauf hin, dass einerseits die Finanzierungskosten relevant sind, insbesondere bzgl. des Aufbaus der Pipelineinfrastruktur, da die Investitionen hier einen grossen Teil der Kosten ausmachen. Andererseits könnte die betriebliche Effizienz im Bereich der Abscheidung eine grössere Rolle einnehmen, da die operativen Kosten hoch sind und Innovation bei der Entwicklung optimaler Lösungen eine grosse Rolle spielt. Zwar darf die Entscheidung über die Organisation der Märkte nicht rein nach Kostengesichtspunkten erfolgen, sondern muss weitere Aspekte berücksichtigen. Dennoch kann festgehalten werden, dass aus Kostensicht zumindest im Bereich der Abscheidung eher marktwirtschaftliche oder markt-nahe Formen vorteilhaft sein könnten, während sich die Situation bezüglich der Pipelineinfrastruktur weniger klar darstellt.

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary.....	3
Inhaltsverzeichnis.....	7
Abbildungsverzeichnis.....	8
Abkürzungsverzeichnis.....	11
Tabellenverzeichnis.....	12
1 Ausgangslage.....	13
2 Hochlaufplan für die CO₂-Infrastruktur in der Schweiz.....	15
2.1 Grundlagen des Hochlaufplans.....	15
2.2 Zielbild der Schweizer CO ₂ -Infrastruktur.....	17
2.3 Abscheidungsanlagen.....	19
2.4 Transport.....	21
3 Vorstellung der Kosten & Parameter.....	23
3.1 Einordnung.....	23
3.1.1 Einordnung von CCU/S Projekten und der vorhandenen Literatur.....	23
3.1.2 Bandbreiten.....	24
3.1.3 Annahmen.....	24
3.1.4 Skalen- und Lerneffekte.....	25
3.2 Energiepreise.....	28
3.3 CO ₂ -Abscheidung.....	28
3.3.1 Zementwerke.....	28
3.3.2 KVA, Chemiewerke und Biomassekraftwerke.....	32
3.4 CO ₂ -Transport.....	34
3.4.1 Lkw-Transport.....	35
3.4.2 Zugtransport.....	35
3.4.3 Schiffstransport.....	36
3.4.4 Pipelinetransport.....	38
3.5 CO ₂ -Speicherung.....	40
3.5.1 Onshore.....	40
3.5.2 Offshore.....	43
3.6 Kostenfaktor ausländischer Transport und Speicherung.....	43
4 Gesamtkosten.....	45
4.1 Einleitung.....	45
4.2 Modell zur Berechnung der Gesamtkosten CCS in der Schweiz.....	47
4.3 Basisszenario (Szenario 0, mittel).....	50
4.4 Vergleiche zwischen Bandbreiten (Szenario 0 gering, hoch).....	57
4.4.1 Bandbreite hoch.....	58
4.4.2 Bandbreite gering.....	64
4.5 Szenarien: Veränderte Annahmen bezüglich zentraler Einflussfaktoren	69
4.5.1 Szenario 1: Ausländische Speicherung.....	69
4.5.2 Szenario 2: Inländische Speicherung.....	73
4.5.3 Szenario 3: Verzögerter Ausbau Pipeline.....	78
4.5.4 Szenario 4: Interne Energiebereitstellung KVA.....	84
4.5.5 Szenario 5: Geringere CO ₂ -Mengen aus Zementindustrie.....	90
4.5.6 Szenario 6: Kostenfaktor Speicherung Ausland.....	95

4.5.7	Szenario 7: Umfassend tiefere CO ₂ Mengen	99
4.5.8	Szenarien im Vergleich.....	104
4.6	Zusammenfassung Gesamtkosten Schweizer CCS-System	107
5	Unterschiede in den Kosten je nach Besitzstruktur	109
5.1	Struktur der Kosten CCS	110
5.2	Organisationsformen für die CCS Infrastruktur	112
5.3	Kostendifferenzen nach Marktorganisation	115
5.3.1	Hypothesen für Kostenunterschiede.....	116
5.3.2	Hypothesenprüfung: Tiefere staatliche Finanzierungskosten	118
5.3.3	Hypothesenprüfung: Effizienz privatwirtschaftlicher Akteure höher	121
5.3.4	Hypothesenprüfung: Administrative Anforderungen staatlicher Akteure ..	122
5.3.5	Hypothesenprüfung: Zusatzkosten des politischen Prozesses	123
5.4	Fazit Kostenunterschiede nach Marktorganisation	123
	Literaturverzeichnis	125

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersicht über die kumulierte jährliche abgeschiedene Menge an CO ₂ für den ausgewählten Hochlaufpfad.....	17
Abbildung 2: Zielbild des untersuchten Hochlaufplans mit Hervorhebung der verschiedenen Bauabschnitte.	18
Abbildung 3: Übersicht über betrachtete Kosten sowie die jeweiligen Einflussfaktoren.....	23
Abbildung 4: Globale CO ₂ -Abscheidung nach IEA „Net Zero by 2050“ Szenario;.....	27
Abbildung 5: Prozessschema Technologien für die Abscheidung an Zementwerken	29
Abbildung 6: Kostenfunktion KVA (MEA)	34
Abbildung 7: Schematische Darstellung Kostenmodell	47
Abbildung 8: Kosten Szenario 0 mittel nach Prozessschritt in Mio. CHF, Gesamtkosten 2028-2050	52
Abbildung 9: Kosten Szenario 0 mittel nach Prozessschritt in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050.....	52
Abbildung 10: Kosten Szenario 0 mittel nach Ort in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050	54
Abbildung 11: Kosten Szenario 0 mittel nach Ort in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050	54
Abbildung 12: Kosten Szenario 0 mittel nach Art in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050	55
Abbildung 13: Kosten Szenario 0 mittel nach Art in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050	56
Abbildung 14: Kosten Szenario 0 mittel nach Art und Prozessschritt in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050	56

Abbildung 15: Kosten Szenario 0 hoch nach Prozessschritt in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050	59
Abbildung 16: Kosten Szenario 0 hoch nach Prozessschritt in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050.....	59
Abbildung 17: Vergleich Kosten Szenario 0 hoch und mittel nach Prozessschritt in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050	60
Abbildung 18: Vergleich Kosten Szenario 0 hoch und mittel nach Prozessschritt in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050.....	61
Abbildung 19: Vergleich Kosten Szenario 0 hoch und mittel nach Ort in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050	62
Abbildung 20: Vergleich Kosten Szenario 0 hoch und mittel nach Ort in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050	62
Abbildung 21: Vergleich Kosten Szenario 0 hoch und mittel nach Art in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050	63
Abbildung 22: Vergleich Kosten Szenario 0 hoch und mittel nach Art in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050	63
Abbildung 23: Kosten Szenario 0 gering nach Prozessschritt in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050	65
Abbildung 24: Kosten Szenario 0 gering nach Prozessschritt in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050.....	65
Abbildung 25: Vergleich Kosten Szenario 0 gering mittel nach Prozessschritt in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050	66
Abbildung 26: Vergleich Kosten Szenario 0 gering und mittel nach Prozessschritt in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050	66
Abbildung 27: Vergleich Kosten Szenario 0 gering und mittel nach Ort in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050	67
Abbildung 28: Vergleich Kosten Szenario 0 gering und mittel nach Ort in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050	67
Abbildung 29: Vergleich Kosten Szenario 0 gering mittel nach Art in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050	68
Abbildung 30: Vergleich Kosten Szenario 0 gering und mittel nach Art in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050	68
Abbildung 31: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 1 nach Prozessschritt in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050	70
Abbildung 32: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 1 nach Prozessschritt in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050	71
Abbildung 33: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 1 nach Ort in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050	71
Abbildung 34: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 1 nach Ort in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050.....	72
Abbildung 35: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 1 nach Art in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050	72
Abbildung 36: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 1 nach Art in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050.....	73
Abbildung 37: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 2 nach Prozessschritt in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050	75
Abbildung 38: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 2 mittel nach Prozessschritt in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050	75
Abbildung 39: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 2 nach Ort in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050	76

Abbildung 40: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 2 nach Ort in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050.....	76
Abbildung 41: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 2 nach Art in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050	77
Abbildung 42: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 2 Art in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050	77
Abbildung 43: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 3 nach Prozessschritt in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050	80
Abbildung 44: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 3 mittel nach Prozessschritt in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050	80
Abbildung 45: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 3 nach Ort in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050	81
Abbildung 46: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 3 nach Ort in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050.....	81
Abbildung 47: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 3 nach Art in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050	82
Abbildung 48: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 3 Art in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050	82
Abbildung 49: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 4 nach Prozessschritt in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050	86
Abbildung 50: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 4 mittel nach Prozessschritt in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050	86
Abbildung 51: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 4 nach Ort in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050	87
Abbildung 52: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 4 nach Ort in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050.....	87
Abbildung 53: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 4 nach Art in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050	88
Abbildung 54: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 4 Art in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050	88
Abbildung 55: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 5 nach Prozessschritt in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050	91
Abbildung 56: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 5 mittel nach Prozessschritt in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050	92
Abbildung 57: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 5 nach Ort in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050	92
Abbildung 58: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 5 nach Ort in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050.....	93
Abbildung 59: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 5 nach Art in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050	94
Abbildung 60: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 5 Art in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050.....	94
Abbildung 61: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 6 nach Prozessschritt in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050	96
Abbildung 62: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 6 mittel nach Prozessschritt in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050	96
Abbildung 63: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 6 nach Ort in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050	97
Abbildung 64: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 6 nach Ort in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050.....	97

Abbildung 65: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 6 nach Art in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050	98
Abbildung 66: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 6 Art in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050	98
Abbildung 67: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 7 nach Prozessschritt in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050	101
Abbildung 68: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 7 mittel nach Prozessschritt in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050	101
Abbildung 69: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 7 nach Ort in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050	102
Abbildung 70: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 7 nach Ort in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050	102
Abbildung 71: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 7 nach Art in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050	103
Abbildung 72: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 7 Art in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050	103
Abbildung 73: Grafischer Vergleich aller Szenarien nach kumulierten Gesamtkosten und Vermeidungskosten	106
Abbildung 74: Anteile CAPEX und OPEX an den Kosten pro Prozessschritt	111
Abbildung 75: Zinsdifferenz Bund ggü. Unternehmen	118

Abkürzungsverzeichnis

BFE	<i>Bundesamt für Energie</i>
CAPEX	<i>Capital Expenditures, Investitionskosten</i>
CCS	<i>Carbon Capture and Storage</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
KVA	<i>Kehrrichtverbrennungsanlagen</i>
MEA	<i>Monoethanolamine</i>
OPEX	<i>Operational Expenditures; Betriebsausgaben</i>
UVEK	<i>Eidgenössisches Department für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation</i>

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht über die Transportmodi im Basisszenario und den weiteren Szenarien.....	21
Tabelle 2: Übersicht grundlegende Annahmen Kostenberechnung CCS-Infrastruktur.....	25
Tabelle 3: Übersicht über Energiepreise	28
Tabelle 4: Übersicht über die verwendeten Kosten für die CO ₂ -Abscheidung an Zementwerken.....	30
Tabelle 5: Übernommene Annahmen zur Berechnung der Kosten für die CO ₂ -Abscheidung an Zementwerken.....	31
Tabelle 6: Übersicht über die verwendeten Kosten für die CO ₂ -Abscheidung an KVA, Biomasseanlagen und Chemiewerken.....	33
Tabelle 7: Annahmen zur Berechnung der Kosten für die CO ₂ -Abscheidung an KVA, Biomasseanlagen und Chemiewerken.....	33
Tabelle 8: Übersicht über die verwendeten Kosten für den CO ₂ -Transport per Lkw	35
Tabelle 9: Übersicht über die verwendeten Kosten für den CO ₂ -Transport per Zug.....	36
Tabelle 10: Vergleich verschiedener Parameter für den Transport in gasförmiger oder dichter Phase	39
Tabelle 11: Übersicht über die einzelnen Kostenkomponenten für die Onshore-Speicherung.....	40
Tabelle 12: Übersicht über die einzelnen Komponenten des Kostenfaktors für den ausländischen Transport.....	44
Tabelle 13: Übersicht zu den berechneten Bandbreiten und Szenarien	46
Tabelle 14: CO ₂ -Speichermengen in den verschiedenen Szenarien	47
Tabelle 15: Übersicht Kosten in Szenario 0 mittel	50
Tabelle 16: Vergleich Kosten in Szenario 0 gering und hoch	58
Tabelle 17: Vergleich Kosten in Szenario 0 gering und mittel.....	64
Tabelle 18: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 1.....	69
Tabelle 19: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 2.....	74
Tabelle 20: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 3.....	79
Tabelle 21: Vergleich der jährlichen Kosten für den Zugtransport (Ausgangsjahr 2036) für verschiedene Betriebszeiten	84
Tabelle 22: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 4.....	85
Tabelle 23: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 5.....	90
Tabelle 24: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 6.....	95
Tabelle 25: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 7.....	100
Tabelle 26: Tabellarischer Vergleich aller Szenarien nach kumulierten Gesamtkosten, CAPEX, OPEX und Vermeidungskosten.....	105
Tabelle 27: Übersicht der Struktur der Kosten eines CCS-Systems für die Schweiz bis 2050	111

1 Ausgangslage

Laut dem 6. Sachstandsbericht des IPCC (IPCC, 2022) ist der Einsatz von Massnahmen zur aktiven Entnahme und Einlagerung von CO₂ (Carbon Capture and Storage, CCS) in allen 1.5-Grad- sowie allen wahrscheinlichen („likely“) 2-Grad-kompatiblen Szenarien unabdinglich. Selbst in Bezug auf die Einhaltung des 2-Grad- und 1.5-Grad-Ziels optimistischen Pfaden der Entwicklungsszenarien verbleiben THG-Emissionen, die mit keiner anderen Massnahme vermieden werden können (IPCC, 2022). CCS und CCU (Carbon Capture and Utilization) an fossilen Punktquellen werden darin als wichtige Minderungsoptionen in emissionsintensiven Sektoren mit schwer vermeidbaren Emissionen beschrieben. Die IEA geht in ihrem Net Zero Emissions Szenario davon aus, dass global bis zum Jahr 2050 7.6 Gt CCU/S benötigt werden, sowohl aus der Industrie und der Energiewirtschaft, aber auch durch Direct Air Capture und andere Negativemissionstechnologien (NET) zur Generierung von Negativemissionen (IEA, 2021).

Die Sichtweise, dass eine Notwendigkeit von CCS besteht, um die Klimaziele zu erreichen, wird auch in der Schweiz geteilt. Um das Ziel der Klimaneutralität zu erreichen, müssen nicht- oder nur schwer vermeidbare Emissionen kompensiert werden. Diese stammen vorrangig aus der Zementproduktion, der Kehrlichtverbrennung und der Landwirtschaft und werden nach aktuellen Schätzungen 2050 noch ca. 12 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente pro Jahr betragen (BFE, 2021; Bundesrat, 2021). Hiervon sollen rund 7 Mio. Tonnen CO₂ jährlich, welche aus Punktquellen im Inland stammen (Zementwerke, Kehrlichtverbrennungsanlagen (KVA), gegebenenfalls Chemiewerke), abgetrennt und dauerhaft gespeichert werden (im In- oder Ausland).

Um diese Ziele erreichen zu können, muss die Schweiz die nötigen Rahmenbedingungen schaffen. Die Entwicklung der CCS-Prozesskette inklusive der Infrastruktur erfordert eine entsprechende Planung, Rechtssicherheit und Investitionen. Gemäss Bund (Bundesrat, 2022) kann eine «Pionierphase» bis 2030 unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen erfolgen und dazu dienen, die Grundlagen für die weitere Entwicklung zu schaffen. Hierzu gehören auch die gesetzlichen und finanziellen Rahmenbedingungen, welche bis Ende dieses Jahrzehnts vorliegen müssen, um ab 2030 mit einer «Gezielten Skalierung» die für das Jahr 2050 gesetzten Ziele erreichen zu können.

Eine Abschätzung der mit dem Aufbau und Betrieb einer CCS-Infrastruktur einhergehenden Kosten ist für die Gestaltung der Rahmenbedingungen eine wichtige Grundlage. Dies ist die zentrale Fragestellung dieser Studie: Aufbauend auf den aktuellen Zielsetzungen der Schweiz in der Energie- und Klimapolitik werden mit plausiblen Annahmen die Kosten für den Aufbau und Betrieb eines CCS-Systems in der Schweiz bis 2050 ermittelt. Die Kosten werden dabei differenziert aufgegliedert und die noch bestehenden Unsicherheiten sowie eine Reihe von Alternativen in der Umsetzung werden berücksichtigt. Ausserdem werden ergänzend Überlegungen dazu angestellt, wie die Besitzstruktur und die Marktorganisation im Bereich von CCS die Kosten gegebenenfalls beeinflussen könnten.

Die Ermittlung der Gesamtkosten erfolgt bottom up anhand einer konkreten Umsetzungsplanung und erlaubt eine differenzierte Betrachtung der Kosten, beispielsweise nach Prozessschritt innerhalb des CCS-Systems, welches aus Abscheidung, Transport

und Speicherung besteht, nach Art der Kosten (Investitions- vs. Betriebskosten) oder auch zum Verlauf über den betrachtenden Zeitraum 2028 bis 2050.

Der den Berechnungen zugrunde gelegte konkrete Umsetzungsplan für ein CCS-System in der Schweiz stellt ein plausibles Ausbauszenario basierend auf dem Wissensstand Ende 2022/Anfang 2023 dar. Er bezieht die aktuelle politische Planung, beispielsweise die Klimastrategie des Bundes und die Energieperspektiven 2050+, genauso ein wie den aktuellen Stand des Wissens zur technischen Umsetzung, sowohl in der Schweiz wie auch international. Die Studie baut somit auf dem aktuellen Wissensstand auf, führt diesen zusammen und konkretisiert die zu erwartenden Kosten für die Schweiz. Die Studie und der ihr zugrunde liegende Umsetzungsplan ist jedoch keinesfalls als vorgegeben oder vorgeschlagene Planung oder als Vorgabe für einzelne Emittenten zu verstehen. Sie stellt vielmehr eine Momentaufnahme dar und soll als Information- und Planungsgrundlage für die weiteren Arbeiten dienen. Sie aktualisiert und differenziert ähnliche frühere Arbeiten⁷, wird im weiteren Planungsprozess aber selbst wiederum durch zukünftige Arbeiten abgelöst werden.

Trotz aller Sorgfalt und der Nutzung der aktuellen Wissensbasis verbleiben erhebliche Unsicherheiten. Sowohl die technologische Entwicklung wie auch die politischen Prioritäten können sich im langen betrachteten Zeitraum noch erheblich ändern. Die nach aktuellem Stand plausibelste Schätzung der Gesamtkosten wird daher noch mit verschiedenen Sensitivitätsanalysen ergänzt. Dies dient einerseits dazu, Ungewissheiten bezüglich der zu erwartenden technologischen oder preislichen Entwicklung Rechnung zu tragen. Hierfür wird insbesondere auch eine Bandbreite ermittelt, innerhalb derer die Kosten mit hoher Wahrscheinlichkeit zu liegen kommen dürften. Mit weiteren Szenarien wird aufgezeigt, wie technologische und politische Entscheidungen, beispielsweise zum Speicherort von CO₂, die Gesamtkosten und ihre Struktur beeinflussen können.

Die Studie gliedert sich wie folgt: Im nachfolgenden Kapitel 2 wird basierend auf der aktuellen Literatur zunächst ein konkreter Hochlaufplan für die CO₂-Infrastruktur in der Schweiz entwickelt. Kapitel 3 stellt die verschiedenen Kostenparameter einer CO₂-Infrastruktur vor und dokumentiert deren Herleitung. Die zentralen Resultate, die Schätzungen für die Kosten des Aufbaus und Betriebs der CCS-Infrastruktur in der Schweiz bis 2050, sind in Kapitel 4 enthalten. Kapitel 4.3 stellt dabei die Ergebnisse für die zentrale Schätzung der Gesamtkosten vor, Kapitel 4.4 zeigt auf welche Folgen die Unsicherheiten bzgl. der Kosten für die Komponenten auf die Bandbreite der möglichen Gesamtkosten haben und Kapitel 4.5 dokumentiert die Resultate der verschiedenen Szenarien. Kapitel 5 beschäftigt sich mit der Frage, inwieweit die Organisation der Märkte und Institutionen zum Betrieb der CCS-Infrastruktur die Kostenstrukturen beeinflussen können.

⁷ Vgl. z.B. Arbeiten im Rahmen der Energieperspektiven 2050+.

2 Hochlaufplan für die CO₂-Infrastruktur in der Schweiz

Für die Schweiz bestehen bereits umfangreiche Vorarbeiten zum Thema der CCS-Infrastruktur, wie bereits in Kapitel 1 beschrieben. Basierend auf den Vorarbeiten von Saipem (2020) wird ein konkreter Hochlaufplan entwickelt, der eine differenziertere Kostenbetrachtung ermöglicht und somit zu einer höheren Genauigkeit führt im Vergleich zum Vorgehen in den Energieperspektiven 2050+.

In Saipem (2020) wurde ein Entwurf für ein Pipelinennetz für die Schweiz erstellt, das alle Anlagen mit verbleibenden jährlichen Emissionen von mehr als 100'000 t CO₂ entsprechend der Energieperspektiven 2050+ erschliesst. Die Überlegungen aus dieser Studie werden für die Arbeit übernommen und als Zielbild für das Jahr 2050 verwendet. In der Studie wird jedoch nur der Zielzustand 2050 definiert, es erfolgte keine Aufteilung des Aufbaus der Infrastruktur. Aus diesem Grund wird in dieser Arbeit auf Basis des für 2050 vorgesehenen Pipelinennetzes ein Hochlaufplan erstellt. Dieser wird nachstehend in seinem Vorgehen erläutert sowie im Detail für den Anschluss der Anlagen und den Ausbau der Transportinfrastruktur vorgestellt.

2.1 Grundlagen des Hochlaufplans

Neben dem Zielzustand im Jahr 2050, welcher durch die gesetzliche Vorgabe der Klimaneutralität der Schweiz und der daraus resultierenden Zielsetzungen sowie die oben erwähnte Studie bestimmt werden, orientiert sich der Hochlaufplan so weit wie möglich an vorhandenen Planungen, den konkreten technischen und sonstigen Gegebenheiten sowie verfügbaren Analysen.

Zur Berechnung der Gesamtkosten der CO₂-Infrastruktur für die Schweiz bis 2050 wird die Entwicklung der abgeschiedenen Menge an CO₂ in den Jahren von 2030 bis 2050 im Zeitverlauf dargestellt. Im Rahmen der Energieperspektiven 2050+ wurde bereits ein Hochlaufpfad erstellt. In diesem wird der Hochlauf für einzelne Sektoren (KVA, Zement u.a.) über den Anteil (%) der anfallenden Emissionen an den Anlagen in den Jahren 2030 bis 2050 dargestellt.

Im Gegensatz zu den Energieperspektiven 2050+ wird in dieser Arbeit ein detaillierter Hochlaufplan auf Ebene der einzelnen Anlagen unter Einbeziehung der Anlagengrösse entwickelt. Dies soll die Berücksichtigung von Skaleneffekten erleichtern und eine geographische Betrachtung ermöglichen, die für die Auswahl des geeigneten Transportmittels eine entscheidende Rolle spielt und ist nicht als Vorgabe für einzelne Punktquellen zu verstehen.

Die Erstellung des Hochlaufplans beruht dabei massgeblich auf folgenden Analysen:

- Becattini et al. (2022), Carbon dioxide capture, transport and storage supply chains: Optimal economic and environmental performance of infrastructure rollout
- Saipem (2020), CO₂NET Grobes Design und Kostenschätzung für ein CO₂ Sammel-Netzwerk in der Schweiz

- Bundesrat (2022), CO₂-Abscheidung und Speicherung (CCS) und Negativemissionstechnologien (NET) – Wie sie schrittweise zum langfristigen Klimaziel beitragen können – Bericht des Bundesrates (Bundesrat, 2022)
- BFE (2021) Energieperspektiven 2050+ - Exkurs Negativemissionstechnologien und CCS – Potenziale, Kosten und Einsatz (BFE, 2021)

In Becattini et al. (2022) wird für Kehrlichtverbrennungsanlagen (KVA) der optimale Aufbau einer Pipeline-Infrastruktur untersucht. Demzufolge eignet sich der «Grossraum Zürich» aufgrund der hohen Dichte an Anlagen gut als erstes Anschlussgebiet. Der weitere Anschluss erfolgt dann im Westen zwischen Zuchwil und Lausanne; zuletzt erfolgt der Anschluss von Anlagen im Süden der Schweiz.

In Saipem (2020) wurde ein Pipelinennetz konzipiert zum Anschluss aller 32 Anlagen, deren Emissionen 100'000 t CO₂ pro Jahr übersteigen (hauptsächlich KVA und Zementwerke), mit einer gesamten CO₂-Menge von 7 Mt. Darüber hinaus wurden die notwendigen technischen Parameter sowie Kosten für das Pipelinennetz ermittelt. Die Erstellung des Pipelinennetzes erfolgte unter Berücksichtigung von lokalen topographischen und geographischen Rahmenbedingungen, die den Verlauf, die Grösse sowie den Druck (Phase des CO₂) der Pipeline beeinflussen.

Die Ziele des Bundesrates in Anlehnung an die Energieperspektiven 2050+ sehen eine Abscheidungskapazität von 0.5 Mt. im Jahr 2030, 1 Mt. 2035, 2 Mt. 2040, 5 Mt. 2045 und 7 Mt. 2050 vor (Bundesrat, 2022). Aus einer Vereinbarung des Eidgenössischen Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) und dem Branchenverband der Betreiber von KVA liegt die Verpflichtung 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 (UVEK, 2022). Die Zementindustrie hat ebenfalls bekundet, bis Anfang der 2030er ein erstes Zementwerk mit CO₂-Abscheidung auszurüsten (Graf, 2021).

Für den in dieser Arbeit dargestellten Hochlaufplan bildet das Pipelinennetz von Saipem (2020) die Grundlage. Für die jährliche Aufteilung des Zubaus an Abscheidungsanlagen sowie des Baus von Pipelineabschnitten werden die Erkenntnisse von Becattini et al. (2022) einbezogen. Der Ausbau der Pipeline und Abscheidungsanlagen ist dabei zeitlich aufeinander abgestimmt. Der gewählte Hochlaufpfad ist in Abbildung 1 dargestellt.

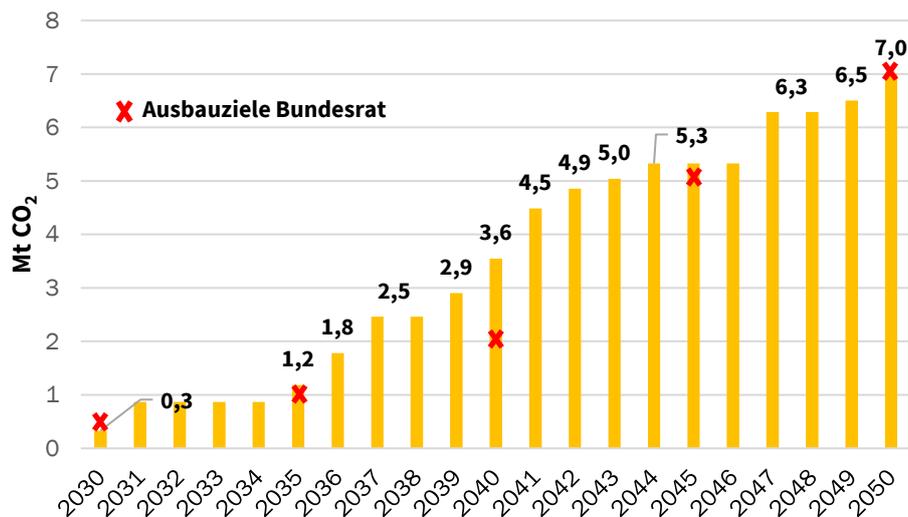


Abbildung 1: Übersicht über die kumulierte jährliche abgeschiedene Menge an CO₂ für den ausgewählten Hochlaufpfad

2.2 Zielbild der Schweizer CO₂-Infrastruktur

Das Zielbild der CO₂-Infrastruktur in der Schweiz umfasst ein Pipelinenetz für den Transport mit Anschluss an die inländische Speicherung sowie den Transport ins Ausland Richtung Norden per Pipelineanschluss nach Deutschland ab Basel. Alternative Transportrouten zu Speicherstätten im Ausland (Bsp. nach Frankreich oder Italien) werden in dieser Studie nicht betrachtet, da die Planungsarbeiten weniger weit fortgeschritten sind. Das in Abbildung 2 dargestellte Zielbild zeigt das Pipelinenetz und die angeschlossenen Anlagen im Jahr 2050. Eine Ausnahme ist die KVA Giubiasco, welche aufgrund ihrer geographischen Lage auch langfristig per Zugtransport angeschlossen wird. Diese Aufteilung ergibt sich aus den in Kapitel 2.1 genannten Studien. Eine detaillierte Auflistung und Beschreibung zum Anschluss der Anlagen ist Kapitel 2.3 zu entnehmen.

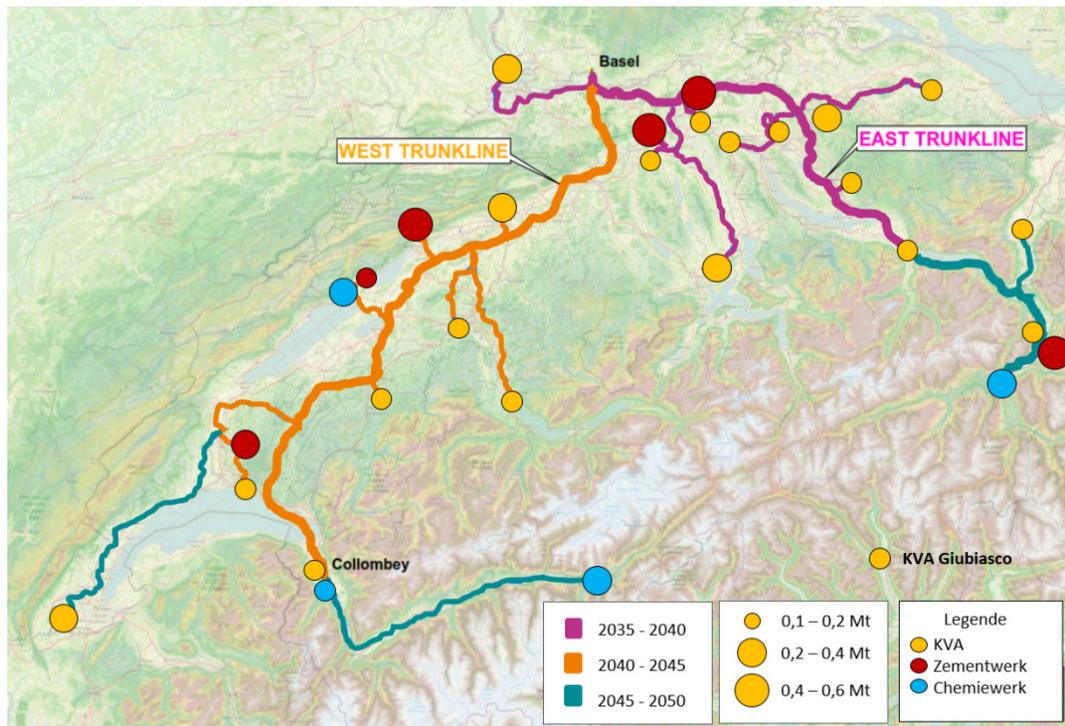


Abbildung 2: Zielbild des untersuchten Hochlaufplans mit Hervorhebung der verschiedenen Bauabschnitte.

Die verschiedenen Bauabschnitte sind farblich voneinander getrennt. Bei den «fett» hervorgerufenen Pipelines handelt es sich, um die Trunklines der Abschnitte Ost und West. In der Darstellung und der Arbeit werden nur Anlagen mit CO₂-Emissionen > 100.000 t CO₂ berücksichtigt.

Vor der Fertigstellung der Pipeline-Infrastruktur kommen auch andere Transportmittel zum Einsatz, zum Beispiel der Transport per Zug von den ersten Anlagen mit CO₂-Abscheidung zum Hafen Basel vor Fertigstellung des ersten Abschnitts der Hauptpipeline (Trunkline⁸) 2035, oder der Transport per Schiff über den Rhein vor Fertigstellung der Anschluss-Pipeline in Deutschland. In Kapitel 2.4 erfolgt eine detaillierte Erläuterung.

Alternativ wurde geprüft, ob ein Transport im Ausland über Italien und/oder Frankreich eine Option darstellen würde. Diese wurde jedoch nicht weiter in Betracht gezogen. Für Italien ist dies auf die geringe Anzahl an CCU/S-Projekten zurückzuführen (IOGP, 2022); zudem gibt es dort noch keine passenden Infrastrukturplanungen. Auch für eine mögliche Umwidmung der bestehenden Ölpipeline zwischen Collombey und Genua bestehen Herausforderungen, zum einen da noch ein Abschnitt der Pipeline in Italien für den Transport von Öl verwendet wird (eni, 2023), zum anderen aufgrund technischer Probleme bei der Umrüstung zum CO₂-Transport in dichter Phase (Wanddicke der Pipeline) (Le temps, 2015). In Frankreich konzentriert sich die Industrie hauptsächlich auf den Norden, weshalb ein Anschluss von Strassburg an ein mögliches Pipelinennetz als unsicher gilt (Calas, Bielicki, Ha-Duong, & Middelton, 2011).

Für die inländische Speicherung gilt die Annahme, dass diese ab 2040 möglich ist. Dies ist zurückzuführen auf die noch ausstehende Erkundung des Untergrundes sowie Tätigkeiten wie der Konzessionserteilung sowie des Baus vor einer Inbetriebnahme

⁸ Trunkline: Die beiden Trunklines sind die Hauptpipelines des Netzes. Diese unterscheiden sich durch die Menge an CO₂ sowie die Länge. Die weiteren Pipelines schließen alle an die beiden Trunklines an und dienen als Zubringer.

möglicher Speicherstätten. Nach heutigem Kenntnisstand (Driesner, et al., 2021; Chevalier, Diamond, & Leu, 2010; Diamond, Herwegh, Holliger, & Madonna, 2019) konzentrieren sich mögliche Eignungsgebiete für die inländische Speicherung auf das Molassebecken nördlich der Alpen. In dieser Arbeit wird angenommen, dass die geologische Speicherung in diesem Gebiet realisiert wird.

Für die Speicherung des CO₂ im Ausland gilt die Annahme, dass die Speicherung offshore unter der Nordsee erfolgt. Der Anschluss erfolgt per Schiff von Rotterdam. Der Anschluss an ein geplantes deutsches CO₂-Pipelinennetz wird ab 2040 angenommen; in den Jahren bis dahin wird der Transport von Basel per Binnenschiff erfolgen. Es bestehen noch eine Unsicherheit über das Potenzial für den Binnenschifftransport.

2.3 Abscheidungsanlagen

Die grundlegende Annahme für die Arbeit bilden die CO₂-Emissionen der Anlagen mit jährlichen Emissionen über 100 000 t CO₂. Die Emissionsdaten der Zement, Chemie- und Biomasseanlagen sind der Studie von Saipem (2020) entnommen, diejenigen der KVA den aktuellen Statistiken des Verbandes der Betreiber Schweizerischer Abfallverwertungsanlagen (VBSA) (VBSA, 2021).

Exkurs: Einordnung zukünftiger Einflussfaktoren auf die Entwicklung des abzuscheidenden CO₂, die ausserhalb des Scopes der Arbeit fallen

KVA

Die Abscheidungsmenge an CO₂ ist abhängig von der Entwicklung der Abfallmengen sowie den Verwertungswegen der anfallenden Abfälle. Wesentlichen Einfluss haben:

- Transformation zu einer Kreislaufwirtschaft (verringertes Abfallaufkommen)
- Verstärkte mechanische und biologische Vorbehandlung der Abfälle
- Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstum (höheres Abfallaufkommen)
- Neue Verwertungsmethoden: Materielles Recycling (reduzierte Abfallmengen), chemisches Recycling (Verbrennung in KVA entfällt)

Zementwerke

Auf die Entwicklung der CO₂-Emissionen können folgende Faktoren Einfluss haben:

- Neubau oder Schliessung von Werken
- Geringere Produktionsmengen aufgrund eines höheren Anteils an Holzbau
- Mögliche Verlagerungen von Produktionsstätten ins Ausland
- Geringere Emissionen aufgrund geringeren Anteils von Kalk bei der Zementherstellung durch den Einsatz von neuen Bindemitteln

Chemieanlagen

In Chemieanlagen könnten die Gesamtemissionen aufgrund der Elektrifizierung der Prozesswärme in verschiedenen Produktionsabschnitten sinken.

Zusammenfassend besteht die Möglichkeit der Pfadabhängigkeit und Überdimensionierung der Infrastruktur.

Bei den Zementanlagen ist der biogene Anteil der Emissionen (aus Verbrennung von Biomasse) nicht in den Emissionsdaten ausgewiesen, da Biomasse hier als klimaneutral bilanziert wird. Da auch diese CO₂-Mengen (etwa 0.25 Mt. CO₂ in 2019) abgeschieden werden, werden sie für diese Studie berechnet (Nakhle, Eckle, & Krüger, 2022). Grundlagen sind der Primärenergiebedarf der Zementbranche für 2020 (Holzabfälle, Klärschlamm & Tiermehle-/fette) aus cemsuisse (2021) sowie die Emissionsfaktoren von UBA (2022) (siehe Anhang).

Für alle Anlagen gilt eine Abscheidungsrate von 90 % (Markewitz, et al., 2019; Beiron, Normann, & Johnsson, 2022). Die Anzahl und Standorte der Anlagen, sowie deren Kapazität und CO₂-Emissionen werden im Basisszenario als konstant angenommen, ähnlich zu den Annahmen der Energieperspektiven 2050+ (BFE, 2021). In einer Sensitivitätsanalyse wird der Effekt von geringeren CO₂-Mengen auf die Kosten untersucht.

Die Bauzeit für die Nachrüstung von CO₂-Abscheidungsanlagen an KVA, Chemiewerken und Biomasseanlagen wird mit zwei Jahren angenommen (Beiron, Normann, & Johnsson, 2022). Für Zementwerke gilt die Annahme einer Bauzeit von drei Jahren (Gardarsdottir, et al., 2019).

Übersicht der Anlagen

Entsprechend dem Zielbild des Bundesrates und veröffentlichter Stellungnahmen von Anlagenbetreibern soll bereits ab 2030 die CO₂-Abscheidung an ersten Anlagen erfolgen. Zur Berechnung der Gesamtkosten von CO₂ Entnahme, Transport und Speicherung wurden für diese Studie Annahmen für ein Ausbaupfad getroffen, mit einer diskreten Abfolge an Inbetriebnahme von Abscheideanlagen. Diese Abfolge stellt aus Systemsicht eine kostenoptimierte Variante dar und ist nicht als Planungsvorgabe zu verstehen.

In dieser Arbeit wird angenommen, dass sich die KVA Basel darunter befindet, aufgrund der geringsten Distanz für den Transport ins Ausland und der Anbindungsmöglichkeiten an den Hafen und das Schienennetz. Darüber hinaus wird angenommen, dass der Anschluss der KVA Linth (Niederurnen) im Jahr 2030 erfolgt. Dies ist auf die bereits fortgeschrittenen Planungen zur CO₂-Abscheidung zurückzuführen (ETH Zürich, 2021).

Aus der Zementindustrie liegt ebenfalls die Bekundung vor, ab 2030 ein Zementwerk mit einer Abscheidungsanlage auszurüsten (Graf, 2021). Aufgrund der Nähe zu Basel und dem Anschluss ans Schienennetz wird das Zementwerk Holcim SA in Siggenthal ab 2031 bereits mit einer Abscheidungsanlage nachgerüstet.

In den Jahren ab 2035 folgt der schrittweise Anschluss der weiteren Anlagen entsprechend dem Ausbau der Pipeline. Die Inbetriebnahme sowie die jährlich abgeschiedenen Mengen an CO₂ können dem Anhang entnommen werden. Die KVA Giubiasco wird im Jahr 2045 mit einer Abscheidungsanlage nachgerüstet, aber nicht ans Pipelinenetz angeschlossen. Die Anlage wird aufgrund der erheblichen Mehrkosten (10 % der gesamten CAPEX) die in Saipem (2020) für den Anschluss ermittelt wurden, nicht angeschlossen. Stattdessen wird angenommen, dass der Transport dauerhaft per Zug nach Zürich erfolgt.

2.4 Transport

Innerhalb dieser Arbeit werden verschiedene Modalitäten für den CO₂-Transport verwendet. In Tabelle 1 sind die Transportrouten in den jeweiligen Jahren mit Transportmittel und Distanz dargestellt. Eine detaillierte Betrachtung des Aufbaus der Pipelineinfrastruktur erfolgt nachstehend.

Verbindung	Betrieb (Jahr)	Transportmittel	Distanz (km)
KVA Linth – Basel	2030 - 2035	Zug	150
Basel – Rotterdam	2030 - 2040	Schiff	750
Rotterdam – Speicherstätte	2030 - 2050	Schiff	1200
Zementwerk Siggenthal – Basel	2031 - 2035	Zug	70
<i>Pipelinennetz Schweiz</i>	<i>2035 - 2050</i>	<i>Pipeline</i>	<i>1032</i>
Basel – Rotterdam (Nur Szenario 2)	2040 - 2045	Schiff	750
Basel – Rotterdam	2040 - 2050	Pipeline	800
KVA Giubiasco - Zürich	2045	Zug	170

Tabelle 1: Übersicht über die Transportmodi im Basisszenario und den weiteren Szenarien

In der Tabelle sind die wichtigsten Transportverbindungen, die innerhalb der Arbeit betrachtet werden, sowie das Pipelinennetz mit der Betriebszeit, dem entsprechenden Transportmittel und der zurückgelegten Distanz dargestellt.

Für die Abschätzung des Kostenfaktors für den ausländischen Transport werden verschiedene Annahmen getroffen. Der CO₂-Transport von Rotterdam zur Speicherstätte unter der Nordsee erfolgt per Schiff; ebenso der CO₂-Transport von Basel nach Rotterdam von 2030 bis 2040. Ab 2040 wird davon ausgegangen, dass der Transport bis Rotterdam per Pipeline über den Anschluss ans deutsche Netz möglich ist. In den Jahren vor 2035 erfolgt der komplette Transport innerhalb der Schweiz per Zug.

In Saipem (2020) ist bereits ein mögliches Pipelinennetz für die Schweiz ermittelt worden. Aufgrund des darin bereits enthaltenen Detailgrades (bspw. bzgl. genaue Trassenplanung, Topografie, etc.) wurde der Plan übernommen und entsprechend des Hochlaufplans auf die einzelnen Abschnitte des Baus aufgeteilt. Wie bereits für die Anlagen findet sich im Anhang eine Übersicht für die Entwicklung der Pipelineabschnitte. In Saipem (2020) werden Teilabschnitte des Pipelinennetzes mit Präfixen (E12, E13 etc.) beschrieben. Dies ergibt sich aus Pipelineabschnitten, in denen die Rahmenbedingungen zwischen Anlage und Anschluss an die Trunkline variieren und deswegen in einzelne Abschnitte aufgeteilt werden mit unterschiedlichen Anforderungen (Druck etc.). Diese werden folgend als Anschlussleitungen bezeichnet.

Für die Trunklines gilt die Annahme einer dreijährigen Bauzeit. Für verschiedene weitere Pipelineabschnitte wird eine Bauzeit von 2 Jahren angenommen. Dies betrifft die Verbindungsstücke der KVA Weinfelden, KVA Luzern, KVA Bern, KVA Thun, Trunkline Ost (Rheintal), KVA Genf sowie das Chemiewerk LONZA AG in Visp VS. Der Abschluss des Baus erfolgt immer im Jahr vor der Inbetriebnahme.

Entsprechend des Pipelinenetzes wurden in Saipem (2020) die notwendige Leistung der Kompressoren sowie deren Standorte mitgeplant. Einige spezifische Umstände hierbei werden für diese Arbeit übernommen.

- Der Hochlauf der Kompressoren folgt dem Bau der Pipeline und den Anlagen (siehe Anhang). Die Kompressoren werden in Anlagennähe errichtet.
- Aufgrund der räumlichen Nähe gibt es eine gemeinsame Kompressorstation für das Zementwerk Juracime und das Chemiewerk Varo Refining Cressier. Gleiches gilt für das Zementwerk Siggenthal und die KVA Turgi als auch für das Zementwerk Untervaz und die KVA Trimmis. An den Kompressorstationen wird das CO₂ auf den notwendigen Druck verdichtet, um in der Pipeline transportiert zu werden (siehe Kapitel 3.4.4). Die notwendige elektrische Leistung der einzelnen Kompressoren ist dem Anhang zu entnehmen.
- Entlang der gesamten Pipeline sind Boosterstationen vorhanden. Boosterstationen sind notwendig, um den Druckabfall in der Leitung wieder auszugleichen, um einen Minimaldruck zu gewährleisten (Saipem, 2020).
- Für die Kompressoren wird eine Bauzeit von einem Jahr angenommen.

3 Vorstellung der Kosten & Parameter

3.1 Einordnung

Im Folgenden werden die Kosten und Parameter der einzelnen Abschnitte der CCS-Infrastruktur vorgestellt. Wie bereits in der Einleitung erwähnt, werden die Kosten in CAPEX, OPEX und Energiekosten aufgeteilt. Für eine genauere Abschätzung der Kosten werden für einzelne Bereiche der Gesamtinfrastruktur Kostenmodelle erstellt. Diese werden nachstehend beschrieben. In Abbildung 3 findet sich eine Übersicht über die Kostenfaktoren und die jeweiligen Einflussfaktoren für die unterschiedlichen Technologien zur CO₂-Speicherung, Transport und Abscheidung.

