

Anhang II «Finanztechnische Details»

DynCO2 – Entwicklung eines dynamischen CO₂-Minderungs- und Removalsmarkts: Konzeptstudie und Umsetzungsperspektiven



Abbildung 1: Obertägige Komponenten einer geologischen CO₂-Speicherinfrastruktur am Beispiel des Quest Carbon Capture and Storage (CCS) Projekts in Kanada. Seit 2015 werden im Rahmen des Quest CCS-Projekts in Alberta, Kanada, jährlich rund 1 Million Tonnen CO₂ (ca. 30 kg/s) in 2'000 bis 2'500 Metern Tiefe dauerhaft geologisch gespeichert. Von drei verfügbaren Injektionsbohrungen ist derzeit nur eine aktiv in Betrieb. Der unterirdische Speicher erstreckt sich über 3'700 km² und ist für ein Gesamtvolumen von 25 Millionen Tonnen CO₂ konzessioniert. Bislang wurden etwa 10 Millionen Tonnen injiziert – diese erzeugen im Speichergestein eine CO₂-Fahne mit rund 50 km² Ausdehnung und etwa 40 Metern Mächtigkeit.

Textquellen: Alberta Energy Outlook 2025 report (ST98) [15], Statistics and Data, Quest 2022 annual status report [14], Shell Sustainability Report 2023 [13]

Bildquelle: Gunter Siddiqi, 2017.



Subventionsgeberin:

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Energieforschung und Cleantech
CH-3003 Bern
www.energieforschung.ch

Ko-Finanzierung: N.A.

Subventionsempfängerin:

conim ag
CH-8032 Zürich
<https://conim.ch>

Autor/in:

Janine Stampfli, conim AG, js@conim.ch
Gunter Siddiqi, conim AG, gs@conim.ch
Urs Keiser, conim AG, uk@conim.ch
Gabriele Butti, conim AG, gb@conim.ch

BFE-Projektbegleitung:

Elena-Lavinia Niederhaeuser, elena-lavinia.niederhaeuser@bfe.admin.ch
Christian Minnig, christian.minnig@bfe.admin.ch

BFE-Vertragsnummer: SI/502886-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

Anhang II

i. Einleitung

Dieser Anhang enthält die für den «imaginären CCS Hub» des illustrativen, konzeptionellen Beispiels verwendeten Annahmen, Auszüge aus den Cashflow Modellen sowie die Details der beiden hypothetischen Fördermodelle.

Für die Kostenschätzung wurde der AACE International Recommended Practice No. 87R-14 «Cost Estimate Classification System – As Applied for the Petroleum Exploration and Production Industry» [1] gefolgt. Die Hauptmerkmale der Kostenschätzungen der verschiedenen Klassen sind in Abbildung 2 dargestellt. Bei dieser Studie wurde von einer Kostenschätzungen der Klasse 5 (Konzeptionelle Planung) ausgegangen. Gemäss der internationalen Praxis können die tatsächlichen Kosten eines Projektes in einer Kostenschätzung der Klasse 5 um 20 bis 50% tiefer oder um 30 bis 100% höher liegen.

ESTIMATE CLASS	Primary Characteristic	Secondary Characteristic		
	MATURITY LEVEL OF PROJECT DEFINITION DELIVERABLES Expressed as % of complete definition	END USAGE Typical purpose of estimate	METHODOLOGY Typical estimating method	EXPECTED ACCURACY RANGE Typical variation in low(L), and high(H) ranges ^[a]
Class 5	0% to 2%	Conceptual planning	Capacity factored, parametric models, judgment, or analogy	L: -20% to -50% H: +30% to +100%
Class 4	1% to 15%	Screening options	Equipment factored or parametric models	L: -15% to -30% H: +20% to +50%
Class 3	10% to 40%	Funding authorization	Semi-detailed unit costs with assembly level line items	L: -10% to -20% H: +10% to +30%
Class 2	30% to 75%	Project control	Detailed unit cost with forced detailed take-off	L: -5% to -15% H: +5% to +20%
Class 1	65% to 100%	Fixed price bid check estimate	Detailed unit cost with detailed take-off	L: -3% to -10% H: +3% to +15%

Notes: [a] The state of technology, availability of applicable reference cost data and many other risks affect the range markedly. The +/- Values represent typical percentage variation of actual costs from the cost estimate after application of contingency ^[3] (typically at a 50% level of confidence) for given scope.