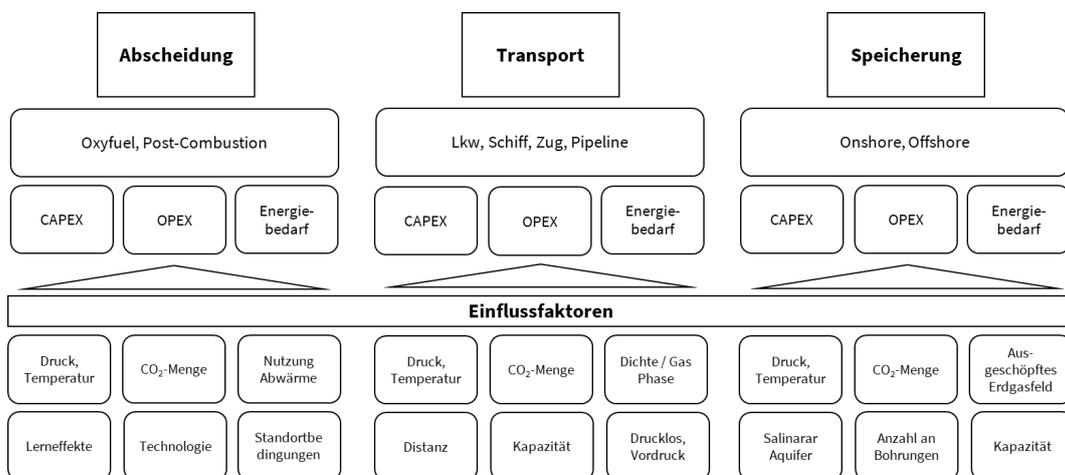


Abbildung 3: Übersicht über betrachtete Kosten sowie die jeweiligen Einflussfaktoren

3.1.1 Einordnung von CCU/S Projekten und der vorhandenen Literatur

Zur Abschätzung der Kosten wurde vorhandene nationale und internationale Literatur gesichtet. Die untersuchte Literatur zeigt die hohen Unsicherheiten der Kostenanalyse von CCS-Infrastrukturen (Abscheidung, Transport und Speicherung) auf. Dies ist auf fehlende kommerzielle CCS-Projekte zurückzuführen. Zwar sind in den USA und Norwegen (Verarbeitung von Erdgas nach der Förderung) kommerzielle Projekte zur CO₂-Abscheidung vorhanden, diese erfolgt jedoch ausschliesslich an Kraftwerken, Natural Gas Processing Anlagen und Chemiewerken. Aus dem Evaluierungsbericht zum Kohlendioxid-Speicherungsgesetz der deutschen Bundesregierung aus dem Jahr 2022 kann entnommen werden, dass weltweit noch keine kommerziell betriebenen Zementwerke mit CO₂-Abscheidung existieren (BMWK, 2022). Für KVA gibt es eine kommerzielle Anlage in Duiven, die seit 2019 betrieben wird.

Auch beim Transport bestehen erhebliche Unsicherheiten bei der Kostenabschätzung. Für den Pipelinetransport sind bereits weitreichende Erkenntnisse aus dem bestehenden Pipelinenetz der USA (ca. 7.000 km) vorhanden, jedoch liegen beim Schifftransport mit grösseren Transportmengen noch keine kommerziellen Projekte vor (BMWK,

2022). Für das Projekt Northern Lights werden erstmals Schiffe mit einer Kapazität von 7.5 kt konzipiert und gebaut (Sandberg, 2023).

Bei der Speicherung liegen Erfahrungen u.a. aus den norwegischen Projekten «Snøhvit» und «Sleipner» vor. Bei beiden Projekten sind die relativ kleinen eingespeicherten Mengen (0.7 u. 1 Mt./a) im Vergleich zu den notwendigen prognostizierten Speichermengen (mehrere 10 Mt./a) zu beachten. Zuletzt ist festzuhalten, dass bisher kein einziges kommerzielles CCS-Projekt in Europa vorhanden ist, welches die gesamte CCS-Infrastruktur (Abscheidung an einer industriellen Anlage, Transport und Speicherung) umfasst (BMWK, 2022).

Die Entwicklung von CCS gestaltete sich in den letzten Jahren sehr dynamisch; Ankündigungen und Umsetzung von Pilot- und Demonstrationsanlagen nehmen in den letzten Jahren stark zu. In der EU ist dies vor allem auf das Klimaneutralitätsziel zurückzuführen und wird auch zunehmend politisch unterstützt und finanziell gefördert. Unter den bekanntesten Ankündigungen findet sich auch die erste Demonstrationsanlage für CCS an einem Zementwerk in Norwegen, die ab 2024 in Betrieb gehen soll (BMWK, 2022).

3.1.2 Bandbreiten

Um die im vorherigen Unterkapitel beschriebenen Unsicherheiten in den Kosten zu berücksichtigen, werden drei Werte bei der Kostendarstellung verwendet, die eine Bandbreite ergeben: *gering*, *mittel* und *hoch*.

- *gering*: Unter *gering* werden Annahmen getroffen, die einen möglichen «Best Case» beschreiben.
- *mittel*: Unter *mittel* werden Annahmen getroffen, die als am realistischsten eingeschätzt werden in der Literatur.
- *hoch*: Unter *hoch* werden Annahmen getroffen, die einen möglichen «Worst Case» beschreiben.

3.1.3 Annahmen

Für eine konsistente Kostenabschätzung werden verschiedene allgemeingültige Annahmen getroffen. Einige dieser Annahmen werden bereits in Kapitel 2 im Rahmen des Hochlaufplans erläutert. Weitere Annahmen sind Tabelle 2 zu entnehmen.

Annahme	
Allgemein	<ul style="list-style-type: none"> - Die Kosten für die CO₂-Abscheidung beziehen sich einzig auf die Abscheidung an den Anlagen und werden nur auf das abgetrennte CO₂ («CO₂ Captured») bezogen. Mögliche indirekte Emissionen werden nicht beachtet. Ein expliziter Bezug auf das vermiedene CO₂ («CO₂ Avoided») erfolgt somit nicht. (Markewitz, et al., 2019) - Ein CO₂-Preis wird bei den Kostenannahmen nicht betrachtet.
Abscheidung	<ul style="list-style-type: none"> - Bei jeder der betrachteten Anlagen ist ein Retrofit der Anlage in Abhängigkeit der geeigneten Technologie möglich. - Die CO₂-Emissionen der betrachteten Industrieanlagen bis 2050 werden als konstant angenommen. Der Energiebedarf der Abscheidungsanlagen wird extern durch CO₂-neutrale Quellen bereitgestellt. - Der Platz für die Abscheidungsanlage an den jeweiligen Standorten wird als gegeben angenommen. Dies gilt ebenfalls für den Anschluss an das Pipelinennetz, Kompressoren sowie mögliche Verflüssigungsterminals.

Tabelle 2: Übersicht grundlegende Annahmen Kostenberechnung CCS-Infrastruktur

Umgang Schweizer Kostenniveau

In der Arbeit werden Quellen aus verschiedenen Jahren verwendet mit teilweise erheblichen Unterschieden im Bezugsjahr der Kosten. Um eine konsistente Kostenabschätzung zu ermöglichen, wird das Bezugsjahr 2020 gewählt. Zuerst werden die Kosten, sofern diese nicht in Euro vorliegen, in Euro umgerechnet⁹. Danach erfolgt die Umrechnung auf das Bezugsjahr 2020¹⁰, zuletzt die Übertragung in CHF sowie auf das Schweizer Preisniveau:

- € in CHF: 1.08
- Faktor Schweizer Preisniveau: 1.5 (BFS, 2022)

Der Kostenfaktor für das Preisniveau leitet sich aus BFS (2022) ab. Das Preisniveau der Schweiz liegt durchschnittlich 50 % über dem Preisniveau Europas. Deswegen wird ein Kostenfaktor von 1.5 gewählt.

3.1.4 Skalen- und Lerneffekte

Ein wichtiger Teil der Aufgabenstellung ist die Berücksichtigung von Skalen- und Lerneffekte für die CCS-Infrastruktur. Nachstehend werden kurz Skalen- und Lerneffekte definiert. Danach erfolgt eine Beschreibung des Umgangs mit Skalen- und Lerneffekten innerhalb der Arbeit.

⁹ GBP2017 in €2017: Faktor 1.15, CHF2017 in CHF2020: Faktor 1.01 (finanzen.net, 2023)

¹⁰ €2011 in €2020: Faktor 1.13, €2014 in €2020: Faktor 1.07, €2016/€2017 in €2020: Faktor 1.05, €2019 in €2020: Faktor 1.015 (Finanzen-Rechner, 2023)

Positive Skaleneffekte entstehen, wenn die Produktionsmenge stärker steigt als die Menge der eingesetzten Produktionsfaktoren (BWL-Lexikon, 2023). Dies führt dazu, dass grössere Projekte geringere Kosten pro Einheit (z.B. €/t CO₂) aufweisen können.

Lerneffekte entstehen durch die Wiederholung derselben Tätigkeit mit der Folge höherer Effizienz, Leistung und geringerer Kosten.

Lerneffekte stellen somit eine Form oder Ursache von Skaleneffekten dar. Sie werden hier jedoch von Skaleneffekten separiert: Als Skaleneffekte werden hier Effekte betrachtet, die von der Produktionsmenge an einem Ort abhängen. Lerneffekte treten dagegen auch auf durch Aktivitäten an verschiedenen Orten, jedoch können sie nur einmalig genutzt werden und verschwinden mit zunehmender Erfahrung.

Berücksichtigung von Skaleneffekten

Skaleneffekte werden in dieser Arbeit über die Anlagengrösse sowie die Menge an transportiertem und gespeichertem CO₂ berücksichtigt. Dies wird ermöglicht durch die Betrachtung der einzelnen Anlagen sowie dem Hochlaufplan, der sich am Anschluss der Anlagen orientiert. Die Skaleneffekte für Anlagen werden über Kostenkurven (CAPEX) in Abhängigkeit der Menge an abgeschiedenen CO₂ berücksichtigt (siehe Kapitel 3.3.1, 0 und 3.4.3). Bei den untersuchten Transportmodi Schiff, Zug und Pipeline liegen ähnliche Kostenkurven für die CAPEX vor.

Berücksichtigung von Lerneffekten

Lerneffekte beziehen sich in dieser Arbeit auf die CAPEX. Die Kostendegression der variablen OPEX, wie dem Bedarf an Prozesschemikalien, ist durch physikalische und chemische Zusammenhänge begrenzt. Aus diesem Grund werden hierfür keine Lerneffekte berücksichtigt.

Die geringe Anzahl an kommerziellen Projekten führt dazu, dass Lerneffekte bisher nicht messbar sind (siehe Kapitel 0). Die Abschätzung von Lerneffekten erfolgt daher in der Literatur über vergleichbare Prozesse und deren Übertragung (DNV GL Energy, 2020). Deshalb sind die angenommenen Lerneffekte in dieser Arbeit mit hoher Unsicherheit behaftet.

In DNV GL Energy (DNV GL Energy, 2020) werden Lerneffekte über Lernraten¹¹ dargestellt. In der Studie wurden folgende Lernraten ermittelt:

- CO₂-Abscheidung: ca. 15 %
- CO₂-Transport. ca. 2 %
- CO₂-Speicherung. ca. 3 %

Aufgrund der geringeren Lernraten bei gleichzeitig hohen Unsicherheiten werden Lerneffekte für den Transport und die Speicherung nicht berücksichtigt. Für die CO₂-Abscheidung basieren die Lerneffekte auf Erkenntnissen bereits vorhandener Technologien mit Ähnlichkeiten zur CO₂-Abscheidung. Die Skaleneffekte werden für «Nth of a

¹¹ Definition Lernrate: Prozentuale Reduktion der Kosten pro Einheit bei Verdopplung der Kapazität.

kind» Anlagen¹² betrachtet, entsprechend der Annahme, dass nur «Nth of a kind» Anlagen betrachtet werden (DNV GL Energy, 2020).

Die Annahme, dass die Kosten für «Nth of a kind» Anlagen betrachtet werden, ist zum einen auf den Projektfortschritt in Europa und weltweit zurückzuführen, der voraussichtlich dazu führen wird, dass beim Bau der ersten Anlagen in der Schweiz bereits kommerzielle Erfahrungen vorliegen (vgl. hierzu auch Methodik-Kasten). Würden diese Erfahrungen nicht vorliegen, wäre für die ersten Anlagen mit höheren Kosten zu rechnen. Für Kraftwerke wird davon ausgegangen, dass die Kosten um 30 – 50 % im Vergleich zu den ersten kommerziellen Projekten sinken könnten (Global CCS Institute, 2021). Für die Berechnung im Modell würde eine Betrachtung von «First of a kind» Anlagen zu einem weiteren Unsicherheitsfaktor führen, da der Anstieg der Kosten abgeschätzt werden müsste. Da die untersuchte Literatur bezieht Ihre Kosten ebenfalls auf «Nth of a kind» Anlagen.

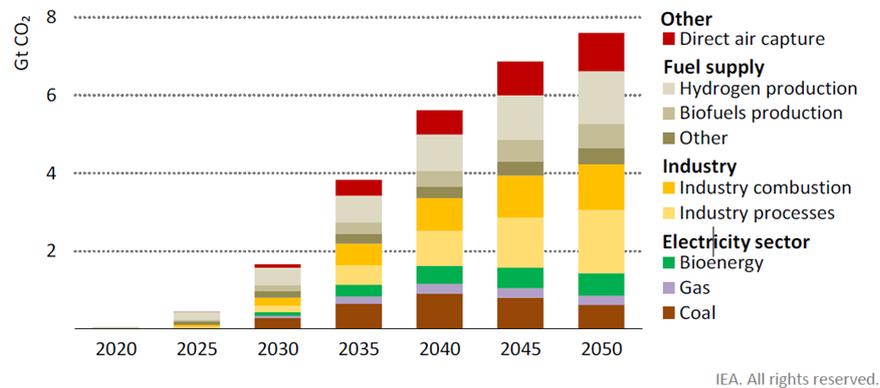


Abbildung 4: Globale CO₂-Abscheidung nach IEA „Net Zero by 2050“ Szenario;

Die Grafik ist aus (IEA, 2021) entnommen.

Über die Hochlaufpfade aus dem Sustainable Development Szenario 2020 – 2070 und Net Zero Szenario 2050 der IEA werden die weltweiten Kapazitäten abgeschätzt und die Lernkurve errechnet (IEA, 2021; IEA, 2022) (siehe Anhang).

Methodik: Lerneffekte – Einfluss Technologiestatus

Die Technologien für die CO₂-Abscheidung befinden sich in verschiedenen Entwicklungsstadien, deswegen können sich die Lernkurven erheblich unterscheiden. Zum Teil befinden sich die Technologien noch im Labor- / Pilotmassstab. Lerneffekte werden deshalb auf «Nth of a kind» Anlagen bezogen.

¹² Definition 1st of a kind und Nth of a Kind: 1st of a kind Anlagen stehen für Anlagen / Technologien, die zum ersten Mal entwickelt geplant und gebaut werden. Diese haben deutlich höhere Kosten als Anlagen, die in weiteren Jahren mit der gewonnenen Erfahrung errichtet werden, sogenannte Nth of a Kind Anlagen.

3.2 Energiepreise

Die Kosten¹³ für die Energieträger sind dem Szenario Zero der Energieperspektiven 2050+ entnommen. Für die *Bandbreite gering* und *hoch* werden die Sensitivitäten +/- 50 % verwendet (BFE, 2021). Für die Stromgrosshandelspreise lagen keine Sensitivitäten vor, deswegen werden die Sensitivitäten für die Stromimporte prozentual auf die Stromgrosshandelspreise übertragen.

Bandbreite	Strom (CHF/MWh)			Erdgas (CHF/MWh)			Wärmepumpe mit Abwärme (CHF/MWh) ¹⁴		
	Gering	Mittel	Hoch	Gering	Mittel	Hoch	Gering	Mittel	Hoch
2030	53	58	63	28	34	39	41	50	58
2035	73	84	94	25	34	42	46	56	66
2040	75	90	106	23	34	45	50	63	72
2045	124	157	189	17	29	41	52	66	73
Ab 2050	132	176	221	12	24	35	53	68	73

Tabelle 3: Übersicht über Energiepreise

Bei der Entwicklung der zukünftigen Energiepreise bestehen Unsicherheiten.

Für die Wärmebereitstellung (Dampf) wird der Einsatz einer Hochtemperaturwärmepumpe mit Abwärme angenommen. Die Berechnung der Kosten erfolgt über CAPEX, OPEX und Fixed OPEX¹⁵ und dem jährlichen Verbrauch (siehe Anhang). Durch dieses Vorgehen werden zum einen die Kosten für den Energieträger und zum anderen die Kosten für die Anlage berücksichtigt (Danish Energy Agency, 2022).

3.3 CO₂-Abscheidung

3.3.1 Zementwerke

Für die Abschätzung der Kosten für die CO₂-Abscheidung an Zementwerken in der Schweiz werden die angesetzten Kosten, Prozessparameter und in weiten Teilen das Vorgehen der Studie "Gardarsdottir et al. (2019) – Towards improved cost evaluation of Carbon Capture and Storage from Industry" übernommen. Die Studie von Gardarsdottir et al. (2019) entstand im Rahmen des EU-geförderten Projektes „CEMCAP“. In ihr werden die Abscheidungs- und Vermeidungskosten für sechs Abscheidetechnologien berechnet in Bezug auf eine Zementanlage mit einer täglichen Produktionskapazität von 3 000 t Klinker (entspricht jährlichen Emissionen von ca. 850 000 t CO₂). Die

¹³ Kosten Energieperspektiven 2050+ beziehen sich auf CHF₂₀₁₇.

¹⁴ Der Energiepreis für die Wärmepumpe berücksichtigt die Strompreise über den Lebenszyklus.

¹⁵ Die Kosten der Danish Energy Agency (2022) beziehen sich auf €₂₀₁₉.

Kostenabschätzung¹⁶ in der Studie erfolgt vor Zinsen, Steuern und Amortisierung. Verschiedene Annahmen werden für die Abschätzung der Kosten in dieser Arbeit übernommen (siehe Tabelle 5).

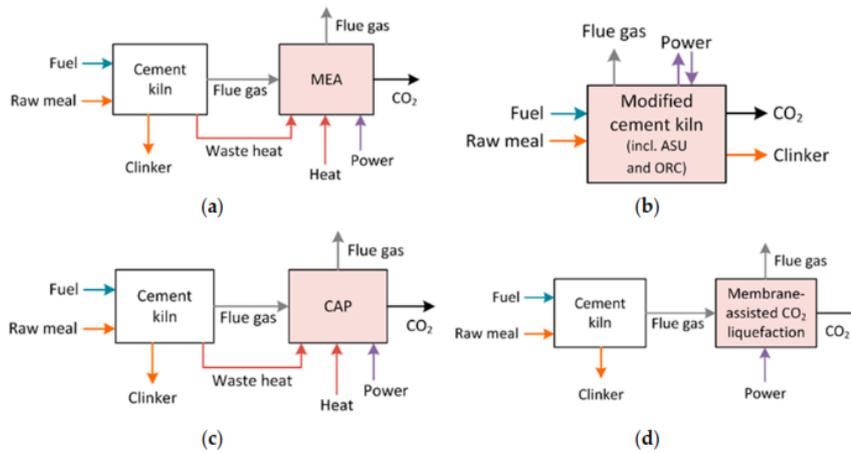


Abbildung 5: Prozessschema Technologien für die Abscheidung an Zementwerken

Vereinfachtes Prozessschema der betrachteten Technologien für die Abscheidung an Zementwerken a) Aminwäsche (MEA): Chemische Absorption des CO₂ aus dem Abgas b) Oxyfuel: Verbrennung mit reinem Sauerstoff mit anschließender Kondensation des Wassers aus dem Abgas c) Chilled Ammonia (CAP): Abscheidung des CO₂ bei niedrigen Temperaturen (0 – 20 °C) über Ammoniak d) Membran: Abscheidung des CO₂ aus dem Abgas über eine Membran mit hoher Selektivität für CO₂. Die Grafik ist Gardarsdottir et al. (2019) entnommen.

Für die Abscheidung kommen nach Gardarsdottir et al. (2019) vier verschiedene Technologien zur Abscheidung in Frage (siehe Abbildung 5). Die Kosten werden für alle vier Technologien berechnet. Für die Berechnung der Gesamtkosten wird im Basisszenario nur die Oxyfueltechnologie betrachtet. Innerhalb des CEMCAP Projektes hat sich verdeutlicht, dass in Abhängigkeit verschiedener Faktoren (Platz, Prozessführung u.a.) für ein bestimmtes Werk unterschiedliche Abscheidetechnologien am besten geeignet sein können. Dafür ist eine detaillierte Analyse der einzelnen Zementanlagen notwendig, die im Rahmen dieser Arbeit nicht möglich ist. Deswegen ist zukünftig eine Betrachtung für die einzelnen Zementanlagen in der Schweiz zu empfehlen. In einer Sensitivitätsbetrachtung wird der Einfluss unterschiedlicher Technologien auf die Abscheidetechnologie getestet.

Für die Kostenermittlung in dieser Arbeit wird ein eigenes Kostenmodell erstellt, mit den Ergebniswerten CAPEX, Fixed OPEX, Variable OPEX und Energiebedarf. Die Kosten sind in Tabelle 4 dargestellt.

¹⁶ Die Kosten beziehen sich auf €₂₀₁₄ in der Studie.

	Kosten	Kommentar
CAPEX	<u>Total Plant Cost (TPC) für ein Zementwerk mit 1 Mt CO₂-Emissionen</u> MEA: 76 Mio. € Oxyfuel: 128 Mio. € Chilled Ammonia: 149 Mio. € Membran: 247 Mio. €	TPC beinhalten Kontingenzfaktor für den Prozess, indirekte Kosten, Eigentümerkosten & Kontingenzfaktor für das Projekt. Die Werte gelten für das Referenzzementwerk in der Studie (3 000 t Klinker pro Tag).
Fixed OPEX	4.5 % der CAPEX p.a. Personalkosten: <ul style="list-style-type: none"> ○ Anzahl Personal: 20 ○ Kosten pro Person: 100 000 CHF/a ○ Kosten Administration / Zuarbeit: 30 % Lohnkosten 	Die Fixed OPEX sind unabhängig von der Technologie. Die Unterschiede werden über den prozentualen Bezug auf die CAPEX berücksichtigt. Annahme: Personalkosten sind konstant unabhängig von der Anlagengrösse.
Variable OPEX	Siehe Anhang	Entsprechend der verwendeten Prozessmaterialien (Kühlwasser, SNCR, Amine etc.) werden die variablen OPEX berechnet.
Strombedarf	MEA: <ul style="list-style-type: none"> ○ 14 MW Oxyfuel: <ul style="list-style-type: none"> ○ 19 MW Chilled Ammonia: <ul style="list-style-type: none"> ○ 8 MW Membran: <ul style="list-style-type: none"> ○ 34 MW 	Der Strombedarf für die Kompression wird separat im Rahmen der Kostenberechnung des Pipelinenetzes ermittelt. Die Berechnung für die Technologien Oxyfuel, Chilled Ammonia und Membran erfolgt über die notwendige elektrische Leistung. Die dargestellten Werte beziehen sich auf die Referenzanlage (Kapazitätsfaktor 91.3 %) (Voldsund, et al., 2019).
Wärmebedarf	MEA: <ul style="list-style-type: none"> ○ 1.06 MWh_{th}/t CO₂ ○ 0.61 MWh_{th}/t CO₂ (Gering) Chilled Ammonia: <ul style="list-style-type: none"> ○ 60.8 MW 	Das Vorgehen ist identisch zum Strombedarf. Die Oxyfuel- und Membran-Verfahren erfordern keine Wärmebereitstellung. Die Werte für die <i>Bandbreite gering</i> sind Jakobsen et al. (2017) entnommen.

Tabelle 4: Übersicht über die verwendeten Kosten für die CO₂-Abscheidung an Zementwerken

Die Kosten basieren auf Gardarsdottir et al. (2019), angepasst auf die hier angenommenen Umstände.

Aufgrund der deutlich geringeren abgedehnten CO₂-Mengen der Zementwerke in der Schweiz im Vergleich zu dem Referenzzementwerk in der Studie werden die CAPEX auf Grundlage der Kostenfunktion von Eliasson et al. (2022) und Beiron, Normann & Johansson (2022) angepasst.

Die Steigung der Kostenfunktion aus den beiden Studien wird für die CAPEX der Zementwerke übernommen. Aus diesem Grund ist die Steigung bei den unterschiedlichen Technologien konstant (siehe Anhang). Die getroffene Annahme basiert auf einer

Kostenfunktion für KWK-Anlagen mit MEA als Abscheidungstechnologie und nicht für Zementwerke. Für Zementwerke konnte keine Literatur zu diesem Aspekt gefunden werden. Die Ungenauigkeiten durch dieses Vorgehen werden wahrscheinlich über die *geringen* und *hohen Werte der Bandbreite* aufgefangen.

Annahmen für das Kostenmodell	
Jährliche Laufzeit	330d / ca. 8000 h (91.3 %)
Kostenvariation	+ 35 % und - 15 %
Anlagenstatus	Es werden Nth of a kind Anlagen betrachtet und keine 1st of a kind Anlagen. Diese Annahme ist für die Schweiz als realistisch einzustufen, aufgrund der in den Jahren 2025 – 2030 europa- und weltweit in Planung befindlichen und zu erwartenden Pilotprojekte (BMWK, 2022).
Bauzeit	Für bestimmte CO ₂ -Abscheidungstechnologien, wie dem Oxyfuel-Verfahren, ist die Bauzeit mit einer signifikanten Ausfallzeit der Anlagen verbunden, um die Anlagen entsprechend der Abscheidungstechnologie umzubauen. Der daraus resultierende Produktionsverlust wird im Kostenmodell nicht berücksichtigt.
Abwärme	MEA: 3.7 MW Chilled Ammonia: 4.7 MW Die Werte beziehen sich auf das Referenzementwerk.

Tabelle 5: Übernommene Annahmen zur Berechnung der Kosten für die CO₂-Abscheidung an Zementwerken

Die Annahmen basieren auf Gardarsdottir et al. (2019).

Die Prozessparameter zur Berechnung der Variable OPEX (z.B.: Prozesswasserverbrauch) werden als proportional zur CO₂-Menge angenommen (siehe Anhang).

Eine in der Literatur häufig diskutierte Option zur Reduktion der Energiekosten ist die Nutzung von Abwärme, um den Wärmebedarf für die CO₂-Abscheidung zu decken (Markewitz, et al., 2019; Gardarsdottir, et al., 2019). Die Option der Abwärmennutzung wird in dieser Arbeit deswegen ebenfalls berücksichtigt. Bei steigender Energieeffizienz wäre eine Abnahme des Abwärmepotenzials zu erwarten. Dies wird aufgrund fehlender Daten in dieser Arbeit nicht berücksichtigt.

Unsicherheiten

Neben dem bereits erwähnten Mangel an Erfahrungen aufgrund fehlender industrieller Anlagen und den Unsicherheiten in Bezug auf Skaleneffekte führen folgende Faktoren zu weiteren Unsicherheiten:

- Die detaillierte Betrachtung der Standortbedingungen im Rahmen der Arbeit ist nicht möglich, was zu Unsicherheiten bei Baukosten sowie Erschliessungskosten führt.
- Eine Aussage über die am besten geeignete Technologie ist nicht möglich ohne eine detaillierte Betrachtung der Prozessführung und des Standortes der Zementwerke.

Zur Berücksichtigung der Unsicherheiten werden für die *Bandbreite hoch* die CAPEX um 35 % erhöht und keine Lerneffekte berücksichtigt. Für die *Bandbreite mittel* wird eine Lernrate von 10 % berücksichtigt. Für die *Bandbreite gering* wird eine Lernrate von 15 % angenommen sowie eine Reduktion der CAPEX um -15 %.

Exkurs: Einfluss der Anlagengrösse auf Skalen- und Lerneffekte

Skaleneffekte und Lerneffekte haben Grenzen, die bei kleineren Anlagen zu deutlich höheren Kosten führen. Ein Beispiel dafür sind Genehmigungsprozesse, die relativ konstante Kosten haben und somit bei kleineren Anlagen zu höheren Kosten führen.

In der Schweiz ist das Zementwerk in Cornaux hervorzuheben mit jährlichen fossilen Emissionen von ca. 158.000 t CO₂. Diese Anlage könnte aus wirtschaftlichen Gründen nicht mit einer Abscheidungsanlage nachgerüstet werden. Für eine qualifizierte Abschätzung wäre eine Detailanalyse notwendig, die ausserhalb des Rahmens der Arbeit fällt. Innerhalb der Arbeit werden die Kosten für die CO₂-Abscheidung am Zementwerk berechnet.

3.3.2 KVA, Chemiewerke und Biomassekraftwerke

Die Kostenabschätzung für die CO₂-Abscheidung an Kehrichtverbrennungs-, Chemie- und Biomasseanlagen basiert auf Beiron, Normann & Johnsson (2022). In der Studie werden die Kosten für die CO₂-Abscheidung, Transport und Speicherung an schwedischen Abfallverbrennungs- und Biomasseanlagen berechnet sowie die Auswirkungen auf die Fernwärmeproduktion. Die Abscheidung erfolgt in der Studie über die Aminwäsche (MEA); die Kosten¹⁷ werden für die unterschiedlichen Anlagengrössen über eine Kostenfunktion berechnet, die für CO₂-Konzentrationen im Abgas von 13 % gilt (Beiron, Normann, & Johnsson, 2022). Für diese Arbeit wird die gleiche Annahme zur CO₂-Konzentration übernommen, dies erlaubt die Übernahme der Kosten. Die betrachteten Kostenbestandteile innerhalb dieser Arbeit sind in Tabelle 6 abgebildet.

¹⁷ Kosten beziehen sich auf €₂₀₂₀.

	Kosten	Kommentar
CAPEX	15520 * m _{CO2} ^{0.6339} (siehe Abbildung 6)	m _{CO2} (kg/s) bezieht sich auf die Menge an abgedehntem CO ₂ .
Fixed OPEX	6 % der CAPEX p.a.	
Variable OPEX	Kühlwasser <ul style="list-style-type: none"> ○ 0.02 €/m³ MEA – Aufbereitung <ul style="list-style-type: none"> ○ Siehe Anhang (Zementwerke) 	Die Kostenparameter werden ebenfalls als proportional zur abgedehnten CO ₂ -Menge angenommen (siehe Anhang).
Strombedarf	Faktor: 0.11 MWh/t CO ₂	Die Berechnung erfolgt über die jährlichen abgedehnten CO ₂ -Emissionen.
Wärmebedarf	Faktor: 1.01 MWh/t CO ₂ <i>Bandbreite gering</i> : 0.61 MWh/t CO ₂	Siehe Strombedarf Für die <i>Bandbreite gering</i> wird ein geringerer Wärmebedarf angenommen, der auf fortschrittlichen Absorptionsmitteln basiert (Jakobsen, Roussanaly, & Anantharaman, 2017).

Tabelle 6: Übersicht über die verwendeten Kosten für die CO₂-Abscheidung an KVA, Biomasseanlagen und Chemiewerken

Die Kosten basieren auf Beiron, Normann & Johansson (2022).

	Annahmen für das Kostenmodell
Laufzeit	330d / ca. 8000 h
Anlagenstatus	Es werden Nth of a kind Anlagen betrachtet und keine 1st of a kind Anlagen.
Bauzeit	2 a
Technische Lebensdauer	25 a
CO₂-Konzentration im Abgas	13 – 15 %: 13 % als Annahme, die für alle Anlagen in der Schweiz gilt. Dies ermöglicht die Nutzung der gleichen Kostenkurve für KVA, Chemiewerke und Biomassekraftwerke.

Tabelle 7: Annahmen zur Berechnung der Kosten für die CO₂-Abscheidung an KVA, Biomasseanlagen und Chemiewerken

Die Annahmen basieren auf Beiron, Normann & Johansson (2022).

Für die Berechnung der CAPEX wird die Kostenfunktion von Beiron et al. (2022) verwendet, die aus Eliasson et al. (2021) errechnet wurde (siehe Abbildung 6). Die Prozessparameter für die Berechnung der Variable OPEX werden in einen linearen Zusammenhang mit den abgedehnten CO₂-Emissionen gesetzt (siehe Anhang).

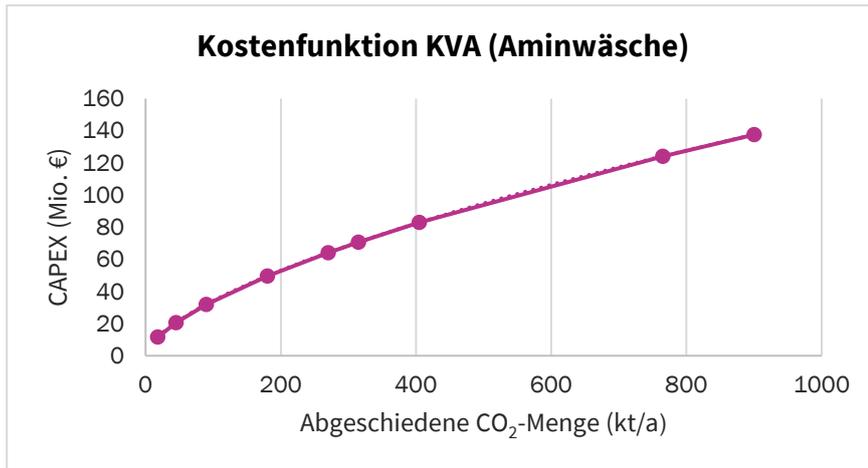


Abbildung 6: Kostenfunktion KVA (MEA)

Die Kostenfunktion basiert auf Beiron, Normann & Johansson (2022).

Unsicherheiten

Die Annahme der CO₂-Konzentration von 13 % führt zu Unsicherheiten, da unterschiedliche Anlagentypen vorliegen. Dazu trägt auch die Annahme des proportionalen Zusammenhangs bei den Kostenparametern bei. Bei den Prozessparametern kommt hinzu, dass nicht alle eingesetzten Materialien in den Kosten berücksichtigt werden, aufgrund nicht vorhandener Daten. Dies führt zu Unsicherheiten in den Kosten, weshalb die Kosten höher sein können. Über die Bandbreite hoch sollte dies aufgegriffen werden. Unsicherheiten aufgrund der Technologie sind vorhanden, aber als gering einzuschätzen aufgrund des Einsatzes der Aminwäsche (MEA).

Für die *Bandbreite hoch* werden keine Lerneffekte berücksichtigt und die CAPEX um 35 % erhöht. Für die *Bandbreite mittel* wird eine Lernrate von 10 % angenommen. In der *Bandbreite gering* wird eine Lernrate von 15 % angenommen und eine Reduktion der CAPEX um -15 %.

Methodik: Auswirkungen auf die Strom- und Fernwärmeproduktion der KVA

Der Wärme- und Strombedarf für die Aminwäsche an KVA kann über die Wärme- und Stromproduktion der Anlage bereitgestellt werden. Dies hat dann Einfluss auf die mögliche bereitzustellende Menge an Fernwärme und Strom.

Innerhalb der Arbeit wird in einem Szenario angenommen, dass dies möglich ist und keine Kosten für den Energiebedarf anfallen (siehe Szenarienbeschreibung).

3.4 CO₂-Transport

Innerhalb der Arbeit werden Transportkosten für den inländischen und ausländischen Transport berechnet. Für den inländischen Transport werden CAPEX, OPEX und Energiekosten berechnet, wobei für den ausländischen Transport und die Speicherung im Ausland ein Kostenfaktor ermittelt wird, der die Dienstleistung quantifizieren soll. Für die Berechnung des Kostenfaktors werden auch die im folgenden vorgestellten Kostenmodelle verwendet. Eine Übersicht über den Kostenfaktor und die einzelnen Bestandteile erfolgt zusammenfassend in Kapitel 3.6.

3.4.1 Lkw-Transport

Für die Berechnung der Kosten für den Transport per Lkw wird ein Kostenmodell erstellt, welches das Vorgehen von Beiron, Normann & Johnsson (2022) übernimmt. Die Formeln für die Berechnung sind Beiron, Normann & Johnsson (2022) zu entnehmen. Die angesetzten Kosten sind der Tabelle 8 zu entnehmen. Wesentliche Annahmen zur Berechnung sind im Anhang aufgelistet.

	Kosten	Kommentar
CAPEX	280 000 €/Lkw	Ergeben sich aus der Anzahl an Lkw und den Kosten pro Lkw
Fixed OPEX	100 000 CHF/a/Fahrer	Ergeben sich aus der Anzahl an Lkw-Fahrern und dem jährlichen Lohn
Variable OPEX	Diesel: 1.5 €/l Kosten pro km: 0.36 €/km	Beim Dieselpreis wird der Endkundenpreis verwendet. Dieser wird mit 1.5 €/l als konstant angenommen.
Kraftstoffverbrauch	0.24 l Diesel/km (entspricht 2.38 kWh)	Verbrauch bezieht sich auf 2030 und berücksichtigt Effizienzgewinne (Kühnel, Hacker, & Görz, 2018; Allekotte, et al., 2020)

Tabelle 8: Übersicht über die verwendeten Kosten für den CO₂-Transport per Lkw

Die Annahmen & Kosten basieren auf Beiron, Normann & Johnsson (2022).

Weiterhin werden die Kosten für die Verflüssigung und die temporäre Speicherung in die Transportkosten miteinbezogen. Dabei beziehen sich die Kosten auf das Vorgehen für den Schifftransport und werden in Kapitel 3.4.3 erläutert. Die Kosten für die Entladung und den Anschluss ans Pipelinennetz werden ebenfalls entsprechend berücksichtigt. Diese werden im Rahmen des Schifftransportes erläutert.

3.4.2 Zugtransport

Für die Kostenabschätzung wird ein Kostenmodell basierend auf dem Vorgehen von Roussanaly et al. (2017) erstellt. Die Formeln für die Berechnung sind Roussanaly et al. (2017) zu entnehmen. Die angesetzten Kosten¹⁸ sind der Tabelle 9 und die Annahmen dem Anhang zu entnehmen.

¹⁸ Die Kosten beziehen sich auf das Jahr 2014.

	Kosten	Kommentar
CAPEX	$CAPEX (k€) = 3530 * \left(\frac{Train Capacity (tCO_2)}{1250} \right)^{0,85} + 3,89 * Train Capacity (tCO_2)$	
Fixed & Variable OPEX	0.026 €/t CO ₂ /km	Gilt für die Fixed & Variable OPEX des Zuges. Für die Rückfahrt wird die Hälfte der Kosten angesetzt.

Tabelle 9: Übersicht über die verwendeten Kosten für den CO₂-Transport per Zug

Die Kosten basieren auf Roussanaly et al. (2017).

Wie bereits für den Lkw-Transport werden die Kosten für die Verflüssigung und die temporäre Speicherung in die Transportkosten miteinbezogen.

Unsicherheiten Zug + Lkw

Zur Berücksichtigung der Unsicherheiten wird für die *Bandbreite hoch* eine Erhöhung der CAPEX um 15 % angenommen und für die *Bandbreite gering* eine Verringerung um 15 %.

3.4.3 Schiffstransport

Der Transport von CO₂ per Schiff wird in der Literatur vermehrt diskutiert. Zuletzt haben Al Baroudi et al. (2021) die vorhandenen Erkenntnisse zu diesem Thema zusammengefasst. Bei der Einordnung zeigt sich, dass im Schiffverkehr aufgrund mangelnder kommerzieller Projekte in einigen Bereichen noch Unsicherheiten bestehen. Dies betrifft unter anderem die Entladung und Gasifizierung bei der Offshore Speicherung. Die Offshore Entladung ist bisher nicht weitgehend untersucht und stellt weiterhin technische Herausforderungen an die Implementierung.

Trotz der bestehenden Unsicherheiten haben elementenergy (2018) ein Kostenmodell erstellt, in dem über verschiedene Stationen des Transportes die Kosten für den Schifftransport berechnet wurden. Zur Berechnung der Kosten für den Schiffstransport in dieser Arbeit wird dieses Kostenmodell übernommen. Dabei gelten diese Kosten sowohl für die Binnen- und Seeschifffahrt.

Aufbau des Modells

Grundlegend teilt sich das Modell in die fünf Schritte Verflüssigung, Temporäre Speicherung, Beladung, Verschiffung und Entladung (Temporäre Speicherung mit meistens anschließender Gasifizierung) auf.

Verflüssigung

Für den Schiffstransport von grossen Mengen an CO₂ ist die Verflüssigung des CO₂ notwendig, um die Dichte und das Transportgewicht zu erhöhen. Die Verflüssigung ist der energieintensivste Schritt des Transportprozesses. Im Modell wird zwischen den

Ausgangszuständen «Pre-Pressurized» (70 - 100 bar) und «Non-Pressurized» (1 - 2 bar) unterschieden. Bei geringerem Druck erhöhen sich die Kosten für die Verflüssigung.

Zwischenspeicherung

Um mögliche Verzögerungen im Ablauf abzufangen, werden temporäre Speicher mitberücksichtigt. Diese haben eine Grösse von 120 % der Kapazität des Transportvolumens entsprechend der Anzahl der notwendigen Schiffe. Diese könnten auch größer dimensioniert werden, um längere Phasen ohne Transport oder CO₂-Zufluss (Wartung) zu überbrücken. Darauf wurde aus wirtschaftlichen Gründen verzichtet und sich am Vorgehen von elementenergy (2018) orientiert. Die angesetzten Kosten für die Onshore Speicherung sind linear zur Speicherkapazität. Die Kosten für die Speicherung werden für die Beladung und Entladung kalkuliert.

Beladung / Entladung

Für die Beladung und Entladung gilt die Annahme, dass die CAPEX linear zur CO₂-Durchflussmenge sind. Die Kosten in elementenergy (2018) sind ein Mittelwert der vorhandenen Kosten aus der Literatur. Weiterhin werden Hafengebühren berücksichtigt, die nach elementenergy (2018) als konstant angenommen werden.

Verschiffung

Die Verschiffung umfasst die Kosten für das Schiff (CAPEX, OPEX) sowie die Kosten und Energie, die während der Schifffahrt entstehen. Zur Berechnung der Anzahl an Schiffen für die Transportroute wird die Zeit für die Hin- und Rückfahrt berechnet, die auf der Lade-/Entladezeit, der Hafen Ein- und Ausfahrt, der Distanz und Geschwindigkeit beruht. Die Formeln zur Berechnung sind elementenergy (2018) zu entnehmen. Die CAPEX für die Konstruktion des Schiffes basieren auf logarithmischen Kurven, die in elementenergy (2018) aus Werten der Literatur abgeleitet wurden.

Neben den Kosten für das Schiff werden die Kraftstoffkosten berücksichtigt. Diese sind Ship&Bunker (2023) entnommen und werden sowohl für Schiffsdiesel und LPG mit 40 €/MWh als konstant angenommen.

Die Kosten für die einzelnen Teile des Modells sind dem Anhang zu entnehmen.

Unterschiede Binnen- und Seeschifffahrt

Bei den Kosten erfolgt keine Unterteilung zwischen Binnen- und Seeschifffahrt; dennoch sind bestimmte Besonderheiten zu beachten, die sich beim Transport von Basel nach Rotterdam über den Rhein ergeben. Aufgrund des Wasserstandes vom Rhein (Basel – Karlsruhe) liegt das maximale Transportvolumen bei 2 000 t CO₂ pro Schiff.

Exkurs: Plausibilität Binnenschifffahrt

Beim Transport per Binnenschiff ist zu beachten, dass eine steigende Anzahl von Schiffen mit grösseren Mengen an abgedecktem CO₂ zu Kapazitätsengpässen an Häfen oder in Abhängigkeit der Wetterlage auf dem Rhein führen kann. Zeiten mit geringen Wasserständen, die in Zukunft sehr wahrscheinlich zunehmen werden, können zu einer weiteren Verschärfung führen. Bereits im Sommer 2022 führte der Niedrigwasserstand im Rhein zu logistischen Problemen, da Schiffe nur noch einen Teil Ihrer Ladung transportieren konnten.

Aus diesen Gründen ist bei einem möglichen geplanten Transport eine detaillierte Analyse dieser Faktoren notwendig, um einen sicheren und konstanten Schiffs-transport zu gewährleisten sowie den Umgang mit Störungen (z.B. grössere Zwischenlager oder kontrolliertes Venting).

Aus diesem Grund wird für den Transport von Basel nach Rotterdam mit einer Schiffsgrösse von 2 000 t CO₂ gerechnet. Die Auswirkungen auf den ausländischen Kostenfaktor können Kapitel 3.6 entnommen werden.

3.4.4 Pipelinetransport

Bereits in Kapitel 2.4 wird im Rahmen des Hochlaufplans auf den Transport von CO₂ per Pipeline eingegangen. Folgend werden einzig die verwendeten Kosten dargestellt. Die Kosten basieren auf Saipem (2020). Innerhalb der Studie wurden die Kosten des gesamten Pipelinenetzes für fünf verschiedene Transportbedingungen (Gasförmige Phase, Gasförmige Phase «Collombey Split», Gasförmige Phase – Low Pressure Flowlines Minimaldruck 5 bar, Gasförmige Phase – keine Low Pressure Flowlines, Dichte Phase) berechnet.

Die Transportbedingungen für den Pipelinetransport von CO₂ lassen sich allgemein in zwei Kategorien unterteilen. Entweder kann das CO₂ in der gasförmigen Phase oder in der dichten Phase transportiert werden. In Tabelle 10 sind die wesentlichen Designparameter für das Schweizer Pipelinenetze dargestellt, die in Saipem (2020) errechnet wurden.

Parameter		Gasförmige Phase	Dichte Phase
Druck	bar	40	150
		Min.: 10 in Saipem (2020)	Max.: 85 in Saipem (2020)
Maximale Temperatur	°C	50	50
Maximale Durchflussrate	kt/a	5095 (Trunkline Ost)	5095 (Trunkline Ost)
		3909 (Trunkline West)	3909 (Trunkline West)
Lebensdauer	a	30	30
Hydraulische Rauheit	µm	20	46

Tabelle 10: Vergleich verschiedener Parameter für den Transport in gasförmiger oder dichter Phase

Die Annahmen basieren auf Saipem (2017).

Der Vorteil der gasförmigen Phase ist der geringere Druck und somit ein verringerter Energiebedarf für die Kompression. Weiterhin wird in Saipem (2020) aufgezeigt, dass in dicht besiedelten Gebieten der Transport in gasförmiger Phase notwendig zur Gewährleistung von Sicherheitsstandards ist. Dies gilt auch für die Auslegung des Netzes in dichter Phase. Die gasförmige Phase trifft bei grösseren Transportmengen sowie längeren Distanzen auf Grenzen, da der Pipelinedurchmesser aufgrund des im Vergleich zur dichten Phase geringen Druckes grösser werden muss und somit die Kosten bei einzelnen längeren (mehrere hundert km) Pipelineabschnitten erheblich über denen der dichten Phase liegen. In der dichten Phase sind die CAPEX geringer, da der höhere Druck kleinere Pipelinedurchmesser ermöglicht. Dafür sind beim Pipelinedesign zusätzliche Anstrengungen notwendig, um die Sicherheit zu gewährleisten (z.B. Anpassung der Rauheit des Stahls (Saipem, 2020)). Aus diesem Grund wird zum Beispiel das deutsche Netz mit langen Distanzen und voraussichtlich hohen Durchflussmengen in dichter Phase geplant werden, (Erfurth, 2023).

Die Ergebnisse von Saipem (2020) legen nahe, dass in der Schweiz der Transport in beiden Phasen eine Option darstellen könnte, da die Kosten nahezu identisch sind (Dichte Phase: 32.4 €/t CO₂, Gasförmige Phase: 33.8 €/t CO₂). Innerhalb dieser Arbeit wird die dichte Phase betrachtet, da der Transport nach und innerhalb Deutschlands sehr wahrscheinlich in dichter Phase erfolgen wird und somit Synergieeffekte erschlossen werden können.