Abbildung 2: Kostenschätzungs-Klassifizierungsmatrix für die Erdölförderung und -produktion. Ab einer Klasse 3 kann eine Kostenschätzung als ernsthafte Planungsgrundlage verwendet werden. Bei Untergrundprojekten wird in der Praxis zudem noch eine Kostenschätzung der Klasse 3 in P10/P50/P90 Werten angegeben, um die Kostenfolge eventueller Ereignisse einzufangen, welche in der Regel in Folge von geologischen Unsicherheiten auftreten. Solche Werte begründen sich auf Erfahrungen und Wahrscheinlichkeitsberechnungen. P10-Kostenschätzungen der Klasse 3 beziehen sich dabei auf eine optimistische Kostenschätzung, wobei nur eine 10%-ige Wahrscheinlichkeit besteht, dass dieses Kostenziel tatsächlich eintritt (z.B. der schnellstmögliche Bohrfortschritt ohne jegliche Probleme). Eine P50 bezieht sich auf den Median und P90 ist eine konservative Kostenschätzung, die allen vernünftigen Eventualitäten Rechnung trägt. [1]

ii. Annahmen

Tabelle 1 und Tabelle 2 enthalten die für den «imaginären CCS Hub» des illustrativen, konzeptionellen Beispiels verwendeten Annahmen für die geologische CO₂-Speicherung bzw. für den CO₂-Rohleitungs-transport. Für die CO₂-Speicherung werden Mittelwerte für Kosten, die in der Schweiz in Geothermie-Projekten angefallen sind, verwendet. Daher haben sie eine robuste Basis. Die Kapazitäten der geologischen CO₂-Speicher des CCS-Hubs wurden so gewählt, dass sie ungefähr einem Drittel der für die Schweiz gewünschten nützlichen geologischen CO₂-Speicherkapazität entsprechen.

Tabelle 1: Verwendete Annahmen bezüglich der geologischen CO₂-Speicherung. Die Phasen führen zu keiner sukzessiven Umwandlung der prospektiven Speicherressourcen in nutzbare Speicherkapazitäten (vergleiche Abbildung 8 des Hauptteils des Berichts).

Thema	Element	Menge	Einheit	Kommentare
Speicher- kapazität	Konzessionierte CO₂-Speicherkapazität			
	Speicher A - Betriebsjahre 1 bis 5	6'000'000	Tonnen CO ₂	Oberer Malm-Speicherkomplex (USM) – 1200 m Tiefe
	Speicher A - ab Betriebsjahr 6	9'000'000	Tonnen CO ₂	Messungen während des Betriebs liessen auf höhere Kapazität schliessen (siehe Ausbau der Kapazität im Jahr 5 unten)
	Speicher B	12'000'000	Tonnen CO ₂	Dogger-Speicherkomplex (Hauptrogenstein) - 1700 m Tiefe
	Speicher C	12'000'000	Tonnen CO ₂	Muschelkalk-Speicherkomplex - 1700 m Tiefe
Lebens- dauer Speicher- komplex	Betriebsjahre			
	Speicher A	30+5	Jahre	
	Speicher B	30	Jahre	
	Speicher C	30	Jahre	
Speicher- rate	Jährliche CO₂-Speicherrate			
	Speicher A - Betriebsjahre 1 bis 5	200'000	Tonnen CO ₂ pro Jahr	6.4 kg/s gesamt; 3.2 kg/s pro Injektionsbohrung bei üblichen Einspeisedrücken von 3 MPa über dem natürlichen Speicherdruck; damit vergleichbar wie das Trüllikon Bohrloch, aber 20x schlechter als Riehen mit 1 Bohrung (~ 20 kg/s Kapazität)
	Speicher A - ab Betriebsjahr 6	300'000	Tonnen CO ₂ pro Jahr	Aufgrund steigender Nachfrage (siehe Ausbau der Kapazität im Jahr 5 unten)
	Speicher B	400'000	Tonnen CO ₂ pro Jahr	
	Speicher C	400'000	Tonnen CO ₂ pro Jahr	