Für die Berechnung der Kosten wurden in Saipem (2020) die notwendigen Kompressoren sowie die Pipeline separat berechnet. Weiterhin wird zwischen Konstruktionskosten- und Materialkosten unterschieden (siehe Anhang). Darüber hinaus werden Ingenieurskosten, Berechtigungen für Liegenschaften sowie Kosten für die Überwachung berücksichtigt. Im Vorgehen von Saipem (2020) werden folgende Kosten nicht berücksichtigt:

- Finanzierungskosten
- Zollgebühren, Steuern und Mehrwertsteuer
- Alle anderen Kosten des Eigentümers ausser Landgebühren und Transitkosten
- Währungs-Risiken

- Eskalation/Marktbedingungen
- Alle Kosten, die mit den spezifischen Bedingungen des Unternehmens verbunden sind
- Allwetter-Bereitschaftskosten für den Pipeline-Abschnitt im Genfer See

Zwar wurden in Saipem (2020) bereits die Kosten für die gesamte Infrastruktur berechnet, jedoch erfolgte die Berechnung für ein Jahr ohne Aufteilung der Kosten auf die einzelnen Bauabschnitte. Deswegen werden die Kosten in dieser Arbeit entsprechend des Hochlaufplans aufgeteilt. Auf Besonderheiten beim Vorgehen wird nachstehend eingegangen.

Bei den Konstruktionskosten für die Pipeline wird mit zwei Kostenfaktoren gerechnet. Für die Verbindung des Chemiewerkes LONZA AG nach Collombey sowie einen Teilabschnitt der Trunkline West wird aufgrund der bergigen Umgebung für die Konstruktion der Pipeline ein Wert von 90 €/in/m¹⁹ angenommen. Für den restlichen Pipelinebau wird mit einem Kostenfaktor von 55 €/in/m für hügliges Terrain gerechnet. Die berechneten Materialkosten von Saipem (2020) werden gemittelt und entsprechend der Grösse und Durchmessers prozentual auf die jeweiligen Pipelineabschnitte aufgeteilt. Die Grösse der Kompressoren sowie die Kosten sind im Anhang dargestellt.

Skaleneffekte werden über den Pipelinedurchmesser (in/m) und über die Kompressorgrösse berücksichtigt. Lerneffekte werden entsprechend DNV GL Energy (2020) nicht berücksichtigt. Insbesondere durch die Erfahrungen aus den USA ist diese Annahme als realistisch einzuschätzen. In Saipem (2020) wird für die Genauigkeit der Kostenabschätzung eine Reichweite von -20 bis -50 % und 30 bis 100 % angegeben. Für diese Arbeit wird für die *Bandbreite gering* ein Wert von -33 % und für die *Bandbreite hoch* ein Wert von 50 % abgeleitet.

3.5 CO₂-Speicherung

3.5.1 Onshore

Für die Abschätzung der Kosten²⁰ für die Onshore- sowie die Offshore-Speicherung werden die Ergebnisse aus ZEP (2011a) verwendet.

	Kosten
CAPEX	Gering: 70 Mio. €, Mittel: 70 Mio. €, Hoch: 89 Mio. €
Fixed OPEX	Gering: 2 Mio. € p.a., Mittel: 3 Mio. € p.a., Hoch: 4 Mio. € p.a.

Tabelle 11: Übersicht über die einzelnen Kostenkomponenten für die Onshore-Speicherung

Die Kosten basieren auf ZEP (2011a).

Für die Speicherung von CO₂ eignen sich hauptsächlich saline Aquifere sowie ausgeschöpfte Erdgas- und Erdöllagerstätten. Für die Schweiz ist die Speicherung in ausgeschöpften Erdgas- und Erdöllagerstätten eine zu vernachlässigende Option (Driesner,

¹⁹ €/in/m: In steht für den Durchmesser der Pipeline und m für die Länge der Pipeline.
²⁰ Kosten beziehen sich auf €2011.

et al., 2021). Aus diesem Grund werden die Kosten nur für die Option salinärer Aquifere abgeschätzt. In ZEP (2011a) erfolgt die Kostenabschätzung für drei Szenarien (gering, mittel, hoch). Folgende Einflussfaktoren werden in ZEP (2011a) berücksichtigt:

- Kapazität der einzelnen Lagerstätte
- Injektionsrate
- Bestehende Infrastruktur (Ja / Nein)
- Tiefe der Bohrung (1000, 2000, 3000 m)
- Anzahl an Bohrlöcher
- Anzahl an Untersuchungsbohrungen
- Bohrfertigstellung
- Haftung

Weiterhin gilt die Annahme, dass die Kosten über die Jahre konstant bleiben. Skaleneffekte werden über die gespeicherte CO₂-Menge berücksichtigt, während Lerneffekte wie erwähnt nicht berücksichtigt werden. Aufgrund der unsicheren Lage zu den Speicherpotenzialen sowie geeigneten Speicherstätten in der Schweiz ist die Kostenabschätzung mit Unsicherheiten behaftet, die über die Bandbreiten abgedeckt sein sollten. Für die *Bandbreite mittel* werden die Kosten des Szenario Mittel aus ZEP (2011a) übernommen.

Exkurs: Kosten und Unsicherheiten in Zusammenhang mit Onshore-Speicherung

CO₂-Speicherkosten sind auf Grund technischer, ökonomischer, kommerzieller und politischer Faktoren stark länder- und regionenspezifisch. Grundsätzlich lässt sich aussagen, dass die Speicherkosten eine signifikante, aber bei weitem nicht bestimmende Kostenkomponente in der gesamten Carbon Capture-, Transport- und Speicherwertschöpfungskette darstellen. Kostentreiber, die regional stark variieren, sind beispielsweise Explorationskosten für den Nachweis geeigneter Speicherkomplexe oder Bohrkosten für die Erschliessung von Speicherkomplexen, die in der Schweiz bis zu 100% über vergleichbaren Werten in gut explorierten Onshore-Regionen Europas liegen können. Finanzielle Unterstützung der öffentlichen Hand (z.B. Norwegen, UK, NL, Europäische Kommission) für die Exploration und Erschliessung von CO₂-Speichern können eine Dynamik entwickeln, die sich ebenfalls stark auf Kostentrends auswirken kann.

Wie sich die CO₂-Speicherkosten entwickeln werden, hängt zudem stark davon ab, wie Konzessionen und Bewilligungen für CO₂-Speicherprojekte vergeben werden. Auch hier zählt grundsätzlich, je grösser und abgestimmter Konzessionsgebiete für die Exploration und Erschliessung von CO₂-Speichern sind, desto mehr Wettbewerb, desto eher können die oben genannter Economies of Scale and Scope genutzt und Effizienzen realisiert werden.

Aus diesen Gründen sind regelmässig wiederkehrende Studien und Analysen der Speicherkosten sinnvoll; Die für Europa im Jahr 2011 durchgeführte Detailstudie von ZEP (2011a) zu CO₂-Speicherkosten während der Marktdiffusion und -durchdringung in Zusammenarbeit mit dem unter Aufsicht der IEA arbeitenden Technologie-Kooperationsprogramm IEAGHG, welche die Grundlage der Speicherkosten der vorliegenden Studie bildet, ist mittlerweile über 10 Jahre alt.

Durch das Alter der Studie können in der Zwischenzeit gewonnene CO₂-Speichererfahrungen der letzten 10 Jahre sowie verwandte, aus der Tiefengeothermie-Exploration gewonnene Erkenntnisse aus der Schweiz nicht berücksichtigt werden, was die Unsicherheiten der Kosten erhöht.

Die oben beschriebene Heterogenität und verschiedenen Faktoren konnten in dieser Arbeit nicht dezidiert erneut ermittelt werden. Vielmehr wurde auf die zwar nicht ganz neue, aber umfassende Analyse der Kosten der Studie ZEP (2011a) zurückgegriffen. Eine inzwischen neu verfügbare Arbeit der Danish Energy Agency (2021) geht insgesamt von höheren Kosten der CO₂-Speicherung im Vergleich zu ZEP (2011a) aus (Erkenntnisse dieser Studie lagen zum Zeitpunkt der Erstellung der Kostenannahmen nicht vor und sind daher nicht in diese Annahmen eingeflossen). Die Kosten liegen zwischen 20 – 40 €/t CO₂ und damit um bis zu 50 % über denen von ZEP (2011a).

Insgesamt ist aus den angeführten Gründen davon auszugehen, dass die Kosten innerhalb dieser Studie eher als am unteren Ende der möglichen Spannbreite liegend einzuschätzen sind. Wie bereits oben beschrieben haben die Kosten der Speicherung einen insgesamt geringeren Effekt auf die Gesamtkosten, wodurch trotzdem davon ausgegangen werden kann, dass die Kostenschätzung ein realistisches Bild für die Schweiz abgibt.

3.5.2 Offshore

Für die Kosten der Offshore-Speicherung liegen die gleichen Einflussfaktoren wie für die Onshore-Speicherung vor. Die Kosten erhöhen sich aufgrund der schwierigeren Bedingungen. Die Aufteilung der Kosten in gering, mittel hoch und saline Aquifere sowie Erdgas- und Erdöllagerstätten ist identisch zur Onshore-Speicherung (ZEP, 2011a). Innerhalb dieser Arbeit werden die Kosten für die Berechnung des Kostenfaktors für den ausländischen Transport und Speicherung verwendet (siehe Kapitel 3.6). Die verwendeten Kostenbestandteile sind dem Anhang zu entnehmen.

3.6 Kostenfaktor ausländischer Transport und Speicherung

Zur Berechnung der Kosten für den ausländischen Transport und Speicherung wird ein kumulierter Kostenfaktor ermittelt, der sämtliche Kosten für die Dienstleistung im Ausland darstellt und Transport wie Speicherung umfasst. Dieser beruht auf den Kosten, die in Kapitel 0 und 3.5 ermittelt wurden. Eine Aufteilung in CAPEX, OPEX und Energiebedarf erfolgt nicht. Der Kostenfaktor wird auf die Menge an CO₂ (€/t CO₂) bezogen.²¹

Zur genaueren Abschätzung werden der Transport und die Speicherung in mehrere Abschnitte aufgeteilt:

- Basel – Rotterdam
- Rotterdam – Speicherstätte Nordsee (Northern Lights)
- Offshore Speicherung

Für die Strecke von Basel nach Rotterdam erfolgt bis 2040 der Transport per Schiff. Für die Abschätzung der Kosten wird das Kostenmodell für den Schiffftransport verwendet und gemittelte Gesamtkosten errechnet. Ab 2040 erfolgt der Transport über die Pipeline nach Deutschland (via Mannheim). Die Kostenabschätzung für diesen Schritt sowie für die Verbindung von Mannheim nach Rotterdam basiert auf Kjærstad et al. (2016) und ZEP (2011b). Für den Transport von Rotterdam zur Speicherstätte in der Nordsee erfolgt die Berechnung über das Kostenmodell für den Schiffftransport. Die Kosten für die Offshore-Speicherung werden wie im Anhang dargestellt abgeschätzt.

In Tabelle 12 sind die jeweiligen Werte für die Abschnitte dargestellt in Bezug auf das Jahr sowie die Option. Als Vergleich können die Werte des Northern Lights Projektes verwendet werden. In diesem werden die Kosten für Transport und Speicherung (Transport Hub an der Nordsee bis zur Speicherstätte) in den ersten Jahren auf 30 – 55 €/t CO₂ abgeschätzt (ETH Zürich, 2021). Für die Jahre 2030 - 2035 ergibt sich in dieser Arbeit für die *mittlere Bandbreite* ein Wert von 32.95 €/t CO₂. Innerhalb dieser Kostenschätzung werden keine Faktoren für 1st of a kind Anlagen betrachtet. Somit liegen die Kosten in einem ähnlichen Bereich wie das Projekt Northern Lights. Die Kostendegression ergeben sich hauptsächlich über höhere Menge an gespeicherten CO₂ und über die Injektionsrate. Weitere Aspekte wie zum Beispiel Skaleneffekte sind bereits in den einzelnen Kostenkomponenten eingepreist.

²¹ Der einfachen Bezeichnung halber werden diese Gesamtkosten des ausländischen Transports und Speicherung in nachfolgenden Kapiteln als OPEX bezeichnet, da sie aus Sicht der Schweizer Akteure gleiche Eigenschaften wie OPEX aufweisen.

Strecke	Unterschiede in Szenarien	Jahr	Kosten (CHF/t CO ₂)	
Basel – Rotterdam (Schiff)		2030	43.57	
		2031 - 2034	38.55	
		2035	41.03	
		2036	39.06	
		2037 - 2038	39.26	
		2039	38.46	
		Szenario 2	2040	38.16
		2041	38.31	
		2042	41.18	
		2043	38.88	
2044	49.96			
Basel – Rotterdam (Pipeline)	Gilt nicht für	2040 - 2045	12.19	
	Szenario 2	2045 - 2050	9.82	
Rotterdam – Offshore Speicherstätte Nordsee (Schiff)		2030 – 2035	15.93	
		2035 - 2050	9.62	
Offshore Speicherung		2030 – 2035	14.61	
		2035 - 2050	5.85	

Tabelle 12: Übersicht über die einzelnen Komponenten des Kostenfaktors für den ausländischen Transport

Für den ausländischen Schiffstransport (Basel – Rotterdam) wird für die *Bandbreite hoch* ein Anstieg der Kosten um 15 % und für die *Bandbreite gering* von -15% angenommen. Für den ausländischen Pipelinetransport werden die Bandbreiten für das Schweizer Pipelinennetzwerk übernommen.

Zur Berücksichtigung der möglichen Speicherstätten in Europa wird für die *Bandbreite gering* angenommen, dass die Speicherung vor der Küste der Niederlande in einem ausgeschöpften Erdgasfeld erfolgt (Projekt Porthos). Deswegen entfällt der Schiffs-transport und nur die Kosten für die Gasifizierung und das Offshore Entladen werden berechnet. Für die *Bandbreite hoch* erfolgt eine Erhöhung der Kosten um 15 %.

Zur Ermittlung der *Bandbreite gering* werden die Kosten für die Offshore Speicherung für ausgeschöpfte Erdgas- und Erdölfelder verwendet aus ZEP (2011a) und für die *Bandbreite hoch* entsprechend die Kosten des Szenario Hoch für die Offshore Speicherung in salinaren Aquiferen (ZEP, 2011a).

4 Gesamtkosten

4.1 Einleitung

In den nachfolgenden Kapiteln wird auf die Ergebnisse der Berechnungen zu den CCS-Gesamtkosten in der Schweiz für den Zeitraum 2028 bis 2050 bei verschiedenen Annahmen bezüglich wichtiger Kostenfaktoren eingegangen.

Ausgangspunkt der Betrachtungen bilden die Kostenberechnungen innerhalb eines *Basisszenarios* (*Szenario 0*). Dem *Basisszenario* unterliegen bei den Investitions- und Betriebskosten für CCS die Annahmen, die gemäss dem Stand der aktuellen Literatur den wahrscheinlichsten Pfad vorgeben (*Szenario 0, Bandbreite mittel*).

Allerdings ist die potenzielle Spannbreite der Kosten auch nach dem heutigen Wissensstand noch recht gross, zumal sich Investitionen und Betrieb für CCS auf einen sehr langen Zeithorizont beziehen. Um der hohen Unsicherheit bezüglich der einzelnen Kostenfaktoren Rechnung zu tragen, wird in einem zweiten Schritt analysiert, wie sich die Gesamtkosten verändern, wenn allgemein sehr günstige bzw. ungünstige Annahmen bezüglich der Kostenparameter unterlegt werden (*Bandbreiten gering und hoch*). Diese sind als Ober- und Untergrenze der zu erwartenden Gesamtkosten zu interpretieren, welche auf Basis des heutigen Wissensstandes immer noch als realistisch einzuschätzen sind.

Im Rahmen weiterer Berechnungen wird analysiert, wie sich die Variation einzelner oder mehrerer zentraler Annahmen des *Basisszenarios* (*Szenario 0, Bandbreite mittel*) auf die Gesamtkosten auswirkt. Diese Analyse wird vor allem vorgenommen, um die Bedeutung wichtiger Kostenfaktoren zu identifizieren und die Grössenordnung potenzieller Stellschrauben bei den Investitionsentscheiden aufzuzeigen. Ein Überblick zu den variierten Annahmen ist in Tabelle 13 dargestellt. Eine genaue Definition der Szenarien und Begründung der Auswahl erfolgt jeweils eingangs der entsprechenden Kapitel.

Variationen	Abkürzung	Annahmen
<i>Basisszenario</i> (<i>Szenario 0, Bandbreite mittel</i>)	SO_m	Annahmen gemäss Kapitel 2 und 3; Kosten in <i>Bandbreite mittel</i> geben gemäss Literatur den wahrscheinlichsten Pfad vor
<i>Bandbreite hoch</i> (<i>Szenario 0, Bandbreite hoch</i>)	SO_h	Annahmen gemäss Kapitel 2 und 3; Kosten in <i>Bandbreite hoch</i> werden ungünstige Annahmen bezüglich der Kostenparameter unterlegt
<i>Bandbreite gering</i> (<i>Szenario 0, Bandbreite gering</i>)	SO_g	Annahmen gemäss Kapitel 2 und 3; Kosten in <i>Bandbreite gering</i> werden günstige Annahmen bezüglich der Kostenparameter unterlegt
<i>Szenario 1</i>	S1	nur ausländische Speicherung
<i>Szenario 2</i>	S2	nur inländische Speicherung
<i>Szenario 3</i>	S3	verzögerter Ausbau der inländischen und ausländischen Pipeline
<i>Szenario 4</i>	S4	interne Energiebereitstellung KVA
<i>Szenario 5</i>	S5	geringere CO ₂ -Mengen aus der Zementindustrie und Umstellung der Abscheidetechnologie in einem der Zementwerke
<i>Szenario 6</i>	S6	erhöhter Kostenfaktor für die Speicherung im Ausland
<i>Szenario 7</i>	S7	umfassend tiefere CO ₂ -Mengen durch Dekarbonisierung aller Chemieanlagen, Reduktion der Emissionen durch KVA's und Reduktion der Emissionen aus der Zementindustrie

Tabelle 13: Übersicht zu den berechneten Bandbreiten und Szenarien

Alle alternativen Szenarien 1 bis 7 werden dabei mit der Kostenvariante *mittel* berechnet. Es wurde jeweils überprüft, ob sich in den Szenarien zusätzliche Erkenntnisse ergeben, wenn die Varianten *hoch* und *gering* verwendet werden. Dies war jedoch nicht der Fall, weswegen auf eine Dokumentation hier verzichtet wird.

Die Szenarien unterscheiden sich dabei nicht nur in den Kosten, sondern teilweise auch in der Menge des abgeschiedene CO₂s und/oder dem Ort, an welchem diese CO₂ eingelagert wird. Tabelle 14 gibt die Mengen CO₂ mit ihrem jeweiligen Speicherort in den verschiedenen Szenarien an.

	Szenario 0		Szenario 1		Szenario 2	
	Ausland	Inland	Ausland	Inland	Ausland	Inland
2030	334		334		334	
2035	1'183		1'183		1'183	
2040	2'902	650	3'552		2'568	983
2045	2'902	2'599	5'501			5'501
2050	3'860	3'148	7'008			7'008

	Szenario 4		Szenario 5		Szenario 6	
	Ausland	Inland	Ausland	Inland	Ausland	Inland
2030	334		334		334	
2035	1'183		1'183		1'183	
2040	2'902	650	2'902	650	2'902	650
2045	2'902	2'599	2'902	2'079	2'902	2'599
2050	3'860	3'148	3'860	2'628	3'860	3'148

	Szenario 7	
	Ausland	Inland
2030	255	
2035	1'026	
2040	2'466	172
2045	2'466	864
2050	3'348	1'032

Tabelle 14: CO₂-Speichermengen in den verschiedenen Szenarien

Die Angaben erfolgen in kt im jeweiligen Jahr, ausgewählte Stichjahre.

4.2 Modell zur Berechnung der Gesamtkosten CCS in der Schweiz

Für die Berechnung der Kosten wurde ein Modell entwickelt. Dieses stützt sich ab auf die detaillierte Kostenstruktur der in Kapitel 3 beschriebenen Kostenelemente.

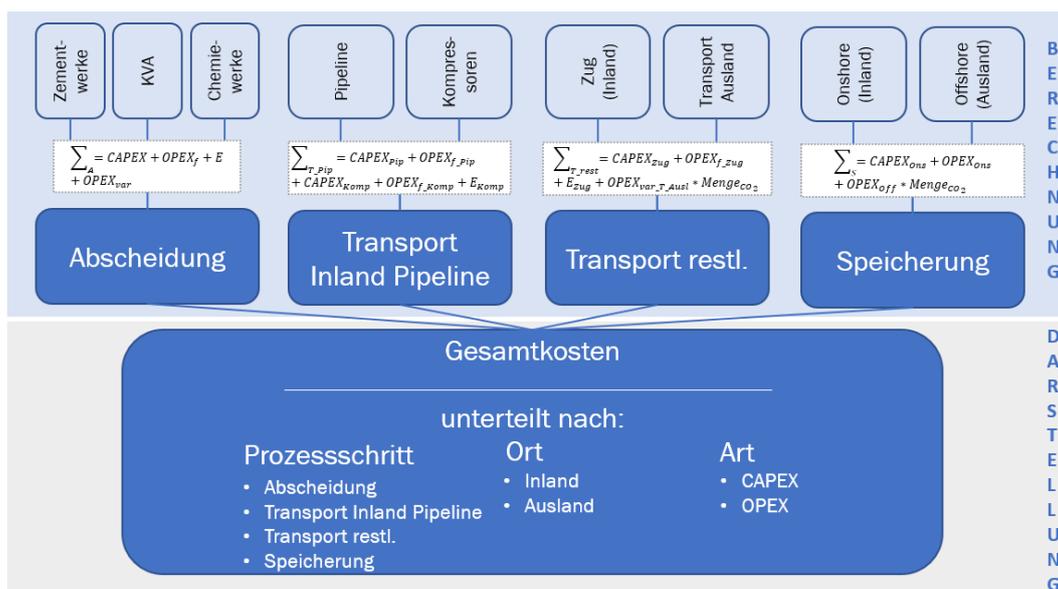


Abbildung 7: Schematische Darstellung Kostenmodell

Berechnet werden die Kosten dabei im ersten Schritt für die im CCS-Prozess relevanten vier Schritte: Abscheidung, Transport Inland Pipeline, restlicher Transport und Speicherung.

Für die **Abscheidung** (A) fließen CAPEX, fixe OPEX ($OPEX_f$), der Energiebedarf (Strom- und Wärmebedarf) und weitere variable OPEX ($OPEX_{var}$) ein. Die Energiekosten werden dabei berechnet als Produkt des Bedarfs und der Kosten für Stromgrosshandelspreise resp. Wärmepumpen mit Abwärme. Diese Kostenelemente fallen für Zementwerke, KVA's und Chemiewerke an und werden aufsummiert.

Für den **Pipelinetransport** (T_{Pip}) fallen Kosten für die Pipeline selbst sowie auch die dafür benötigten Kompressoren an. Berechnet werden die Kosten als Summe der CAPEX für den Pipelinebau ($CAPEX_{Pip}$), fixen OPEX für den Pipelinebau ($OPEX_{f_{Pip}}$), CAPEX für die Kompressoren ($CAPEX_{Komp}$), fixen OPEX für die Kompressoren ($OPEX_{f_{Komp}}$) sowie Energiekosten für diese (E_{Komp} ; Produkt von Strombedarf und Stromgrosshandelspreisen).

Der **restliche Transport** (T_{rest}) beinhaltet den Zugtransport im Inland sowie den gesamten Transport im Ausland. Im Ausland wird dabei der Transport Basel-Rotterdam und Rotterdam-Speicherstätte Nordsee aggregiert. Die Kosten stehen in Abhängigkeit zur Menge des transportierten CO₂ und werden entsprechend multipliziert. Für diesen Kostenpunkt ergeben sich die Gesamtkosten aus der Summe der CAPEX für den Zugtransport ($CAPEX_{Zug}$), fixen OPEX für den Zugtransport ($OPEX_{f_{Zug}}$) sowie der Energiekosten (E_{Zug}) und den OPEX für den ausländischen Transport ($OPEX_{var_{T_{Ausl}}}$).

Die **Speicherung** (S) setzt sich zusammen aus Kosten der inländischen Onshore Speicherung und der ausländischen Offshore Speicherung. Die Summe der Kosten ergibt sich aus den CAPEX für die Errichtung der Onshore Speicherstätten in der Schweiz ($CAPEX_{Ons}$), den OPEX für die Onshore Speicherung ($OPEX_{Ons}$) sowie den OPEX für die Offshore Speicherung in Abhängigkeit von der Menge des zu speichernden CO₂ ($OPEX_{Off}$).

Das Kostenmodell erlaubt eine Auswertung der Kosten nach verschiedenen Gesichtspunkten.

Kosten nach Prozessschritt:

- Abscheidung: CAPEX, fixed OPEX und variable OPEX (Strom und Wärme) für die Abscheideanlagen
- Transport Inland Pipeline: CAPEX und fixed OPEX für die Pipeline; CAPEX, fixed OPEX und variable OPEX (Strombedarf) für die Kompressoren
- Transport restliche: CAPEX, fixed OPEX und variable OPEX (Strombedarf) für den Zugtransport im Inland; OPEX je t CO₂ für den Transport im Ausland
- Speicherung: CAPEX und fixed OPEX für die Onshore Speicherung im Inland; OPEX je t CO₂ für die Speicherung im Ausland

Kosten nach Ort:

- Inland²²: CAPEX, fixed OPEX und variable OPEX (Strom und Wärme) für die Abscheideanlagen; CAPEX und fixed OPEX für die Pipeline; CAPEX, fixed OPEX und variable OPEX (Strombedarf) für die Kompressoren; CAPEX, fixed OPEX und variable OPEX (Strombedarf) für den Zugtransport im Inland; CAPEX und fixed OPEX für die Onshore Speicherung im Inland
- Ausland: OPEX je t CO₂ für den Transport im Ausland (per Schiff oder Pipeline); OPEX je t CO₂ für die Speicherung im Ausland²³

Kosten nach Art:

- CAPEX: CAPEX für die Abscheideanlagen; CAPEX für die Pipeline und die Kompressoren; CAPEX für den Zugtransport im Inland; CAPEX für die Onshore Speicherung
- OPEX: fixed OPEX und variable OPEX (Strom und Wärme) für die Abscheideanlagen; fixed OPEX für die Pipeline; fixed OPEX und variable OPEX (Strombedarf) für die Kompressoren; fixed OPEX und variable OPEX (Strombedarf) für den Zugtransport im Inland; OPEX je t CO₂ für den Transport im Ausland; fixed OPEX für die Onshore Speicherung im Inland; OPEX je t CO₂ für die Speicherung im Ausland

Die Betrachtung der Kosten anhand dieser drei Gesichtspunkte stellt sicher, dass die Kostenstruktur vollumfänglich erfasst werden kann. Es ermöglicht die Beantwortung der Frage, welche Bereiche Kostentreiber sind, welche sich je nach Szenario unterscheiden und in welchen Skaleneffekte erkennbar sind. Die Kosten werden dabei in Mio. CHF pro Jahr angegeben, für die einzelnen Jahre von 2028 bis 2050. Die jährliche Betrachtung weist aufgrund von Investitionsspitzen, bspw. bedingt durch konzentrierte Investitionskosten beim Pipelinebau, eine gewisse Volatilität auf, bringt aber den Vorteil, dass die Kosten präzise im Zeitablauf abgebildet werden können.

Bei den Kostenangaben ist noch zu beachten, dass für die Berechnungen folgende Annahmen getroffen wurden:

- Die Finanzierung der Investition erfolgt vollständig zum Zeitpunkt der Investition, d.h. dies sind unmittelbar im gleichen Jahr anfallende Kosten. Zinsen und Tilgung möglicher Kredite spielen damit keine Rolle.
- Ebenso berücksichtigen die Berechnungen keine Abschreibungen (bzw. es besteht 2050 ein positiver Kapitalbestand, der jedoch nicht in die Kostenberechnung einfließt).
- Alle zukünftig anfallenden Kosten werden zu Preisen des Jahres 2020 ausgedrückt, um einen inflationsbereinigten Vergleich mit heutigen Grössenordnungen zu gewährleisten. Darüber hinaus wurden keine weiteren Diskontierungen vorgenommen.

²² Dabei ist der Kostenblock Inland nur nach der direkten Ausgabe der Mittel definiert. Es wird also nicht berücksichtigt, dass z.B. ein Teil der im Inland getätigten Investition auf aus dem Ausland importiert Ausrüstungen entfallen dürfte (Vorleistungsverflechtung).

²³ Es sei nochmals darauf verwiesen, dass OPEX im Ausland streng genommen mehr umfassen als die operativen Kosten. Die OPEX im Ausland umfassen die gesamten Dienstleistungskosten.

4.3 Basisszenario (Szenario 0, mittel)

Im *Basisszenario* sind die in Kapitel 3 getroffenen Annahmen berücksichtigt, die für die Mischform aus ausländischer und inländischer Speicherung getroffen wurden. Hierbei wird die *Bandbreite mittel* betrachtet.

Tabelle 15 zeigt eine Übersicht der Kosten in *Szenario 0 mittel*. Für den Zeitraum von 2028 bis 2050 belaufen sich die Gesamtkosten auf 16.31 Mrd. CHF. Der grösste Anteil dieser Kosten ist auf die Abscheidung zurückzuführen, welche 9.21 Mrd. CHF ausmacht (56%).

	Kosten absolut (Mio. CHF)	Anteil an Gesamtkosten (%)
Gesamtkosten	16'307	
davon:		
Abscheidung	9'211	56%
Transport Inland Pipeline	4'966	30%
Transport restl.	1'603	10%
Speicherung	527	3%
davon:		
CAPEX	5'057	31%
OPEX	11'249	69%
davon:		
im Inland	14'495	89%
im Ausland	1'812	11%

Tabelle 15: Übersicht Kosten in Szenario 0 mittel

Betrachtet man die Kosten über die Zeit (vgl. Abb. 8), so zeigt, sich, dass die Summe der Kosten bis 2039 stark ansteigt. Nach 2039 nehmen die jährlichen Kosten vorerst ab, bis es 2045 erneut einen Anstieg gibt. Getrieben werden die Gesamtkosten primär von zwei Prozessschritten: Der Abscheidung und dem Transport via Pipeline.

Die Abscheidung ist wie bereits oben angemerkt der grösste Kostenfaktor (56%). Im Jahr 2028, mit dem Bau der ersten Abscheideanlagen (KVA Basel, KVA Linth und Holcim SA), fallen erstmals CAPEX an. Mit der Inbetriebnahme dieser kommen ab 2030 OPEX hinzu, die hier noch einen recht geringen Anteil ausmachen. Ab 2033 werden weitere Abscheidungsanlagen gebaut und angeschlossen, sodass die Kosten für die Abscheidung von diesem Zeitpunkt an nahezu kontinuierlich zunehmen. Ein geringeres Kostenwachstum ist damit verbunden, dass zu dem Zeitpunkt geringere Kosten (CAPEX) für den Bau und Anschluss weiterer Abscheideanlagen anfallen.

Die inländische Pipeline macht etwa ein Drittel der Gesamtkosten aus und ist damit nach der Abscheidung der grösste Kostentreiber. Für den Pipelineausbau fallen 2032 erstmals Investitionskosten an. Die hohen Kosten für diesen Prozessschritt in den Jahren 2032 bis 2034 sind jeweils auf den Ausbau der Trunkline Ost zurückzuführen. Mit Fertigstellung grosser Teile der Trunkline West im Jahr 2039 sinken die Kosten für den Transport via Pipeline vorerst. Von 2040 bis 2045 sind die Kosten fast gleichbleibend hoch. Ein Anstieg der Kosten in diesem Prozessschritt kann nochmals zwischen 2045 und 2048 beobachtet werden, wenn mehrere noch nicht angeschlossene Abscheideanlagen entlang der Trunkline Ost (und ab 2049 auch entlang der Trunkline West)

nachgerüstet werden. 2050, mit Fertigstellung des gesamten nationalen Pipelinenetzes, sinken die Kosten, da keine CAPEX, sondern lediglich die jährlichen fixen und variablen OPEX als Kostenfaktor verbleiben.

Der Prozessschritt restlicher Transport setzt sich zusammen aus Kosten für alternativen inländischen Transport (via Zug) und den Kosten für den ausländischen Transport zur Offshore Speicherstätte (via Schiff und ab 2040 via deutscher Pipeline und Schiff). Zusammen macht dieser Prozessschritt 10 % der Gesamtkosten aus. Für den inländischen Transport per Zug fallen 2029 und 2030 CAPEX, mit Anschluss der ersten Anlagen ab 2030 dann auch OPEX an. Hinzu kommen Kosten für den ausländischen Transport (hier noch via Schiff ab Basel) ab 2030. Da diese Transportkosten von der Menge des abgedeckten CO₂ abhängig sind, steigen diese mit dem sukzessiven Anschluss weiterer Anlagen kontinuierlich bis 2039. Wie in Kapitel 3 beschrieben, wird der ausländische Transport von Basel bis Rotterdam ab 2040 über die deutsche Pipeline stattfinden, wodurch die Kosten ab 2040 deutlich geringer ausfallen. Ausserdem fällt der Zugtransport ab 2034 vorerst weg, da alle bis zu diesem Zeitpunkt abscheidenden Anlagen an das nationale Pipelinenetzt angebunden sind. Von 2040 an fallen in diesem Prozessschritt vorerst nur noch OPEX für den ausländischen Transport an, welche aufgrund der deutschen Pipeline deutlich niedriger sind als in den Vorjahren. Im Jahr 2045 wirken zwei Mechanismen, die die Kosten beeinflussen: Zum einen sinken die Kosten für den ausländischen Transport aufgrund von Skalen- und Lerneffekten. Zum anderen wird in diesem Jahr die KVA Giubiasco angeschlossen und das abgedeckte CO₂ via Zug transportiert, was die Kosten für den inländischen Transport erhöht. Da beide Mechanismen in entgegengesetzte Richtungen wirken, ist gesamthaft keine grössere Kostensteigerung beobachtbar.

Die Speicherung stellt im Vergleich zu den anderen Prozessschritten den geringsten Kostenfaktor dar (3%).²⁴ Gemäss den Annahmen im *Basisszenario* wird 2050 sowohl Offshore im Ausland (knapp 4 Mt. CO₂) gespeichert, als auch Onshore in der Schweiz (rund 3 Mt. CO₂). Mit Anschluss der ersten Anlagen im Jahr 2030 wird das abgedeckte CO₂ vorerst ausschliesslich im Ausland gespeichert. 2038 - 2039 fallen für den Aufbau der Anlagen für die inländischen Speicherstätten CAPEX an, ab 2040 ist die Onshore Speicherung in der Schweiz zu gleichbleibenden Preisen (unabhängig von der Menge CO₂) vorgesehen. Wie in Kapitel 3.5.1 beschrieben, werden Skaleneffekte über die gespeicherte CO₂-Menge berücksichtigt, nicht hingegen Lerneffekte.

Lesehilfe zu den Grafiken

Die Angaben sind jeweils in Mio. CHF (Preisbasis 2020). Die Liniengrafiken zeigen die Entwicklung der Kosten auf Jahresbasis. Die Kuchendiagramme reflektieren die Verteilung der kumulierten Ausgaben von 2028 bis 2050; die im Kuchendiagramm enthaltenen Zahlen sind die kumulierten Gesamtkosten in Mio. CHF.

²⁴ Zu den Unsicherheiten bezüglich der Kosten der Speicherung und möglicherweise fehlenden Kostenelementen siehe Exkurs in Kapitel 3.5.

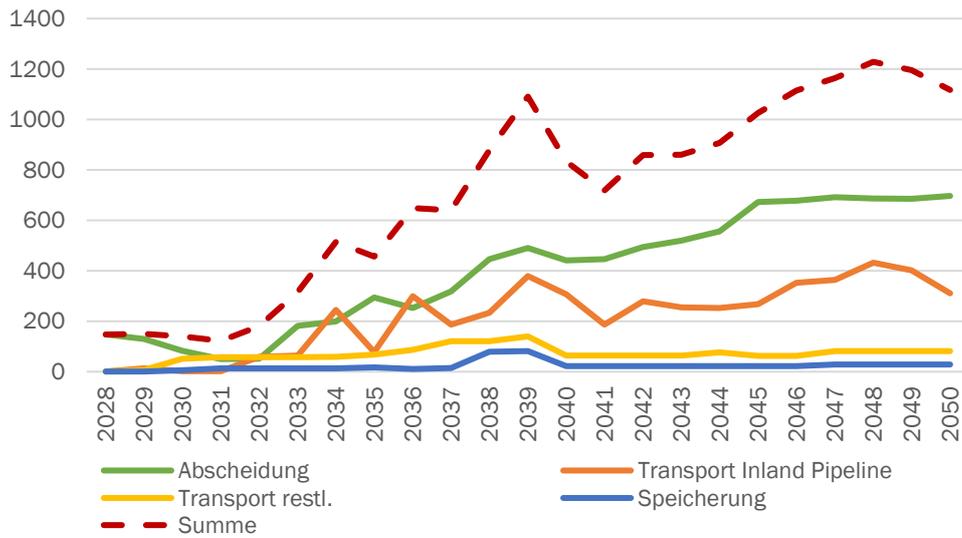


Abbildung 8: Kosten Szenario 0 mittel nach Prozessschritt in Mio. CHF, Gesamtkosten 2028-2050

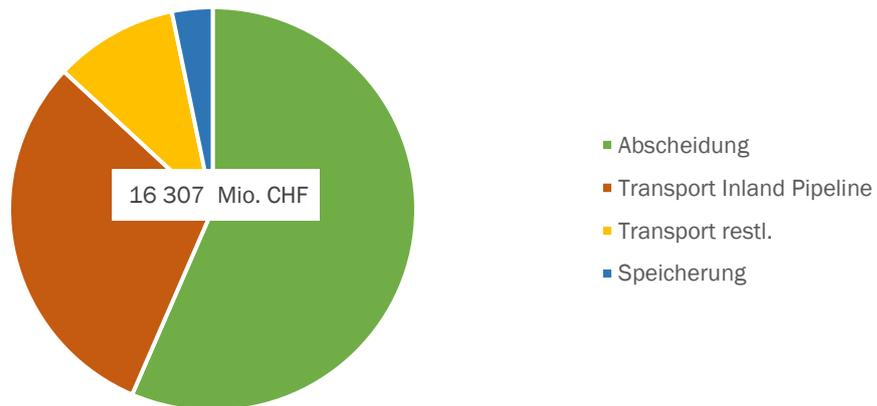


Abbildung 9: Kosten Szenario 0 mittel nach Prozessschritt in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050

Bei der Mischform, die das *Basisszenario* darstellt (Speicherung im In- und Ausland) entstehen über den gesamten Betrachtungszeitraum Kosten sowohl im Inland als auch im Ausland. Abbildung 8 und 9 zeigen den Kostenverlauf und die Verteilung.

Die inländischen Kosten setzen sich zusammen aus Abscheidung (inkl. Kompressoren), Pipelineausbau und -nutzung, alternativem inländischen Transport (Zug) und der inländischen Speicherung. Insgesamt entstehen im hier betrachteten *Basisszenario mittel* 89 % der Kosten im Inland. Die inländischen Kosten spiegeln viele der oben genannten Faktoren wider: Zu Beginn (2028-2030) sind durch den Anschluss der ersten Abscheideanlagen höhere CAPEX im Inland nötig. Von 2031 bis 2039 steigen die

Kosten im Inland in mehreren Schritten an, die Volatilität der Kosten ist mit den jährlich schwankenden (aber sehr hohen) CAPEX für den Pipelineausbau zu begründen. Ab 2040 kann ein Rückgang der Kosten beobachtet werden, der auf zwei Faktoren zurückzuführen ist: Zum einen werden 2040 und 2041 weniger CAPEX für den Bau von Abscheideanlagen benötigt und auch für den Pipelineausbau fallen in diesen Jahren weniger CAPEX an. Allerdings bedarf es in diesem Zeitraum hoher Ausgaben für die Errichtung inländischer Speicherung. Ab 2042 steigen die Kosten wieder kontinuierlich an, da weitere Pipelineabschnitte ausgebaut und weitere Abscheideanlagen in Betrieb genommen werden, während die OPEX der jeweiligen Prozessschritte bedingt durch grössere Mengen an CO₂ oder auch steigende Energiepreise zunehmen. Abnehmende inländische Kosten ab dem Jahr 2049 sind damit zu erklären, dass in diesem Zeitraum nur noch vereinzelt Investitionskosten für die Inbetriebnahme neuer Abscheideanlagen und den Bau von Pipelineabschnitten nötig sind. Tatsächlich fallen annahmegrössenmäss 2050 keine Investitionen mehr an. Die Kosten im Jahr 2050 bestehen somit nur aus den OPEX für die laufende Abscheidung und Speicherung von 7.01 Mt. CO₂. Es kann auch davon ausgegangen werden, dass dies auch den Kosten in den Folgejahren nach 2050 entsprechend würde. Dies gilt so lange, bis wieder Ersatzinvestitionen für Infrastrukturen anstehen, wenn diese das Ende ihres Lebenszyklus erreicht haben.

Im Ausland entstehen Kosten beim Transport (hier insb. der Transport zu Offshore Speicherstätten) und der Offshore Speicherung im Ausland. Diese Kosten machen einen recht geringen Anteil von 11 % der Gesamtkosten aus. Beide Kostenfaktoren (Transport und Speicherung) werden als OPEX basierend auf den zu transportierenden resp. speichernden Mengen CO₂ berechnet und steigen dementsprechend mit zunehmenden Abscheidemengen an. Mit Fertigstellung der deutschen Pipeline im Jahr 2040 sinken die Transportkosten deutlich, weshalb die Kosten, die im Ausland entstehen, dementsprechend ebenfalls sinken. Mit der Erschliessung der Onshore Speicherstätte ab dem Jahr 2040 bleiben die CO₂-Mengen, die im Ausland gespeichert werden, zwischen 2039 und 2046 konstant. Erst im Jahr 2047 steigen die Mengen wieder an, weshalb die ausländischen Kosten in diesen Zeitraum wieder leicht höher sind als in den Vorjahren.

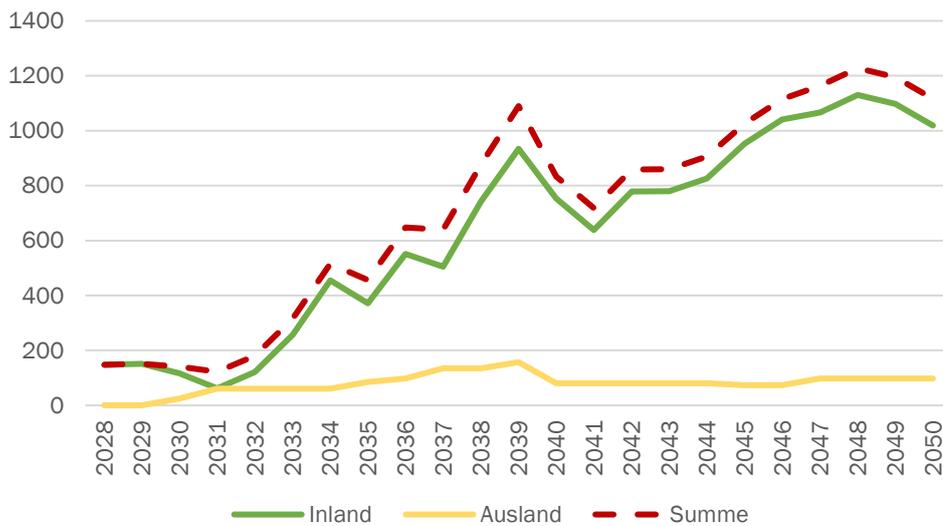


Abbildung 10: Kosten Szenario 0 mittel nach Ort in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050

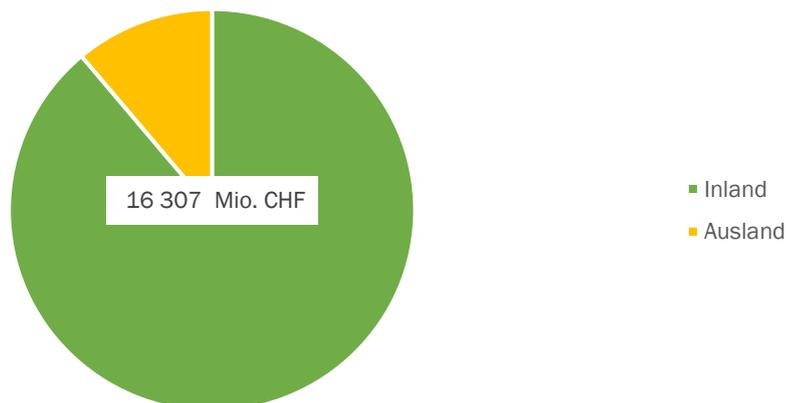


Abbildung 11: Kosten Szenario 0 mittel nach Ort in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050

Neben Prozessschritt und Ort werden die Kosten ausserdem nach CAPEX und OPEX unterschieden. CAPEX sind hierbei 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 an. Kumuliert bis 2050 sind knapp ein Drittel (31%) der Gesamtkosten CAPEX (vgl. Abb. 13). OPEX stellen also den grösseren Kostenanteil dar und setzen sich aus Betriebskosten für Abscheidung, Pipeline, inländischen Zugtransport und inländische Speicherung zusammen. Zusätzlich werden alle im Ausland anfallenden Kosten wie OPEX behandelt.

Im Zeitverlauf (vgl. Abb. 12) sind die CAPEX sehr volatil, was durch jährlich schwankende Investitionen zu erklären ist. 2028 entstehen CAPEX durch Inbetriebnahme der

ersten Abscheideanlagen und kleineren Investitionen für den vorläufigen Transport per Zug. Insbesondere der Beginn des Ausbaus der Pipelineinfrastruktur, aber auch der Inbetriebnahme weiterer Abscheideanlagen, führen zu Spitzenwerten in den Jahren 2034 und 2036. Die hohen CAPEX im Jahr 2039 (631 Mio. CHF) sind insbesondere auf die Errichtung der Onshore Speicherstätten und den Bau der Trunkline West zurückzuführen. Von diesem Zeitpunkt an sind die CAPEX deutlich geringer. Im Jahr 2050 fallen keine CAPEX mehr an, da zu diesem Zeitpunkt alle Elemente der Infrastruktur, also Abscheideanlagen, Pipeline und Onshore Speicherung, vollumfänglich fertiggestellt sind.