Investitionskosten CAPEX	Phase 1 «Screening und regionale Bewertung der Speicherressourcen»			2 Jahre
	Personalaufwand (1 FTE)	CHF 200'000	pro Jahr	
	Anzahl Mitarbeiter (total)	5		
	Beratung	CHF 1'000'000	pro Jahr	Technische Unterstützung, Daten-Einkauf
	Phase 2 «Charakterisierung und Bewertung des Speicherkomplexes»			4 Jahre
	Datenerfassung	CHF 62'000	pro km ²	Alle relevanten Kosten für 3D-Seismik, Schwerkraft, Geoelektrik, Magnetotellurik, Geologie, Geochemie, Planung weiterer Arbeiten
	Fläche	1'000	km ²	
	Phase 3 «Erschliessung des CO₂-Speichers»			3 Jahre
	Bohrkosten - Speicher A	CHF 8'420'000	für 1. Bohrung	Nach der 1. Bohrung: Erfahrungskurve bei aufeinanderfolgenden Bohrungen; 2 Injektionsbohrungen + 1 Horchbohrung + 1 Bohrung mit Misserfolg (mangelnde Injektivität)
	Bohrkosten - Speicher B	CHF 13'700'000	für 1. Bohrung	Erfahrungskurve wirkt bei aufeinanderfolgenden Bohrungen
	Bohrkosten - Speicher C	CHF 13'700'000	für 1. Bohrung	Erfahrungskurve wirkt bei aufeinanderfolgenden Bohrungen
	Komplettierung der Bohrung	CHF 2'000'000	pro Bohrung	Keine Erfahrungskurve; Korrosionsbeständige Legierungen (für Injektionsstrang) / Messinstrumente für Horchbohrungen
	CO ₂ Tests (10'000 Tonnen)	CHF 10'000'000	pro Bohrplatz	Mit 3 Injektionsbohrungen, wovon 1 nicht erfolgreich; CHF 100 pro Tonne CO ₂ (Abscheidung an einer Industrieanlage)
	Oberflächen- und Testinstallationen	CHF 3'000'000	pro Bohrplatz	Tanks, Leitungen, Ventile, Generatoren, Arbeitscontainer, kleiner Kompressor, permanente Prüfeinrichtungen
	Anzahl Bohrungen für 3 geologische Speicher (total)	12		4 Bohrungen (mittels 2 Bohranlagen) pro Jahr über 3 Jahre
	Ausbau der Kapazität in Speicher A in Phase 4 «Betrieb»			1 Jahr im Jahr 5 dieser Phase; nur 1 Bohrung zur Erweiterung von Kapazität und Leistung
	Bohrkosten	CHF 8'420'000	pro Bohrung	1'200 m Tiefe
	Komplettierung der Bohrung	CHF 2'000'000	pro Bohrung	
	CO ₂ Tests (10'000 Tonnen)	CHF 500'000	pro Bohrung	CHF 50 pro Tonne CO ₂ (bestehender CO ₂ -Fluss temporär umleiten)
	Rohrleitungsanschluss, Oberflächen- und Testinstallationen	CHF 2'000'000	pro Bohrung	

Betriebskosten OPEX	Phase 4 «Betrieb von geologischen Speichern»			Speicher A und B: 30 Jahre; Speicher C: 35 Jahre
	Personalkosten			
	Personalaufwand (1 FTE)	CHF 200'000	pro Jahr	
	Anzahl Mitarbeiter pro Speicher	5		Produktionsingenieure; Reservoir-Ingenieure; Technischer Support; Administrativer Support; Reporting und Compliance
	Beratung	CHF 1'000'000	pro Jahr	Dienstleistungen Dritter, Auftragsvergabe und Beschaffung, usw.
	Übrige Betriebskosten			
	Unterhalt, Reparaturen, Ersatz	3%	der Bohrkosten	Nur als %-Teil der Bohrkosten (Erschliessung)
	Monitoring measurement verification (MMV)	CHF 1'000'000	pro Jahr	
	3D-Seismik – Teil des MMV	CHF 3'000'000	alle 5 Jahre	Für Nachweis «Conformance and Containment»
	Financial security (für Vorkehrungen im Falle von «signifikanten Irregularitäten»)	CHF 5	pro Tonne CO ₂	Basierend auf EU CCS Richtlinie - Financial security Art. 19 und Financial mechanism Art. 20 [2]
	Financial mechanism für Überwachung der Phase «Nach-Schliessung»	CHF 0.55	pro Tonne CO ₂	Basierend auf EU CCS Richtlinie - Financial security Art. 19 und Financial mechanism Art. 20 [2]
	Gebühren und Abgaben			
	Jährliche Nutzungsgebühr	CHF 100'000	pro Jahr	Maximalbetrag im Kanton Thurgau (siehe Gesetz zur Nutzung des Untergrunds [3])
	Einmalige Konzessionsabgabe	CHF 500'000		Maximalbetrag im Kanton Thurgau (siehe Gesetz zur Nutzung des Untergrunds [3])
	Wiederkehrende Konzessionsabgabe	CHF 2.10	pro Tonne CO ₂	CHF 3 pro Kubikmeter, 0.7 Tonnen CO ₂ pro Kubikmeter (siehe Gesetz zur Nutzung des Untergrunds [3])
	Phase 5 «Schliessung»			1 Jahr
	Personalaufwand (1 FTE)	CHF 200'000	pro Jahr	
	Anzahl Mitarbeiter pro Speicher	5		
	Phase 6 «Nach-Schliessung / Vor-Rückgabe der Konzession/Bewilligung»			30 Jahre
	Personalaufwand (1 FTE)	CHF 200'000	pro Jahr	
	Anzahl Mitarbeiter (total)	1		Für Begleitung «Nach-Schliessung»
	Plug + Abandonment der Bohrungen	CHF 1'000'000	pro Bohrung	Im Jahr 30 der Betriebsphase; für 3 Injektionsbohrungen (je eine pro Speicher) plus 1 Horchbohrung (Speicher A)