OPEX sind in der Regel abhängig von der Menge des abgeschiedenen CO₂ (vgl. Abbildung 1) und steigen dadurch im Zeitverlauf kontinuierlich an. Kostendegressionen und Skaleneffekte sind jeweils in den einzelnen Kostenelementen eingepreist. Zudem haben einige Kostenelemente der OPEX selbst steigende Preise, so erhöhen sich beispielsweise die Strompreise und die Kosten für die benötigte Wärme im Zeitverlauf. Wärme wird, wie in Kapitel 3 beschrieben, für die Abscheideanlagen benötigt, Strom für die Abscheideanlagen, den Betrieb der Kompressoren und den Zugtransport (2030-2034 und 2045-2050). Der vergleichsweise starke Anstieg der OPEX zwischen 2046 und 2047 resultiert auf einem erheblichen Anstieg der im Ausland gespeicherten CO₂-Menge (von 2.9 Mt. auf 3.9 Mt. CO₂).

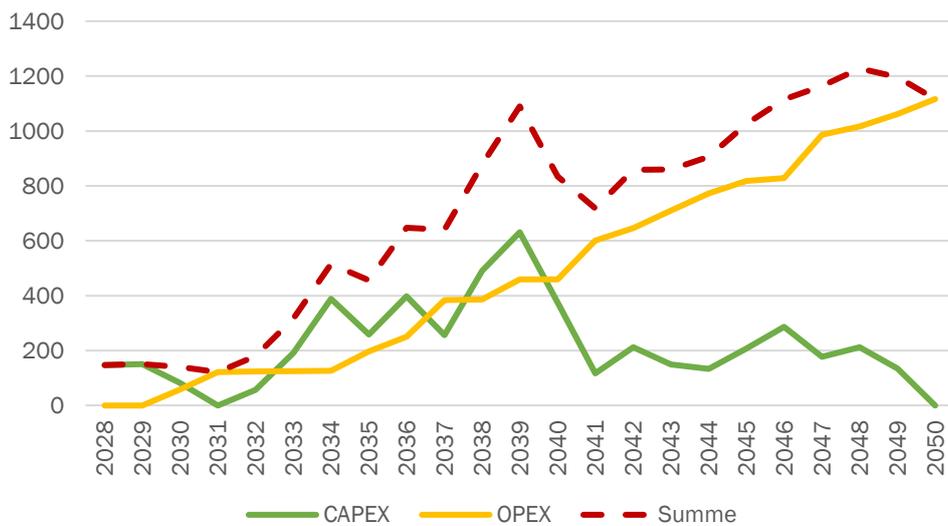


Abbildung 12: Kosten Szenario 0 mittel nach Art in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050

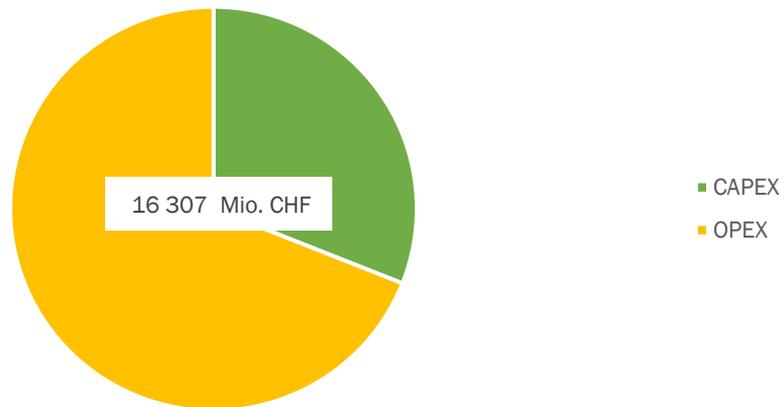


Abbildung 13: Kosten Szenario 0 mittel nach Art in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050

Die oben im Detail ausgeführten Kostenbewegungen sind in Abb. 14 aufgeteilt nach Prozessschritt und gleichzeitig Kostenart (CAPEX/OPEX) dargestellt. Damit zeigt sich noch einmal 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 vergleichbar hoher Kostenfaktor, in den späteren Jahren hingegen nicht mehr. Bei beiden Kostenarten sind die beiden Prozessschritte Abscheidung und Pipelinetransport die Kostentreiber.

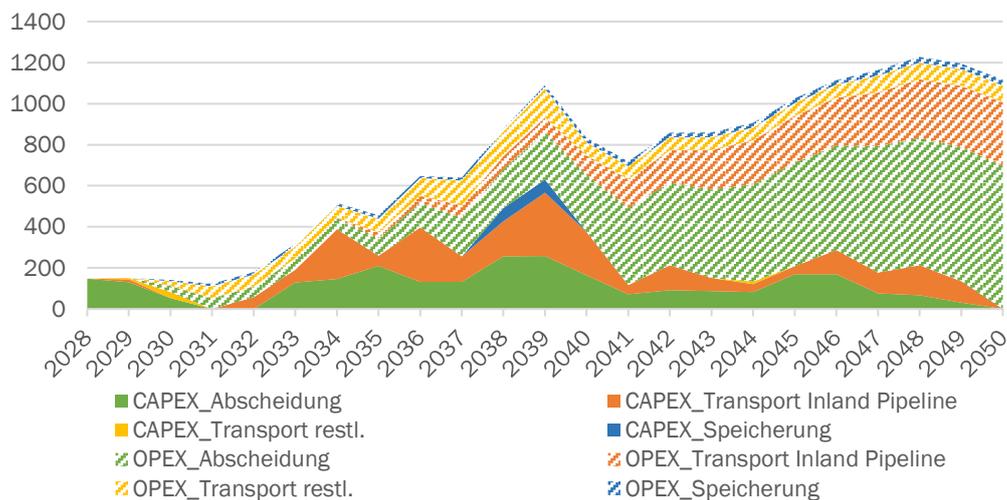


Abbildung 14: Kosten Szenario 0 mittel nach Art und Prozessschritt in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050

4.4 Vergleiche zwischen Bandbreiten (Szenario 0 gering, hoch)

Die Kostenschätzung für CCS ist mit vielen Unsicherheiten verbunden. Um dieser Tatsache Rechnung zu tragen, werden bei der Kostendarstellung neben dem *Basisszenario*, welches die *Bandbreite mittel* darstellt, zwei weitere Bandbreiten verwendet:

- *Gering*: Unter *gering* werden Annahmen zu Kosten getroffen, die einen möglichen «Best Case» beschreiben.
- *Hoch*: Unter *hoch* werden Annahmen zu Kosten getroffen, die einen möglichen «Worst Case» beschreiben.

Im Folgenden wird jeweils eine Bandbreite der in Kapitel 4.3 betrachteten *Bandbreite mittel* gegenübergestellt. Alle anderen Annahmen bleiben unverändert. Dafür wird kurz das Gesamtergebnis von *Szenario 0* in der entsprechenden Bandbreite vorgestellt und anschliessend werden Unterschiede diskutiert.

Methodik: Berechnung der Vermeidungskosten

Bei der Berechnung der Kostenunterschiede zwischen den Bandbreiten und Szenarien wurden für eine bessere Vergleichbarkeit zusätzlich die Vermeidungskosten berechnet (siehe Tabelle 16 und nachfolgende). Die Vermeidungskosten geben an, wie hoch die Kosten pro vermiedener Tonne CO₂ sind.

Die Berechnungsweise der Vermeidungskosten weicht in einem Bezug von der Berechnung der Gesamtkosten ab, wie sie ansonsten in diese Studie vorgenommen wurde und dargestellt wird: Für die Berechnung der Vermeidungskosten wird berücksichtigt, dass die Anlagen am Ende der Periode (nach 2050) noch einen Restwert haben, der für zukünftige CCS-Aktivitäten noch eingesetzt werden kann.²⁵ Konkret werden also für die CAPEX von Anlagen nur die Kostenanteile berechnet, die der betrachteten Periode zuzurechnen sind. Beispielsweise fließen die CAPEX für einen Pipelineabschnitt, der 2045 errichtet wird, nicht vollständig in die Berechnung ein, sondern nur für den Anteil der Nutzungsdauer (dividiert durch die Lebensdauer der Anlage). Die Kosten fallen damit deutlich tiefer aus als die in der Studie berechneten Gesamtkosten, stellen aber eine ökonomisch differenziertere Betrachtung der Kosten dar. Nach wie vor besteht auch hier die Annahme, dass Kapitalkosten (WACC) nicht berücksichtigt werden.

Da die Berechnung von der Berechnung der Gesamtkosten in dieser Studie abweicht und die Zahlen somit nicht konsistent vergleichbar sind, sind die Vermeidungskosten in den Tabellen jeweils mit * gekennzeichnet.

²⁵ Die übrigen Kostenberechnungen der Studie orientieren sich an den notwendigen Ausgaben für den Aufbau und Betrieb von CCS. Sie werden vollständig zu dem Zeitpunkt berücksichtigt, an dem sie anfallen, unabhängig davon, wie lange die angeschafften Güter genutzt werden können.

4.4.1 Bandbreite hoch

Die Kosten in der *Bandbreite hoch* sind mit 21.44 Mrd. CHF um rund 30 % höher als in der *Bandbreite mittel*. Die Kostenstruktur allerdings ist nahezu gleich.²⁶

	Einheit	Gesamtkosten	Ab-scheidung	Trans- port In- land Pipe- line	Trans- port restl.	Spei- che- rung	CAPEX	Aus- land	Kum. CO ₂ - Emissio- nen (in Tsd. t CO ₂)	Vermei- dungskos- ten (pro t CO ₂)*
Szena- rio 0, hoch	absolut (Mio. CHF)	21 440	12 034	6 855	1 913	637	7 620	2 158	75 481	229
	Anteil (%)	100%	56%	32%	9%	3%	36%	10%		
Basis- szena- rio (0, mittel)	absolut (Mio. CHF)	16 307	9 211	4 966	1 603	527	5 057	1 812	75 481	180
	Anteil (%)	100%	57%	31%	9%	3%	31%	11%		
Diffe- renz	absolut (Mio. CHF)	5 133	2 823	1 889	310	111	2 563	346	0	49
	prozen- tual (%)	31%	31%	38%	19%	21%	51%	19%	0%	27%

Tabelle 16: Vergleich Kosten in Szenario 0 gering und hoch

Über die betrachtete Periode von 2028 bis 2050 entwickeln sich die Gesamtkosten eher volatil, wenngleich insgesamt steigend (vgl. Abb. 15). Ein starkes Wachstum ist zwischen 2031 und 2034 zu erwarten, ebenso von 2037 bis 2039.

²⁶ Zwar werden je nach Grad der Unsicherheit die verschiedenen Kostenelemente jeweils individuell angepasst, es zeigt sich jedoch, dass in allen betrachteten Teilbereichen erhebliche Kostenunsicherheiten bestehen und sich daher insgesamt keine grossen Verschiebungen ergeben. Es ist natürlich nicht zwingend so, dass bei der zukünftigen Entwicklung sich alle Kosten innerhalb der Bandbreite gleich verhalten müssen. Liegen beispielsweise nur einige wenige Kostenelemente am oberen Ende der Bandbreite, während die übrigen Kosten sich wie erwartet entwickeln, sind natürlich auch stärkere Veränderungen in den Kostenstrukturen möglich.

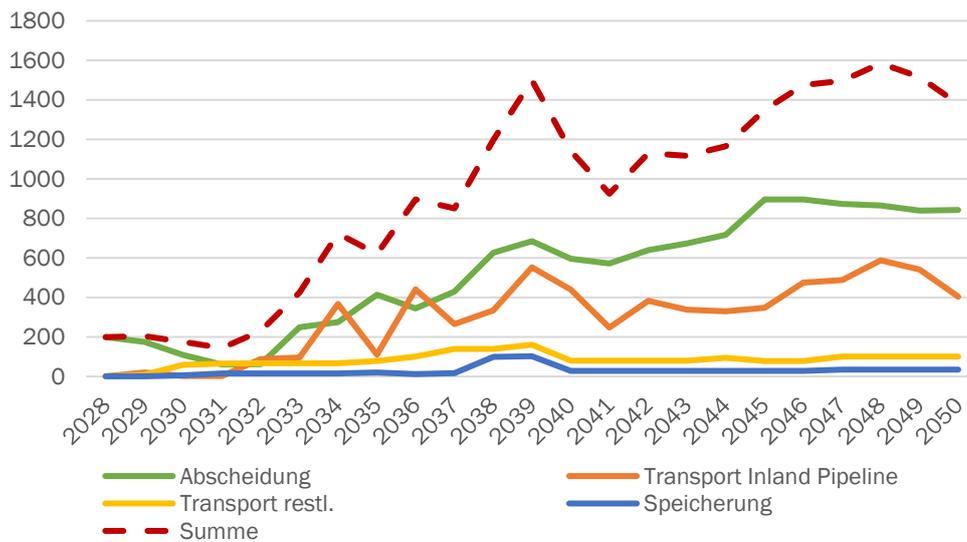


Abbildung 15: Kosten Szenario 0 hoch nach Prozessschritt in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050

Die Kostenstruktur zeigt, dass Abscheidung (56%) und Pipelinetransport (32%) die grössten Kostentreiber sind. Hingegen tragen der restliche Transport (9%) und die Speicherung (3%) deutlich weniger zu den Gesamtkosten bei.

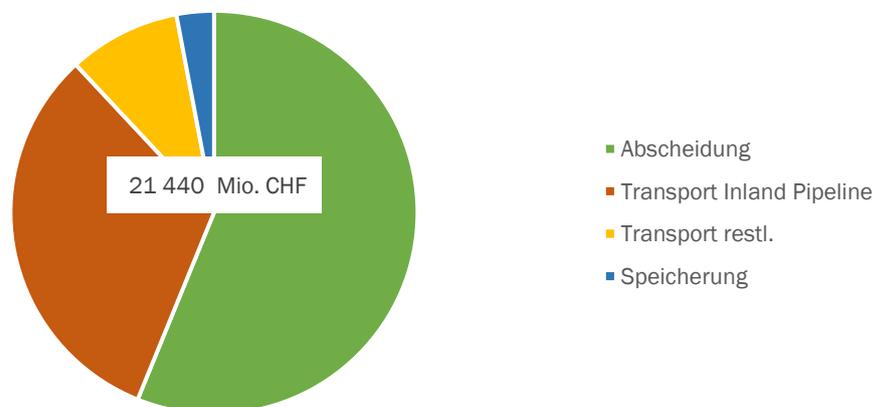


Abbildung 16: Kosten Szenario 0 hoch nach Prozessschritt in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050

Legt man beide Bandbreiten vergleichend übereinander, zeigen sich die Unterschiede: Die Kosten für die Abscheidung sind in *Bandbreite hoch* (vgl. Abb. 17, gestrichelte Linie) sichtbar höher. Hier wurden (vgl. Kapitel 3.3) in der *Bandbreite hoch* die CAPEX erhöht und keine Lerneffekte berücksichtigt. Auch die OPEX liegen aufgrund höherer

Preise für Strom und Wärme höher. Ebenso entstehen für den Pipelinetransport höhere Kosten (vgl. Kapitel 3.4.4). Bei dem Prozessschritt restlicher Transport wird für den Zugtransport eine Erhöhung der CAPEX vorgenommen, gleichzeitig steigen die Kosten für OPEX in diesem Bereich, sowie auch die ausländischen Transportkosten. Für die Speicherung werden bis 2040, also bis zur Erschliessung der inländischen Speicherstätten, höhere OPEX für die Offshore Speicherung im Ausland veranschlagt (vgl. Kapitel 3.5). Sowohl die Kosten (CAPEX) für die Errichtung, als auch OPEX für den Betrieb inländischer Speicherstätten liegen in der *Bandbreite hoch* deutlich über den Kosten in *Bandbreite mittel*.

Die Kostenstruktur (vgl. Abb. 18) unterscheidet sich nur marginal: Die Abscheidung hat mit mehr als der Hälfte (56%) in beiden Bandbreiten den grössten Kostenanteil. Der Transport per Pipeline stellt in beiden Varianten den zweitgrössten Kostenfaktor dar (30% in *Bandbreite mittel*, 32 % in *Bandbreite hoch*). Restlicher Transport und Speicherung machen in beiden Bandbreiten nur einen geringen Anteil der Kosten aus (vgl. Tab. 16). Eine leichte Verschiebung der Kosten gibt es nur in den Prozessschritten Transport Pipeline Inland und Transport restliche: Während in der *Bandbreite mittel* der Pipelinetransport 30 % und der restliche Transport 10 % der Kosten ausmachen, sind es in der *Bandbreite hoch* 32 und 9 %. Das ist auf die deutlich höheren CAPEX für den Pipelineausbau zurückzuführen.

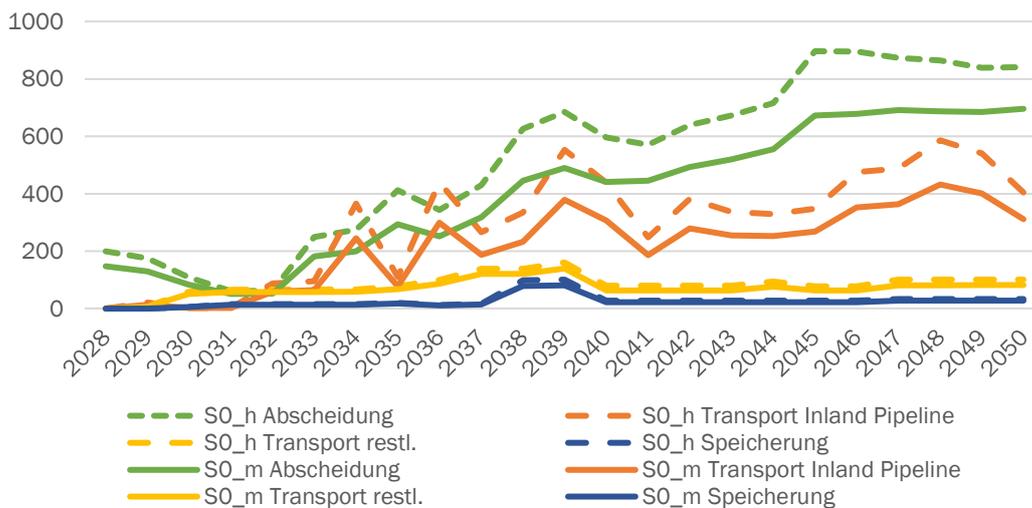


Abbildung 17: Vergleich Kosten Szenario 0 hoch und mittel nach Prozessschritt in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050

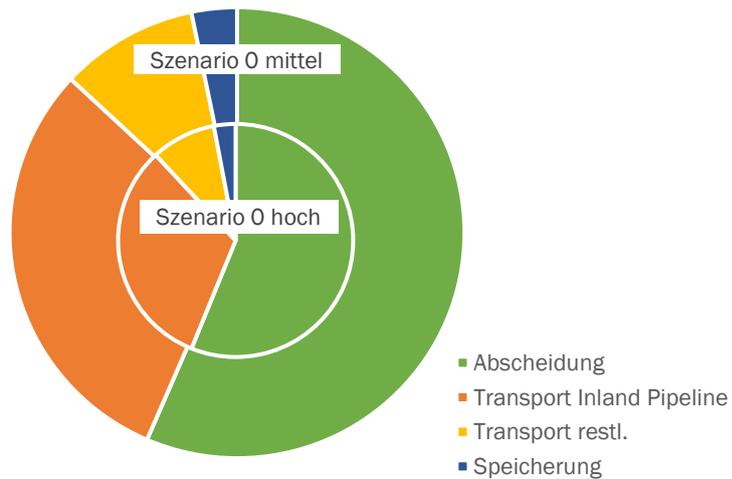


Abbildung 18: Vergleich Kosten Szenario 0 hoch und mittel nach Prozessschritt in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050

Die Kosten nach Entstehungsort (In-/Ausland) sind entsprechend der oben beschriebenen Anpassungen höher als die Kosten in *Bandbreite mittel* (vgl. Abb. 19, gestrichelte Linie).

Dabei steigen die absoluten Kosten im Ausland geringfügig an: In *Bandbreite mittel* entstehen Kosten in Höhe von 1.81 Mrd. CHF im Ausland, in *Bandbreite hoch* sind es 2.16 Mrd. CHF. Die höheren Kosten entstehen durch höhere OPEX für ausländischen Transport (Schiff und ab 2040 Pipeline und Schiff) und die Offshore Speicherung.

Die Kosten im Inland steigen mit Variation der Bandbreite von 14.49 Mrd. CHF auf 19.28 Mrd. CHF an. Hierbei entstehen die Kostenunterschiede zum einen durch höhere CAPEX für Abscheideanlagen, Pipeline (inkl. Kompressoren), den Zugtransport und die Errichtung der Onshore Speicherstätten im Inland. Zum anderen steigen die OPEX für die Abscheidung, den Pipelinebetrieb und Kompressoren, inländischen Transport und die inländische Speicherung.

Die Kostenstruktur (vgl. Abb. 20) bleibt auch hier nahezu unverändert.

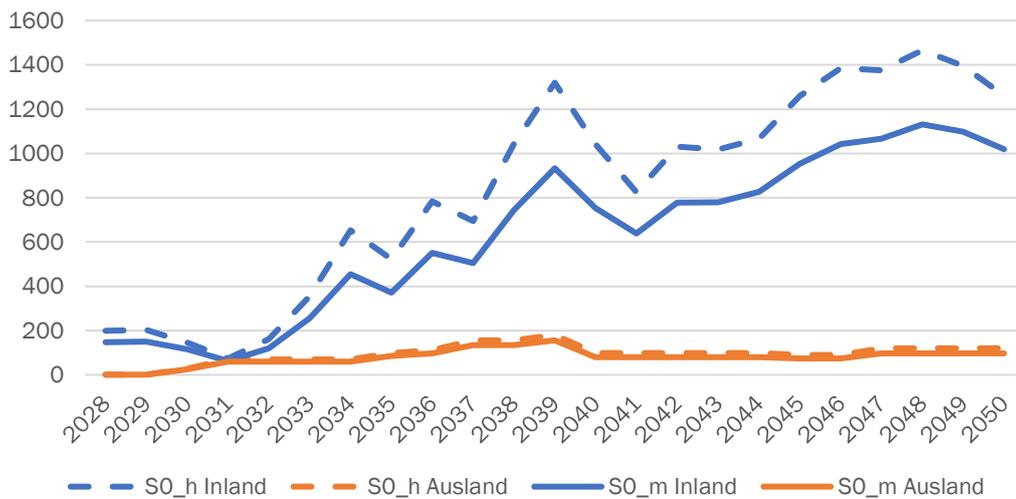


Abbildung 19: Vergleich Kosten Szenario 0 hoch und mittel nach Ort in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050

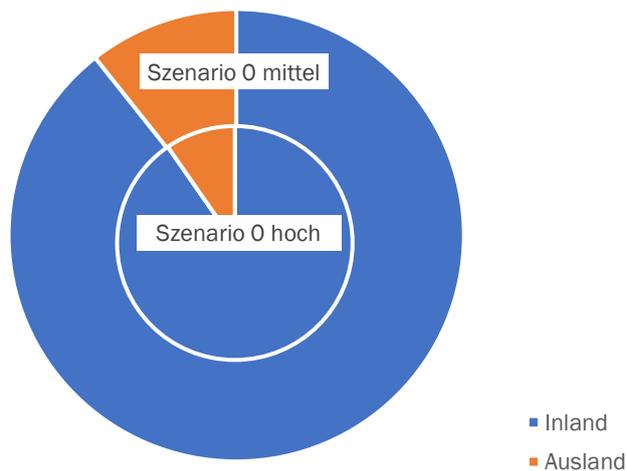


Abbildung 20: Vergleich Kosten Szenario 0 hoch und mittel nach Ort in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050

Wie bereits mehrfach genannt, wurden für CAPEX und OPEX unterschiedlich starke Kostenanpassungen vorgenommen. Beide Kostenarten zeigen im Vergleich zu *Bandbreite mittel* einen deutlichen Anstieg. CAPEX steigen von 5.06 Mrd. CHF auf 7.62 Mrd. CHF an, OPEX von 11.25 Mrd. CHF auf 13.82 Mrd. CHF.

Im Zeitverlauf (vgl. Abb. 21) sind die CAPEX zu den Kostenspitzen in den Jahren 2034, 2036 und 2039 besonders gestiegen. 2029 und 2030 entstehen höhere CAPEX für den vorübergehend genutzten Zugtransport. In den Jahren 2034 und 2036 führen die 50% höheren CAPEX für den Pipelineausbau zu Kostenunterschieden; im Jahr 2039 kommen noch höhere CAPEX für die Errichtung der inländischen Speicherstätte hinzu. Im Jahr 2044 fallen nochmals höhere CAPEX für die Zuganbindung der KVA Giubiasco an.

Die OPEX steigen kontinuierlich an, da sie nach wie vor von der Menge des abgeschiedenen CO₂ abhängig sind. Gestiegen sind die OPEX zum einen aufgrund höherer Kosten für Strom und Wärme. Hierfür wurde eine Sensitivität von 50 % angenommen (vgl. Kapitel 3.2). Entsprechend sind OPEX für die Abscheidung, die Kompressoren (als Teil des Pipelinetransports) und den restl. Transport per Zug höher. Zum anderen wird für alle verbleibenden fixen und variablen OPEX ein höherer Kostensatz veranschlagt.

Da die Kosten in *Bandbreite hoch* für die CAPEX im Schnitt mehr gestiegen sind als für OPEX, verschiebt sich auch die Kostenstruktur in diesem Fall (vgl. Abb. 24): Während in der *Bandbreite mittel* 31 % der Kosten CAPEX sind, sind es in der *Bandbreite hoch* 36 %. Die OPEX haben also anteilig abgenommen.

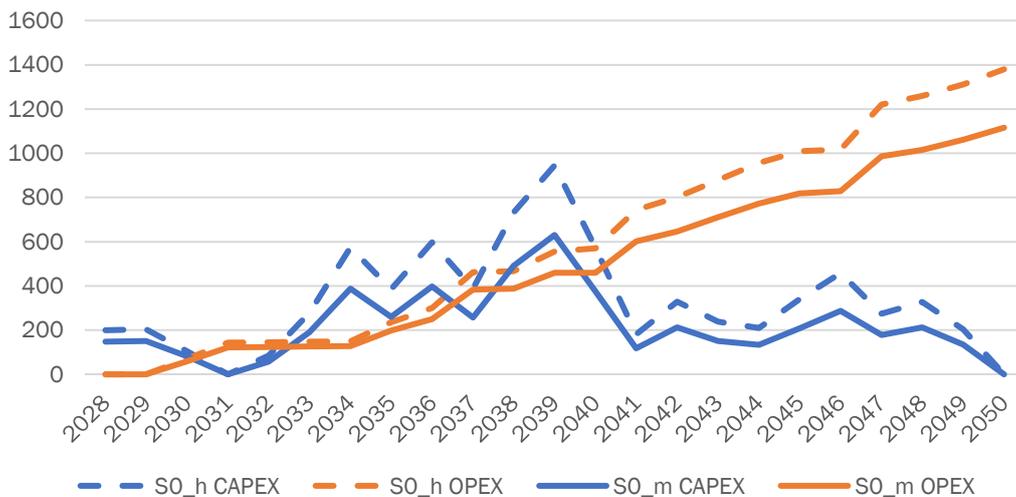


Abbildung 21: Vergleich Kosten Szenario 0 hoch und mittel nach Art in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050

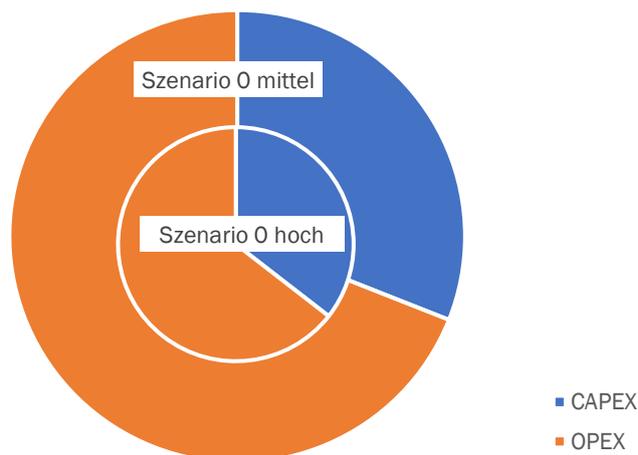


Abbildung 22: Vergleich Kosten Szenario 0 hoch und mittel nach Art in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050

Insgesamt ist festzuhalten, dass die Kosten für CCS im veranschlagten «Worst Case» um 31 % zunehmen. Höhere Kosten wirken sich insbesondere auf die CAPEX aus und damit auf die Prozessschritte Abscheidung und Pipelinetransport. Da bei beiden Prozessschritten Kosten im Inland anfallen, steigt in diesem Fall der Anteil der inländisch anfallenden Kosten leicht an. Die Vermeidungskosten²⁷ in *Bandbreite hoch* betragen 229 CHF pro Tonne CO₂, was 27% über den Vermeidungskosten in *Bandbreite mittel* liegt.

4.4.2 Bandbreite gering

Die Kosten in der Bandbreite gering sind mit 11.24 Mrd. CHF um 31 % niedriger als in der Bandbreite mittel. Dabei ist die Kostenstruktur nahezu gleichbleibend.

	Einheit	Gesamtkosten	Abscheidung	Transport Inland Pipeline	Transport restl.	Speicherung	CAPEX	Ausland	kum. CO ₂ -Emissionen (in Tsd. t CO ₂)	Vermeidungskosten (pro t CO ₂)*
Szenario 0, gering	absolut (Mio. CHF)	11 242	6 429	3 555	986	272	3 756	980	75 481	122
	Anteil (%)	100%	57%	32%	9%	2%	33%	9%		
Basis-szenario (0, mittel)	absolut (Mio. CHF)	16 307	9 211	4 966	1 603	527	5 057	1 812	75 481	180
	Anteil (%)	100%	56%	30%	10%	3%	31%	11%		
Differenz	absolut (Mio. CHF)	-5 064	-2 781	-1 411	-617	-255	-1 301	-831	0	-57
	prozentual (%)	-31%	-30%	-28%	-39%	-48%	-26%	-46%	0%	-32%

Tabelle 17: Vergleich Kosten in Szenario 0 gering und mittel

Die Kosten entwickeln sich in *Szenario 0 Bandbreite gering* ebenso volatil wie bisher in den anderen Bandbreiten beobachtet (vgl. Abb. 23). Ein starker Anstieg ist weiterhin in den Perioden von 2031 bis 2034 und 2037 bis 2039 zu erkennen. Die Kostenstruktur zeigt auf, dass Abscheidung mit mehr als der Hälfte (57%) und Transport per Pipeline mit knapp einem Drittel (32%) die Kostentreiber sind (vgl. Abb. 24). Der restliche Transport (9%) und die Speicherung (2%) machen hingegen nur einen kleinen Teil der Kosten aus.

²⁷ Methodik der Berechnung siehe Kapitel 4.4.

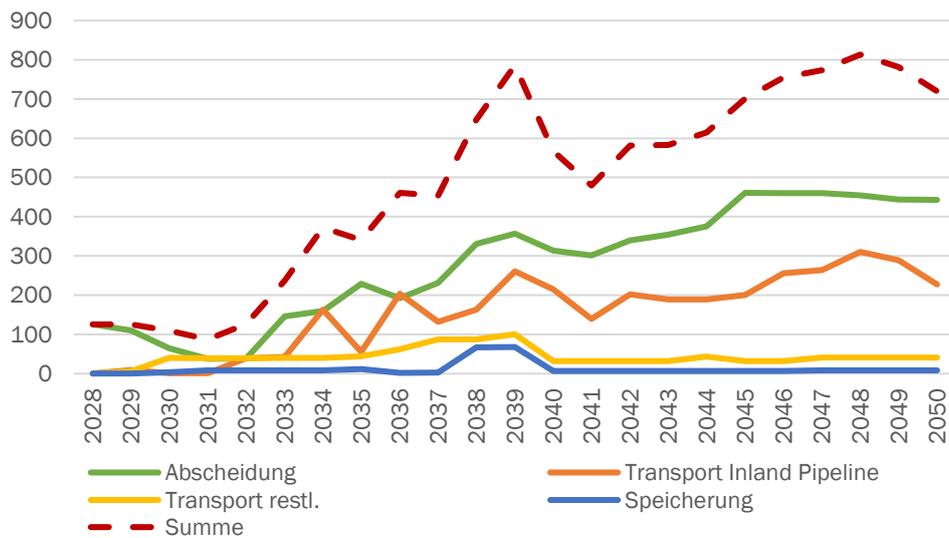


Abbildung 23: Kosten Szenario 0 gering nach Prozessschritt in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050

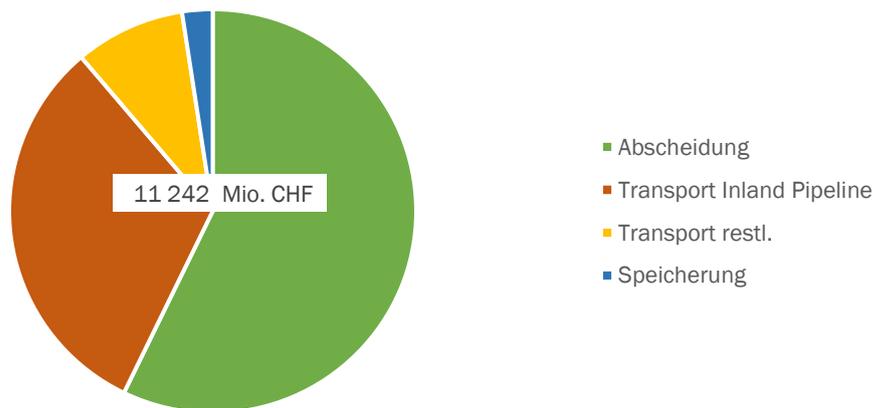


Abbildung 24: Kosten Szenario 0 gering nach Prozessschritt in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050

Die vergleichende Betrachtung beider Bandbreiten in Abbildung 25 zeigt, dass die Kosten in allen Prozessschritten in der *Bandbreite gering* (gestrichelte Linie) niedriger sind. Bei der Abscheidung wird bei *Bandbreite gering* eine Lernrate sowie eine Reduktion der CAPEX unterstellt. Hinzu kommen geringere Energiepreise für Strom und Wärme (hierzu genauer bei Abbildung 29). Für den Pipelinetransport reduzieren sich sowohl CAPEX als auch OPEX. Für den restlichen Transport via Zug und im Ausland führen zwei Faktoren zu geringeren Kosten: Zum einen reduzieren sich in *Bandbreite gering* die CAPEX für den Zugtransport. Das wirkt sich 2029/30 und 2044 dämpfend auf die Kosten aus. Zum anderen führt der geringere Strompreis und andere niedrigere OPEX für

den Zug und ausländischen Transport zu geringeren Kosten. Für die Speicherung werden ebenfalls geringere CAPEX und OPEX angenommen, was kostendämpfend wirkt. (vgl. Kapitel 3.5).

Die Anteile der Kosten (vgl. Abb. 26) haben sich auch hier nur marginal verändert: Abscheidung und Pipelinetransport im Inland machen weiterhin die grössten Anteile aus; restlicher Transport und Speicherung nur einen geringen. Leichte Kostenverschiebungen sind bei allen Prozessschritten zu erkennen. Abscheidung und Pipelinetransport machen jeweils einen Prozentpunkt mehr aus, restlicher Transport und Speicherung jeweils einen Prozentpunkt weniger.

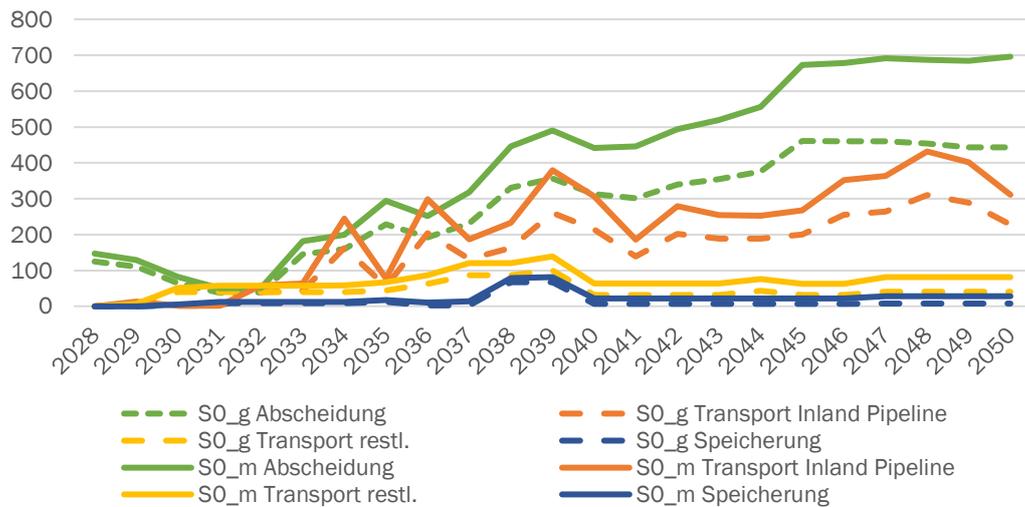


Abbildung 25: Vergleich Kosten Szenario 0 gering mittel nach Prozessschritt in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050

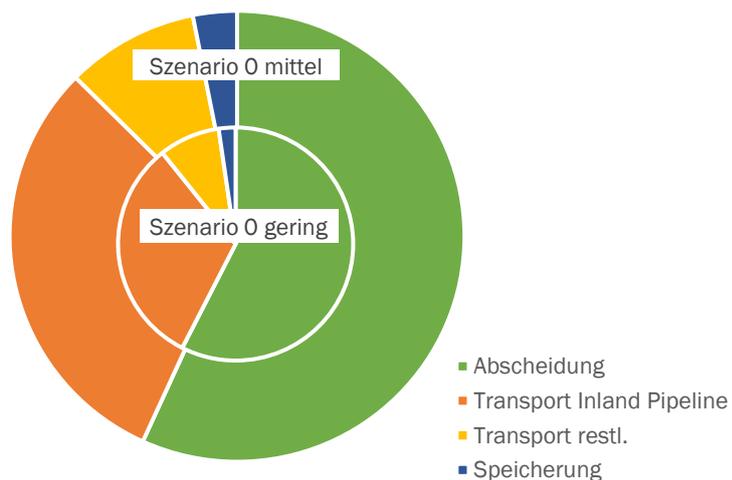


Abbildung 26: Vergleich Kosten Szenario 0 gering und mittel nach Prozessschritt in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050

Die Kosten im In- und Ausland sind gesunken, wie in Abbildung 27 zu erkennen ist. Im Ausland sinken die Kosten für ausländischen Transport und die Offshore Speicherung. Im Inland sinken die Abscheidungskosten, Kosten für den Pipelinetransport (inkl. Kompressoren), den Zugtransport und die inländische Speicherung. Dabei sind die Kosten im Inland stärker zurückgegangen als im Ausland (vgl. Abb. 28), was daran liegt, dass die inländischen Prozessschritte den grösseren Kostenanteil ausmachen und damit in diesem Bereich grössere Effekte der Kostenreduktion zu erkennen sind.



Abbildung 27: Vergleich Kosten Szenario 0 gering und mittel nach Ort in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050

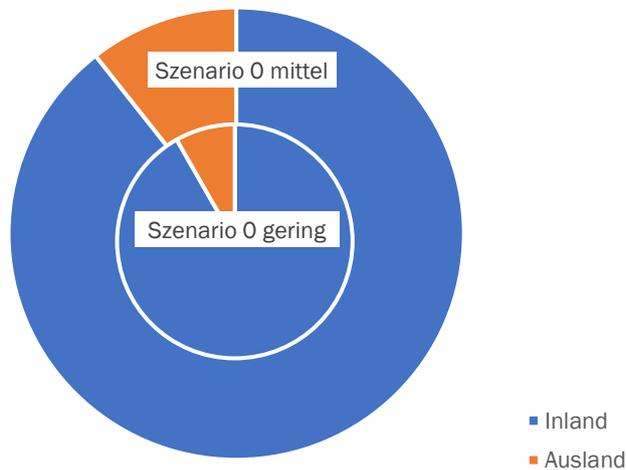


Abbildung 28: Vergleich Kosten Szenario 0 gering und mittel nach Ort in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050

Betrachtet man die Kosten nach ihrer Art (vgl. Abb. 29), dann wird deutlich, dass sich die Kostenreduktionen bei den OPEX stärker bemerkbar machen als bei den CAPEX. CAPEX können, wie oben beschrieben, stark verringert werden. Geringere OPEX setzen

sich zusammen aus geringeren fixen OPEX (siehe oben) und einer Reduktion der Energiepreise um -50%, welche aufgrund des hohen Energiebedarfs einen grossen Einfluss auf die Kosten haben.

Diese Erkenntnis bestätigt sich auch mit Blick auf die Kostenstruktur. Abbildung 30 zeigt die Verteilung der Kosten zwischen CAPEX und OPEX. Während CAPEX in *Bandbreite mittel* 31 % der Kosten ausmachen, sind es in *Bandbreite gering* 33 %.

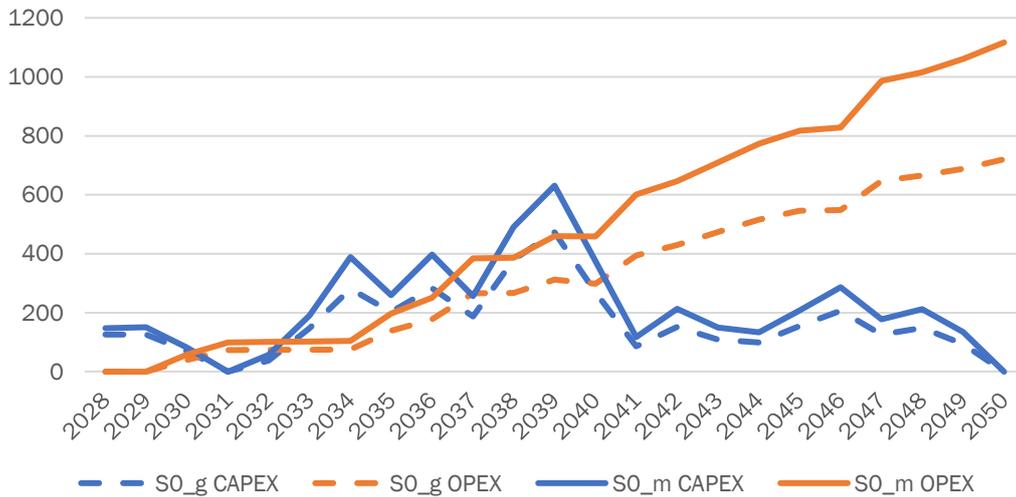


Abbildung 29: Vergleich Kosten Szenario 0 gering mittel nach Art in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050



Abbildung 30: Vergleich Kosten Szenario 0 gering und mittel nach Art in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050

Der Vergleich mit *Bandbreite gering* zeigt, dass die Kosten im veranschlagten «Best Case» um 31 % niedriger sein könnten. Hierbei werden Kosten insb. bei den OPEX eingespart. Weil diese zu einem Grossteil im Ausland anfallen, reduziert sich auch der

Anteil der ausländischen Kosten. Die Vermeidungskosten²⁸ belaufen sich in *Bandbreite gering* auf 122 CHF pro Tonne CO₂, was 32% unter die Vermeidungskosten in Bandbreite mittel liegt.

4.5 Szenarien: Veränderte Annahmen bezüglich zentraler Einflussfaktoren

In den folgenden Kapiteln wird anhand von Szenarien analysiert, wie sich die Variation einzelner oder mehrerer zentraler Annahmen auf die Gesamtkosten auswirkt. Dies vor allem, um die Bedeutung wichtiger Kostenfaktoren zu identifizieren und die Grössenordnung potenzieller Stellschrauben bei den Investitionsentscheidungen aufzuzeigen.

4.5.1 Szenario 1: Ausländische Speicherung

Im *Szenario 1* wird betrachtet, wie sich die Kosten verhalten, wenn die Speicherung des CO₂ einzig im Ausland erfolgt. In diesem Szenario findet keine Veränderung des Hochlaufpfades für die Anlagen sowie Pipelines und Kompressoren statt.

Die Annahme, dass die Speicherung nur im Ausland stattfindet, hat Einfluss auf den Transport ins Ausland. Die ausländischen Kosten werden entsprechend der höheren Transport- und Speichermengen angepasst. Bei den Transportmitteln für den ausländischen Transport entstehen keine Veränderungen. Ab 2040 erfolgt der Transport ins Ausland weiterhin per Pipelineanschluss, in den Jahren davor per Schiff.

	Einheit	Gesamtkosten	Ab-scheidung	Trans- port In- land Pipe- line	Trans- port restl.	Spei- che- rung	CAPEX	Aus- land	kum. CO ₂ - Emissio- nen (in Tsd. t CO ₂)	Vermei- dungskos- ten (pro t CO ₂)*
Szena- rio 1	absolut (Mio. CHF)	16 774	9 211	4 966	2 112	485	4 929	2 467	75 481	187
	Anteil (%)	100%	55%	30%	13%	3%	29%	15%		
Basis- szena- rio (0, mittel)	absolut (Mio. CHF)	16 307	9 211	4 966	1 603	527	5 057	1 812	75 481	180
	Anteil (%)	100%	56%	30%	10%	3%	31%	11%		
Diffe- renz	absolut (Mio. CHF)	467	0	0	509	-42	-128	656	0	7
	prozen- tual (%)	3%	0%	0%	32%	-8%	-3%	36%	0%	4%

Tabelle 18: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 1

Gemäss den Annahmen für *Szenario 1* verändern sich die Kosten nur in zwei Prozessschritten: Beim restlichen Transport und der Speicherung. Innerhalb des restlichen Transports ist der inländische Transport per Zug gleichbleibend, jedoch steigen aufgrund der höheren Mengen CO₂, die zur Offshore Speicherstätte transportiert werden müssen, die Transportkosten im Ausland. Die Kosten für die Speicherung sind 2038

²⁸ Die Berechnung der Vermeidungskosten wird in Kapitel 4.4 genauer beschrieben.

und 2039 deutlich geringer als im *Basisszenario*, da die Kosten für die Errichtung inländischer Speicherstätten wegfallen. Ab 2041 sind die Kosten allerdings höher als im *Basisszenario*, da die OPEX für die ausländische Speicherung höhere Kosten verursachen als die Mischform im *Basisszenario*.

Die Kostenstruktur verändert sich aufgrund des Anstiegs in den zwei Prozessschritten zu folgender Aufteilung (vgl. Abb. 32): Die Abscheidung macht nach wie vor mehr als die Hälfte (55%) der Gesamtkosten aus, im *Basisszenario* war der Anteil mit 56 % noch leicht höher. Der Pipelinetransport bleibt konstant bei knapp einem Drittel der Kosten (30%). Der restliche Transport macht nun 13 % der Kosten aus, was drei Prozentpunkte höher ist als im *Basisszenario*. Die Speicherung wird zwar höhere, im Ausland anfallende OPEX haben, gleichzeitig aber geringere CAPEX, da die Errichtung von Anlagen zur Speicherung im Inland entfällt. Dies hebt sich – zumindest in einer Betrachtung bis ins Jahr 2050 – weitgehend auf, sodass der Anteil mit 3 % der Gesamtkosten konstant bleibt.