Tabelle 2: Verwendete Annahmen bezüglich des CO₂-Transports

Thema	Element	Menge	Einheit	Kommentare
Transport- leitung	Jährlich transportiertes CO₂			
	In Anspruch genommene Kapazität der Hochdruck-Stammstrecke	900'000	Tonnen CO ₂ pro Jahr	Summe der drei Punktquellen; die maximale Kapazität der Stammstrecke beträgt 3.9 Millionen Tonnen CO ₂ pro Jahr.
	Zusätzliche jährliche Kapazitätsnachfrage für die Hochdruck-Stammstrecke	100'000	Tonnen CO ₂ pro Jahr	Zweck: Um plausible Betriebs- und Unterhaltskosten zu errechnen. Zusätzliches CO ₂ stammt aus durch Aktivitäten von Punktquellen ausserhalb des «imaginären CCS Hubs»
	Niederdruck «Jura»	450'000	Tonnen CO ₂ pro Jahr	Nebenstrecke, um Punktquelle mit der Hochdruck-Stammstrecke zu verknüpfen:
	Niederdruck Bern (+Thun)	150'000	Tonnen CO ₂ pro Jahr	Nebenstrecke, für die Expansion für Speicher A kommt die AVAG-KVA Thun dazu (120'000 Tonnen CO ₂ pro Jahr)
	Niederdruck Solothurn	300'000	Tonnen CO ₂ pro Jahr	Nebenstrecke, um Punktquelle mit der Hochdruck-Stammstrecke zu verknüpfen:
	Hochdruck-Verteiler zu Speicher A	400'000	Tonnen CO ₂ pro Jahr	Maximal; die obertägigen Anlagen des Speichers befinden sich in nächster Nachbarschaft der Stammstrecke, um den Verteiler kurz zu halten.
	Hochdruck-Verteiler zu Speicher B	400'000	Tonnen CO ₂ pro Jahr	Maximal
	Hochdruck-Verteiler zu Speicher C	200'000	Tonnen CO ₂ pro Jahr	Maximal
	Kapazitätsfaktor (capacity factor)	90%		Dauer, in der etwas effektiv betrieben werden kann; gilt für Rohrleitung, Booster Station und Pumpen.
Investitionskosten CAPEX	Phase 1 «Planung, inkl. Genehmigungen»			5 Jahre
	Personalaufwand (1 FTE)	CHF 200'000	pro Jahr	
	Anzahl Mitarbeiter (total)	5		
	Beratung	CHF 1'000'000	pro Jahr	Technische Unterstützung, etc.
	Phase 2 «Bau - Ausheben, Verlegen, Testen»			3 Jahre
	Rohrleitungen			
	Hochdruck - Länge	85'000	m	Stammstrecke (80 km) und von Stammstrecke zu CO ₂ -Speichern (5 km); ohne Redundanz; 1/3 der Stammstrecke WEST von SAIPEM (2020) [4]
	Hochdruck - Kosten	CHF 2'100	pro m	Stahl, 16 Zoll Durchmesser, pauschale Kostenschätzung

Niederdruck - Länge	35'000	m	Von Punktquellen zu Stammstrecke (35 km); ohne Redundanz	
Niederdruck - Kosten	CHF 2'000	pro m	Stahl; 10 Zoll Durchmesser, pauschale Kostenschätzung	
Lebensdauer Rohrleitungen	50	Jahre		
Kompressionsanlagen				
Anzahl - Nebenstrecke	3		Erhöhen den Druck von CO ₂ auf tiefer Druckstufe auf Druck der Stammstrecke und Einspeisung in CO ₂ -Reservoir	
Kosten - Nebenstrecke	CHF 10'000'000	pro Stück		
Anzahl - Stammstrecke	1			
Kosten - Stammstrecke	CHF 80'000'000			
Lebensdauer	25	Jahre		
Pumpen / Booster-Stationen				
Anzahl	4		3x bei den Punktquellen, 1x in der Trunkline	
Kosten	CHF 69'000	pro Stück	Gemäss Tabelle 4 Solomon et al. (2024) [5]	
Lebensdauer	25	Jahre		
Betriebskosten OPEX	Phase 3 «Betrieb»		> 50 Jahre; Start: 1 Jahr vor dem Betrieb des Speichers	
	Personalkosten			
	Personalaufwand (1 FTE)	CHF 200'000	pro Jahr	Für Hochdruck- und Niederdruckrohrleitungen
	Anzahl Mitarbeiter (total)	10		
	Beratung	CHF 1'000'000	pro Jahr	Technische Unterstützung, etc.
	Rohrleitungen			
	Unterhalt, Reparaturen, Ersatz, Abgaben und Gebühren	4%	der Investitionskosten	Betriebs- und Wartungskosten: 1.5%-4% der Investitionskosten gemäss Solomon et al. (2024) [5]

Der angenommene Diskontierungssatz von 5.69% orientiert sich an den kalkulatorischen Zinssätzen für schweizerische Förderinstrumente für erneuerbare Energien [6]. Der Diskontierungssatz ist weiterhin plausibilisiert durch Vergleiche mit GASUNIE, einem vollständig im Besitz der öffentlichen Hand befindlichen niederländischen Unternehmen im CO₂-Rohrleitungsbereich 5-7% [7], EBN einem vollständig im Besitz der öffentlichen Hand niederländischen Unternehmen im geologischen CO₂-Speicherbereich mit einem historischen Weighted Average Cost of Capital (WACC) von 6.5% (EBN Jahresbericht 2023 [8]) und der OMV AG, einem mittelgrossen österreichischen Akteur im fossilen Energiesektor mit Aktivitäten in der geologischen CO₂-Speicherung, mit 7-9% [9].

iii. Auszüge aus den Cashflow Modellen

Abbildung 3 zeigt einen Auszug aus dem Cashflow Modell für die geologische CO₂-Speicherkomponente des imaginären CCS-Hubs: Es werden lediglich die ersten drei Phasen des Lebenszyklus abgebildet sowie die ersten vier Jahre der 35-jährigen Betriebsphase. Die Phasen «Schliessung» und «Nach-Schliessung» der gesamthaft rund 70-jährigen Konzessionsdauer verursachen für den Betreiber Kosten, die jedoch in Abbildung 3 aufgrund des gewählten Zeitfensters nicht sichtbar sind. Abbildung 4 zeigt einen Auszug aus dem Cashflow Modell für die CO₂-Rohrleitungskomponente des imaginären CCS-Hubs: Die Planung und den Bau der CO₂-Rohrleitungsinfrastruktur und deren Betrieb während der ersten fünf Jahre.

Projektjahr Kalenderjahr Betriebsjahr	1 2026 -9	2 2027 -8	3 2028 -7	4 2029 -6	5 2030 -5	6 2031 -4	7 2032 -3	8 2033 -2	9 2034 -1	10 2035 1	11 2036 2	12 2037 3	13 2038 4
CAPEX													
Phase 1 "Screening und regionale Bewertung der Speicherressourcen"													
Personal: Mitarbeitende und Beratung	2'000'000	2'000'000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Phase 2 "Charakterisierung und Bewertung des Speicherkomplexes"													
250 km2 pro Jahr, bis 1'000 km2 in 4 Jahren abgedeckt sind	0	0	15'500'000	15'500'000	15'500'000	15'500'000	0	0	0	0	0	0	0
Phase 3 "Erschliessung des 3 CO2-Speicher (A, B und C)"													
Bohrkosten, Fertigung, CO2 Test (4 Bohrungen pro Jahr, 3 Jahre)	0	0	0	0	0	0	40'560'000	67'790'000	67'790'000	0	0	0	0
Ausbau der Kapazität in Speicher A in Phase 4 "Betrieb"													
1 Bohrung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Annual CAPEX	2'000'000	2'000'000	15'500'000	15'500'000	15'500'000	15'500'000	40'560'000	67'790'000	67'790'000	0	0	0	0
Total Cumulative CAPEX	2'000'000	4'000'000	19'500'000	35'000'000	50'500'000	66'000'000	106'560'000	174'350'000	242'140'000	242'140'000	242'140'000	242'140'000	242'140'000
Discounted Annual CAPEX	2'000'000	1'892'327	13'875'988	13'128'950	12'422'131	11'753'365	29'100'105	46'018'065	43'540'604	0	0	0	0
OPEX													
Phase 4 "Betrieb von geologischen Speicheranlagen"													
Personalkosten: Mitarbeiter, Beratung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4'000'000	4'000'000	4'000'000	4'000'000
Unterhalt, Reparaturen, Ersatz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3'223'800	3'223'800	3'223'800	3'223'800
MMV (+ alle 5 Jahre 3D-Seismik)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1'000'000	1'000'000	1'000'000	1'000'000
Financial security	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5'000'000	5'000'000	5'000'000	5'000'000
Financial mechanism	0	0	0	0	0	0	0	0	0	550'000	550'000	550'000	550'000
Gebühren (z.B., Kt. TG: Fr. 3 m ³ ; Fr. 2.10 pro Tonne CO ₂)	0	0	0	0	0	0	0	500'000	0	2'200'000	2'200'000	2'200'000	2'200'000
Phase 5 "Schliessung"	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Phase 6 "Nach-Schliessung / Vor-Rückgabe der Konzession/Bewilligung"	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Finanzierungskosten													
Total Annual OPEX	0	0	0	0	0	0	0	500'000	0	15'973'800	15'973'800	15'973'800	15'973'800
Total Cumulative OPEX	0	0	0	0	0	0	0	500'000	500'000	16'473'800	32'447'600	48'421'400	64'395'200
Total Ausgaben (CAPEX+OPEX)	2'000'000	2'000'000	15'500'000	15'500'000	15'500'000	15'500'000	40'560'000	68'290'000	67'790'000	15'973'800	15'973'800	15'973'800	15'973'800
Diskontierte Ausgaben	2'000'000	1'892'327	13'875'988	13'128'950	12'422'131	11'753'365	29'100'105	46'357'481	43'540'604	9'707'405	9'184'791	8'690'312	8'222'454