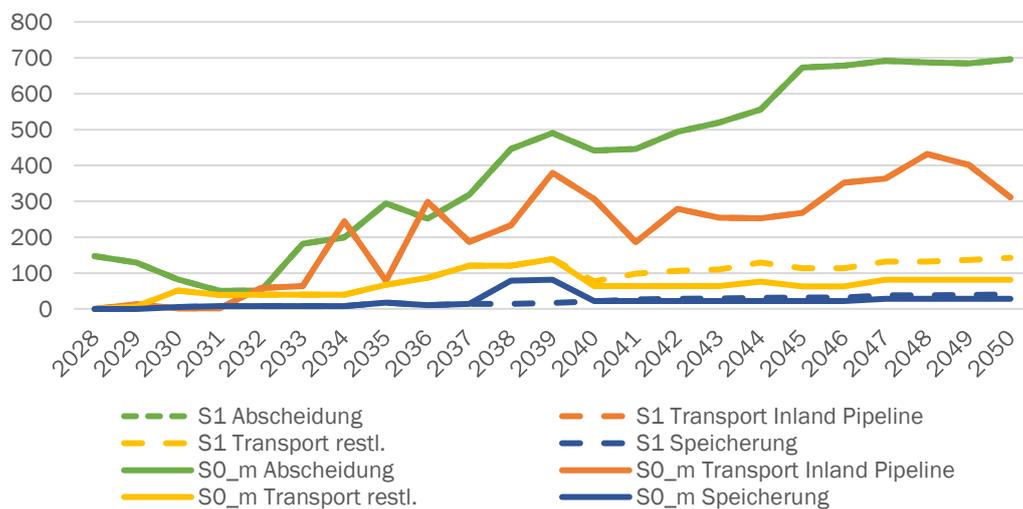


Abbildung 31: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 1 nach Prozessschritt in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050

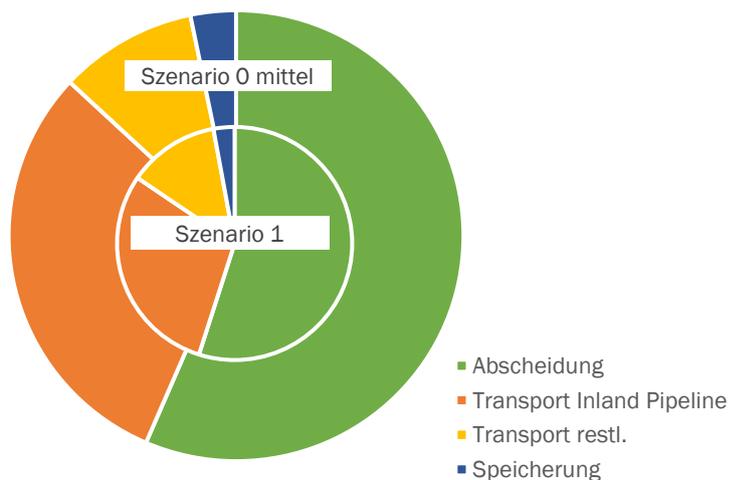


Abbildung 32: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 1 nach Prozessschritt in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050

In *Szenario 1* entstehen weniger Kosten im Inland als im *Basisszenario* (85% in *Szenario 1*, 89% im *Basisszenario*). Das ist in *Abbildung 33* insbesondere 2038/39 zu erkennen, wenn die Kosten für die Errichtung der inländischen Speicherstätte wegfallen. In den Folgejahren fallen keine OPEX für die Speicherung im Inland an, weshalb die Kosten auch langfristig etwas tiefer sind.

Hingegen sind die Kosten im Ausland ab 2040 in *Szenario 1* höher: Ab diesem Zeitpunkt wäre im *Basisszenario* die inländische Speicherung vorgesehen, weshalb die höheren CO₂-Mengen zu Mehrkosten im Ausland führen. Diese setzen sich wie oben beschrieben zusammen aus Kosten für den Transport und die Speicherung (beide in Abhängigkeit von der Menge CO₂).



Abbildung 33: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 1 nach Ort in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050

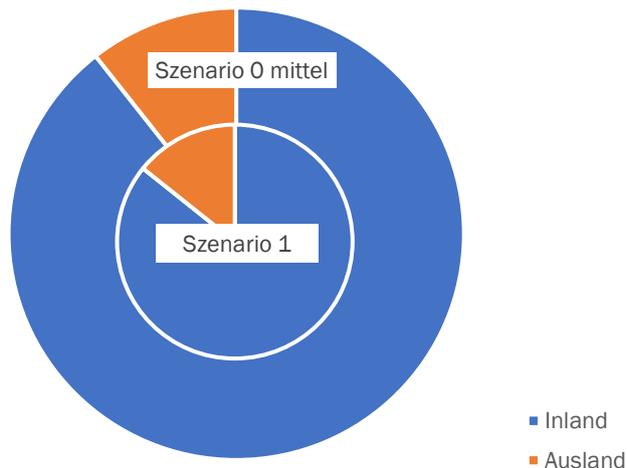


Abbildung 34: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 1 nach Ort in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050

Bei CAPEX und OPEX wirken die eben beschriebenen Mechanismen gleichermassen: Die CAPEX nehmen prozentual und absolut ab, von 31 % im *Basisszenario* auf 29 % in *Szenario 1*. Das liegt in den eingesparten Erstellungskosten für die in *Szenario 1* nicht benötigte inländische Speicherstätte begründet. Hingegen nehmen die OPEX ab 2040 zu, was an höheren Transportkosten ins Ausland und höheren Speicherkosten liegt.

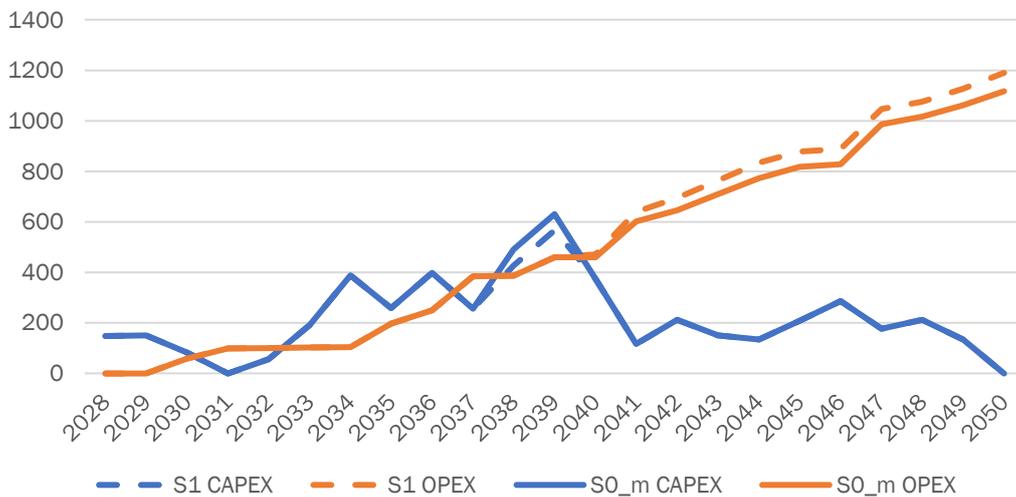


Abbildung 35: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 1 nach Art in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050

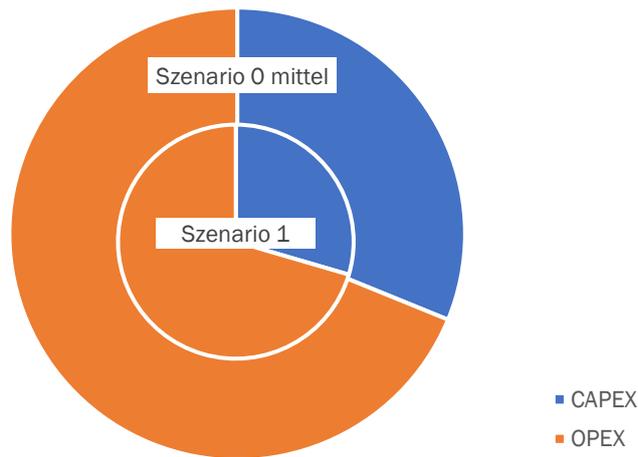


Abbildung 36: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 1 nach Art in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050

Das Szenario zeigt auf, dass die Speicherung nicht der entscheidende Kostentreiber für die Gesamtkosten von CCS ist. Die Speicherung im Ausland führt zu einer Steigerung der Gesamtkosten um 3 %. Die Vermeidungskosten²⁹ unterscheiden sich mit 4% Differenz auch nur marginal: In *Szenario 2* belaufen sich die Kosten pro vermiedener Tonne CO₂ auf 187 CHF, im *Basisszenario* auf 180 CHF. Grundlage ist hier die Verfügbarkeit von Speicherkapazität in der Nordsee, sowie der Anschluss an die deutsche Pipeline ab 2040.

4.5.2 Szenario 2: Inländische Speicherung

Im *Szenario 2* wird betrachtet, wie sich die Kosten verhalten, wenn im Endausbau die Speicherung des CO₂ einzig im Inland erfolgt. In diesem Szenario erfolgt keine Veränderung des Hochlaufpfades für die Anlagen sowie Pipelines und Kompressoren.

Die Anpassung der Speicherung hat Einfluss auf den Transport ins Ausland. Für das Szenario gilt weiterhin die Annahme, dass die Speicherung im Inland ab 2040 möglich ist. Der Transport ins Ausland entfällt komplett ab 2045, wenn annahmegemäss ausreichende Kapazitäten für die vollständige Speicherung im Inland zur Verfügung stehen. In der Periode 2040 bis 2045 gibt es eine Zwischenzeit, in der die transportierten Mengen ins Ausland sinken und die Speicherung in der Schweiz hochskaliert wird.

Die ausländischen Kosten werden im Zeitraum von 2040 bis 2045 entsprechend der veränderten Transportmengen angepasst. Bei den Transportmitteln für den ausländischen Transport gibt es Veränderungen: Im Jahr 2040 erfolgt kein Wechsel auf Pipeline als Transportmittel für den Abschnitt Basel – Rotterdam. Der Transport erfolgt bis 2045 weiterhin per Binnenschiff, da ein Anschluss an das deutsche Pipelinetz wegen der geringen Nutzungsdauer nicht wirtschaftlich wäre.

²⁹ Abweichende Berechnungsgrundlage: Siehe hierfür Methodik in Kapitel 4.4.

	Einheit	Gesamtkosten	Abscheidung	Transport Inland Pipeline	Transport restl.	Speicherung	CAPEX	Ausland	kum. CO ₂ -Emissionen (in Tsd. t CO ₂)	Vermeidungskosten (pro t CO ₂)*
Szenario 2	absolut (Mio. CHF)	15 857	9 211	4 966	1 261	419	5 092	1 307	75 481	174
	Anteil (%)	100%	58%	31%	8%	3%	32%	8%		
Basis-szenario (0, mittel)	absolut (Mio. CHF)	16 307	9 211	4 966	1 603	527	5 057	1 812	75 481	180
	Anteil (%)	100%	56%	30%	10%	3%	31%	11%		
Differenz	absolut (Mio. CHF)	-449	0	0	-341	-108	35	-504	0	-6
	prozentual (%)	-3%	0%	0%	-21%	-21%	1%	-28%	0%	-3%

Tabelle 19: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 2

Durch die in *Szenario 2* veränderten Variablen entstehen Kostenunterschiede in zwei CCS-Prozessschritten: dem restlichen Transport und der Speicherung (vgl. Abb. 39). Die beiden anderen Prozessschritte bleiben unverändert. Beim Transport entstehen in der Periode von 2040 bis 2042 höhere Kosten, da in dieser Übergangszeit weiterhin CO₂ ins Ausland transportiert wird, allerdings nicht über die kostengünstigere Pipeline, sondern weiterhin per Binnenschiff für den Abschnitt Basel – Rotterdam. Nach 2042 sinken die Kosten für den Transport sukzessive, bis 2045 kein CO₂ mehr ins Ausland transportiert wird und die ausländischen Transportkosten auf 0 sinken. Für die Speicherung sind in *Szenario 2* höhere Erschliessungskosten veranschlagt, da eine deutlich grössere Menge CO₂ Onshore gespeichert werden muss. Diesen Effekt sieht man in den Jahren 2038/39. In den nachfolgenden Jahren sind die Speicherkosten geringer als im *Basis-szenario*, da die inländische Speicherung geringere OPEX verursacht als die ausländische Speicherung. Dies wird verstärkt durch Skaleneffekte, aufgrund der grösseren Speichermengen in der Schweiz.

Die Kostenstruktur (vgl. Abb. 40) verändert sich an drei Stellen marginal: In *Szenario 2* macht die Abscheidung 58 % der Kosten aus (56% in *Basis-szenario*). Der Pipelinetransport verursacht 31 % der Kosten (30% im *Basis-szenario*) und der Kostenanteil für den restlichen Transport ist um zwei Prozentpunkte gesunken (8% in *Szenario 2*, 10% im *Basis-szenario*).

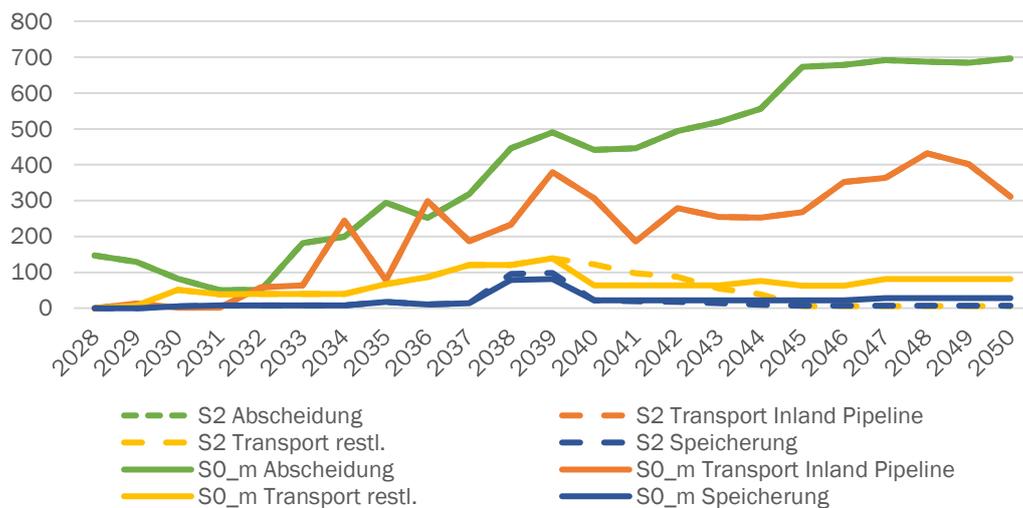


Abbildung 37: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 2 nach Prozessschritt in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050

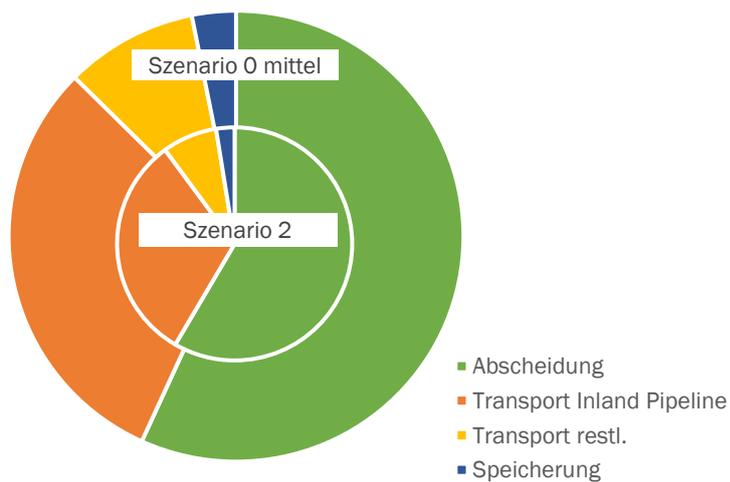


Abbildung 38: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 2 mittel nach Prozessschritt in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050

Im Vergleich von In- und Ausland (vgl. Abb. 39 und 40) zeigen sich die eben beschriebenen Effekte: Im Inland entstehen 2038/39 höhere Kosten für die Errichtung der Speicherstätte. Im Ausland fallen in der Übergangsphase von 2040 bis 2042 höhere Kosten für den ausländischen Transport an, da nicht wie im *Basisszenario* per Pipeline, sondern weiterhin per Binnenschiff transportiert wird. Anschliessend sinken die Kosten aufgrund abnehmender Mengen CO₂. 2045 erfolgt die gesamte Speicherung im Inland, weshalb keine Kosten im Ausland mehr anfallen. Insgesamt nehmen die Kosten im Ausland ab, daher ist der Anteil ausländischer Kosten in *Szenario 2* mit 8 % geringer als im *Basisszenario* (11%).

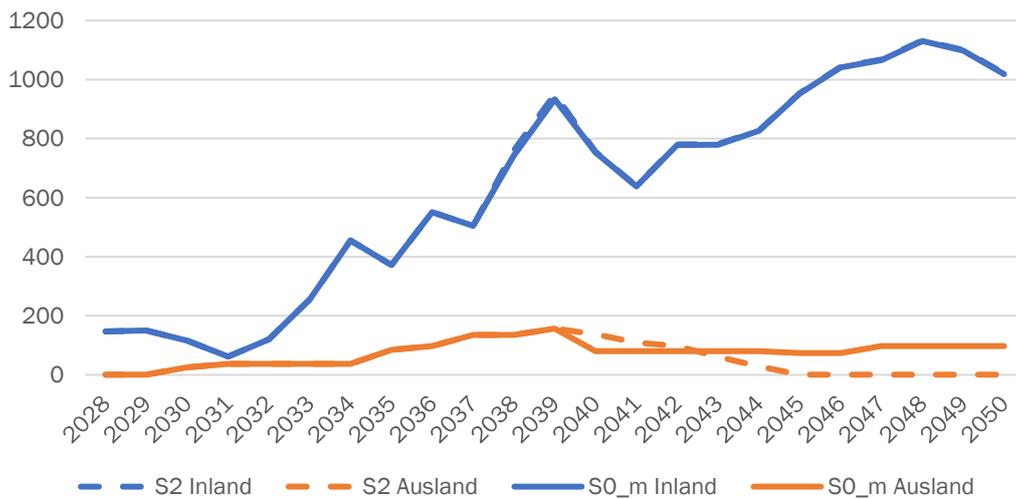


Abbildung 39: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 2 nach Ort in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050

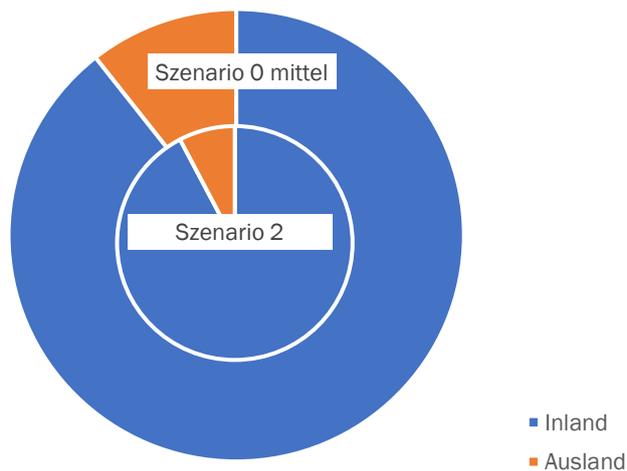


Abbildung 40: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 2 nach Ort in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050

Von den Veränderungen gegenüber dem *Basisszenario* sind sowohl CAPEX als auch OPEX betroffen. Die CAPEX steigen leicht an, durch die bereits genannten höheren Kosten bei der Errichtung 2038/39. OPEX steigen im Zeitraum von 2040 bis 2042 aufgrund des ausländischen Transports zeitweise an, sinken dann aber wieder, wenn der ausländische Transport reduziert wird resp. wegfällt.

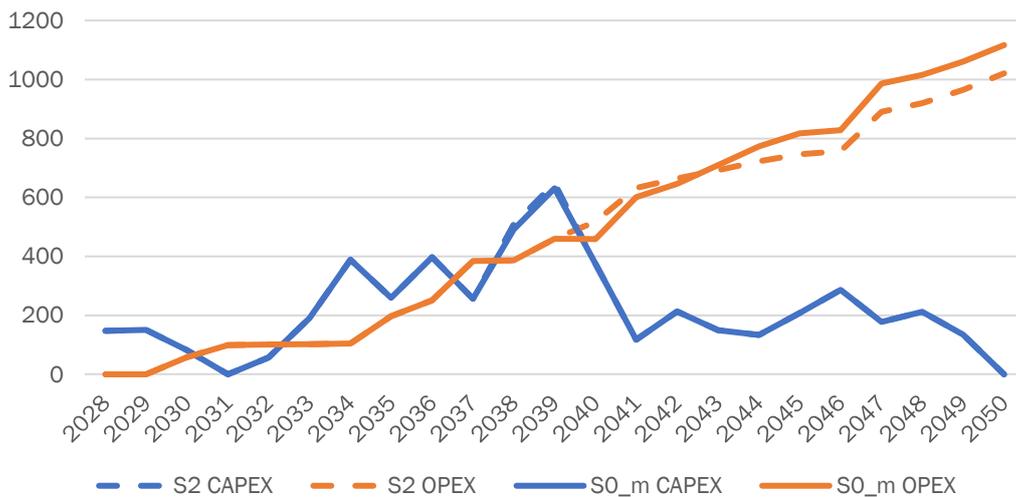


Abbildung 41: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 2 nach Art in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050

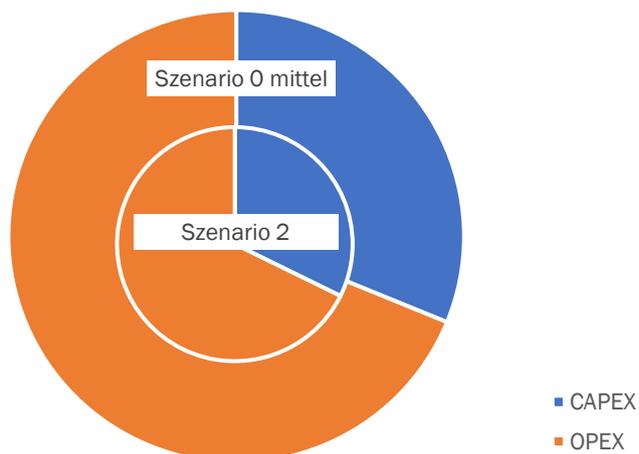


Abbildung 42: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 2 Art in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050

Das Szenario 2 zeigt, ähnlich wie Szenario 1, dass die Speicherung nur einen kleinen Anteil der Gesamtkosten ausmacht und damit kein entscheidender Kostentreiber ist. Bei einer ausschliesslichen Speicherung im Inland fallen weniger Kosten als bei der Mischform an. Die Vermeidungskosten³⁰ werden um 3 % reduziert und fallen von 180 CHF im Basisszenario auf 174 CHF in Szenario 2. Voraussetzung ist, dass in der Schweiz geeignete Speicherstätten erschlossen werden können.

³⁰ Abweichende Berechnungsmethode: Siehe Methodik in Kapitel 4.4.

4.5.3 Szenario 3: Verzögerter Ausbau Pipeline

Im Szenario 3 wird von Verzögerungen im politischen Prozess und in der Planungs- und Finanzierungsphase ausgegangen, die dazu führen, dass der Zugang zu einer Pipelineinfrastruktur im Inland erst ab 2040 und ab 2045 im Ausland gewährleistet ist.

Im Modell wird dies über einen veränderten Hochlaufplan für die Pipeline berücksichtigt. Der Abscheidepfad für die Anlagen bleibt unverändert zum *Basisszenario*. Die Verzögerung bezieht sich sowohl auf den Pipelinebau in der Schweiz wie auch im Ausland. Grundlegend wird der Pipelinebau um 5 Jahre verzögert. Der Beginn des ersten Bauabschnittes ist somit im Jahr 2037. Der geänderte Hochlaufplan kann dem Anhang entnommen werden. In der Zwischenzeit erfolgt der Transport des CO₂ per Zug als Batch-Transport.

Dies führt dazu, dass für die Zwischenzeit an den Abscheideanlagen Verflüssigungsanlagen errichtet werden müssen. Da Kompressoren als Vorstufe für die Verflüssigung benötigt werden und davon ausgegangen wird, dass die Planung für die Pipeline bekannt ist und berücksichtigt wird, werden bereits zu diesem Zeitpunkt die später für den Pipelinetransport benötigten Kompressoren bei den Abscheideanlagen gebaut. Die Kosten für die Kompressoren sind hierbei der Kostenart «Pipeline» zugeordnet, da sie später auch für den Transport via Pipeline verwendet werden.³¹ Ebenfalls müssen Zwischenspeicher und Terminals für die Entladung und Beladung gebaut werden. Dabei gilt die grundlegende Annahme, dass ein Anschluss per Zug möglich ist.³² Darüber hinaus gilt die Annahme, dass erst ab 2045 der Transport ins Ausland per Pipeline erfolgt. Bis 2044 wird das CO₂ per Schiff transportiert.

³¹ Dies betrifft die Investitionskosten der Kompressoren (CAPEX), aber auch die den Kompressoren zugeordneten Betriebskosten (OPEX), auch für die Zeiten, in denen diese ausschliesslich oder teilweise dem Zugtransport dienen.

³² Dem ist eine kurze Überprüfung über digitale Karten vorausgegangen. Bei der Überprüfung wurde untersucht, ob eine Anbindung ans Schienennetz in Anlagennähe möglich ist. Die kurze Untersuchung hat gezeigt, dass zumindest eine Schienenanbindung in Nähe der Anlagen vorliegt. Daraus erfolgt die Ableitung der Annahme, dass der Transport per Zug an allen Anlagen möglich ist.

	Einheit	Gesamtkosten	Ab-scheidung	Trans- port In- land Pipeline	Trans- port restl.	Spei- che- rung	CAPEX	Ausland	kum. CO ₂ - Emissi- onen (in Tsd. t CO ₂)	Vermei- dungs- kosten (pro t CO ₂)*
Szena- rio 3	ab- solut (Mio. CHF)	17 120	9 211	4 936	2 446	527	5 178	2 201	75 481	196
	An- teil (%)	100%	54%	29%	14%	3%	30%	13%		
Basis- szena- rio (0, mittel)	ab- solut (Mio. CHF)	16 307	9 211	4 966	1 603	527	5 057	1 812	75 481	180
	An- teil (%)	100%	56%	30%	10%	3%	31%	11%		
Diffe- renz	ab- solut (Mio. CHF)	813	0	-30	843	0	121	390	0	16
	pro- zen- tual (%)	5%	0%	-1%	53%	0%	2%	22%	0%	9%

Tabelle 20: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 3

Durch den verzögerten Pipelineausbau verändern sich die Kosten für beide transportrelevanten Prozessschritte: den Pipelinetransport (Inland) und den restlichen Transport (inkl. Zugtransport im Inland und Pipelinetransport im Ausland). Für den inländischen Pipelinetransport entstehen 2029 Kosten für die Inbetriebnahme der ersten Kompressoren. Die Errichtung der eigentlichen Pipeline beginnt 2037, also 5 Jahre nach dem im *Basisszenario* geplanten Baubeginn im Jahr 2032. Gemäss angepassten Pipelineausbauplan steigen die Kosten für diesen bis 2040 und nochmals im Jahr 2042 stark an, was auf hohe CAPEX in einzelnen Jahren zurückzuführen ist (Nachhol-effekte im Vergleich zum Basisszenario). Ab 2046 entsprechen die Kosten für den Pipelineausbau wieder denen des *Basisszenarios*.

Der restliche Transport ist von zwei Faktoren betroffen, der Verzögerung im Inland und im Ausland: Zum einen wird von 2035 bis 2039, aber auch in der Übergangsphase von 2040 bis 2045, in dem der Anlagenanschluss an die Pipeline schrittweise erfolgt, im Inland CO₂ per Zug als Batch-Transport transportiert, welches im Basisszenario bereits per Pipeline transportiert wird. Das erfordert, wie oben genannt, Zusatzinvestitionen in Verflüssigungsanlagen, Zwischenspeicher und Terminals, wodurch die Kosten zwischen 2035 – 2040 höher sind als im *Basisszenario*. 2040 bis 2045 entstehen noch Betriebskosten für den Zugtransport, die im *Basisszenario* ab 2040 nicht anfallen würden. Zum anderen hat der ausländische Transport 2040 bis 2045 höhere Kosten, da auch im Ausland bis 2045 nicht per Pipeline transportiert werden kann und der teurere Schiffstransport genutzt werden muss.

Die Kostenstruktur verschiebt sich damit: Der Pipelinetransport (Inland) verursacht weniger Kosten in Höhe von 30 Mio. im Vergleich mit dem Basisszenario. Das dieser Kostenrückgang nicht grösser ausfällt, liegt daran, dass trotz dem späteren Pipelinebau

selbst die Kompressoren nach dem gleichen Plan wie im Basisszenario erstellt werden und auch bereits entsprechende Betriebskosten verursachen. Der Pipelinetransport (Inland) stellt damit im *Szenario 3* einen Kostenanteil von 29 % dar. Der restliche Transport wird erheblich teurer (+843 Mio.) und macht somit 14 % (10% im *Basisszenario*) der Kosten aus (vgl. Abb. 44).

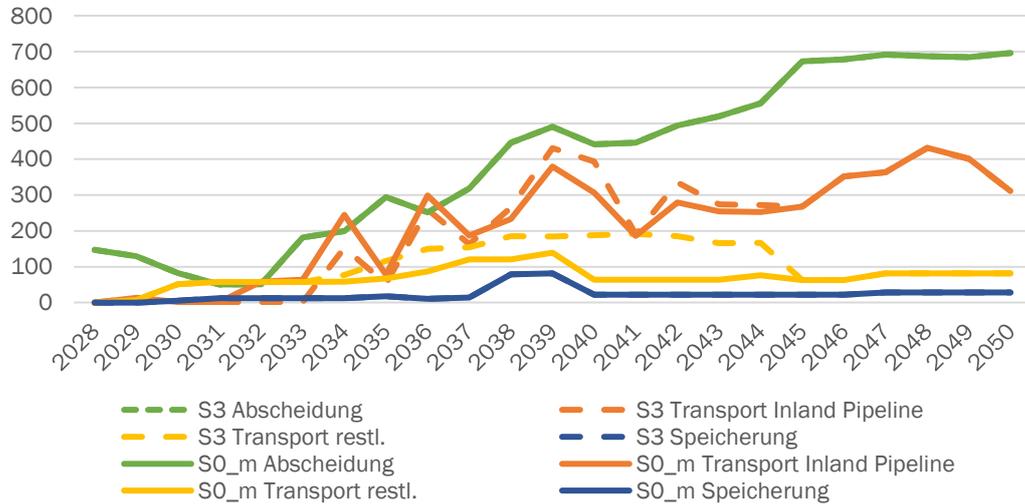


Abbildung 43: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 3 nach Prozessschritt in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050

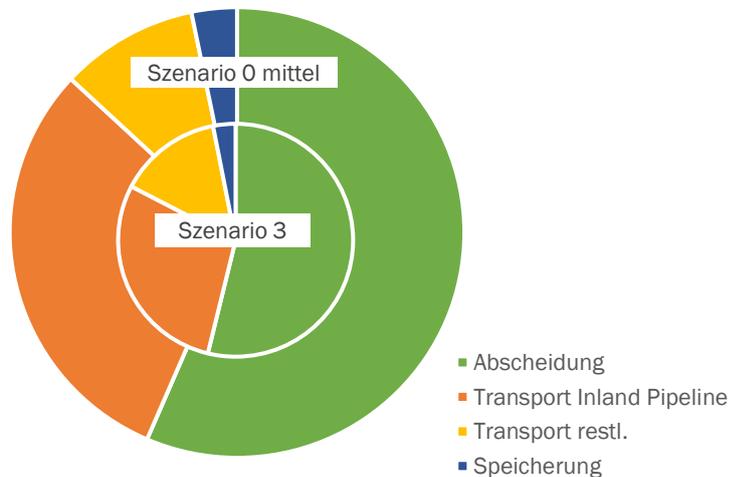


Abbildung 44: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 3 mittel nach Prozessschritt in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050

Im Inland sind die Kosten in dem Zeitraum bis 2035 niedriger als im *Basisszenario*. Die Investitionskosten für die Pipeline selbst fallen in dieser Zeit weg und der Zugtransport, der als Alternative eingesetzt wird, ist trotz nötiger Investitionen, Kompressoren und Verflüssigungsanlagen kurzfristig günstiger. Ab 2035 steigen die Kosten über das Niveau der Kosten im *Basisszenario*, weil in *Szenario 3* auch hier bereits in Kompressoren investiert wird und die insgesamt höheren Betriebskosten für den Zugtransport

hinzukommen. Die ausländischen Kosten bleiben bis 2039 konstant (im Vergleich zum Basisszenario). Ab 2040, wenn im *Basisszenario* der Anschluss zur deutschen Pipeline fertiggestellt wäre, wird in *Szenario 3* für den Zeitraum von 2040 bis 2045 weiterhin auf Binnenschifffahrt ausgewichen. Die Kosten dafür sind höher. Insgesamt nehmen die inländischen Kosten um 423 Mio. CHF und die ausländischen Kosten um 390 Mio. CHF zu (vgl. Abb. 46).



Abbildung 45: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 3 nach Ort in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050

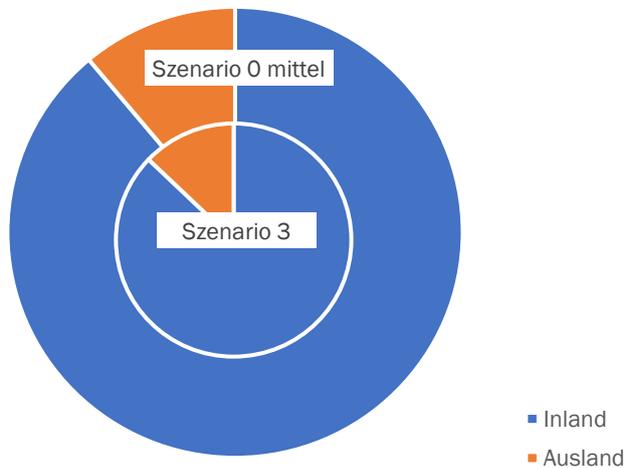


Abbildung 46: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 3 nach Ort in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050

Bei der Verteilung zwischen den Kostenarten gibt es in diesem Szenario sowohl bei CAPEX als auch OPEX Veränderungen: Die anfallenden CAPEX sind in *Szenario 3* bis 2035 geringer als im *Basisszenario*. Hingegen sind die CAPEX ab 2038 höher, was auf die oben genannten Nachholeffekte zurückzuführen ist. Insgesamt steigen die CAPEX

um 121 Mio. CHF. Die Differenz ergibt sich aus Investitionen für Verflüssigungsanlagen, Zwischenspeicher und Terminals für den Zugtransport bis 2045, während sich die Investitionen in den Pipelinebau nur verschieben, aber insgesamt gleichbleiben. OPEX sind bis 2034 gleichbleibend, ab 2035 aber höher als im *Basisszenario*, da in diesem Zeitraum höhere OPEX für den Zugtransport (insb. Be- und Entladung) und den Schiffs-transport im Ausland entstehen, welche die Einsparungen der Pipeline-OPEX bei weitem übersteigen. Mit der vollständigen Fertigstellung der Schweizerischen Pipeline im Jahr 2045 und der gleichzeitigen Verfügbarkeit der deutschen Pipeline reduzieren sich die OPEX wieder das Niveau des *Basisszenarios*.

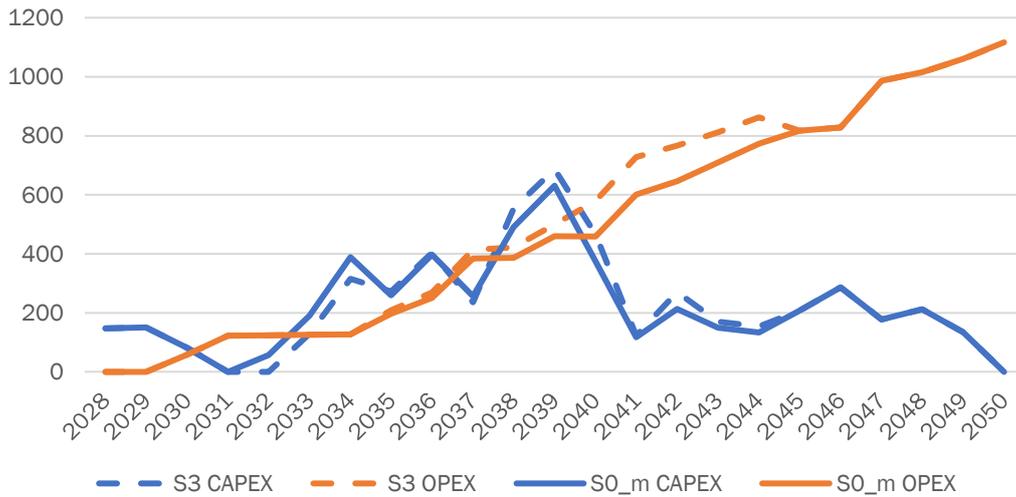


Abbildung 47: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 3 nach Art in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050

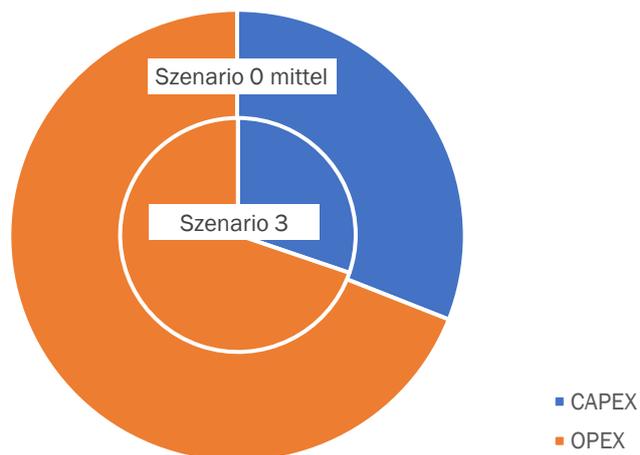


Abbildung 48: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 3 Art in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050

Die zusätzlichen Kosten für den verzögerten Pipelineausbau betragen insgesamt 813 Mio. CHF. Die Vermeidungskosten³³ liegen bei 196 CHF pro vermiedener Tonne CO₂ und somit 9% höher als im Basisszenario. Es wird gezeigt, dass mit dem verzögerten Pipelineausbau sowohl inländische als auch ausländische Kosten zunehmen. Der Pipelineanschluss über Deutschland führt zu deutlich geringeren Kosten für den Transport ins Ausland. Auch innerhalb der Schweiz fallen die Betriebskosten beim Pipelinetransport tiefer aus als mit dem Zugtransport. Im Inland zeigt sich aber auch, dass die Stranded Assets für den vorübergehenden Batch-Transport per Zug relativ gering ausfallen (vgl. hierzu auch Exkurs).³⁴ OPEX (inkl. Energiekosten) stellen den Hauptkostenanteil für Verflüssigung, Transport und Be- und Entladung dar. Die benötigten Kesselwagen können weiter eingesetzt werden, hier ist auch ein Leihmodell denkbar. Fraglich bleibt jedoch, inwiefern das Schweizer Schienennetz die nötige Kapazität hätte, die hohe Anzahl an Zügen pro Tag mit dem gemeinsamen Zielort Basel zu stemmen. Dies würde eine detailliertere Betrachtung erfordern.

Exkurs: Mögliche Stranded Assets durch die zeitweise Nutzung des Zugtransports

Beim Zugtransport können Investitionen in Anlagen zur Verflüssigung, Beladeterminals sowie Schienenanbindungen zu Stranded Assets («Verlorene Vermögenswerte») führen. Innerhalb der Arbeit gilt die Annahme, dass die Schienenanbindung gegeben ist und keine zusätzlichen Kosten für die Anbindung berechnet werden.

Die Schienenanbindung von Standorten mit Abscheideanlagen, soweit noch nicht vorhanden, inklusive möglicherweise erforderlicher Elektrifizierung ist mit hohen Kosten verbunden und kann entsprechend zu Stranded Assets führen. Aufgrund der Heterogenität der Standorte werden die möglichen Kosten dafür nicht quantifiziert.

Für die Errichtung von Beladeterminals sowie Verflüssigungsanlagen (ggf. können diese Anlage später weiterverwendet werden) entstehen ebenfalls Kapitalkosten. Diese sind aber im Vergleich zu den OPEX relativ gering; insbesondere bei der Verflüssigungsanlage sind die Kosten für die Energiebereitstellung dominierend. Aus diesem Grund sind die Stranded Assets hier als geringer einzuschätzen.

...

³³ Abweichende Berechnungsmethode: Siehe Methodik in Kapitel 4.4. Insbesondere führt der spätere Pipelinebau dazu, dass bei der Berechnung der Vermeidungskosten in Szenario 3 nur ein kleinerer Teil der Gesamtlebensdauer der Pipeline in den Kosten bis 2050 berücksichtigt werden muss.

³⁴ Dies liegt auch mit daran, wie dieses Szenarien definiert wurde. Die Verwendung der Kompressoren an den Abscheideanlagen sowohl als Vorstufe für die Verflüssigung wie später für den Pipelinetransport reduziert das Potenzial für Stranded Assets erheblich.

...

CO ₂ -Menge (kt)	CAPEX (Mio. €)	OPEX (Mio. €/a)	Energiebedarf (MWh/a)	Energiekosten (Mio. €/a)	Kosten – Betriebszeit 5 Jahre (Mio. €/a)	Kosten – Betriebszeit 20 Jahre (Mio. €/a)
700	41.5	7.7	49.548	4.2	20.2	14

Tabelle 21: Vergleich der jährlichen Kosten für den Zugtransport (Ausgangsjahr 2036) für verschiedene Betriebszeiten

In den Kosten wird die Beladung inkl. Terminal, die Verflüssigung sowie die Kosten für den Transport per Zug berücksichtigt.

Beim Vergleich der betrachteten Kosten zeigt sich dies ebenfalls: Werden die jährlichen Kosten für einen Nutzungszeitraum von 5 Jahren berechnet, ergeben sich Kosten von etwa 20 Mio. €/a und für einen Zeitraum von 20 Jahren (technische Lebensdauer) von 14 Mio. €/a (siehe Tabelle 1). Für die Kostenstruktur des Zugtransports sind ebenfalls die OPEX dominierend. Weiterhin können Kesselwagen sowie Loks in anderen Bereichen eingesetzt oder weiterverkauft werden, wodurch die Gefahr von Stranded Assets minimiert wird.

Insgesamt zeigt sich aus dieser qualitativen Einordnung, dass Stranded Assets insbesondere beim Neubau von Strecken entstehen können. Die weiteren Anlagenteile sind durch OPEX dominiert und führen bei längeren Projektzeiten zu relativ geringen Stranded Assets.

Zur weiteren Vermeidung von Stranded Assets bietet es sich an, Cluster zu errichten, in denen mehrere Standorte zusammen Anlagen zur Verflüssigung und zur Beladung errichten. Dies bringt verschiedene Vorteile mit sich, zum einen geringere Kosten durch höhere Auslastung der Züge. Ebenfalls entstehen Skaleneffekte, die bei den CO₂-Mengen (100 – 300 kt) an Schweizer Anlagen zu erheblichen Kosteneinsparungen führen können, etwa beim Anschluss von Pipelines sowie der Errichtung von Kompressoren (Danish Energy Agency (2021), Global CCS Institute (2021)). Dadurch können die negativen Effekte durch Stranded Assets durch die Skaleneffekten nochmals reduziert werden. Innerhalb der Arbeit ist dies nicht berücksichtigt worden.

4.5.4 Szenario 4: Interne Energiebereitstellung KVA

Im Szenario 4 wird untersucht, wie die interne Bereitstellung der Energie für den Strom- und Wärmebedarf der Abscheidungsanlage die Kosten beeinflusst. Durch die interne Energiebereitstellung verringert sich die Stromauskopplung der Anlage. Die Auskopplung der Wärme kann nach einer Studie der KVA Hagenholz beibehalten werden. Dies ist hauptsächlich auf den Einsatz von Wärmepumpen zur Erhöhung des Temperaturni-

veaus der Abwärme nach der Abscheidungsanlage zurückzuführen.³⁵ Um den Umstand der verringerten Stromauskopplung zu berücksichtigen, wird ein «Cost Penalty» von 40 % der Stromerzeugung angesetzt. Der Wert beruht auf der Machbarkeitsstudie der KVA Hagenholz. Der Anteil wird für alle KVA gleichermassen angesetzt. Eine Berücksichtigung unterschiedlicher Anteile der Auskopplung von Wärme und Strom erfolgt nicht. Dieses Vorgehen ist mit Unsicherheiten behaftet und die Kosten werden eher niedrig angesetzt.

	Einheit	Gesamtkosten	Abscheidung	Transport Inland Pipeline	Transport restl.	Speicherung	CAPEX	Ausland	kum. CO ₂ -Emissionen (in Tsd. t CO ₂)	Vermeidungskosten (pro t CO ₂)*
Szenario 4	absolut (Mio. CHF)	14 039	6 943	4 966	1 603	527	5 057	1 812	75 481	149
	Anteil (%)	100%	49%	35%	11%	4%	36%	13%		
Basis-szenario (0, mittel)	absolut (Mio. CHF)	16 307	9 211	4 966	1603	527	5 057	1 812	75 481	180
	Anteil (%)	100%	56%	30%	10%	3%	31%	11%		
Differenz	absolut (Mio. CHF)	-2 268	-2 268	0	0	0	0	0	0	-30
	prozentual (%)	-14%	-25%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	-17%

Tabelle 22: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 4

Die Anpassung, die in diesem Szenario vorgenommen wurde, beeinflusst ausschliesslich die Abscheidung. Mit Inbetriebnahme der ersten Abscheidungsanlage 2030 zeigt sich, dass die anfallenden Kosten für diesen Prozessschritt geringer sind als im *Basisszenario*. Mit der sukzessiven Inbetriebnahme weiterer Abscheidungsanlagen wird der Kostenunterschied zunehmend grösser. Der Strombedarf der KVA ist in diesem Szenario wie im Basisszenario; die Kostenunterschiede ergeben sich aus dem entfallenen Wärmebedarf der KVA. Der «Cost Penalty» führt zu höheren Kosten, da die entfallene Strombereitstellung kompensiert wird und diese höher ist als der Strombedarf der Abscheidungsanlagen im *Basisszenario*. Im Jahr 2050 verursacht die Abscheidung somit Kosten in Höhe von 482 Mio. CHF in *Szenario 4*, im *Basisszenario* sind es 696 Mio. CHF. Durch die interne Energiebereitstellung werden die Abscheidungskosten über die gesamte Periode um 25 % gesenkt. Die Kosten aller anderen Prozessschritte bleiben unverändert.