Abbildung 3: Auszug aus dem Cashflow Modell für die geologische CO₂-Speicherkomponente des imaginären CCS-Hubs: Es werden lediglich die ersten drei Phasen des Lebenszyklus abgebildet sowie die ersten vier Jahre der 35-jährigen Betriebsphase.

Projektjahr Kalenderjahr Betriebsjahr	0 2025 -9	1 2026 -8	2 2027 -7	3 2028 -6	4 2029 -5	5 2030 -4	6 2031 -3	7 2032 -2	8 2033 -1	9 2034 1	10 2035 2	11 2036 3	12 2037 4	13 2038 5
CAPEX														
Phase 1 "Engineering, Planung, inkl. Genehmigungen"														
Personal: Mitarbeitende und Beratung	2'000'000	2'000'000	2'000'000	2'000'000	2'000'000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Phase 2 "Konstruktion Bau - Ausheben, Verlegen, Testen"														
Nieder- und Hochdruckrohrleitungen	0	0	0	0	0	82'833'333	82'833'333	82'833'333	0	0	0	0	0	0
Kompressionsanlagen	0	0	0	0	0	36'666'667	36'666'667	36'666'667	0	0	0	0	0	0
Pumpe / Booster Station	0	0	0	0	0	92'000	92'000	92'000	0	0	0	0	0	0
Total jährliches CAPEX	2'000'000	2'000'000	2'000'000	2'000'000	2'000'000	119'592'000	119'592'000	119'592'000	0	0	0	0	0	0
Discounted Annual CAPEX	2'000'000	1'892'327	1'790'450	1'694'058	1'602'856	90'684'412	85'802'263	81'182'953	0	0	0	0	0	0
Total Cumulative CAPEX	2'000'000	4'000'000	6'000'000	8'000'000	10'000'000	129'592'000	249'184'000	368'776'000	368'776'000	368'776'000	368'776'000	368'776'000	368'776'000	368'776'000
OPEX														
Phase 3 "Betrieb"														
Personalkosten: Mitarbeiter, Beratung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3'000'000	3'000'000	3'000'000	3'000'000	3'000'000
Unterhalt, Reparaturen, Ersatz, Abgaben und Gebühren	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14'351'040	14'351'040	14'351'040	14'351'040	14'351'040
Finanzierungskosten														
Total jährliches OPEX	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17'351'040	17'351'040	17'351'040	17'351'040	17'351'040
Total annual OPEX discounted	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11'144'339	10'544'365	9'976'691	9'439'579	8'931'383
Total Ausgaben	2'000'000	2'000'000	2'000'000	2'000'000	2'000'000	119'592'000	119'592'000	119'592'000	17'351'040	17'351'040	17'351'040	17'351'040	17'351'040	17'351'040
<i>Diskontierte Ausgaben</i>	<i>2'000'000</i>	<i>1'892'327</i>	<i>1'790'450</i>	<i>1'694'058</i>	<i>1'602'856</i>	<i>90'684'412</i>	<i>85'802'263</i>	<i>81'182'953</i>	<i>11'144'339</i>	<i>10'544'365</i>	<i>9'976'691</i>	<i>9'439'579</i>	<i>8'931'383</i>	

Abbildung 4: Auszug aus dem Cashflow Modell für die Planung, den Bau und den Betrieb während der ersten fünf Jahre der CO₂-Rohrleitungsinfrastruktur.

iv. Details der Fördermodelle

Internationale Erfahrungen demonstrieren die Notwendigkeit der Förderung durch die öffentliche Hand (siehe Seite 24 des Global Status Report 2025 [10]), insbesondere in Regionen, die bis anhin keine Anstrengungen für den Aufbau einer CO₂-Rohrleitungs- und geologische CO₂-Speicherinfrastruktur unternommen haben. Siehe auch Butti et al. 2024 [11] bezüglich Förderinstrumente für die geologische CO₂-Speicherentwicklung.

Tabelle 3 enthält die Kennwerte zweier Fördermodelle für den geologischen CO₂-Speicher und den CO₂-Transport, die für den «imaginären CCS Hub» des illustrativen, konzeptionellen Beispiels verwendet wurden. Die Fördermodelle lehnen sich an die der USA, Kanada, Australien, Norwegen und Dänemark an, sowie an den EU Innovation Fund.

Tabelle 3: Kennwerte der beiden Fördermodelle

CO ₂ -Rohrleitungsbetreiber	Geologische CO ₂ -Speicherbetreiber
Fördermodell 1	
Die Eidgenossenschaft finanziert: – 50% der Kosten von Phase 1 «Planung, inkl. Genehmigungen» (CAPEX) – 50% der Kosten von Phase 2 «Bau - Ausheben, Verlegen, Testen» (CAPEX)	Die Eidgenossenschaft finanziert zuerst: – 100% der Kosten von Phase 1 «Screening des Speicherpotenzials» (CAPEX) – 100% der Kosten von Phase 2 «Charakterisierung der Speicherkomplexe» (CAPEX) Danach kommt es zur erfolgreichen Teilnahme an Calls der programmatischen Förderung von neuartigen Technologien und Prozession «Dekarbonisierung» des Klima- und Innovationsgesetzes [12]: – 50% der Kosten von Phase 3 «Erschliessung» (CAPEX) – 50% der Kosten der ersten sieben Jahre von Phase 4 «Betrieb» (OPEX)
Fördermodell 2	
Die Eidgenossenschaft finanziert: – 50% der Kosten von Phase 1 «Planung, inkl. Genehmigungen» (CAPEX) – 50% der Kosten von Phase 2 «Bau - Ausheben, Verlegen, Testen» (CAPEX) – 50% der Kosten für die ersten vier Jahre der Phase 3 «Betrieb» (OPEX)	Es kommt zur erfolgreichen Teilnahme an Calls der programmatischen Förderung von neuartigen Technologien und Prozession «Dekarbonisierung» des Klima- und Innovationsgesetzes [12]: – 50% der Kosten von Phase 1 «Screening des Speicherpotenzials», Phase 2 «Charakterisierung der Speicherkomplexe» und Phase 3 «Erschliessung» (CAPEX) – 50% der Kosten der ersten sieben Jahre der Phase 4 «Betrieb» (OPEX)

Tabelle 4 und Tabelle 5 geben einen Überblick über die Förderung durch die öffentliche Hand in den verschiedenen Lebenszyklusphasen bei beiden Fördermodellen, wie sie für den für den «imaginären CCS Hub» des illustrativen, konzeptionellen Beispiels berechnet wurden. Der Finanzbedarf für die CO₂-Rohrleitungs- und geologische CO₂-Speicherinfrastruktur für die gesamte Schweiz wurde nicht errechnet.