³⁵ Die Kosten für die Wärmepumpe, die zur Erhöhung des Temperaturniveaus innerhalb der KVA notwendig sind, sind nicht berücksichtigt. Bei den Kosten für Wärme (Energiekosten) wurden die Kosten für die Anlage (Erdgastherme oder Wärmepumpen) miteinbezogen.

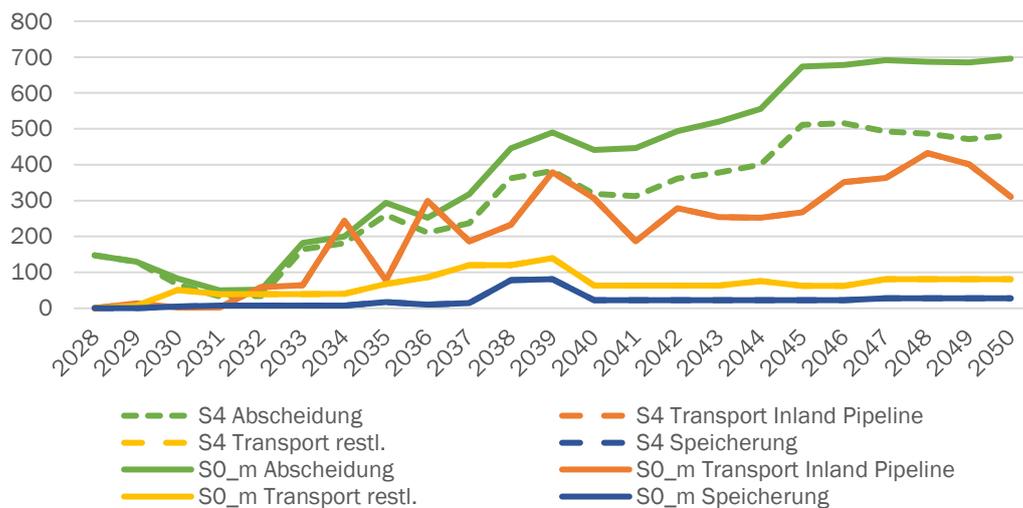


Abbildung 49: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 4 nach Prozessschritt in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050

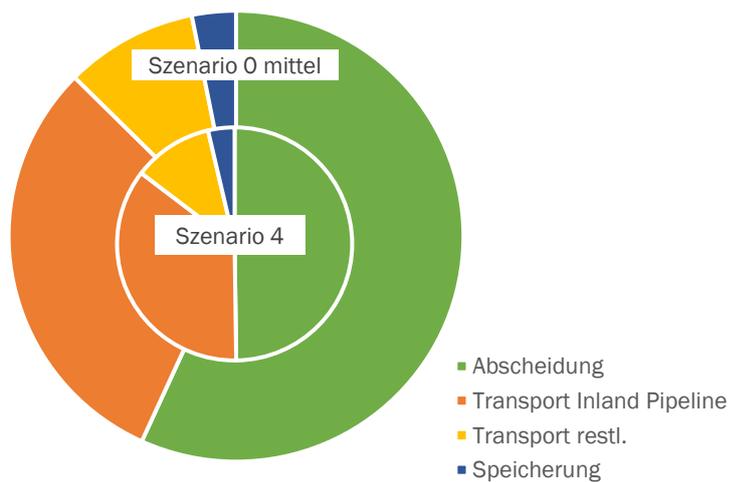


Abbildung 50: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 4 mittel nach Prozessschritt in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050

Da Abscheidekosten ausschliesslich im Inland anfallen, findet die Kostenreduktion nur bei inländischen Kosten statt. Diese Kosten werden um zwei Prozentpunkte reduziert (87% inländische Kosten; 89% im *Basisszenario*).



Abbildung 51: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 4 nach Ort in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050

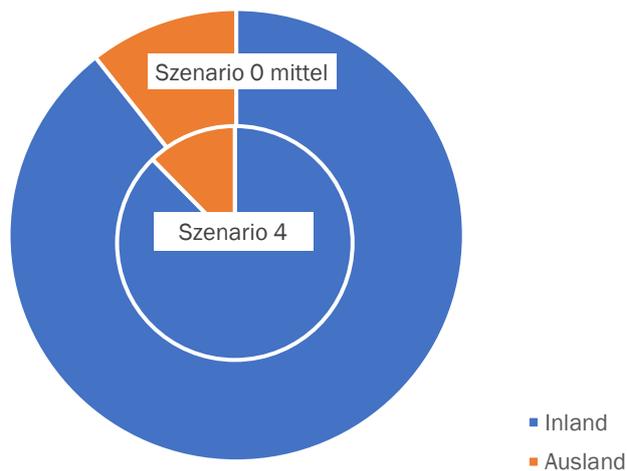


Abbildung 52: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 4 nach Ort in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050

Die interne Bereitstellung von Strom und Wärme beeinflusst die CAPEX für die Errichtung der Abscheideanlagen nicht; lediglich die OPEX variieren. Wie bereits beschrieben, werden in *Szenario 4* die OPEX für die Abscheideanlagen vermindert. Je mehr Abscheideanlagen an KVA's in Betrieb sind, desto grösser die absoluten Kosteneinsparungen durch die interne Energiebereitstellung. Somit werden die OPEX, die im *Basisszenario* mehr als zwei Drittel ausmachen, um fünf Prozentpunkte reduziert (64% in *Szenario 4*; 69% im *Basisszenario*).

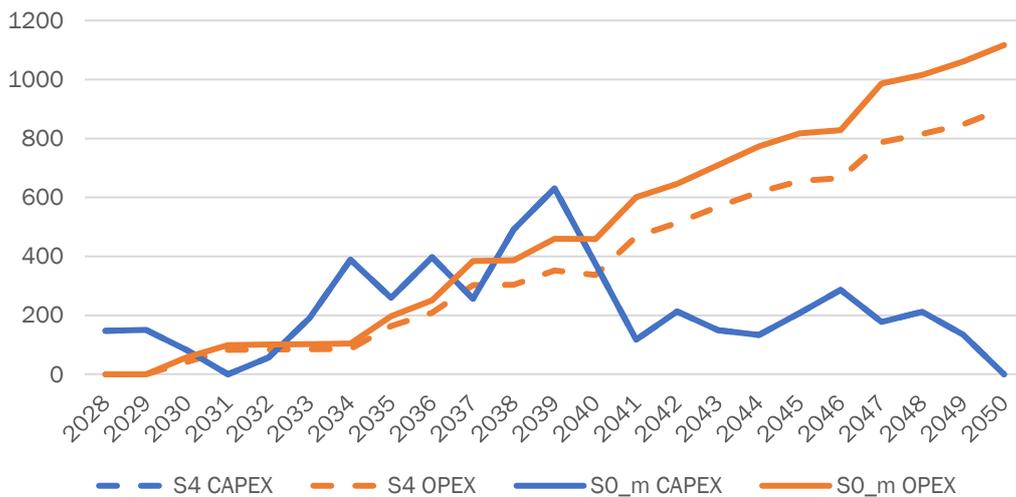


Abbildung 53: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 4 nach Art in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050

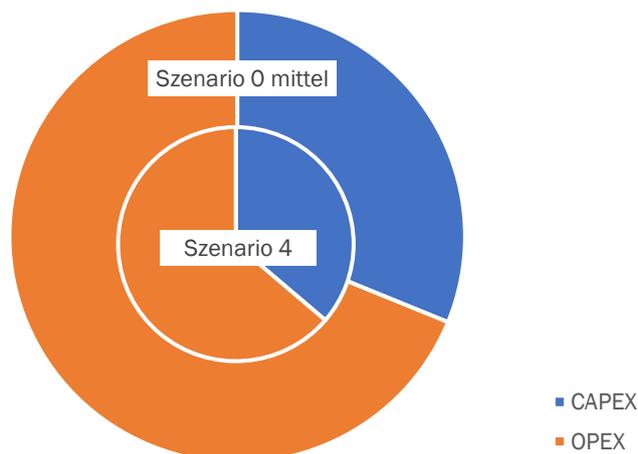


Abbildung 54: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 4 Art in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050

Die Vermeidungskosten³⁶ sind um 17 % niedriger als im *Basisszenario* und belaufen sich auf 149 CHF pro vermiedener Tonne CO₂. Das *Szenario 4* zeigt damit auf, dass die Energiekosten ein wesentlicher Treiber der Kosten für die Abscheidung ist und die Entwicklung der Energiepreise erheblichen Einfluss auf die Kosten hat. Das kann bei Fördermassnahmen berücksichtigt werden. Es zeigt ausserdem, dass die Nutzung von Abwärme hohe Potenziale bietet. Insbesondere der Einsatz von Wärmepumpen kann Energieverluste verringern, indem vorhandene Abwärme auf das Temperaturniveau von Fernwärme gebracht wird. Gleichzeitig ist darauf hinzuweisen, dass Potenziale der Abwärmenutzung von Kompressoren (Prozessschritt Pipeline) nicht berücksichtigt worden sind. Diese liegen häufig in Anlagennähe und könnten ebenfalls einen erheblichen

³⁶ Abweichende Berechnungsmethode: Siehe Methodik in Kapitel 4.4.

Beitrag leisten. Die Anlagenplanung sollte die Abwärmepotenziale mit einbeziehen, um den Energiebedarf und somit die Kosten noch weiter begrenzen zu können und die Effizienz zu steigern.

In diesem Szenario wird die Aminwäsche für die Abscheidung bei KVA's betrachtet. Bei alternativen Abscheidetechnologien ohne Wärme- und nur mit Strombedarf (Oxyfuel-Verfahren) kann die Abwärme über ORC³⁷ verwendet und umgewandelt werden.

Exkurs: Energiebedarf CCS innerhalb des Gesamtenergiebedarfs Schweiz

Nachstehend wird vorgestellt, zu welchem Energieverbrauch der Einsatz von CCS führt, wobei der Zielzustand im Jahr 2050 betrachtet wird.

Im Jahr 2050 werden im Basisszenario für die inländische CCS-Kette (Abscheidung, Kompression, Pipeline- und/oder Zugtransport) etwa 2,4 TWh Strom und 4,8 TWh Wärme benötigt. Die tatsächlichen Werte könnten sich unterscheiden, da andere Technologien zur CO₂-Abscheidung an den Anlagen (insb. Zementanlagen) eingesetzt werden könnten, die mit unterschiedlichen Energiebedarfen einhergehen. Ebenso könnten Innovationen bei Abscheideverfahren zu einem geringeren Energiebedarf führen.

Der gesamte Stromverbrauch der Schweiz nach dem Szenario ZERO Basis der Energieperspektiven 2050+ liegt im Jahr 2050 bei 76 TWh. Dies beinhaltet bereits den Energiebedarf für CO₂ Abscheidung (Strom für Kompressor nicht berücksichtigt), der in der Studie jedoch nicht getrennt ausgewiesen wird.

Bei der Betrachtung des Energiebedarfs ist wichtig zu beachten, ob Strom oder Wärme benötigt wird und auf welchem Temperaturniveau die Wärme benötigt wird. Beispielsweise können durch das Temperaturniveau bei der Aminwäsche (130 – 150 °C) effektiv Wärmepumpen eingesetzt werden, die aufgrund des Wirkungsgrades dazu führen, dass sich der Gesamtenergiebedarf reduziert. Bei einem COP von 3 wären für die Produktion von 4,8 TWh Wärme 1,6 TWh Strom notwendig. Weiterhin kann die Wärme teilweise über Abwärme gedeckt werden (z.B. aus Kompressoren oder aus den Anlagen wie in Szenario 4 beschrieben). Wird Abwärme aus der Kompression von CO₂ verwendet können bis zu 33 % der Energie (Wärme) eingespart werden, die für die Dampferzeugung bei der Aminwäsche anfällt.* Der Bedarf an erneuerbarem Strom für die Wärmeerzeugung könnte durch die Kombination der Massnahmen auf rund 1,1 TWh reduziert werden.

Anhand des Zahlenbeispiels mit der Wärmepumpe würde sich ein Strombedarf (ohne Berücksichtigung von Effizienz- und Abwärmepotenzialen) von 4 TWh ergeben, was in etwa 5 % des Strombedarfs der Schweiz im Jahr 2050 entspricht.

* Diese Information basiert auf einer Experteneinschätzung (sie ist einem Experteninterview entnommen worden, dass im Rahmen eines anderen Projektes geführt wurde).

³⁷ Organic Rankine Cycle

4.5.5 Szenario 5: Geringere CO₂-Mengen aus Zementindustrie

In *Szenario 5* wird untersucht, wie eine geringere Zementproduktion das System beeinflusst. Dafür werden zwei Änderungen vorgenommen. Zur Berücksichtigung der geringeren Nachfrage werden die CO₂-Mengen der beiden Zementwerke Juracime und Eclépens nicht mehr in die Kostenbetrachtung miteinbezogen. Die entsprechenden Kompressoren und Pipelinezubringer werden ebenfalls nicht mehr berücksichtigt. Dies führt zu einer Reduktion der CO₂-Emissionen um 570 kt CO₂.³⁸ Im Vergleich zum *Basis-szenario* wird das Zementwerk Siggenthal mit der Aminwäsche als Abscheidungs-technologie ausgerüstet und die anderen drei Zementwerke mit der Oxyfueltechnologie. Der Wechsel zur Aminwäsche führt zu geringeren CAPEX bei höheren OPEX und Energiebedarf. Die verringerten CO₂-Emissionen führen zu einer geringeren Menge an CO₂, die im Inland eingespeichert wird. Die Kosten bleiben dafür unverändert, da sie als pauschal und nicht in Abhängigkeit von der CO₂-Menge angenommen werden. Die Menge, die ins Ausland transportiert und dort gespeichert wird, bleibt konstant.

	Einheit	Gesamt-kosten	Ab-schei-dung	Trans- port In- land Pipe- line	Trans- port restl.	Spei- che- rung	CAPEX	Aus- land	kum. CO ₂ - Emis-sio- nen (in Tsd. t CO ₂)	Vermei- dungs- kosten (pro t CO ₂)*
Szena- rio 5	absolut (Mio. CHF)	16 263	9 265	4 868	1 603	527	4 749	1 812	70 650	193
	Anteil (%)	100%	57%	30%	10%	3%	29%	11%		
Basis- szena- rio (0, mittel)	absolut (Mio. CHF)	16 307	9 211	4 966	1 603	527	5 057	1 812	75 481	180
	Anteil (%)	100%	56%	30%	10%	3%	31%	11%		
Diffe- renz	absolut (Mio. CHF)	-44	54	-98	0	0	-308	0	-4 832	13
	prozen- tual (%)	0%	1%	-2%	0%	0%	-6%	0%	-7%	7%

Tabelle 23: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 5

Wie oben beschrieben wirken sich die Anpassungen in diesem Szenario auf die beiden Prozessschritte Abscheidung und Pipelinetransport aus. Das Zementwerk Siggenthal wird gemäss Hochlaufplan im Jahr 2031 in Betrieb genommen, weshalb in der Bau-phase bis 2030 geringere CAPEX durch den Wechsel zur Abscheidetechnologie Amin-wäsche anfallen. Ab 2031, mit Inbetriebnahme der Abscheideanlage sind die Kosten für diesen Prozessschritt höher als im *Basis-szenario*, aufgrund der höheren OPEX, die für diese Abscheidetechnologie nötig sind. Über den Zeitraum von 2031 bis 2038 ent-stehen Mehrkosten in Höhe von 213 Mio. CHF durch höhere OPEX. Ab 2038 sind die Kosten für die Abscheidung durch den Wegfall des Baus der Abscheideanlagen für die Zementwerke Juracime und Eclépens niedriger. Die Werke werden laut *Basis-szenario* 2041 resp. 2042 in Betrieb genommen. Durch den Wegfall dieser beiden Werke in *Szenario 5* sind nicht nur die CAPEX zwischen 2038 und 2041/42 niedriger, sondern auch die OPEX in den Folgejahren. Dieser Wegfall reduziert die Kosten deutlich und

³⁸ Die Herleitung erfolgt aus der Roadmap von Cemsuisse, die eine Reduktion des Klinkeranteils von 17 % vorsieht.

gleicht somit auch die höheren OPEX für die Aminwäsche beim Zementwerk Siggenthal aus.

Die gleichen Mechanismen wirken für den Pipelinetransport. Hier ist eine Kostenreduktion zwischen 2040 und 2042 zu beobachten, was auf den Wegfall der Kosten für Pipelinezubringer und Kompressoren für die Zementwerke Juracime und Eclépens zurückzuführen ist. Durch geringere OPEX in diesem Prozessschritt sind die Kosten im Zeitraum von 2042 bis 2050 leicht unter den Kosten im *Basisszenario*.

Der Nettoeffekt der geringeren CO₂-Mengen aus Zementfabriken auf die Gesamtkosten ist minimal. Den um rund 54 Mio. CHF höheren Kosten für die Abscheidung stehen rund 98 Mio. CHF tiefere Kosten für den Pipelinetransport gegenüber. Die Kostenstruktur (vgl. Abb. 56) bleibt nahezu unverändert.

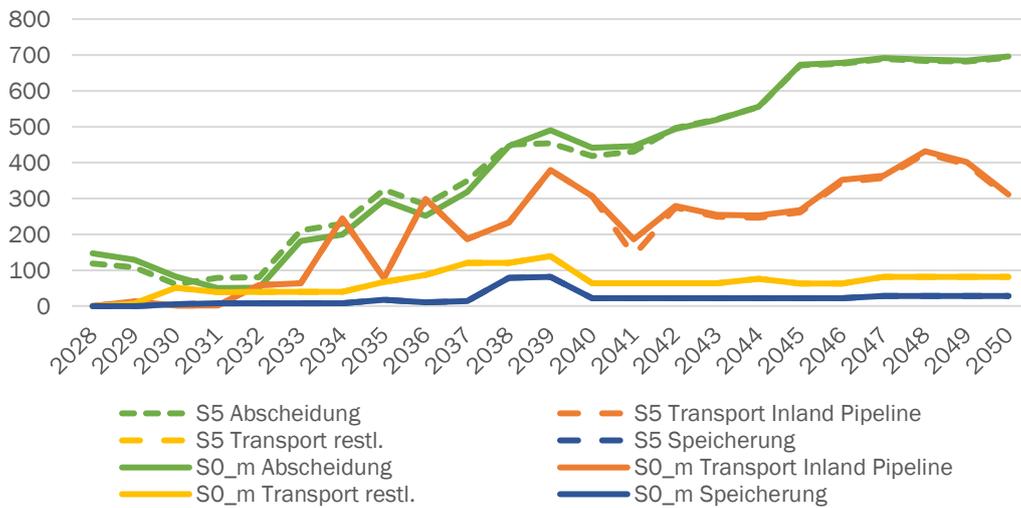


Abbildung 55: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 5 nach Prozessschritt in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050

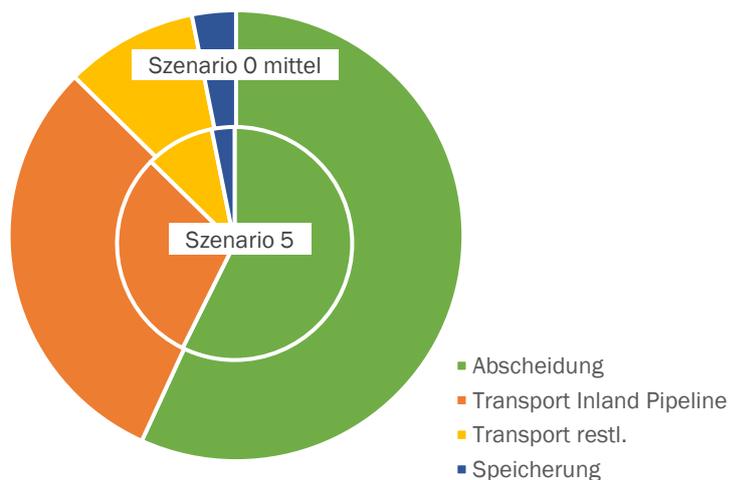


Abbildung 56: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 5 mittel nach Prozessschritt in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050

Alle in diesem Szenario vorgenommenen Veränderungen beeinflussen die inländischen Kosten. Die Kosten im Ausland bleiben konstant, da die ins Ausland transportierte und Offshore gespeicherte Menge CO₂ unverändert bleibt. Wie bereits beschrieben, sind die inländischen Kosten (vgl. Abb. 57) bis 2030 niedriger, zwischen 2031 und 2038 hingegen höher als im *Basisszenario*. Ab 2038 sind die Kosten durch den Wegfall der beiden Zementwerke niedriger. Ab 2043 liegen die Kosten nur noch geringfügig unter dem Kostenniveau des *Basisszenarios*. Insgesamt werden die inländischen Kosten um 44 Mio. CHF reduziert. Die Kostenstruktur bleibt nahezu unverändert.

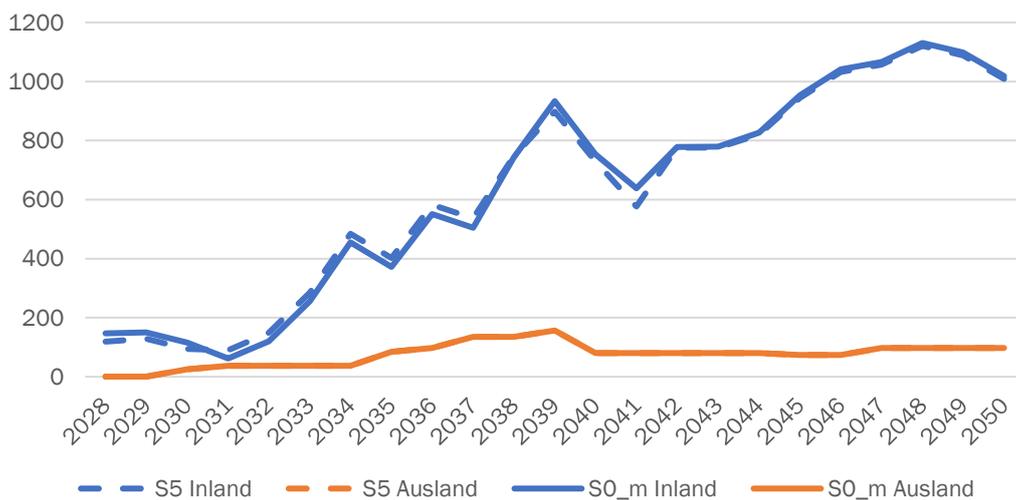


Abbildung 57: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 5 nach Ort in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050

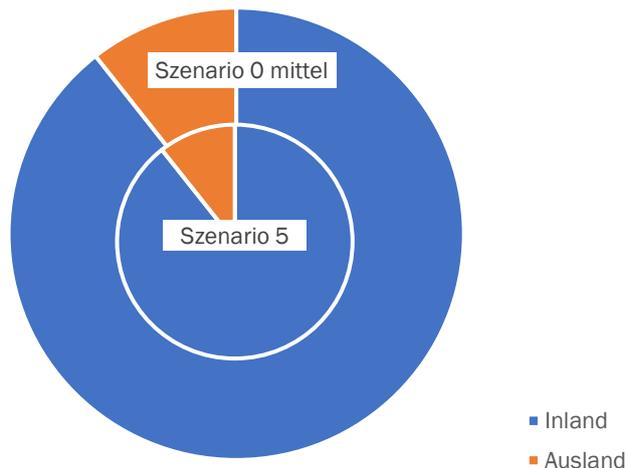


Abbildung 58: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 5 nach Ort in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050

CAPEX und OPEX werden durch die Veränderungen in diesem Szenario unterschiedlich beeinflusst. Abbildung 59 zeigt, dass die CAPEX bis 2030 niedriger ausfallen, was auf den Wechsel zur Aminwäsche für das Zementwerk Siggenthal zurückzuführen ist. Geringere Kosten sind ebenfalls im Zeitraum von 2038 bis 2042 zu beobachten. In diesem Zeitraum wären im *Basisszenario* die beiden Abscheideanlagen an den Zementwerken Juracime und Eclépens gebaut worden, die in diesem Szenario aufgrund geringerer Nachfragen wegfallen. Die OPEX werden ebenfalls von der alternativen Abscheidetechnologie beim Zementwerk Siggenthal beeinflusst und fallen im Zeitraum 2031 bis 2041 höher aus. Ab 2042 sind die OPEX leicht niedriger als im *Basisszenario*. Zum einen entstehen in diesem Zeitabschnitt weiterhin höhere OPEX für das Zementwerk Siggenthal, zum anderen fallen jedoch die OPEX für Juracime und Eclépens weg. Insgesamt können die CAPEX um 308 Mio. CHF reduziert werden, die OPEX steigen um CHF 264 Mio. Damit nimmt auch der Anteil der CAPEX an den Gesamtkosten leicht ab (von 31% im *Basisszenario* auf 29% in *Szenario 5*).

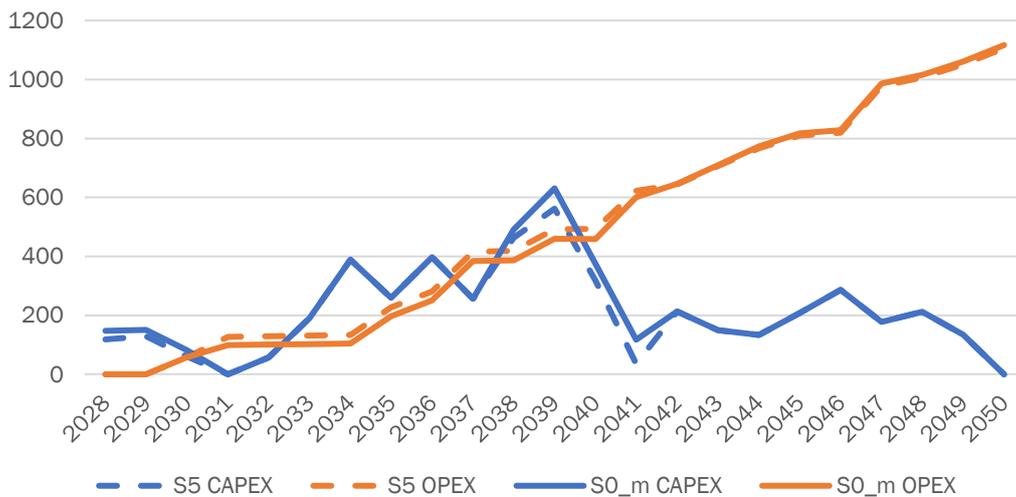


Abbildung 59: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 5 nach Art in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050

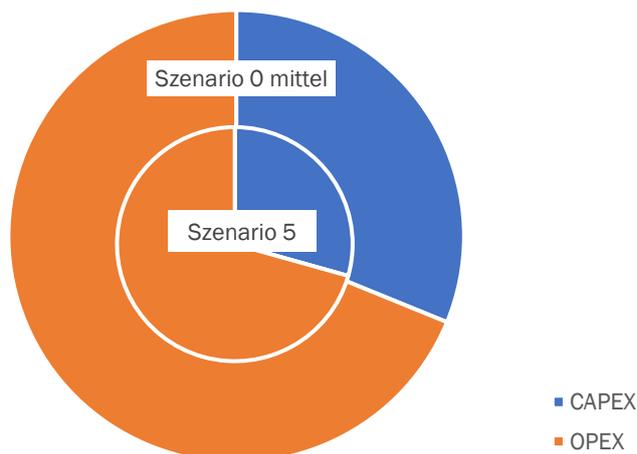


Abbildung 60: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 5 Art in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050

Für dieses Szenario belaufen sich die Vermeidungskosten³⁹ auf 193 CHF und sind damit um 7 % höher als im *Basisszenario*. Dieses Szenario zeigt, dass die Wahl der Abscheidetechnologie einen grossen Einfluss auf die Abscheidungskosten hat. Entsprechend wird eine Einzelbetrachtung der Zementanlagen als notwendig erachtet. Die Abscheidetechnologien sind in Abhängigkeit der Rahmenbedingungen vor Ort auszuwählen⁴⁰ und können stark variieren.

Gleichzeitig zeigt das Szenario, dass der Wegfall von einzelnen Anlagen nur einen geringen Einfluss auf das Pipelinenetz und die Gesamtkostenstruktur hat. Im Hinblick auf

³⁹ Abweichende Berechnungsmethode: Siehe Methodik in Kapitel 4.4.

⁴⁰ Siehe hierzu CEMCAP Projekt.

das Pipelinenetz sind die Trunklines und die abgelegenen Zubringer die Hauptkostentreiber.

4.5.6 Szenario 6: Kostenfaktor Speicherung Ausland

Im *Szenario 6* wird der Umstand untersucht, wie sich ein Engpass an verfügbaren Speicherstätten in der Nordsee auf die Kosten auswirken können. Aus dem Engpass können Preisanstiege entstehen, die über den errechneten technischen Kosten liegen. Zur Berücksichtigung dieses Effektes und um eine Darstellung in der Kostenbetrachtung zu ermöglichen, werden die Kosten für die ausländische Speicherung um den Faktor 3 erhöht. Die Erhöhung gilt bis zum Jahr 2040. Diese Annahme basiert darauf, dass in der Folge mehr Speicherstätten erschlossen werden und sich der Engpass auflöst. Diese Änderung beeinflusst nur den ausländischen Kostenfaktor und führt zu keiner Veränderung weiterer Faktoren.

	Einheit	Gesamtkosten	Ab-scheidung	Trans- port In- land Pipe- line	Trans- port restl.	Spei- che- rung	CAPEX	Aus- land	kum. CO ₂ - Emissio- nen (in Tsd. t CO ₂)	Vermei- dungs- kosten (pro t CO ₂)*
Szenario 6	absolut (Mio. CHF)	16 923	9 211	4 966	1 603	1144	5 057	2 428	75 481	188
	Anteil (%)	100%	54%	29%	9%	67%	30%	14%		
Basis- szena- rio (0, mittel)	absolut (Mio. CHF)	16 307	9 211	4 966	1 603	527	5 057	1 812	75 481	180
	Anteil (%)	100%	56%	30%	10%	3%	31%	11%		
Diffe- renz	absolut (Mio. CHF)	617	0	0	0	617	0	617	0	8
	prozen- tual (%)	4%	0%	0%	0%	117%	0%	34%	0%	4%

Tabelle 24: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 6

Abbildung 61 zeigt die Folgen der Anpassung in diesem Szenario deutlich: Die Kosten für die Speicherung steigen zwischen 2030 und 2039, also mit Beginn der Speicherung im Ausland, im Vergleich zum *Basisszenario* stark an. Insgesamt liegen die Kosten für die ausländische Speicherung damit bei 874 Mio. CHF in dieser Zeitperiode; im *Basisszenario* sind es 257 Mio. CHF. Ab 2040 wird angenommen, dass im Ausland kein Engpass für die Speicherung mehr besteht, weshalb die Kosten wieder das Niveau des *Basisszenarios* erreichen. In der Folge nimmt der Kostenanteil der Speicherung in diesem Szenario zu. Insgesamt verursacht die Speicherung in diesem Szenario 7 % der Gesamtkosten, im *Basisszenario* sind es 3 %.

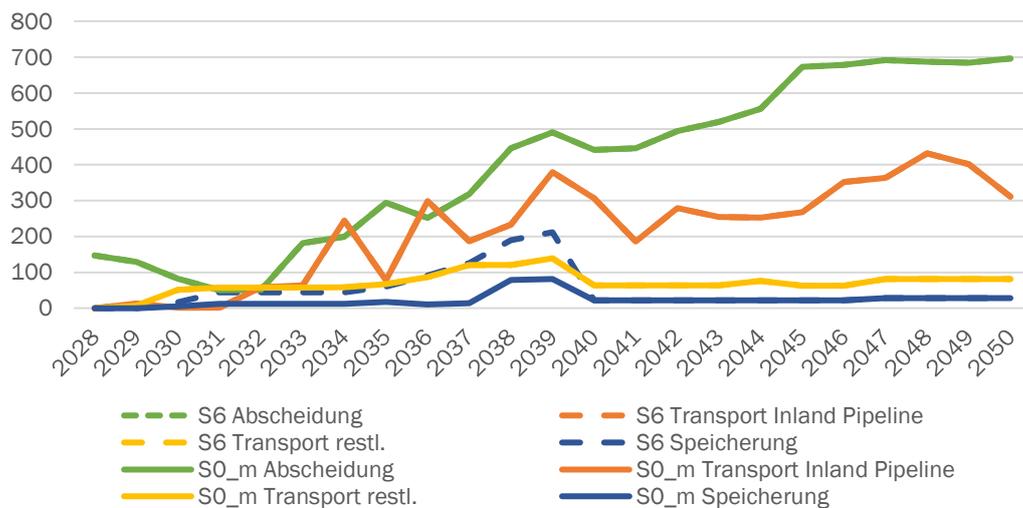


Abbildung 61: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 6 nach Prozessschritt in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050

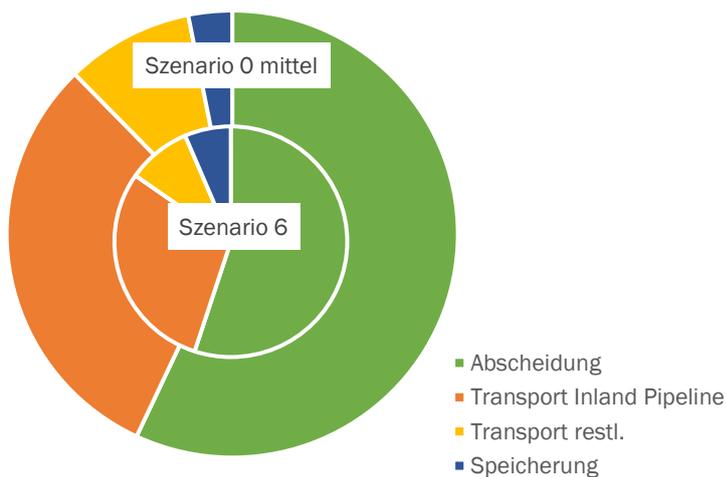


Abbildung 62: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 6 mittel nach Prozessschritt in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050

Da in diesem Szenario die Offshore Speicherkapazität berücksichtigt wird, steigt ausschliesslich der ausländische Kostenfaktor. Zwischen 2030 und 2039 sind die ausländischen Kosten somit höher als im *Basisszenario*. Damit nimmt der absolute und relative Anteil ausländischer Kosten zu (vgl. Abb. 64). Während im *Basisszenario* 11 % der Kosten im Ausland entstehen, sind es in *Szenario 6* 14 %.

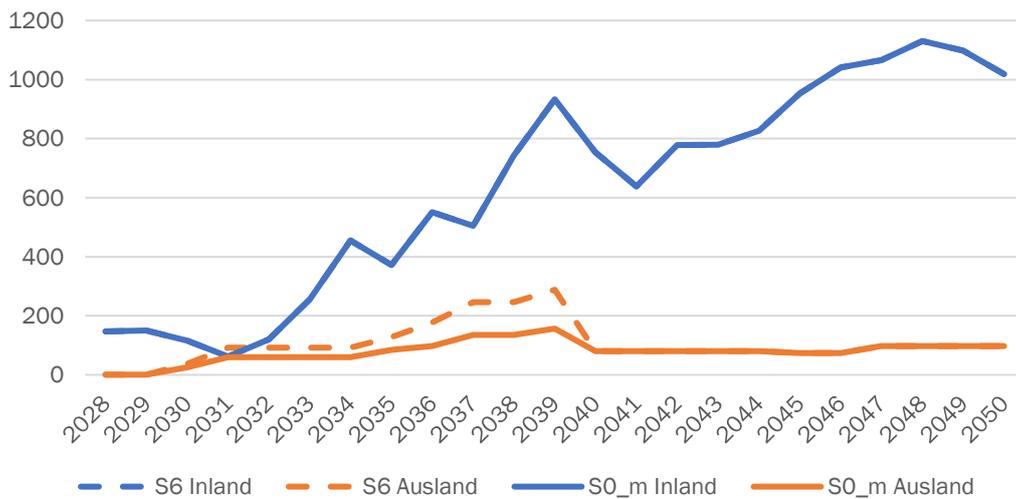


Abbildung 63: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 6 nach Ort in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050

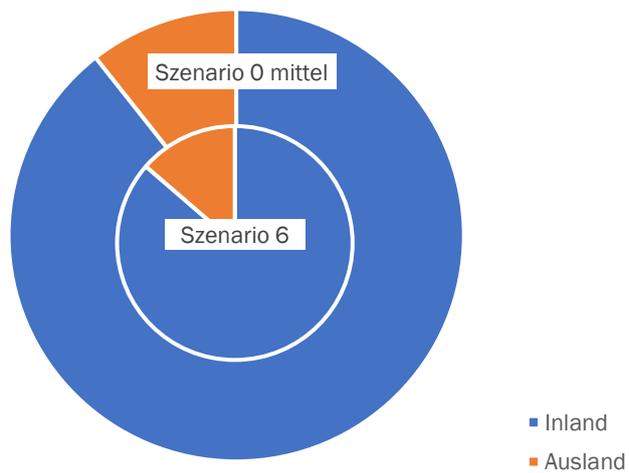


Abbildung 64: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 6 nach Ort in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050

Da die ausländische Speicherung in der Kostenrechnung als OPEX betrachtet werden, steigen wie in Abbildung 65 dargestellt lediglich diese Kosten im oben beschriebenen Zeitraum an. Damit steigt der Anteil OPEX an den Gesamtkosten um einen Prozentpunkt auf 70 % an.

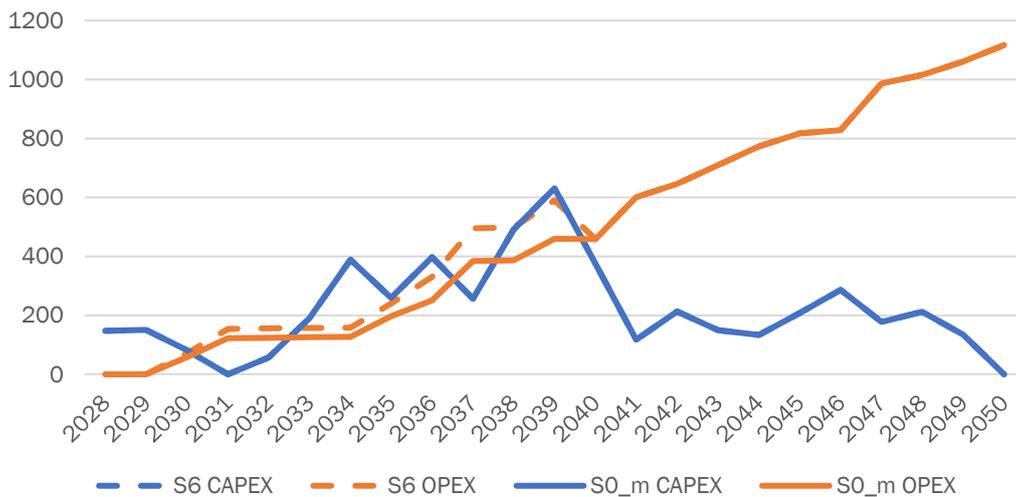


Abbildung 65: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 6 nach Art in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050

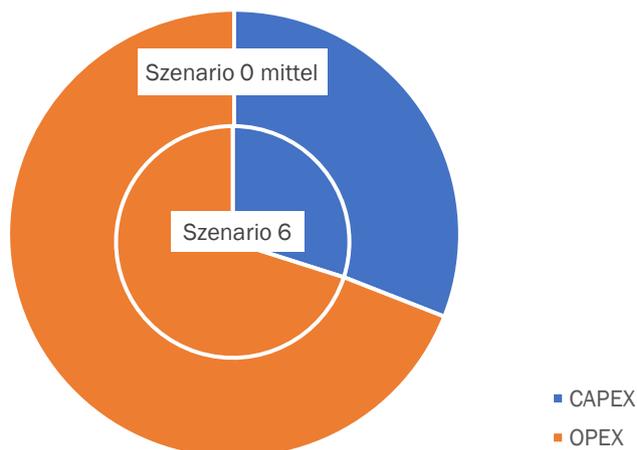


Abbildung 66: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 6 Art in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050

Durch dieses Szenario zeigt sich, dass die ausländische Speicherung nicht der entscheidende Kostenfaktor für die Gesamtkosten ist. Durch die Erhöhung der Kosten für ausländische Speicherung bis 2040 steigen die Kosten insgesamt um 617 Mio. CHF. Die Vermeidungskosten⁴¹ steigen um 4 % auf 188 CHF pro vermiedener Tonne CO₂. Wird also rein auf die Kosten geachtet, so stellt die Speicherung im Ausland und die damit verbundene Unsicherheit insgesamt ein geringes Kostenrisiko dar. In den ersten Jahren ist die Belastung jedoch überproportional höher für die einzelnen Betreiber der Anlagen. Das kann Auswirkungen auf Investitionsentscheidungen haben, was zur

⁴¹ Abweichende Berechnungsmethode: Siehe Methodik in Kapitel 4.4.

Folge haben könnte, dass «First Mover» möglicherweise auf Unterstützungsleistungen angewiesen sind.

4.5.7 Szenario 7: Umfassend tiefere CO₂ Mengen

In *Szenario 7* wird betrachtet, wie eine geringere Gesamtmenge an CO₂ die Gesamtkosten beeinflusst. Dafür werden alle Chemieanlagen ohne den Einsatz von CCS dekarbonisiert. Diese werden somit nicht mehr im Modell berücksichtigt. Für die KVA werden die Emissionen reduziert entsprechend des Szenarios von Prognos (Prognos, 2018). In dem Szenario reduzieren sich die Emissionen aufgrund des Einsatzes von mechanischen und biologischen Vorbehandlungsanlagen. Für die Reduktion sind die Werte aus dem Jahr 2035 übernommen worden. In der Zementindustrie wird wie im *Szenario 5* angenommen, dass weniger Zementwerke benötigt werden (Annahmen wie in *Szenario 5*, aber mit dem Unterschied, dass alle vier verbleibenden Anlagen mit dem Oxyfuel-Verfahren ausgerüstet werden).

In den Sektoren Zement und Chemie, in denen Anlagen entfallen, sind auch die jeweiligen Kompressoren und Zubringerpipelines nicht notwendig. Die Trunklines und die Grösse der Kompressoren werden trotz sinkender CO₂-Mengen bei den KVA nicht verändert (womit diese überdimensioniert sind).⁴² Das Beibehalten der Grösse der Trunklines und Kompressoren hat zur Folge, dass die Kosten in diesem Bereich nicht reduziert werden. In einer tatsächlichen Umsetzung dieses Szenarios wäre gegebenenfalls der Einsatz von den geringeren CO₂-Mengen angepassten Trunklines und Kompressoren möglich, für welche geringere Kosten anfallen könnten. Diese Anpassung resp. die sich daraus ergebenden Kostendifferenzen könnte in einer weiterführenden Studie untersucht werden.

⁴² Dies kann beispielsweise dann der Fall sein, wenn nicht mit dieser Reduktion gerechnet wird und die Planung nicht rechtzeitig an den geringeren Bedarf angepasst wird bzw. werden kann. Dementsprechend wurde in diesem Szenario davon ausgegangen, dass die Trunklines mit unveränderter Kapazität erstellt werden. Dieses Vorgehen wurde zudem auch aus pragmatischen Gründen gewählt, da eine komplette Neuberechnung des Pipelinenetzes mit geringeren Kapazitäten einen (zu) grossen Aufwand bedeutet hätte.

	Einheit	Gesamtkosten	Abscheidung	Transport Inland Pipeline	Transport restl.	Speicherung	CAPEX	Ausland	kum. CO ₂ -Emissionen (in Tsd. t CO ₂)	Vermeidungskosten (pro t CO ₂)*
Szenario 7	absolut (Mio CHF)	13 772	7 502	4 393	1 396	481	4 332	1 570	51 093	224
	Anteil (%)	100%	54%	32%	10%	3%	31%	11%		
Basis-szenario (0, mittel)	absolut (Mio CHF)	16 307	9 211	4 966	1 603	527	5 057	1 812	75 481	180
	Anteil (%)	100%	56%	30%	10%	3%	31%	11%		
Differenz	absolut (Mio CHF)	-2535	-1709	-573	-207	-45	-725	-242	-24388	44
	prozentual (%)	-15%	-19%	-12%	-13%	-9%	-14%	-13%	-32%	23%

Tabelle 25: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 7

Die reduzierten CO₂-Mengen wirken sich auf alle CCS-Prozessschritte aus. Die Kosten der Abscheidung sind von Beginn an niedriger als im *Basisszenario* (vgl. Abb. 67), da weniger Anlagen angeschlossen werden und somit auch die Betriebskosten zurückgehen. Für den Pipelinetransport sind die Kosten ab 2040 niedriger, da mehrere Anlagen, die zwischen 2041/42 fertiggestellt werden würden, in diesem Szenario wegfallen und keinen Pipelinezubringer und keine Kompressoren benötigen (das betrifft das Chemiewerk Varo Refining Cressier SA, und Cimo SA sowie die Zementwerke Juracime und Eclepens). Aufgrund des Wegfalls dieser Anlagen und der entsprechenden CO₂-Emissionen sowie der Reduktion der CO₂-Mengen der KVA's sinken beim Pipelinetransport auch langfristig die Kosten (hier primär OPEX). Beim Prozessschritt restlicher Transport sind die Kosten ab 2035 geringer als im *Basisszenario*, was durch die reduzierte Menge des ins Ausland transportierten CO₂ kommt. Für die Speicherung zeigt sich das Gleiche: Ab 2035 reduzieren sich die Kosten, wenn auch nur marginal.

Da Kosten in allen Prozessschritten zurückgehen, gibt es nur leichte Veränderungen in der Kostenstruktur. Die Abscheidung macht im Vergleich zum *Basisszenario* zwei Prozentpunkte weniger aus (54%), der Pipelinetransport (32%) hingegen zwei Prozentpunkte mehr. Der restliche Transport (10%) und die Speicherung (3%) bleiben gleich.