Tabelle 4: Details der Förderung durch die öffentliche Hand bei Fördermodell 1

Fördermodell 1			
CCS-Hub - Rohrleitungskomponente	Finanzielle Mittel	In %	Dauer
CAPEX (MOD)			
Phase 1 «Engineering and Planning inkl. Bewilligungen / Konzessionen»	CHF 5'000'000	50%	5 Jahre
Phase 2 «Konstruktion Bau - Ausheben, Verlegen, Testen»	CHF 179'000'000	50%	3 Jahre
Total	CHF 184'000'000		8 Jahre
CCS-Hub - Speicherkomponente			
CAPEX (MOD)			
Phase 1 «Screening Speicherressourcen»	CHF 4'000'000	100%	2 Jahre
Phase 2 «Charakterisierung - Speicherkomplex»	CHF 62'000'000	100%	4 Jahre
Phase 3 «Erschliessung»	CHF 95 000'000	50%	3 Jahre
OPEX (MOD)			
Phase 4 «Betrieb»	CHF 58'000'000	50%	7 Jahre
Total	CHF 219'000'000		16 Jahre

Tabelle 5: Details der Förderung durch die öffentliche Hand bei Fördermodell 2

Fördermodell 2			
CCS-Hub - Rohrleitungskomponente	Finanzielle Mittel	In %	Dauer
CAPEX (MOD)			
Phase 1 «Engineering and Planning inkl. Bewilligungen / Konzessionen»	CHF 5'000'000	50%	5 Jahre
Phase 2 «Konstruktion Bau - Ausheben, Verlegen, Testen»	CHF 179'000'000	50%	3 Jahre
OPEX (MOD)			
Phase 3 «Betrieb»	CHF 35'000'000	50%	4 Jahre
Total	CHF 219'000'000		8 Jahre
CCS-Hub - Speicherkomponente			
CAPEX (MOD)			
Phase 1 «Screening Speicherressourcen»	CHF 2'000'000	50%	2 Jahre
Phase 2 «Charakterisierung - Speicherkomplex»	CHF 31'000'000	50%	4 Jahre
Phase 3 «Erschliessung»	CHF 95 000'000	50%	3 Jahre
OPEX (MOD)			
Phase 4 «Betrieb»	CHF 58'000'000	50%	7 Jahre
Total	CHF 186'000'000		16 Jahre

v. Literaturverzeichnis

- [1] aaec International - The Authority for Total Cost Management, «Cost Estimate Classification System - As Applied for the Petroleum Exploration and Production Industry, TCM Framework: 7.3 – Cost Estimating and Budgeting, International Recommended Practice No. 87R-14,» Rev. 10 March 2015.
- [2] *Richtlinie 2009/31/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über die geologische Speicherung von Kohlendioxid und zur Änderung der Richtlinie 85/337/EWG des Rates sowie der Richtlinien 2000/60/EG, 2001/80/EG, 2004/35/EG, 2006/12/EG und 2008/1/EG ...*, 23. April 2009.
- [3] Kanton Turgau, *RB 723.1 - Gesetz über die Nutzung des Untergrundes (UNG)*, vom 18.11.2015.
- [4] Saipem, «CO₂NET – Grobes Design und Kostenschätzung für ein CO₂ Sammel-Netzwerk in der Schweiz,» Bundesamt für Energie (BFE), Bern, 2020.
- [5] M. D. Solomon, M. Scheffler, W. Heineken, M. Ashkavand und T. Birth-Reichert, «Pipeline Infrastructure for CO₂ Transport: Cost Analysis and Design Optimization,» *Energies*, Bd. 17 (12) 2911, 2024.
- [6] Bundesamt für Energie (BFE), «WACC – Kalkulatorischer Zinssatz,» [Online]. Available: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/foerderung/erneuerbare-energien/wacc-kalkulatorischer-zinssatz.html>. [Zugriff am 12. 1. 2026].
- [7] Moody's Ratings, «N.V. Nederlandse Gasunie - Credit Opinion,» 23 July 2025.
- [8] EBN B.V., «EBN Annual Report 2023 - Energy in Motion».
- [9] OMV AG, «OMV.VI WACC - Weighted Average Cost of Capital,» [Online]. Available: <https://valueinvesting.io/OMV.VI/valuation/wacc>. [Zugriff am 12. 1. 2026].
- [10] Global CCS Institute, «Global Status of CCS 2025 - Staying the Course».
- [11] G. Butti, U. Keiser und G. Siddiqi, «Konzeption von Förderinstrumenten zur Verkürzung der vorwettbewerblichen Phase für geologische CO₂-Speicherentwicklung in der Schweiz,» Bundesamt für Energie (BFE), Bern, 2024.
- [12] *814.310 - Bundesgesetz über die Ziele im Klimaschutz, die Innovation und die Stärkung der Energiesicherheit (KIG)*, 30. September 2022 (Stand am 1. Januar 2025).
- [13] Shell PLC, *Sustainability Report 2023*.
- [14] Shell Canada Limited, *Quest Carbon Capture and Storage Project - 2022 Annual Status Report*, Calgary, Alberta, Canada.
- [15] Alberta Energy Regulator, «Alberta Energy Outlook 2025 (ST98),» Calgary, Alberta, Canada, 2025.