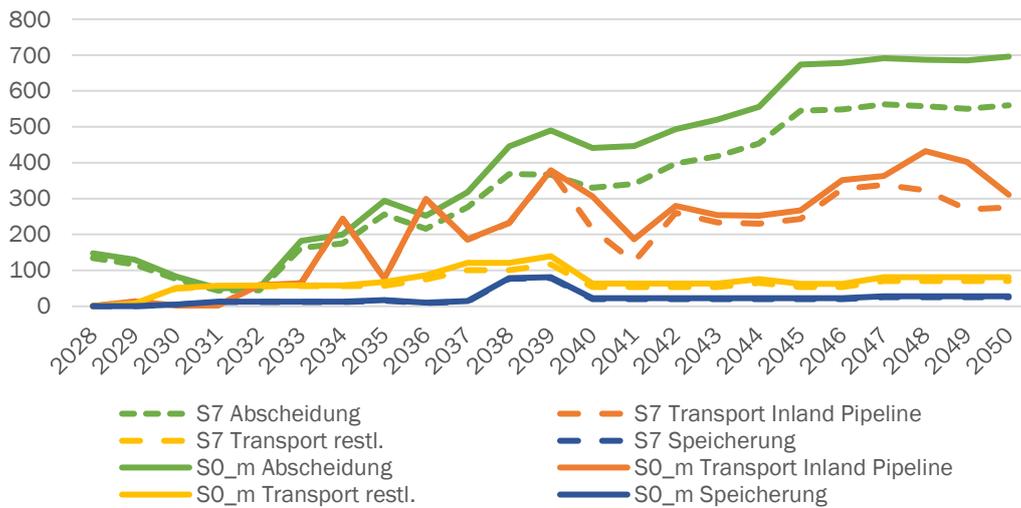


Abbildung 67: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 7 nach Prozessschritt in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050

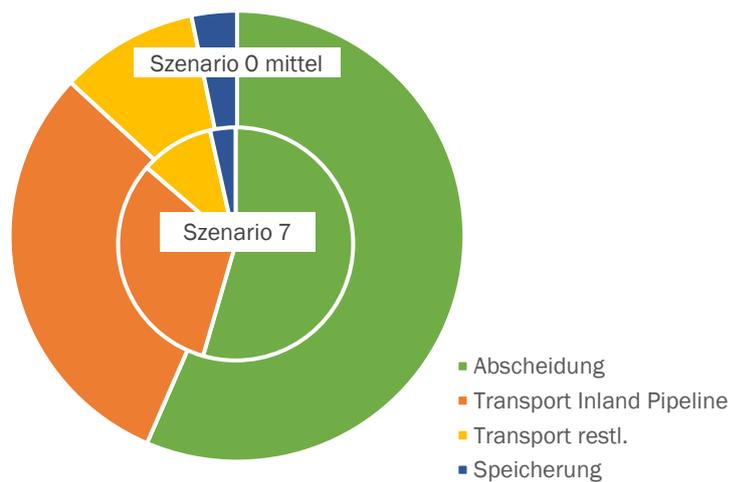


Abbildung 68: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 7 mittel nach Prozessschritt in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050

Die inländischen Kosten werden in diesem Szenario stärker reduziert als die ausländischen Kosten. Im Inland führen weniger CAPEX für Pipelinezubringer, Kompressoren und Abscheideanlagen zu Kosteneinsparungen. Gleichzeitig fallen durch geringere Mengen CO₂ im Inland die Betriebskosten niedriger aus. Im Ausland sind die Kosten von Beginn an durch die geringeren CO₂-Mengen niedriger. Die Kostenstruktur zwischen In- und Ausland verschiebt sich damit in Szenario 7 nur leicht hin zu ausländischen Kosten.

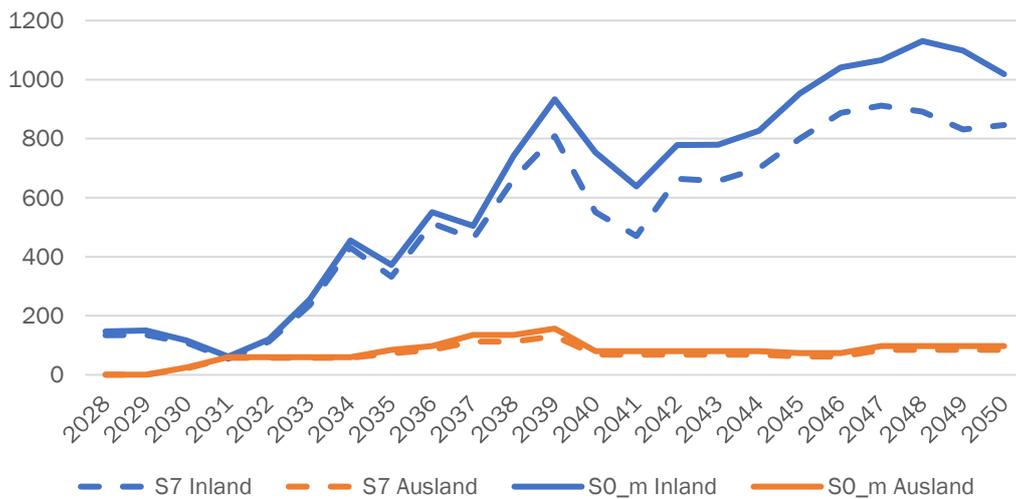


Abbildung 69: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 7 nach Ort in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050

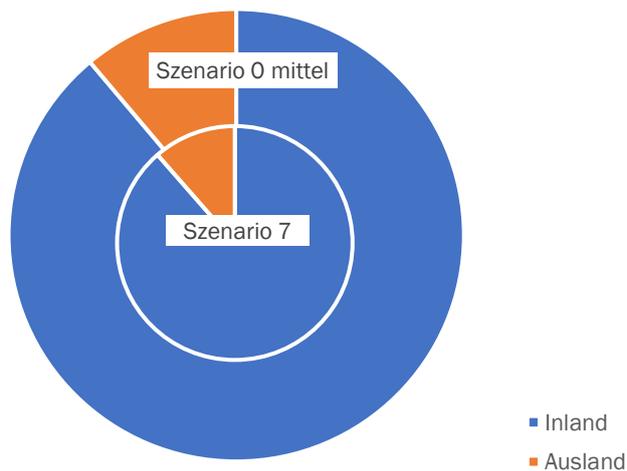


Abbildung 70: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 7 nach Ort in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050

In diesem Szenario können die OPEX stärker reduziert werden als die CAPEX. CAPEX werden wie oben beschrieben dann verringert, wenn durch wegfallende Chemie- und Zementwerke keine Abscheideanlagen, Pipelinezubringer und Kompressoren benötigt werden. Das ist insbesondere von 2039 bis 2041 der Fall, denn in dieser Zeit wären sonst vier der nun wegfallenden Anlagen errichtet worden. Gleiches gilt für 2048/49, wenn das Chemiewerk der LONZA AG im Vergleich zum *Basisszenario* nicht angeschlossen wird. Die OPEX sind aufgrund der reduzierten CO₂-Mengen im Vergleich zum *Basisszenario* durchgehend niedriger. Die Kostenreduktion setzt sich zusammen aus niedrigeren OPEX für die Pipeline im Inland, den Transport im Ausland und die Speicherung im Ausland.

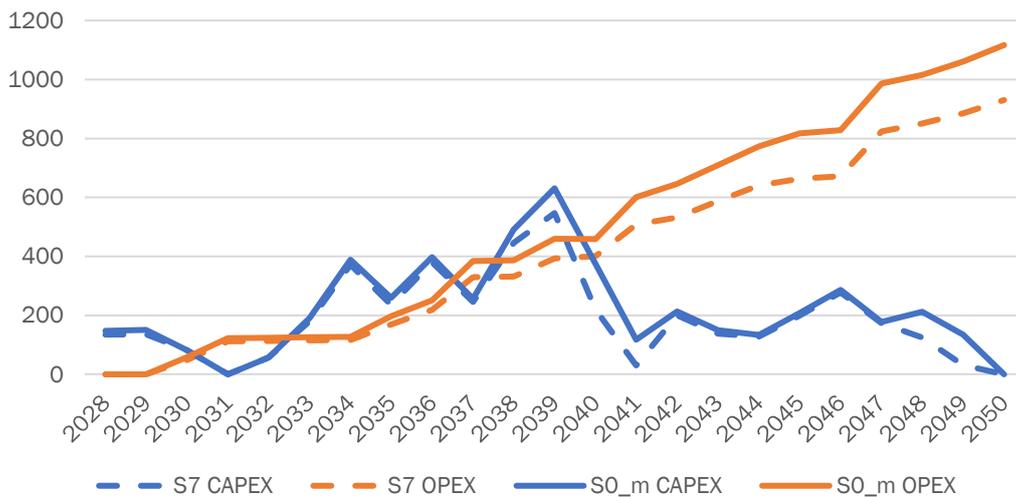


Abbildung 71: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 7 nach Art in Mio. CHF, Entwicklung 2028-2050

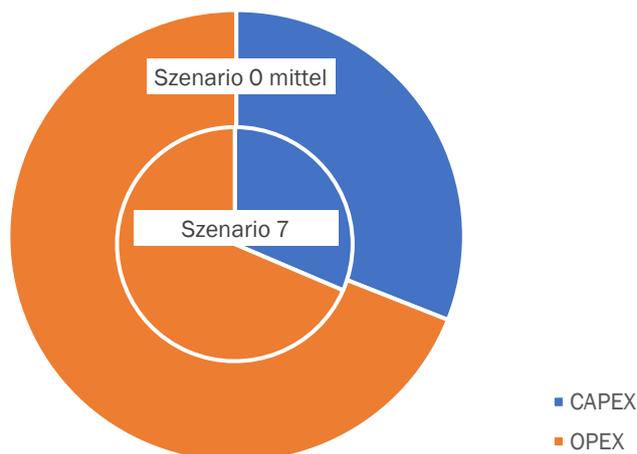


Abbildung 72: Vergleich Kosten Szenario 0 mittel und Szenario 7 Art in Mio. CHF, kumulierte Gesamtkosten 2028-2050

Die Gesamtkosten werden in diesem Szenario um 16 % auf 13.8 Mrd. CHF reduziert. Dies geht allerdings annahmegemäss auch mit einem verringerten Volumen an Emissionen einher, welche durch das CCS-System abgeschieden werden bzw. werden müssen, was die Kostenreduktion ermöglicht. Zusätzlich gibt es in diesem Szenario zu beachten, dass das Pipelinennetz (Trunklines) unverändert geblieben ist, was zu höheren Kosten führt als dies für das tatsächlich abgeschiedene CO₂ nötig wäre. Dies schlägt sich auch in höheren Vermeidungskosten⁴³ nieder. Insgesamt steigen die Kosten pro vermiedener Tonne CO₂ um 25 % (44 CHF) auf 224 CHF pro Tonne CO₂. Das zeigt, dass in diesem Szenario zwar Kosten für Pipelinezubringer, Kompressoren und Abscheidungsanlagen entfallen, aber gleichzeitig weniger von Skaleneffekten profitiert werden kann.

⁴³ Abweichende Berechnungsmethode: Siehe Methodik in Kapitel 4.4.

Das bedeutet, dass sich die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Anlagen verschlechtern kann, da Abscheidungskosten mit geringeren Mengen ansteigen. Das Zusammenlegen von Anlagen in sogenannten Clustern könnte Abhilfe schaffen. Das Szenario zeigt auf, dass die Gesamtkosten durch geringere Abfallmengen sinken können, die durch verschiedene zukünftige Massnahmen trotz Bevölkerungswachstum in der Schweiz erreichbar sind (Recycling, Vermeidung, etc.). Das Szenario zeigt aber auch die Folgen, sollte dies nicht richtig antizipiert werden: Nicht nur werden die möglichen Kostenreduktion dann nur teilweise genutzt, zudem steigen auch die Kosten pro abgeschieden und gespeicherte Tonne CO₂ deutlich an. Es ist daher darauf zu achten, dass keine Lock-In Effekte entsteht, dass also die Abfallmengen konstant bleiben, um die mit CO₂-Abscheideanlagen nachgerüsteten Anlagen vollständig auszulasten. Das System sollte so strukturiert werden, dass weiterhin Anreize zur Reduktion der Abfallmenge bestehen.

4.5.8 Szenarien im Vergleich

Die Szenarien untersuchen verschiedene Variationen, die die Kosten in unterschiedlichem Mass beeinflussen. Die Szenarioanalyse dient der Einberechnung von Unsicherheiten zu einzelnen Kostenfaktoren und schlussendlich der Identifikation von Kostentreibern. Somit kann anhand der Analyse diskutiert werden, in welchen Bereichen sich Kosteneinsparungen lohnen und in welchen auch bei Variationen keine grossen Einsparungen möglich sind.

Tabelle 26 zeigt die Gesamtkosten sowie die Vermeidungskosten für alle betrachteten Szenarien. In Grafik 73 wird der Vergleich grafisch vorgenommen.

	Basis-Szenario (0, mittel)	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4	Szenario 5	Szenario 6	Szenario 7
Beschreibung		ausländische Speicherung	inländische Speicherung	verzögerter Ausbau Pipeline	interne Energie- bereitstellung KVA	geringere CO ₂ -Mengen Zement- industrie	Höhere Kosten für ausl. Speicherung	umfassend tiefere CO ₂ -Mengen
Gesamtkosten (Mio. CHF)	16 307	16 774	15 857	17 120	14 039	16 263	16 923	13 772
CAPEX (Mio. CHF)	5 057	4 929	5 092	5 178	5 057	4 749	5 057	4 332
OPEX (Mio. CHF)	11 249	11 845	10 765	11 942	8 982	11 514	11 866	9 440
Anteil CAPEX (in %)	31%	29%	32%	30%	36%	29%	30%	31%
Im Inland (Mio. CHF)	14 495	14 307	14 550	14 918	12 227	14 451	14 495	12 202
Im Ausland (Mio. CHF)	1 812	2 467	1 307	2 201	1 812	1 812	2 428	1 570
Anteil Inland (in %)	89%	85%	92%	87%	87%	89%	86%	89%
Vermeidungs- kosten (je t CO₂)*	180	187	174	196	149	193	188	224

Tabelle 26: Tabellarischer Vergleich aller Szenarien nach kumulierten Gesamtkosten, CAPEX, OPEX und Vermeidungskosten

* Die Berechnungsweise der Vermeidungskosten weicht von der Berechnung der Gesamtkosten ab, indem wird berücksichtigt, dass die Anlagen am Ende der Periode (nach 2050) noch einen Restwert haben. Konkret werden nur diejenigen CAPEX Kostenanteile einbezogen, die der betrachteten Periode zuzurechnen sind. Die Gesamtkosten hingegen orientieren sich am effektiven Aufwand und rechnen die CAPEX jeweils vollständig dem Zeitpunkt der Errichtung zu, unabhängig von der Nutzungsdauer. Sie dazu auch Exkurs «Methodik: Berechnung der Vermeidungskosten» in Kapitel 4.4.

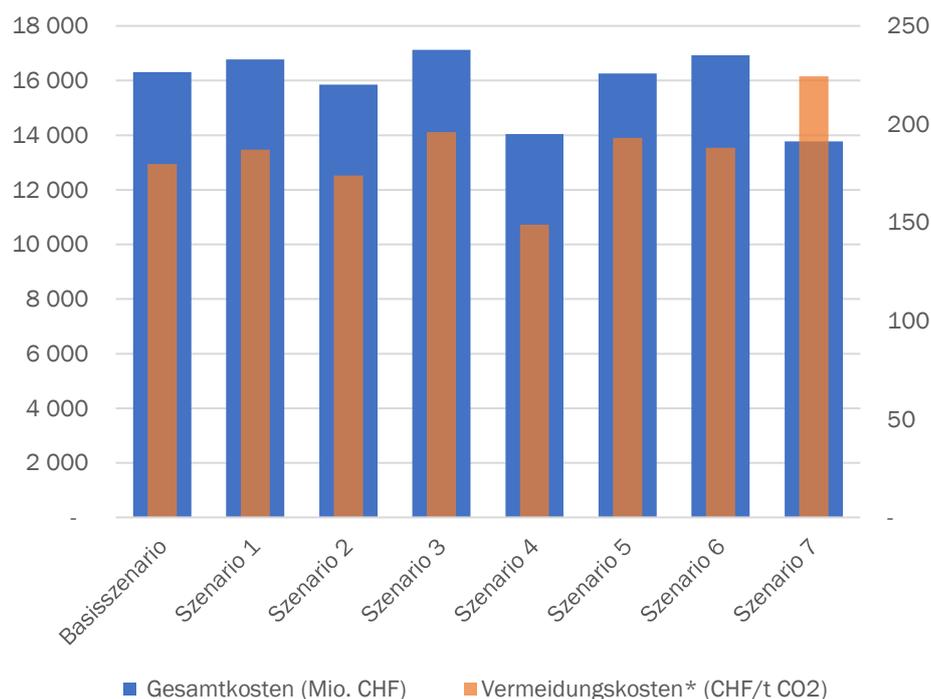


Abbildung 73: Grafischer Vergleich aller Szenarien nach kumulierten Gesamtkosten und Vermeidungskosten

Mit *Szenario 1, 2* und *6* wird die Relevanz des Speicherorts (*1* und *2*) und der Speicherkosten (*Szenario 6*) analysiert. Die Speicherung nur im Inland (*Szenario 2*) stellt sich dabei als günstigste Variante heraus, weil die OPEX für den Transport zu und die Speicherung in den Offshore Speicherstätten wegfallen. Gleichzeitig ist dieses Szenario mit Unsicherheiten behaftet und bedarf neben einer politischen auch eine geologische Prüfung. Insgesamt sind die Kostenunterschiede zwischen diesen drei Szenarien eher geringfügig. Das deutet darauf hin, dass die Speicherung nur wenig entscheidend für die Gesamtkosten von CCS ist.

Szenario 3 zeigt auf, welche Differenz in den Vermeidungskosten entstehen, wenn der Pipelineausbau sowohl im Inland als auch im Ausland verzögert wird. Die Szenarioanalyse zeigt, dass die Verzögerung der inländischen Pipeline ein grosser Kostentreiber ist. Gleichzeitig liegt diesem Szenario die Annahme zugrunde, dass in der Zwischenzeit per Zug transportiert wird.⁴⁴ Zusätzlich beeinflusst der Anschluss zum Pipelinenetz über Deutschland die Kosten spürbar: Die Kosten für den Transport im Ausland steigen erheblich an, wenn der Anschluss erst zu einem späteren Zeitpunkt möglich wird. Die Umsetzung des geplanten Pipelineausbaus ist von erhöhter Relevanz für die Gesamtkosten und schlägt auch deutlich auf die Vermeidungskosten durch.

In *Szenario 4* wird der Einfluss von Energiekosten untersucht resp. analysiert, inwiefern eine interne Energiebereitstellung die Kosten reduzieren kann. Dieses Szenario weist mit Abstand die geringsten Vermeidungskosten pro Tonne CO₂ auf, was zeigt, dass

⁴⁴ Ob dies überhaupt möglich ist oder eine Überlastung des Schienennetzes darstellt (und entsprechende Zusatzinvestitionen ins Schienennetz benötigen würde) wurde nicht geprüft.

Energie ein sehr relevanter Kostenfaktor ist. Das Szenario fokussiert zwar auf die Möglichkeit der interne Energiebereitstellung, demonstriert damit indirekt aber auch, dass die Energiekosten auch unabhängig von der Form ihrer Bereitstellung für die Kosten eines CCS-Systems von entscheidender Bedeutung sind. Die grossen Preisschwankungen in der letzten Zeit an den Energiemärkten weisen darauf hin, dass hier ein erhebliches Kostenrisiko steckt. Dies weist auch darauf hin, dass CCS nicht isoliert betrachtet werden darf. Vielmehr muss ein CCS-System in der Schweiz eingebettet in eine entsprechende Energiestrategie umgesetzt werden, um mögliche Kostenüberraschungen zu vermeiden.

Szenario 5 und *7* beschäftigen sich mit den Kosten bei geringeren CO₂-Mengen. Insgesamt entstehen hier niedrigere Kosten aufgrund geringerer Gesamtemissionen, gleichzeitig sind die Vermeidungskosten pro Tonne CO₂ höher als im *Basisszenario*. Skaleneffekte bleiben aus, sodass die relativen Kosten in diesen beiden Szenarien am höchsten sind. Dadurch kann sich die Wirtschaftlichkeit einzelner Anlagen verschlechtern, da die Vermeidungskosten mit geringeren Mengen ansteigen. In *Szenario 5* wird zusätzlich untersucht, wie sich die Variation der Abscheidetechnologie bei den Zementanlagen auf die Kosten auswirkt. Mit einem Wechsel auf Aminwäsche fallen niedrigere CAPEX, jedoch höhere OPEX an. Dies weist darauf hin, dass in Abhängigkeit von der Entwicklung der Energiepreise sowie der vor Ort bestehenden Rahmenbedingungen eine Einzelbetrachtung der Zementanlagen sinnvoll erscheint.⁴⁵

4.6 Zusammenfassung Gesamtkosten Schweizer CCS-System

Für den Untersuchungszeitraum von 2028 bis 2050 belaufen sich die ermittelten Gesamtkosten des CCS-Systems auf 16.31 Mrd. CHF. Dabei belaufen sich die Vermeidungskosten für des gesamte CO₂, welches bis 2050 nicht in Atmosphäre entlassen wird, auf CHF 180 pro Tonne CO₂.⁴⁶

Der grösste Anteil der Gesamtkosten (56%) ist mit 9.21 Mrd. CHF auf die Abscheidung zurückzuführen. Ein ebenfalls bedeutender Kostenblock ist die mit hohen Infrastrukturinvestitionen verbunden Transport per Pipeline im Inland (30%), während der sonstige Transport im In- und Ausland (10%) und die Speicherung (3%) eher von untergeordneter Bedeutung sind.

Knapp ein Drittel der Gesamtkosten (31%) sind für die Investitionen in die Infrastruktur notwendig. Dabei fällt je rund die Hälfte aller Investitionskosten für die Anlagen zur Abscheidung (51%) und die inländischen Pipelines (45%) an. Dies zeigt auch, dass der Bau der Pipelines besonders kapitalintensiv ist: 46 Prozent der mit dem CO₂-Transport per Pipeline im Inland verbundene Kosten entfallen auf die CAPEX (Abscheidung: 28%). Nochmals kapitalintensiver ist die Speicherung im Inland (68% aller Kosten), was allerdings auch damit zusammenhängt, dass im angenommenen Hochlaufplan die inländischen Speicher erst in den 2040er Jahren erschlossen werden und daher nur in einer relativ kurzen Betriebszeit operative Kosten anfallen. Von den Gesamtkosten des CCS-Systems fallen bei den getroffenen Annahmen rund neunzig Prozent im Inland an,

⁴⁵ Für Zementwerke bietet das CEMCAP Projekt Einblicke. Gleiches gilt entsprechend für KVA's und Chemiewerke: Eine Analyse der Rahmenbedingungen vor Ort ist notwendig, um festzustellen, welche Anlage geeignet ist.

⁴⁶ Es sei nochmals darauf hingewiesen, dass bei den Vermeidungskosten anderer Berechnungsgrundsätze verwendet werden als bei den Gesamtkosten, vgl. Kapitel 4.4 für mehr Informationen.

nur zehn Prozent entfallen auf Dienstleistungen für Transport und Speicherung von CO₂ im Ausland.

Betrachtet man die Kosten über die Zeit, so zeigt sich, dass die jährlichen Kosten im Verlauf der 2030er Jahre stark ansteigen, bis auf über 1 Mrd. CHF im Jahr 2039. Danach nehmen die jährlichen Kosten vorübergehend wieder ab auf rund 700 Mio. CHF, bevor sie ab den frühen 2040er Jahren erneut ansteigen und bis 2048 einen Höhepunkt bei über 1.2 Mrd. CHF erreichen. Dieses Musters wird durch die Annahmen zum Hochlaufplan und die Annahmen zu den Investitionszeitpunkten geprägt. Als unterliegender Trend wachsen gleichzeitig die operativen Kosten mit zunehmenden Mengen an CO₂ kontinuierlich. Im Jahr 2050, wenn annahmegemäss alle für das System notwendigen Anlagen erstellt sind, fallen nur noch operative Kosten an. Diese betragen 1'116 Mio. CHF.

Die Grössenordnungen der Kosten sind vergleichbar mit früheren Studienresultaten, auch wenn die genauen Kosten wegen unterschiedlicher zugrundeliegender Annahmen oft nicht exakt vergleichbar sind. Die mit der Analyse hier noch am ehesten vergleichbare Übungsanlage findet sich in den Energieperspektiven 2050+ (BFE 2021⁴⁷). Für das Jahr 2050 gehen die Energieperspektiven von Vermeidungskosten zwischen 149 und 162 CHF/t CO₂ aus, je nach betrachtetem Fall (BFE (2021), S. 57f). Dies liegt etwas tiefer als die hier ermittelten durchschnittlichen Vermeidungskosten von 180 CHF/t CO₂ bis 2050. Dies Resultate stehen nicht im Widerspruch zueinander, da auch die Energieperspektiven von einer über die Jahre fallenden Kostenfunktion ausgehen, sodass die Vermeidungskosten bezogen auf das Jahr 2050 tiefer ausfallen als bei einer Durchschnittsbetrachtung über den gesamten Zeitraum. Noch direkter vergleichbar sind die Gesamtkosten im Jahr 2050. Gemäss Energieperspektiven liegen diese bei knapp 1 Mrd. CHF (BFE (2021), Abb. 19, S. 60, ohne DACCS), während die Simulationsrechnungen hier von Kosten von 1.1 Mrd. CHF ausgehen.

Diese Beträge sind mit einem Unterschied von rund 10 Prozent als recht ähnlich anzusehen. Wie die Analyse der Bandbreiten in den Simulationsrechnungen zeigt, liegt der Unsicherheitsbereich der Kostenschätzungen eher im Bereich von +/- 30 Prozent: Die Gesamtkosten in der Bandbreite *hoch* liegen mit 21.44 Mrd. CHF um rund 30 % höher als im Basisszenario, treffen hingegen die Annahmen der Bandbreite *gering* ein, reduzieren sich die Kosten um 31 % auf 11.24 Mrd. CHF.

Neben den Unsicherheiten bezüglich der einzelnen Kostenelemente können auch technische oder politische Entscheidungen in der Umsetzung des Schweizer CCS-Systems die Gesamtkosten beeinflussen. Die Gesamtkosten variieren in den verschiedenen untersuchten Szenarien zwischen 13.77 Mrd. CHF und 17.12 Mrd. CHF. Auch die Vermeidungskosten variieren damit erheblich: Es werden Werte zwischen CHF 149 und CHF 224 für die durchschnittlichen Vermeidungskosten pro Tonne CO₂ bis 2050 ermittelt.

⁴⁷ Bundesamt für Energie BFE (2021): Energieperspektiven 2050+ Exkurs Negativemissionstechnologien und CCS Potenziale, Kosten und Einsatz, Bern, September 2021. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.html>, 10620-EP2050+_Exkurs_NET_CCS_19112021_2.pdf.

5 Unterschiede in den Kosten je nach Besitzstruktur

Die bisherige Analyse stellt eine Schätzung für die Kosten des Aufbaus eines Systems zum Auffangen und Einlagern unvermeidbarer CO₂ Emissionen (Carbon Capture and Storage, CCS) in der Schweiz bis 2050 vor. Diese Kostenschätzung ist aus vielerlei Gründen mit erheblichen Unsicherheiten behaftet, insbesondere schon wegen dem langen Zeitraum von rund 30 Jahren und den damit verbundenen technischen Unsicherheiten. Dem wurde durch die Analyse verschiedener Szenarien sowie die Verwendung einer oberen und einer unteren Kostenbandbreite Rechnung getragen.

Es gibt jedoch neben den genannten Unsicherheiten und den oben untersuchten Szenarien noch weitere mögliche Ursachen, die zu Unterschieden in den Gesamtkosten für ein Schweizer CCS-System führen können. Ein Faktor liegt in der Organisationsform des CCS-Marktes bzw. der verschiedenen Teilmärkte, die in Zusammenhang mit CCS entstehen. Die entsprechenden Märkte existieren heute noch nicht. Wie sich diese Märkte entwickeln und welches Marktdesign sich durchsetzt, wird stark von den gesetzlichen und finanziellen Rahmenbedingungen abhängen. Um die Skalierung des CCS-Systems wie vorgesehen erreichen zu können, müssen die entsprechenden Weichenstellungen bis ins Jahr 2030 vorgenommen werden. Dieses Kapitel beschäftigt sich damit, wie die Gesamtkosten des Schweizer CCS-Systems durch die Wahl des Marktdesigns beeinflusst werden könnten.

Zu beachten ist dabei zunächst, dass es sich nicht um einen «CCS-Markt» bzw. eine einzelne CCS-Infrastruktur handelt, sondern dass verschiedene Bereiche zu unterscheiden sind. Dies ist sicherlich hinsichtlich der bereits in dem vorangegangenen Kapitel getroffenen Unterscheidung in Abscheidung, Transport und Speicherung der Fall. Gerade beim Transport ist aber auch zwischen dem Transport per Pipeline und dem Transport mit Bahn/Schiff/Zug zu differenzieren. Ausserdem entziehen sich alle im Ausland liegenden Teile der CCS-Infrastruktur dem Einfluss einer Schweizer Marktregulierung. Kapitel 5.1 gibt daher nochmals einen kurzen Überblick über die verschiedenen Teilmärkte eines CCS-Systems in der Schweiz, charakterisiert ihre jeweils wichtigsten, für das Marktdesign relevanten Eigenschaften und wiederholt ihre Kostenstrukturen.

Dabei ist klar, dass sich der Markt für CCS – bzw. zumindest nicht alle zu dem System gehörenden Teilmärkte – spontan und rein privatwirtschaftlich nicht bilden wird, oder zumindest nicht in optimaler Form. Die Kernprobleme, welche dafür verantwortlich sind, dass eine rein privatwirtschaftliche Organisation der Märkte für CCS wohl nicht zu einer aus gesamtgesellschaftlicher Sicht optimalen Lösung führen dürfte, sind:

- CO₂ Emissionen stellen einen klassischen externen Effekt auf das Klima dar. Diese müssen durch eine entsprechende Regulierung berücksichtigt werden (z.B. Verbote, Gebote, Zertifikate, etc.)
- Ein CCS-System weist Eigenschaften eines natürlichen Monopols (fallende Grenzkosten) auf. Dies gilt insbesondere für Teile des Transportsystems (Pipelines), aber auch in anderen Bereichen.

- Die Investitionen erfolgen über einen sehr langen Zeithorizont, gleichzeitig ist der Markt stark von oft viel kurzfristigeren politischen Entscheidungen und möglichen technologischen Entwicklungen geprägt, welche die Investitionen entwerten können.

Um diesen Herausforderungen im Marktdesign zu begegnen, sind staatliche Eingriffe in den Markt bzw. in das Marktdesign angezeigt. Diese können jedoch sehr unterschiedliche Formen annehmen: Von einer Regulierung eines ansonsten grundsätzlich privaten Marktes bis zu einer Bereitstellung der Infrastruktur durch staatliche Stellen sind viele verschiedenen Formen möglich. Kapitel 5.2 skizziert verschiedene Möglichkeiten grob und charakterisiert diese nach ihren wichtigsten Eigenschaften.

Je nach dem gewählten Marktdesign können sich die Kosten, die für den Aufbau und den Betrieb eines CCS-Systems entstehen, unterscheiden. Dabei gibt es verschiedene Ursachen, welche zu Kostendifferenzen zwischen unterschiedlich organisierten Märkten führen können. Kapitel 5.3 nimmt dies auf und zeigt Hypothesen für solche Kostenunterschiede auf.

Es sei an dieser Stelle nochmals darauf verwiesen, dass sich dieses Kapitel auf die Konsequenzen unterschiedlichen Marktdesigns auf die Kosten konzentriert. Bei der Wahl eines Marktdesigns sind jedoch viele weitere Aspekte neben den Kosten ebenfalls relevant. Hierzu gehören unter anderem die Art der angestrebten Risikoaufteilung, die gewünschte Form der Kontrolle über die Infrastruktur, Fragen der Regulierung, Sicherheit oder auch bezüglich der Geschwindigkeit des Aufbaus der Infrastruktur. Daher kann diese Betrachtung allein hier keine Aussage oder Empfehlung für oder wider eines bestimmten Marktdesigns abgeben. Vielmehr ist dies als eine Art weiter Risikobetrachtung anzusehen, inwieweit die oben ermittelten Kosten noch schwanken könnten in Abhängigkeit von der gewählten Organisationsform.

5.1 Struktur der Kosten CCS

In diesem Abschnitt werden die wichtigsten Resultate zur Struktur der Kosten, wie sie in den vorangegangenen Kapiteln präsentiert wurden, nochmals aufgegriffen und zusammengefasst.⁴⁸ Diese zusätzliche Übersicht erleichtert die nachfolgende Diskussion. Relevant sind in der Betrachtung hier nur die im Inland anfallenden Kosten. Alle annahmegemäss im Ausland anfallenden Kosten sind in der Betrachtung hier daher nicht enthalten.

⁴⁸ Alle Zahlen, Grafiken und Tabellen sowie die Argumentation und Vergleich im Text mit Bezug zu den Simulationsrechnungen und den Gesamtkosten referenzieren im gesamten Kapitel 5 immer auf das Szenario 0 mittel, wenn dies nicht explizit anders angegeben ist.

Struktur der Kosten (nur Inland)			Anteil CAPEX innerhalb des jeweiligen Prozessschrittes
	Anteile Kosten nach Prozessschritt		
	Gesamtkosten	CAPEX	
Total	100%	100%	35%
Abscheidung	64%	51%	28%
Transport Inland Zug	1%	1%	38%
Transport Inland Pipeline	34%	45%	46%
Speicherung Inland	1%	3%	68%

Tabelle 27: Übersicht der Struktur der Kosten eines CCS-Systems für die Schweiz bis 2050

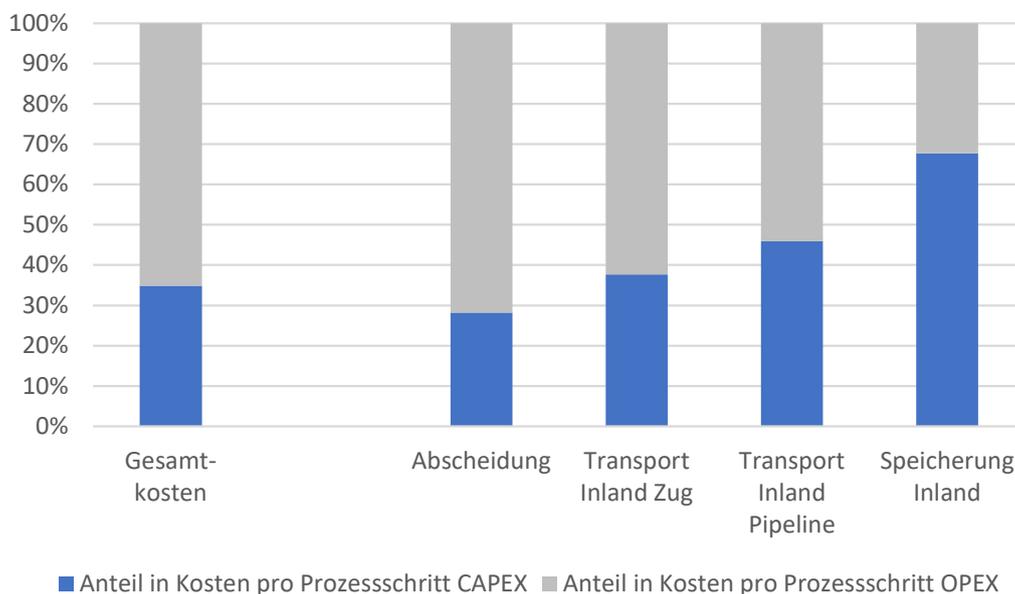


Abbildung 74: Anteile CAPEX und OPEX an den Kosten pro Prozessschritt

Der grösste Teil der inländischen Kosten des CCS-Systems fällt bei der Abscheidung an. Der Anteil an den Gesamtkosten beträgt fast zwei Drittel. Ein weiteres Drittel der inländischen Aufwendungen fällt im Zusammenhang mit dem Pipelinetransport an. Die

beiden weiteren Posten, Transport im Inland per Zug oder LKW sowie die Speicherung im Inland haben einen vernachlässigbar kleinen Anteil an den inländischen Kosten. Daher wird sich die Diskussion zum Marktdesign auf die Abscheidung sowie die Pipelineinfrastruktur konzentrieren.

Bezüglich der Kostenarten sind dabei sowohl die Investitionskosten (CAPEX) und somit die Frage der Kapitalbeschaffung bzw. Kapitalkosten relevant, als auch Aspekte zu den laufenden Kosten (OPEX) und somit unter anderem zur betrieblichen Effizienz. Die Investitionskosten betragen gesamthaft rund ein Drittel der Gesamtkosten im Inland bis 2050, wobei sie für die Pipeline eine noch höhere Bedeutung haben (46%) als für die Abscheidung.

Zu berücksichtigen ist bei der Interpretation der nachfolgenden Überlegungen zum Marktdesign aber auch, dass diese

Entscheide zur Marktorganisation wohl über 2050 hinaus wirksam sein werden und somit die Betriebskosten gegenüber den Investitionskosten in einer Entscheidungsfindung eher noch höher gewichtet werden sollten, als dies die in Kapitel 4 ermittelten Anteile nahelegen.

5.2 Organisationsformen für die CCS Infrastruktur

Die Erstellung und der Betrieb der CCS-Infrastruktur kann in unterschiedlicher Form bzw. mit unterschiedlichen Besitzstrukturen organisiert werden. Dabei gibt es eine grosse Menge an Möglichkeiten und Varianten. Sowohl können einzelnen Teile der CCS-Infrastruktur wie für die Abscheidung, den Transport auf verschiedenen Wegen und/oder die Speicherung stärker integriert oder strikt separiert organisiert werden, und dies mit jeweils unterschiedlich Marktformen, als auch das Variation über die Zeit möglich sind.

Nachfolgend werden fünf Grundformen der Organisation unterschieden, welche in Frage kommen könnten:

- Privater Markt
Rein privatwirtschaftliche Organisation
- Regulierter Markt
Privatwirtschaftliche Organisation der Märkte mit spezifischen regulierenden Eingriffen
- Public-Private-Partnership (PPP)
Auslagerung von Erstellung und Betrieb einer eigentlich staatlich zu erbringenden Leistung an ein Unternehmen
- Öffentliches Unternehmen
Öffentliches Unternehmen ganz oder mehrheitlich im Besitz staatlicher Institutionen
- Staat
Bereitstellung der Infrastruktur durch den Staat bzw. Erbringen der auf dieser Infrastruktur durchgeführten Dienstleistung (z.B. Transport, Speicherung von CO₂) direkt durch staatliche Stellen (durch die öffentliche Verwaltung)

Ein wesentlicher Unterschied besteht darin, welche Rolle die öffentliche Hand einnehmen soll. Grundsätzlich lässt sich sagen, dass die Eingriffe der öffentlichen Hand immer grösser werden, je weiter unten in der Liste eine Organisationsform steht. Dies ist allerdings stark vereinfachend. Im Detail können sich die Organisationsformen hinsichtlich verschiedener Aspekte unterscheiden. Dazu gehört beispielsweise die Übernahme der Risiken⁴⁹, die Finanzierung (der Investitionen), das Tragen laufender Kosten, die Besitzstrukturen und Verfügungsrechte über die Infrastruktur, etc.

Die verschiedenen Organisationsformen werden nachfolgend kurz charakterisiert. Dabei werden auch als typisch angesehenen Vor- und Nachteile erwähnt. Dies ist aber keine umfassende Analyse oder Bewertung der einzelnen Organisationsformen, und es kann keinesfalls darauf aufbauend eine Empfehlung für die eine oder andere Form abgeleitet werden. Dies bleibt einer umfassenderen Analyse und Betrachtung der spezifischen Bedingungen vorbehalten. Hier dient es dazu, die einzelnen Formen zu charakterisieren und das Verständnis in Bezug auf die nachfolgende Kostendiskussion zu erhöhen.

Privater Markt

Der Markt ist rein privatwirtschaftlich organisiert und der Staat nimmt, abgesehen von allgemeinen Regelungen wie beispielsweise dem Wettbewerbsrecht, keinen Einfluss auf den Markt. Sämtliche unternehmerischen Entscheidungen zu Art und Ausgestaltung des Angebots und Preisen, aber auch alle Risiken, einschliesslich des Nachfrage-risikos, liegen bei den rein privaten Unternehmen, an denen der Staat keine Anteile hält.

Für ein CCS-System ist dies vor allem für den Bereich der Abscheidung denkbar. Die unternehmerischen Entscheidungen und Risiken sind eng mit der jeweils CO₂ emittierenden Produktion⁵⁰ verbunden; gleichzeitig weist die Abscheidung selbst wenig externe Effekte oder Netzwerkeffekte auf, welche für eine andere Marktorganisation sprechen würden. Die Effizienzvorteile eines privatwirtschaftlichen Markts können genutzt werden. Um eine solche private Marktlösung entstehen zu lassen, müssten allerdings marktkonforme Instrumente zur Bepreisung von CO₂-Emissionen wie beispielsweise Zertifikate vorhanden sein. Dabei müssten die Preise für CO₂-Emissionen so hoch sein, dass sie oberhalb der Kosten von CS zu liegen kommen.⁵¹

Für andere Bereiche des CCS-Systems, insbesondere das Pipeline-Netzwerk, welches Eigenschaften eines natürlichen Monopols aufweist, scheint eine rein privatwirtschaftliche Marktgestaltung kaum in Frage zu kommen.

⁴⁹ Welche sich selbst auch wieder noch weiter differenzieren lassen, z.B. in Nachfragerisiko, betriebliche Risiken, regulatorische Risiken, etc.

⁵⁰ Tatsächlich sind zahlreiche CO₂-Emittenten, beispielsweise die KVA's, staatliche Unternehmen. Insofern hat der Staat hier dennoch Einfluss auf die unternehmerischen Entscheidungen; nichtsdestotrotz könnte der Markt für die Abscheidungen rein privatwirtschaftlich organisiert sein.

⁵¹ Dies ist eine notwendige Bedingung, damit einer solcher Markt überhaupt entstehen kann. Diese Bedingung ist aber allein nicht hinreichend, sondern es müssen weitere Bedingungen erfüllt sein, beispielsweise die im CCS-Prozess angelagerten Möglichkeiten zu Transport und Speicherung. Dies weist auch nochmals darauf hin, dass Teilbereiche eines CCS-Systems zwar unterschiedlich organisiert werden können, jedoch trotzdem nicht unabhängig voneinander sind.

Regulierter Markt

In einem regulierten Markt agieren grundsätzlich ebenfalls private Unternehmen. Deren unternehmerische Freiheit ist jedoch eingeschränkt durch spezifische Marktregulierungen. Typische Beispiele sind Preisvorgaben oder ein Kontrahierungszwang. Im Bereich der Unternehmensentscheidungen verbleiben aber in der Regel Entscheidungen über die Art der Leistungserbringung (den Produktionsprozess) sowie der Markteintritts- und Austrittsentscheid. Ein typisches Beispiel in der Schweiz findet sich im Strommarkt, beim Betrieb und dem Zugang zu den Hochspannungsnetzen. Dies entspricht einem typischen Einsatzfeld von regulierten Märkten, welche insbesondere in Netzwerkökonomien bzw. Bereichen mit den Eigenschaften natürlicher Monopole zum Einsatz kommen. Durch die Regulierung sollen die typischen Nachteile der Monopolstruktur ausgeglichen werden, wie beispielsweise ein zu geringes Angebot bzw. zu hohe Preise, aber gleichzeitig die Vorteile einer privatwirtschaftlichen Struktur genutzt werden, wie Wettbewerbsdruck und Gewinnstreben, womit eine effizientere Leistungserbringung und eine höhere Innovationskraft verbunden werden.

Im Bereich CCS kommt ein regulierter Markt insbesondere im Bereich Transport in Frage; gerade die Pipeline-Infrastruktur weist die typischen Eigenschaften⁵² eines natürlichen Monopols auf. Ähnliches wie für die Pipeline gilt für die (inländische) Speicherung, welche aber wegen ihrem insgesamt eher tiefen Anteil an den Gesamtkosten des CCS-Systems weniger ins Gewicht fällt.

Public-Private-Partnership (PPP)

In einer Public-Private-Partnership lagert der Staat eine eigentlich staatlich zu erbringende Leistung im Auftragsverhältnis an ein Unternehmen aus. Im Unterschied zu einer «normalen» Auftragsvergabe wird dabei in der Regel die Erstellung der notwendigen Infrastruktur und der (zumindest zeitweise) Betrieb dieser Infrastruktur in einem einzigen Auftrag vergeben. Als Vorteil dieses Vorgehens wird insbesondere angesehen, dass bereits bei der Erstellung der Infrastruktur die Anreize bestehen, einen effizienten Betrieb zu berücksichtigen. Gerade wenn die genaue Qualität einer erstellten Infrastruktur für den Staat als Auftraggeber schwierig zu beurteilen ist, kann das Anreizsystem einer PPP diese Informationsasymmetrie überwinden helfen. Gleichzeitig behält der Staat eine grössere Kontrolle über die Leistung und ihrer Erbringung, die in der PPP-Vereinbarung spezifiziert werden können.

Es sei angemerkt, dass PPPs sehr unterschiedlich ausgestaltet werden können. So kann die Finanzierung der Investitionen komplett durch den Staat erfolgen oder Teil des Auftrags an die privaten Partner sein, die Erträge für die privaten Partner können durch den Staat bei Verfügbarkeit der entsprechenden Dienstleistung ausgerichtet werden oder durch die Nutzer direkt getragen werden (mit fixen oder variierenden Nutzerentgelten), und es sind unterschiedliche Lösungen für die Verteilung der verschiedenen Risiken möglich. Wegen dieser grossen Flexibilität ist es auch schwierig, nachfolgend bei den Konsequenzen der Marktorganisation für die Höher der Kosten eindeutige Aussagen für PPPs abzuleiten. Dies hängt stark von der individuellen Ausgestaltung der Verträge ab.

⁵² Economies of Scale mit sinkenden Stückkosten bei steigenden Volumen, Nichtrivalität im Konsum (zumindest teilweise bis zur Auslastungsgrenze) sowie sehr lange Investitionszeiträume.

Öffentliche Unternehmen

Die am meisten durch staatliche Hand regulierte Organisationsform sind öffentliche Unternehmen. Es kann dabei weiter differenziert werden zwischen öffentlich-rechtlichen Unternehmen und privatwirtschaftlich organisierten Unternehmen, die zu einem Grossteil oder ganz in staatlicher Hand sind. Beispiele sind Güter und Dienstleistungen, die zur Grundversorgung in der Schweiz gehören wie beispielsweise der öffentliche Verkehr, Post oder Telekommunikation.

Die Organisation als öffentliches Unternehmen gibt dem Staat einen erheblichen Einfluss, da er neben regulatorischen Eingriffen die Marktentwicklung auch auf Ebene der strategischen Unternehmensentscheidungen mitbestimmen kann. Gleichzeitig unterstützt die Organisation in Form eines Unternehmens eine effiziente Leistungserbringung und eine höhere Innovationskraft. Dies gilt insbesondere dann, wenn neben den staatlichen Unternehmen im gleichen Markt auch private Unternehmen tätig sind, und der Staat dem Unternehmen viele Entscheidungsspielräume innerhalb eines klaren strategischen Auftrags lässt.

Staat

Der Staat kann die Infrastruktur für CCS selbst erstellen, so wie er das beispielsweise für das Nationalstrassennetz tut. Dabei kann der Staat sich darauf beschränken, die Infrastruktur erstellen und betreiben. Er kann aber auch selbst die komplette Dienstleistung auf dieser Infrastruktur erbringen. Der Übergang zwischen beiden Varianten ist fließend.

In diesem Fall übt der Staat die grösste Kontrolle aus, trägt aber auch alle Risiken selbst und kann die Marktkräfte nicht für eine effiziente Erbringung der Leistungen und als Innovationsanreiz nutzen.

5.3 Kostendifferenzen nach Marktorganisation

Die Organisation der Märkte im Zusammenhang mit CCS kann auch Einfluss auf die Höhe der Kosten haben. Dabei können je nach Marktorganisation verschiedene Kostenparameter in unterschiedliche Richtungen variieren. Dies wurde in der bisherigen Analyse der Gesamtkosten nicht explizit berücksichtigt (Kapitel 4).⁵³ In diesem Kapitel wird diskutiert, ob mit wesentlichen Änderungen in den Gesamtkosten je nach Marktorganisation zu rechnen ist.

Zunächst werden die verschiedenen möglichen Ursachen für Kostenunterschiede herausgearbeitet. Diese werden in Haupt-Hypothesen für Kostendifferenzen gebündelt. Wiederum gilt, dass diese nicht immer ganz trennscharf voneinander abgegrenzt werden können bzw. viele weitere Mischformen möglich sind. Die Haupt-Hypothesen kategorisieren und bündeln jedoch die in der Literatur erwähnten möglichen Ursachen für Kostenunterschiede plausibel und übersichtlich. Anschliessend wird für jede der Hypothesen die Relevanz und Evidenz diskutiert.

⁵³ Implizit kann dies durchaus bereits als Teil der Analysen oben angesehen werden, und zwar als ein Element bei den Überlegungen zur möglichen Spannweite der Kosten-Parameter. Explizit wurde dies bisher aber eben nicht diskutiert und von anderen Unsicherheitsfaktoren getrennt betrachtet.

Die Hypothesen beziehen sich in der Regel darauf, wie stark der Einfluss des Staates in die unternehmerischen Entscheidungen ist bzw. inwieweit marktwirtschaftliche Anreizstrukturen durch Staatseingriffe aufgehoben werden. Manchmal bezieht sich dies nur auf bestimmte Bereiche des unternehmerischen Handelns (z.B. die Finanzierung oder die Innovation), in anderen Fällen ist dies eher genereller Natur. Es ist in keinem Fall möglich, die Hypothesen bzw. die Ausprägung der Kostenunterschiede einzelnen Organisationsformen zuzuordnen. Dies schon deshalb nicht, da die einzelnen Organisationsformen selbst noch sehr unterschiedlich ausgestaltet werden können. Daher werden die Hypothesen auch immer nur in dem Sinn diskutiert, dass ein stärkerer Durchgriff des Staats im relevanten Themenfeld zu den entsprechenden Folgen führt, ohne dass dies explizit einzelnen Organisationsformen zugeordnet wird.

5.3.1 Hypothesen für Kostenunterschiede

Aus der Analyse möglicher Ursachen für Kostenunterschiede je nach Stärke des staatlichen Eingriffs in die entsprechenden Märkte haben sich vier Haupt-Hypothesen herausgebildet.

- **Tiefere staatliche Finanzierungskosten**
Staatliche Institutionen, zumindest in der Schweiz, verfügen über eine sehr gutes Bonitätsranking an den Kapitalmärkten. Sie können sich somit die nötigen Kapitalmittel für die Investitionen in ein CCS-System günstiger erhalten als dies für privatwirtschaftliche Akteure möglich ist.
- **Betriebliche Effizienz privatwirtschaftlicher Akteure höher**
Privatwirtschaftliche Akteure verfolgen eine Gewinnabsicht und sind einer Marktkonkurrenz ausgesetzt. Sie haben daher einen stärkeren Anreiz als staatliche Akteure, die Leistungen möglichst kosteneffizient zu erbringen. Auch besteht ein höherer Anreiz für technischen Fortschritt und Innovation, womit auf längere Sicht ebenfalls eine effizientere bzw. kostengünstigere Leistungserbringung zu erwarten ist. Dabei ist zu berücksichtigen, dass neben dem relevanten Akteur auch die Marktstruktur eine Rolle spielt, wie stark dies wirksam ist: So entfalten diese Anreize eine weniger starke Wirkung beispielsweise in durch Monopolstellungen geprägten Märkten.
- **Transparenzanforderungen und Informationsasymmetrien verursachen Zusatzkosten bei staatlichen Akteuren**
Staatliche und staatsnahe Unternehmen unterliegen höheren Transparenzanforderungen als privatwirtschaftliche Unternehmen, beispielsweise den teils international festgelegten Ausschreibungsregeln. Dies führt zu zusätzlichem administrativem Aufwand und womöglich auch zu ineffizienten Lösungen. Dies gilt insbesondere dann, wenn Teilaufträge vergeben werden, aber eine Informationsasymmetrie herrscht bezüglich der Qualität der erbrachten Leistung.
- **Zusatzkosten des politischen Prozesses**
Zusatzkosten bzw. die Wahl kostenseitig suboptimaler Lösungen, wenn im politischen Entscheidungsprozess nicht-betriebswirtschaftliche Kriterien in die Entscheidungsfindung einfließen. Ein typisches Beispiel ist die Verteilung von Infrastrukturinvestition anhand regionalpolitischer Gesichtspunkte, wodurch

die Gesamtkosten bei gleicher Leistung steigen bzw. die Leistung des Systems bei gleichen Kosten geringer ausfallen können.

Nachfolgend werden diese Hypothesen jeweils auf ihre Relevanz und Evidenz hin überprüft. Die Evidenz prüft, inwieweit die hypothetischen Kostendifferenzen belegt werden können und ob ihr Umfang quantifiziert werden kann. Dabei wird nicht zwingend direkt ein Bezug zu den Investitionen in CCS hergestellt. Die Relevanz hingegen beschäftigt sich damit, ob bzw. wo die entsprechende Hypothese innerhalb des CCS-Systems von Bedeutung sein könnte.

Die Betrachtung basiert auf verschiedenen Quellen. Neben eigenen Überlegungen, anekdotischer Evidenz und der aktuellen Literatur gehen auch Inputs aus nicht-öffentlichen Quellen ein. Hierzu gehören insbesondere einige Expertengespräche, die wir führen durften. Da die Verwendung dieser Inputs nur unter Zusicherung der Anonymität erfolgt, werden die Aussagen und Argumenten nachfolgend nicht einzeln zugeordnet. Die Ausführungen stellen eine Zusammenfassung des öffentlichen und nicht-öffentlichen Wissenstand aus Sicht der Autoren dar; alle Aussagen liegen in der Verantwortung der Autoren. Nichtsdestotrotz basieren viele der Einschätzungen und Argumente auf den verschiedenen Quellen, die wir nutzen konnten, wofür wir ausserordentlich dankbar sind. Der nachfolgenden Kasten listet die wichtigsten Quellen auf, die in die Erstellung der nachfolgenden Argumentation eingeflossen sind.

Methodik: In der Hypothesenprüfung eingesetzte Quellen

Wir konnten einige intensive Expertengespräche führen, welche wesentlich zum Entstehen der Argumentation beigetragen haben. Im Einzelnen war dies mit:

- Herr Dr. Matthias Gysler, Bundesamt für Energie (BFE), Chefökonom
- Herr Errol Pinto, Global CCS Institute, Senior Consultant Policy and Commercial
- Herr Gunter Siddiqi, conim AG, Projektmanager

Eine Reihe von Arbeiten war ebenfalls zentral für die Entwicklung der Argumentation:

- Becattini u. Mazzotti (2023): Exploring CO₂ Management Solutions, WP5 – Addressing policy, regulatory, and acceptance challenges to enable CCS deployment, Interim Report, Publisher: Swiss Federal Office of Energy SFOE (Becattini & Mazzotti, 2023)
- Bundesministerium der Finanzen (2016), Chancen und Risiken Öffentlich-Privater Partnerschaften, Gutachten des Wissenschaftlichen Beirats beim Bundesministerium der Finanzen 02/2016 (Bundesministerium der Finanzen, 2016)
- Gassnova (2022), Regulatory Lessons Learned from Longship (Gassnova, 2022)
- Fitza u. Tihanyi (2017), How Much Does Ownership Form Matter?, Strategic Management Journal 38:2726–2743(2017) (Fitza & Tihanyi, 2017)

5.3.2 Hypothesenprüfung: Tiefere staatliche Finanzierungskosten

Dies ist der am meisten genannte und am besten dokumentierte Kostenunterschied. Auf Ebene Bund verfügt die Schweiz bei allen Ratings über die Bestnote AAA.⁵⁴ Auch die Kantone verfügen über eine hervorragende Kreditwürdigkeit. Dieses grosse Vertrauen in die Kreditwürdigkeit führt dazu, dass der Staat sich sehr günstig an den Finanzmärkten refinanzieren kann, was die Finanzierungskosten einer Investition drückt.

So wird aktuell für 5-jährige Bundesobligationen in der Schweiz ein Zins von 0.78 Prozent pro Jahr fällig (SNB Statistik, 2023). Die Beschaffung von Finanzmitteln an den Finanzmärkten für Industrieunternehmen ist teurer: Sie beträgt derzeit 1.89 Prozent. Dabei variieren allerdings die Zinssätze für Unternehmen je nach ihrem Kreditrating sehr stark. So liegt der Medianzins für festverzinsliche Investitionskredite in der Kreditrisikoklasse 1 im Februar 2023 bei 1.9 Prozent, in der höchsten Risikoklasse 6 hingegen bei 3.13 Prozent (SNB-Statistik, 2023).⁵⁵

Geht man davon aus, dass ein Unternehmen, welches die CCS-Infrastruktur erstellt und betreibt, über ein im Vergleich unter den Unternehmen gutes Rating verfügen dürfte⁵⁶, liegt der Zins-Spread zwischen einer komplett öffentlichen Finanzierung und einer Finanzierung der Investitionen durch das private Unternehmen an den Finanzmärkten derzeit bei etwa 1.1 Prozent. Diese Grössenordnung wird auch in einem längerfristigen Vergleich bestätigt (vgl. Abbildung 75, Mittelwert des Spreads über ganzen Beobachtungszeitraum 0.96%, Mittelwert seit 2012 1.08%).

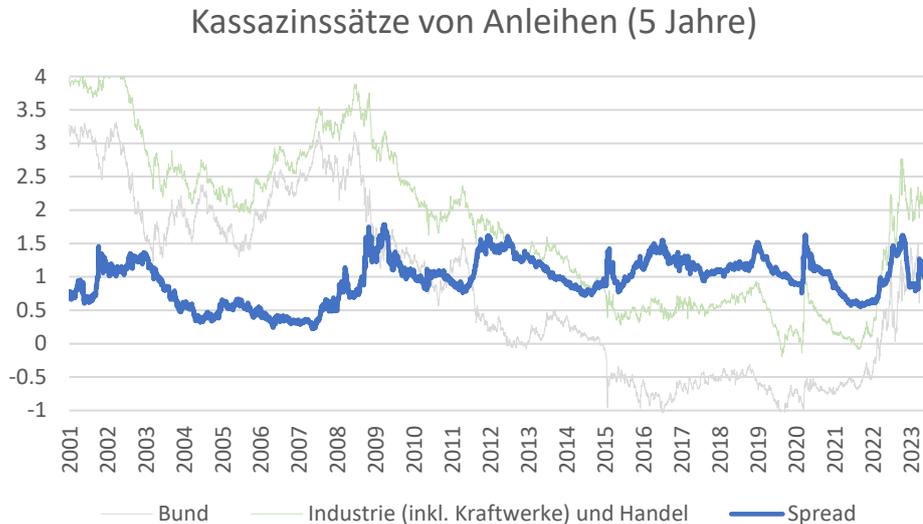


Abbildung 75: Zinsdifferenz Bund ggü. Unternehmen

SNB-Statistik, Kassazinssätze von Anleihen verschiedener Schuldnerkategorien, Laufzeit 5 Jahre; (SNB Statistik, 2023)

⁵⁴ Vgl. Fitch: AAA (Stand 5. Mai. 2023 (FitchRatings, 2023)), Moodys: Aaa (Stand 17. 2. 2023, (Moodys, 2023) Standard & Poor's (S&P) AAA (Stand 10.02.2023, (S&P Global Ratings, 2023)).

⁵⁵ Es ist zu beachten, dass dies nicht direkt mit den vorgängig genannten Zinssätzen verglichen werden kann. Es handelt sich nicht um das gleiche Anleihen-Portfolio.

⁵⁶ Dies ist eine Annahme, die jedoch angesichts der zu erwartenden Grösse des Unternehmens, der engen Einbindung in die staatliche Regulierung im Bereich Klimaschutz und CO₂, einem langfristigen Geschäftsmodell sowie (Kunden-) Verbindungen mit zahlreichen etablierten Unternehmen wie beispielsweise den KVAs plausibel erscheint.

Wendet man diesen Zins-Spread auf die Investitionen in eine CCS-Infrastruktur für die Schweiz an, so ergeben sich relevante Unterschiede. Insgesamt betragen die notwendigen Investitionen (CAPEX) bis 2050 CHF 5.06 Mrd. Geht man von dem Zins-Spread von 1.1 Prozent aus und nimmt an, dass die Investitionen vollständig an den Finanzmärkten finanziert werden und dass keine Abschreibung oder Amortisation erfolgt, unterscheiden sich die jährlichen Kosten des CCS-Systems im Jahr 2050 um CHF 56 Mio. Bei Gesamtkosten im Jahr 2050 CHF 1.12 Mrd. (nur Betriebskosten⁵⁷) entspricht diese Differenz knapp 5 Prozent. Die Zusatzkosten einer Finanzierung rein auf privatwirtschaftlicher Basis gegenüber einer gleichartigen Finanzierung über die öffentliche Hand könnte somit bis zu 5 Prozent der laufenden Kosten ausmachen, wobei nochmals darauf verwiesen werden muss, dass dies eine obere Grenze darstellt und nur unter weniger plausiblen Annahmen wie keinerlei Amortisation gilt.⁵⁸

Um noch eine realistischere Abschätzung der tatsächlichen Mehrbelastung zu erhalten, wurden noch einige Simulationsrechnungen mit einer Variante des Simulationsmodells⁵⁹ durchgeführt, welches auch eine Finanzierung der Investitionen über Fremdkapital zulässt.⁶⁰ Bei Annahme einer Fremdkapitalfinanzierung der inländischen Investitionen in das CCS-System von 80 Prozent der Gesamtinvestitionen (CAPEX) und einer Tilgungsrate für dieses Fremdkapital von 4 Prozent jährlich⁶¹ fallen bei einer rein privaten Finanzierung im Jahr 2050 CHF 29 Mio. höhere Kosten an, als wenn der Staat mit seinen tieferen Zinssätzen das Kapital beschafft.⁶² Dies entspricht 2.4 Prozent der Gesamtkosten im Jahr 2050 unter diesen Annahmen. Unter plausiblen Annahmen betragen die Mehrkosten einer privaten Finanzierung im Jahr 2050 also nur etwas mehr als halb so viel wie die oben ermittelte obere Bandbreite. Das Vorgehen mit dem Simulationsmodell erlaubt nun auch eine Betrachtung der Mehraufwände über den gesamten Zeitraum bis 2050. Insgesamt liegen bei der rein privatwirtschaftlichen Finanzierung die Ausgaben um CHF 419 Mio. höher als bei einer Finanzierung durch den Staat zu tieferen Zinskosten, was 3.0 Prozent der Gesamtkosten für den Zeitraum bis 2050 entspricht.

⁵⁷ Annahmegemäss fallen im Jahr 2050 nur noch Betriebskosten (OPEX) an, da die Investitionen 2049 abgeschlossen sind.

⁵⁸ Es sei an dieser Stelle nochmals darauf hingewiesen, dass die Gesamtkosten in Kapitel 4 ohne Zinskosten berechnet wurde. In Kapitel 4 wurde von einer vollständigen Finanzierung aus Eigenkapital ausgegangen. Die relative Betrachtung der Zinskostenunterschiede hier in Bezug auf die Gesamtkosten dient nur der besseren Einordnung der Zahlen, da beide Grössen eigentlich wegen der unterschiedlichen Finanzierungsannahmen nicht direkt vergleichbar sind.

⁵⁹ Alle Berechnungen hier basieren auf dem Szenario 0 mittel.

⁶⁰ Die in den vorangehenden Kapiteln präsentierten Simulationsrechnungen gehen immer von einer 100-prozentigen Finanzierung der Investitionen über Eigenkapital aus, sprich die Kosten der Investitionen werden sofort in vollem Umfang wirksam. Bei einer Finanzierung über Fremdkapital ist dies nicht der Fall; hier werden nur die der jeweiligen Periode zuzurechnenden Tilgung sowie die anfallenden Zinsen kostenwirksam. Im Zeitpunkt der Investition sinken die Kosten daher stark, sind dafür jedoch in späteren Perioden höher. Letztendlich liegen die Gesamtkosten mit Fremdkapital immer höher als mit Eigenkapital (ohne Berücksichtigung von Abdiskontierung zukünftiger Zahlungen). Die Berechnungen reichen jedoch nur bis 2050, ein Teil der Tilgung findet jedoch erst in späteren Jahren statt. Daher ist ein Vergleich der absoluten Gesamtkosten bis 2050 bei Simulationen mit einem unterschiedlichen Mix aus Fremd- und Eigenkapital und/oder mit unterschiedlichen Tilgungssätzen nicht sinnvoll (und wird daher hier auch nicht präsentiert). Sinnvolle Aussagen lassen sich jedoch bezüglich der Kostenbelastung bis 2050 bei unterschiedlichen Zinssätzen machen.

⁶¹ Dies entspricht einer wirtschaftlichen Nutzungsdauer von 25 Jahren, was in etwa der durchschnittlich erwarteten Nutzungsdauer der verschiedenen Investitionen entspricht.

⁶² Als Zinssätze wurden dabei die oben genannten Zinsen einer 5-jährigen Anleihe verwendet, also 0.78% für den Bund und 1.89% für das private Unternehmen. Gerade der Staat verschuldet sich häufig auch längerfristig, was die Zinsdifferenz ev. noch leicht vergrössern könnte.

Der beobachtete Kostenunterschied nimmt somit ein Ausmass an, welches als durchaus relevant betrachtet werden kann. Es muss jedoch auf zwei Punkte hingewiesen werden, bevor dies als Entscheidungsgrundlage herangezogen wird.

Zum einen muss die Ursachen für den Zins-Spread zwischen einer staatlichen Kapitalaufnahmen und einer privatwirtschaftlichen Finanzierungsbeschaffung berücksichtigt werden. Ein staatlicher Akteur kann sich deswegen günstiger finanzieren, da das Ausfallrisiko für den Kredit durch die Investoren als kleiner angesehen wird als bei einer rein privatwirtschaftlichen Organisation. Dass über den Staat eine Finanzierung der Investitionen in die CCS-Infrastruktur günstiger erfolgen kann als direkt über ein privatwirtschaftliches Unternehmen liegt also daran, dass der Staat das Ausfallrisiko (oder zumindest einen erheblichen Teil davon) für den Kredit übernimmt. Berücksichtigt man bei den Kosten nicht nur die liquiditätswirksamen direkten Ausgaben, sondern auch die übernommenen Risiken, ist die Finanzierung über den Staat nicht mehr günstiger oder zumindest nicht in dem Ausmass, wie es der Zins-Spread impliziert.⁶³

Zum anderen sei nochmals darauf hingewiesen, dass ein Entscheid zur Marktstruktur für CCS nicht zwingend gleichzeitig ein Entscheid für eine gleichartige Finanzierung ist. Wie diskutiert, weisen gerade PPPs ein hohes Mass an Variabilität auf, und die Investitionen könnten ganz, teilweise oder eben gar nicht staatlich respektive privatwirtschaftlich erfolgen. Aber auch für eine noch stärker marktwirtschaftliche Organisationsform existieren Instrumente wie beispielsweise Ausfallgarantien, um die Finanzierungskosten zumindest in Richtung der staatlichen Kosten zu drücken, wenn dies gewünscht wird.⁶⁴

Die Unterschiede in den Finanzierungskosten sind innerhalb des CCS-Systems vor allem dann relevant, wenn die Investitionen im Vergleich zu den Betriebskosten hoch sind, was insbesondere für das Pipelinenetzwerk gilt (CAPEX 46% der Kosten Pipeline) sowie für die Speichermöglichkeiten im Inland (CAPEX 68%). Andererseits ist relevant, wie gross der Anteil an den Gesamtkosten ist. Aus dieser Perspektive sind vor allem die Abscheidung und wiederum das Pipelinenetzwerk von Interesse.

Aus diesen Überlegungen heraus wurde nochmals eine Simulationsrechnung durchgeführt, bei der nur die Finanzierung der Investitionen in das Pipelinenetzwerk variiert wird.⁶⁵ Die Gesamtkosten bis 2050 können um CHF 233 Mio. oder 1.5 Prozent sinken, wenn anstatt einer komplett privatwirtschaftlichen Finanzierung die Finanzierungskosten für die Pipeline in der Schweiz auf das Niveau der staatlichen Finanzierung gedrückt werden können.

⁶³ Für eine weitergehende Analyse wäre z.B. zu prüfen, inwieweit der Staat eine bessere Risikoeinschätzung machen kann als private Investoren. Schätzen beispielsweise private Investoren das Ausfallrisiko aus Sicherheitsüberlegungen oder Informationsdefiziten zu hoch ein, würde der Staat bei direkter Finanzierung ein Risiko übernehmen, welches kleiner ist als durch den Zins-Spread impliziert. Ebenfalls wäre zu berücksichtigen, dass der Staat durch sein Handeln die Ausfallwahrscheinlichkeit beeinflussen kann; ebenso sollte in die Überlegungen einbezogen werden, ob nicht auch bei privater Finanzierung eine implizite Staatsgarantie bestehen könnte.

⁶⁴ Beispielsweise ermöglicht Artikel 7 des neuen Klimaschutzgesetzes ein solches Vorgehen (derzeit allerdings befristet bis 2030).

⁶⁵ Die Berechnung basiert auf dem Szenario 0 mittel. Der Zins bei öffentlicher Fremdkapitalbeschaffung liegt bei 0.78%, bei privater Beschaffung bei 1.89%, die zu finanzierende Fremdkapitalquote 100% (nur CAPEX Pipeline Inland, restliche Finanzierung Investitionen vollständig aus Eigenkapital) und die jährliche Tilgungsrate 3.3% (entspricht einer erwarteten Lebensdauer von 30 Jahren). Zahlungsströme nach 2050 und Restwert/Restschulden 2050 bleiben unberücksichtigt.

Eine weitere Beispielrechnung für das Einsparpotenzial bei der Finanzierung der Pipeline baut auf der ersten Simulationsberechnung oben auf, mit einem Fremdkapitalanteil von 80 Prozent und einer Tilgung von 4 Prozent jährlich. Wenn der Staat das Fremdkapital beschafft anstatt der privaten Akteure, konnten die Kosten kumuliert bis 2050 um CHF 419 Mio. bis 2050 reduziert werden. Fokussiert sich der Staat allein auf die Finanzierung der Pipeline und finanziert diese zu 80% mit günstigeren Krediten, während die übrigen Investitionen weiterhin durch Private finanziert werden, können bereits CHF 180 Mio. Kostenreduktion erreicht werden, was 1.3 Prozent der Gesamtkosten entspricht.

5.3.3 Hypothesenprüfung: Effizienz privatwirtschaftlicher Akteure höher

Die Hypothese leitet sich aus mikroökonomischen Überlegungen und den Anreizstrukturen ab, denen sich eine staatliche Organisation respektive ein privates Unternehmen gegenüber sieht. Während ein privates Unternehmen mit Gewinnerzielungsabsicht den Fokus darauf richten wird, eine Leistung möglichst effizient und kostengünstig zu erbringen, ist dieses Denken weniger stark in staatlichen Institutionen verankert. So sind die Anreizstrukturen staatlichen Handelns oft so, dass der Risikovermeidung ein hohes Gewicht zukommt. Eine geringere Risikobereitschaft führt auch zu weniger Innovationsbereitschaft, was langfristig mit höheren Kosten assoziiert wird.

Diese Erkenntnisse haben auch in Bereichen, welche einen starken Netzwerkcharakter aufweisen und früher oft als staatliche Leistung angeboten wurden, in den vergangenen Jahren zu Marktöffnungen und (Teil-) Privatisierungen der Leistungserbringung geführt. Paradebeispiele hierfür sind die Post- und Telekommunikationsdienstleistungen. Ebenso zählen beispielsweise der öffentliche Verkehr und die Energiemärkte hinzu, welche heute zumindest teilweise privatwirtschaftliche Komponenten aufweisen. Für einige Beispiele ist die Verbesserung der Leistung und die höhere Innovationsbereitschaft offensichtlich, wie in den Telekommunikationsmärkten. In anderen Bereichen zeigen sich aber auch die Herausforderungen einer Privatisierung, z.B. im öffentlichen Verkehr.

Einzuwenden ist, dass diese Effekte zwar relevant sind, aber dass auch die Grösse und Struktur des privaten Unternehmens eine Rolle dafür spielen dürften, wie bedeutend die Unterschiede sind. Je grösser ein Unternehmen ist, und je starrer und hierarchischer die Organisation, desto eher dürften Anreize auftreten, wie sie auch im öffentlichen Bereich wirksam sind. Da für Bau und den Betrieb einer CCS-Infrastruktur von grossen Unternehmen auszugehen ist, ist nicht klar, wie relevant hier die Unterschiede bei einem privaten Unternehmen beispielsweise zu einem öffentlichen Unternehmen sind.

Eine Antwort kann hier eigentlich nur empirisch erfolgen; dies erweist sich jedoch ebenfalls als schwierig. So gibt es anekdotische Evidenz, wie beispielsweise die bereits erwähnten Telekommunikationsmärkte, und Einzelfalluntersuchungen. Es zeigt sich aber auch, dass dies entscheidend von den individuellen Gegebenheiten abhängt, welche so vielfältig sind, dass sie in einer empirischen Analyse nicht ausreichend kontrolliert werden können. Eine «Durchschnittsbetrachtung», wie sie eine empirische Analyse darstellt, ist daher wenig hilfreich. Aus dem gleichen Grund sind aber auch Analogschlüsse aus einzelnen Betrachtungen für den CCS-Bereich schwierig; so weisen die

Telekommunikationsmärkte, für die am meisten Informationen vorliegen, beispielsweise völlig andere Kundenstrukturen mit mehreren Millionen Kunden auf als ein CCS-System, welches auf wenigen einzelne Emittenten als Kunden abzielt.

Im Bereich des CCS wird dieser Faktor vor allem für die Abscheidung als relevant angesehen. Dies allein schon deshalb, da es sich um den grössten Kostenblock handelt. Hier ist aber auch der Anteil der operativen Kosten höher, welche stärker von der betrieblichen Effizienz betroffen sein dürften als die Investitionen.⁶⁶ Schliesslich ist gerade im Bereich der Abscheidung, in dem verschiedene Technologien in Frage kommen, eine enge Verbindung zur CO₂-emittierenden Produktionstechnologie besteht, und bisherige Ansätze noch nicht im industriellen Massstab umgesetzt wurden, Innovation ein entscheidendes Thema, um die längerfristige Kostenentwicklung beherrschen zu können.

5.3.4 Hypothesenprüfung: Administrative Anforderungen staatlicher Akteure

Diese Hypothese für Kostenunterschiede zwischen einer staatliche und einer privatwirtschaftlichen Organisation der Märkte ist die wohl unsicherste und am stärksten bestrittene. Gerade auch in den Expertengesprächen wurde die Relevanz in Frage gestellt.

Allerdings deuten gewisse Beobachtung zumindest auf die Existenz von Kostenunterschieden hin. Wären beispielsweise die staatlichen Ausschreibungsregeln die effizienteste Lösung zur Vergabe von Aufträgen, würden sie wohl auch in der Privatwirtschaft stärker eingesetzt werden. Dort gibt es zwar vergleichbare Ausschreibungen, aber auch zahlreiche andere Lösungen für die Auftragsvergabe. Dementsprechend scheint dies nicht unter allen Umständen die effizienteste Lösung zu sein.⁶⁷

Wenn schon die Existenz eines solchen Kostenunterschieds schwierig zu bewerten ist, entzieht sich eine quantitative Einschätzung vollends einer Bewertung. Gegeben die Art der Hypothese bzw. die dahinterliegenden Ursachen ist jedoch wiederum davon auszugehen, dass selbst mit ausreichenden Informationen kaum allgemeingültige Aussagen zur Grössenordnung möglich sind. Es dürften auch hier wieder sehr stark von der genauen individuellen Konstellation abhängen, ob und wie stark solche Unterschiede zubuche schlagen.

Auch lässt sich kein Bereich innerhalb des CCS-Systems identifizieren, für welchen dies als besonders relevant oder weniger wichtig anzusehen wäre. Allenfalls kann argumentiert werden, dass die diesen hypothetischen Effekten teilweise zugrundeliegenden Informationsasymmetrien sowie der Aufwand von Vergabeprozessen bei Investitionsentscheiden eine grössere Rolle spielen dürfte als im laufenden Betrieb.

⁶⁶ Grundsätzlich ist die Argumentation auch für die Erstellung der Infrastruktur und somit auch die Investitionskosten gültig. Mit entsprechenden Anreizen lassen sich auch die Infrastrukturen kostengünstiger erstellen. Da die eigentliche Erstellung selbst allerdings auch bei einer staatlichen Leistungserbringung i.d.R. an private Unternehmen vergeben wird, wird dem hier wenig Gewicht beigemessen.

⁶⁷ Dies ist aber nur als Indiz zu werten. So fliessen neben den Effizienz- bzw. Kostenüberlegungen auch weitere Kriterien in die Wahl des Vergabeinstruments ein, beispielsweise die Korruptionsprävention. Möglicherweise wählt der Staat aus solchen weiteren Gründen häufiger das Ausschreibungsverfahren, während die Problematik in der Privatwirtschaft entweder als weniger relevant angesehen wird oder aber dort andere Instrumente zur Verfügung stehen.

5.3.5 Hypothesenprüfung: Zusatzkosten des politischen Prozesses

Ein weiteres Feld möglicher Kostenunterschiede von Investitionsentscheidungen, die stärker im politischen Prozess verankert sind, ist der Einbezug von sachfremden Aspekten⁶⁸ in den Entscheidungsprozess. Die grundsätzliche Existenz solcher sachfremden Aspekte im Entscheidungsprozess und die Auswirkungen auf die Kosten sind weitgehend unbestritten. Als ein typisches Beispiel in der föderal organisierten Schweiz kann das Bedürfnis nach regional ausgewogener und alle Landesteile berücksichtigenden Investitionsentscheidungen genannt werden.

Hierbei muss allerdings in Betracht gezogen werden, dass die rein betriebswirtschaftliche Kostensicht womöglich nicht den gesellschaftlichen Präferenzen entspricht. Womöglich repräsentiert die im politischen Prozess getroffene Entscheidung die gesellschaftlichen Präferenzen besser als eine reine betriebliche Optimierung. Es bleibt jedoch auch festzuhalten, dass, wenn es sich tatsächlich um gesellschaftliche Präferenzen handelt, diese Ziele auch auf andere Weise erreicht werden können als durch ein staatliches Angebot.

Auch bleibt festzuhalten, dass dies im Fall der CCS-Infrastruktur eine im Vergleich zu anderen Feldern, mit Entscheidungen über ein privatwirtschaftliches oder öffentliches Angebot, eine untergeordnete Rolle spielen dürfte. So lassen die technischen Gegebenheiten nur vergleichsweise wenig Spielraum, um in den Investitionsentscheidungen zusätzliche Anliegen unterzubringen. Da sich diese Dienstleistung auch nicht an die Öffentlichkeit richtet, bestehen auch nur geringere Anreize im politischen Prozess für betrieblich nicht optimale Entscheidungen oder weniger wirtschaftliche Ergänzungen.⁶⁹ Denkbar sind hingegen «negative» Ergänzungen der Entscheidungen, in dem Sinn, dass gewissen betrieblich optimale Lösungen, z.B. zur Trassierung einer Pipeline oder auch zum Ort der CO₂-Speicherung, im politischen Prozess ausgeschlossen werden. Dies kann jedoch auch auf dem Weg der Regulierung erfolgen, sodass dies nur bedingt als Mehrkosten einer staatsnäheren Organisation von CCS angesehen werden kann.

5.4 Fazit Kostenunterschiede nach Marktorganisation

Insgesamt sind unterschiedliche Kostenniveaus plausibel in abhängig davon, wie die Märkte im Bereich CCS organisiert werden. Sie lassen sich jedoch, mit teilweiser Ausnahme der Finanzierungskosten, nicht quantifizieren. Zu stark hängt die Existenz und der Umfang der verschiedenen Ursachen für Kostenunterschiede von den spezifischen Bedingungen im Einzelfall ab. Die Überlegungen deuten jedoch darauf hin, dass einerseits die Finanzierungskosten relevant sind, insbesondere bzgl. des Aufbaus der Pipelineinfrastruktur, da die Investitionen hier einen grossen Teil der Kosten ausmachen. Andererseits könnte die betriebliche Effizienz eine grössere Rolle einnehmen, insbesondere im Bereich der Abscheidung, da hier die operativen Kosten hoch sind und insbesondere auch Innovation bei der Entwicklung optimaler Lösungen noch eine

⁶⁸ Als «sachfremde Aspekte» werden hier Aspekte angesehen, die nicht auf eine kostenoptimale Bereitstellung der gewünschten Infrastruktur bzw. der gewünschten Dienstleistung abzielen.

⁶⁹ Dies wird beispielsweise deutlich am Beispiel des Öffentlichen Verkehrs, wo derartige Zusatzwünsche Gang und Gänge sind.

grosse Rolle spielt. Die übrigen Überlegungen und Bereiche erscheinen für die Betrachtung mit Blick auf die Gesamtkosten des CCS-Systems eher von untergeordneter Bedeutung.

Bei den Finanzierungskosten, dem einzigen Bereich, der quantifiziert werden konnte, ist zusätzlich zu berücksichtigen, dass hier zwar die direkt auftretenden Kosten durch öffentliche Akteure reduziert werden können, dies jedoch mit der Übernahme zusätzlicher Risiken einhergeht. Es handelt sich als nicht (vollständig) um eine tatsächliche Kostenreduktion, sondern nur um Kosten in einer anderen Form.

Schliesslich ist nochmals zu betonen, dass die Entscheidung über die Organisation der Märkte nicht rein nach Kosteneffizienz erfolgen sollte. Jede Organisationsform bringt eigene Vor- und Nachteile mit sich, die nicht direkt mit den Kosten verbunden sind, aber für eine Entscheidungsfindung berücksichtigt werden müssen. Insgesamt kann aus den Kostenüberlegungen hier keine klare Präferenz für eine bestimmte Marktorganisation für ein CCS-System für die Schweiz abgeleitet werden.

Zu betonen bleibt auch, dass zwar eine gewisse integrale Gesamtplanung des CCS-Systems nötig ist, da die einzelnen Elemente zwingend aufeinander angewiesen sind. Dies bedeutet aber nicht, dass sie der gleichen Marktlogik folgen müssen oder es einheitliche Besitzverhältnisse braucht. Die einzelnen Elemente des Systems können durchaus in unterschiedlicher Marktlogik und mit variierenden Besitzverhältnissen umgesetzt werden. So deuten die Analysen darauf hin, dass im Bereich der Abscheidung eher marktwirtschaftliche oder marktnahe Formen aus Kostensicht vorteilhaft sein könnten, während die Pipelineinfrastruktur stärker als eine öffentlich bereitzustellende Dienstleistung gesehen und entsprechend organisiert werden könnte.

Eine grosse Bedeutung kommt in der Entscheidung zur Organisationsform auch der Umsetzungsgeschwindigkeit zu. Die Berechnungen gehen von einem Baubeginn in wenigen Jahren aus, und wie bereits in der Einleitung zu dieser Studie betont wurde, besteht die Notwendigkeit von CCS und dessen Umsetzung in einem engen Zeithorizont. Neben dem finanziellen Aspekt hat die Sicherung dieser zeitnahen Bereitstellung einen hohen Stellenwert. Die Umsetzungsgeschwindigkeit war zwar nicht Gegenstand dieser Untersuchung, weswegen auch keine Aussagen dazu möglich sind, es erscheint den Autoren jedoch plausibel, dass Besitzstrukturen und Marktdesign auch Einfluss auf die Umsetzungsgeschwindigkeit haben könnten.

Zukünftige Arbeiten sollten sich vertieft mit den Folgen des Marktdesigns beschäftigen. Um dabei die Kostenfolgen genauer quantifizieren zu können, aber auch für die Betrachtung weiterer wichtiger Aspekte wie beispielsweise die erwähnte Risikoaufteilung oder die Umsetzungsgeschwindigkeit, erscheint es sinnvoll, dabei bereits auf konkretere definierte Optionen für die Organisationsformen der Märkte und der Besitzstrukturen der Infrastruktur einzugehen, um die Fragestellungen effektiv beantworten zu können.

Literaturverzeichnis

- Al Baroudi, H., Awoyomi, A., Patchigolla, K., Jonnalagadda, K., & Anthony, E. (2021). *A review of large-scale CO₂ shipping and marine emissions management for carbon capture, utilisation and storage*. Applied Energy. doi:<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116510>
- Allekotte, M., Bergk, F., Biemann, K., Deregowski, C., Knörr, W., Althaus, H.-J., . . . Bergmann, T. (2020). *Ökologische Bewertung von Verkehrsarten*. UBA. Von https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/texte_156-2020_oekologische_bewertung_von_verkehrsarten_0.pdf abgerufen
- Becattini, & Mazzotti. (2023). *Exploring CO₂ Management Solutions, WP5 - Addressing policy, regulatory, and acceptance challenges to enable CCS deployment, Interim Report*. Swiss Federal Office of Energy SFOE.
- Becattini, V., Gabrielli, P., Antonini, C., Campos, J., Acquilino, A., Sansavini, G., & Mazzotti, M. (2022). *Carbon dioxide capture, transport and storage supply chains: Optimal economic and environmental performance of infrastructure rollout*. International Journal of Greenhouse Gas Control. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2022.103635>
- 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>
- BFE. (2021). *Energieperspektiven 2050+ - Exkurs Negativemissionstechnologien und CCS - Potenziale, Kosten und Einsatz*.
- BFE. (2021). *Energieperspektiven 2050+ - Technischer Bericht*.
- BFS. (2022). *Preisniveauindizes*. Abgerufen am 11. 01 2023 von <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/preise/internationale-preisvergleiche/preisniveauindizes.html>
- BMWK. (2022). *Evaluierungsbericht der Bundesregierung zum Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (KSpG)*. Von <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energiedaten/evaluierung-sbericht-bundesregierung-kspg.html> abgerufen
- Bundesministerium der Finanzen. (2016). *Chancen und Risiken Öffentlich-Privater Partnerschaften, Gutachten des Wissenschaftlichen Beirats beim Bundesministerium der Finanzen 02/2016*.
- Bundesrat. (2021). *Langfristige Klimastrategie der Schweiz*.
- Bundesrat. (2022). *CO₂-Abscheidung und Speicherung (CCS) und Negativemissionstechnologien (NET) - Wie sie schrittweise zum langfristigen Klimaziel beitragen können - Bericht des Bundesrates*.
- BWL-Lexikon. (2023). *Skaleneffekte (Economies of Scale)*. Abgerufen am 26. 01 2023 von <https://www.bwl-lexikon.de/wiki/skaleneffekte/>

- Calas, G., Bielicki, J. M., Ha-Duong, M., & Middleton, R. S. (2011). *Simulated CO2 Pipeline networks for CCS in France*.
- cemsuisse. (2021). *Kennzahlen 2021*. Von <https://www.cemsuisse.ch/kennzahlen/> abgerufen
- Chevalier, G., Diamond, L. W., & Leu, W. (2010). *Potential for deep geological sequestration of CO2 in Switzerland: a first appraisal*. Von <https://sjg.springeropen.com/articles/10.1007/s00015-010-0030-4> abgerufen
- Danish Energy Agency. (2022). *Technology Data for Industrial Process Heat*. Abgerufen am 11. 01 2022 von <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-industrial-process-heat>
- Diamond, L. W., Herwegh, M., Holliger, K., & Madonna, C. (2019). *Heisses Wasser nutzen, CO2 einspeichern – Das Potenzial des tiefen Untergrundes*. Von <https://nfp-energie.ch/de/projects/960/> abgerufen
- DNV GL Energy. (2020). *Potential for reduced costs for carbon capture transport and storage value chains (CCS)*. Gassnova SF.
- Driesner, T., Gischig, V., Hertrich, M., Loew, S., Maurer, H., Mazzotti, M., . . . Laloui, L. (2021). *Swiss Potential for Geothermal and CO2 Storage - Synthesis Report*. ETH Zürich. doi:<https://doi.org/10.3929/ethz-b-000518184>
- 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
- Eliasson, A., Fahrman, E., Biermann, M., Normann, F., & Harvey, S. (2022). *Efficient heat integration of industrial CO2 capture and district heating supply*. International Journal of Greenhouse Gas Control. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2022.103689>
- eni. (2023). *Our refinery in Sannazzaro: a high-efficiency hub*. Abgerufen am 15. 01 2023 von <https://www.eni.com/en-IT/operations/italia-sannazzaro-raffineria.html>
- Erfurth, J. (2023). *Development of Pipeline Infrastructure for CO2 Transport, Germany*. ECRA Online Conference CO2 Infrastructures.
- ETH Zürich. (2021). *Feasibility of a demonstrator for the carbon capture and storage value chain in CH with a waste-to-energy plant*.
- finanzen.net. (2023). *Währungsrechner*. Abgerufen am 11. 01 2023 von https://www.finanzen.net/waehrungsrechner/britische-pfund_euro
- Finanzen-Rechner. (2023). *Inflationsrechner*. Abgerufen am 11. 01 2023 von <https://www.finanzen-rechner.net/inflationsrechner.php>
- FitchRatings. (2023). *Entity Switzerland*. Von <https://www.fitchratings.com/entity/switzerland-80442208> abgerufen
- Fitza, M., & Tihanyi, L. (2017). *How Much Does Ownership Form Matter?* Strategic Management Journal. doi: <https://doi.org/10.1002/smj.2671>

- 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. (2022). *Regulatory Lessons Learned from Longship*.
- Global CCS Institute. (2021). *Technology readiness and costs of CCS*. Abgerufen am 26. 10 2022 von <https://scienceforsustainability.org/w/images/b/bc/Technology-Readiness-and-Costs-for-CCS-2021-1.pdf>
- Graf, M. (2021). *energate messenger - Schweizer Zementindustrie plant CO2-Abscheidung ab 2030*. Von <https://www.energate-messenger.ch/news/211548/schweizer-zementindustrie-plant-co2-abscheidung-ab-2030> abgerufen
- IEA. (2021). *Net Zero by 2050 - A Roadmap for the Global Energy Sector*.
- IEA. (2022). *World captured CO2 by source in the Sustainable Development Scenario, 2020-2070*. Abgerufen am 12. 01 2022 von <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/world-captured-co2-by-source-in-the-sustainable-development-scenario-2020-2070>
- IOGP. (2022). *CCUS projects in Europe*.
- IPCC. (2022). *Summary for Policymakers. In: Climate Change 2022. Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Abgerufen am 26. 10 2022 von <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/>
- IPCC. (2022). *Summary for Policymakers. In: Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge: Cambridge University Press.
- Jakobsen, J., Roussanaly, S., & Anantharaman, R. (2017). *A techno-economic case study of CO2 capture, transport and storage chain from a cement plant in Norway*. *Journal of Cleaner Production*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2016.12.120>
- 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>
- Kühnel, S., Hacker, F., & Görz, W. (2018). *Oberleitungs-Lkw im Kontext weiterer Antriebs- und Energieversorgungsoptionen für den Straßengüterfernverkehr*. Öko-Institut e.V. Von <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/StratON-O-Lkw-Technologievergleich-2018.pdf> abgerufen
- Le temps. (2015). *L'oléoduc du Rhône est en stand-by*. Abgerufen am 15. 01 2023 von <https://www.letemps.ch/economie/loleoduc-rhone-standby>
- Markewitz, P., Zhao, L., Ryssel, M., Moumin, G., Wang, Y., Sattler, C., . . . Stolten, D. (2019). *Carbon Capture for CO2 Emission Reduction in the Cement Industry*

- in Germany. energies.* Von <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/12/2432> abgerufen
- Moodys. (2023). Von <https://www.moodys.com/search?keyword=Switzerland&searchfrom=GS>, abgerufen
- Nakhle, C., Eckle, P., & Krüger, M. (2022). *Decarbonizing Cement - Technology assessment and policy relevant evidence for the decarbonization of the swiss cement Industry.* BFE; BAFU.
- Prognos. (2018). *Siedlungsabfallaufkommen Schweiz 2050.* Berlin / Düsseldorf.
- 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.* International Journal of Greenhouse Gas Control. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.ijggc.2017.08.022>
- S&P Global Ratings. (2023). *Index.* Von <https://www.spglobal.com/ratings/en/index> abgerufen
- Saipem. (2020). *CO2NET Grobes Design und Kostenschätzung für ein CO2 Sammel-Netzwerk in der Schweiz.* BFE.
- Sandberg, P. (2023). *Developing geological CO2 storage in Norway: From Sleipner via Northern Lights to Large Scale.* ECRA Online conference CO2 Infrastructures, 20 January 2023.
- Ship&Bunker. (2023). *bunker prices.* Abgerufen am 22. 01 2023 von <https://shipandbunker.com/prices/av/region/av-eme-emea-average#IF0380>
- SNB Statistik. (2023). *Kassazinssätze von Anleihen verschiedener Schuldnerkategorien.* Abgerufen am 05 2023 von <https://data.snb.ch/de>
- SNB-Statistik. (2023). *Zinssätze von neuen Kreditabschlüssen - nach Produkten und Kreditrisikoklassen.* Abgerufen am 05 2023 von <https://data.snb.ch/de>
- UBA. (2022). *Kohlendioxid-Emissionsfaktoren für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen 1990-2020.*
- UVEK. (2022). *Vereinbarung zwischen der Schweizerischen Eidgenossenschaft vertreten durch das UVEK und den Verband der Betreiber Schweizerischer Abfallverwertungsanlagen.* Von <https://www.newsd.admin.ch/newsd/message/attachments/70634.pdf> abgerufen
- VBSA. (2021). *Monitoring-Bericht zur CO2-Branchenvereinbarung für das Jahr 2020.* Von https://vbsa.ch/wp-content/uploads/2021/08/2021_08_19-VBSA-CO2-Report-2020.pdf abgerufen
- Voldsund, M., Gardarsdottir, S. O., De Lena, E., Perez-Calvo, J.-F., Jamali, A., Berstad, D., . . . Gazzani, M. (2019). *Comparison of Technologies for CO2 Capture from. energies.*
- VTG. (2022). *Flüssiggas-Kesselwagen für tiefkalte Gase.*
- ZEP. (2011a). *The Costs of CO2 Storage - Post-demonstration CCS in the EU.* Von <https://zeroemissionsplatform.eu/document/the-costs-of-co2-storage/> abgerufen

ZEP. (2011b). *The Costs of CO2 Transport - Post-demonstration CCS in the EU.*