

Machbarkeitsstudie CCS „Pilotprojekt HKW I+II IWB Basel“

Zusammenfassender Abschlussbericht: Tasks 1-4
(finale Version)

Foto: © <https://www.iwb.ch/>

Zürich, 22.10.2024

Ausgangslage

Ein Konsortium bestehend aus privaten und öffentlichen Akteuren unter Leitung von Cargo Sous Terrain (CST) führte eine Machbarkeitsstudie zur CO₂-Abscheidung und -Speicherung für die Holzheizkraftwerke I+II der Industriewerke Basel (IWB) durch.

Mit der Studie möchte das Konsortium das Verständnis für die vorhandenen Möglichkeiten und relevanten Herausforderungen entlang der Transport-, Lagerungs-, Zertifizierungs- und Monetarisierungsphasen dieser komplexen Wertschöpfungskette verbessern.

Die Studie soll als Entscheidungsgrundlage für einen späteren Pilotversuch dienen.

Im Januar 2024 beauftragte CST Airfix mit der Erarbeitung von vier spezifischen Beiträgen zur Machbarkeitsstudie. Diese wurden zwischen Januar und August 2024 erstellt.

Umsetzung

Im Rahmen der Machbarkeitsstudie hat Airfix folgende vier Themen/Tasks analysiert:

CO₂ Transport 2. und 3. Meile sowie permanente Speicherung

01

- a. CO₂-Transport 2. und 3. Meile
- b. Permanente CO₂-Speicherung

Analyse von Fördermitteln, welche Wirtschaftlichkeit beeinflussen

02

- a. Aktuell mögliche Fördermittel (Pflicht- & freiwilliger Markt)
- b. Voraussetzungen

Evaluation Erschließung weiterer CO₂-Punktquellen

03

- a. Mapping weiterer möglicher CO₂-Punktquellen in Region
- b. Skalierungsmöglichkeiten durch Cluster-Ansatz

Analyse Monetarisierung für den CO₂-Handel

04

- a. CCS im freiwilligen Markt (für negative Emissionen)
- b. CCS im Pflicht-Markt

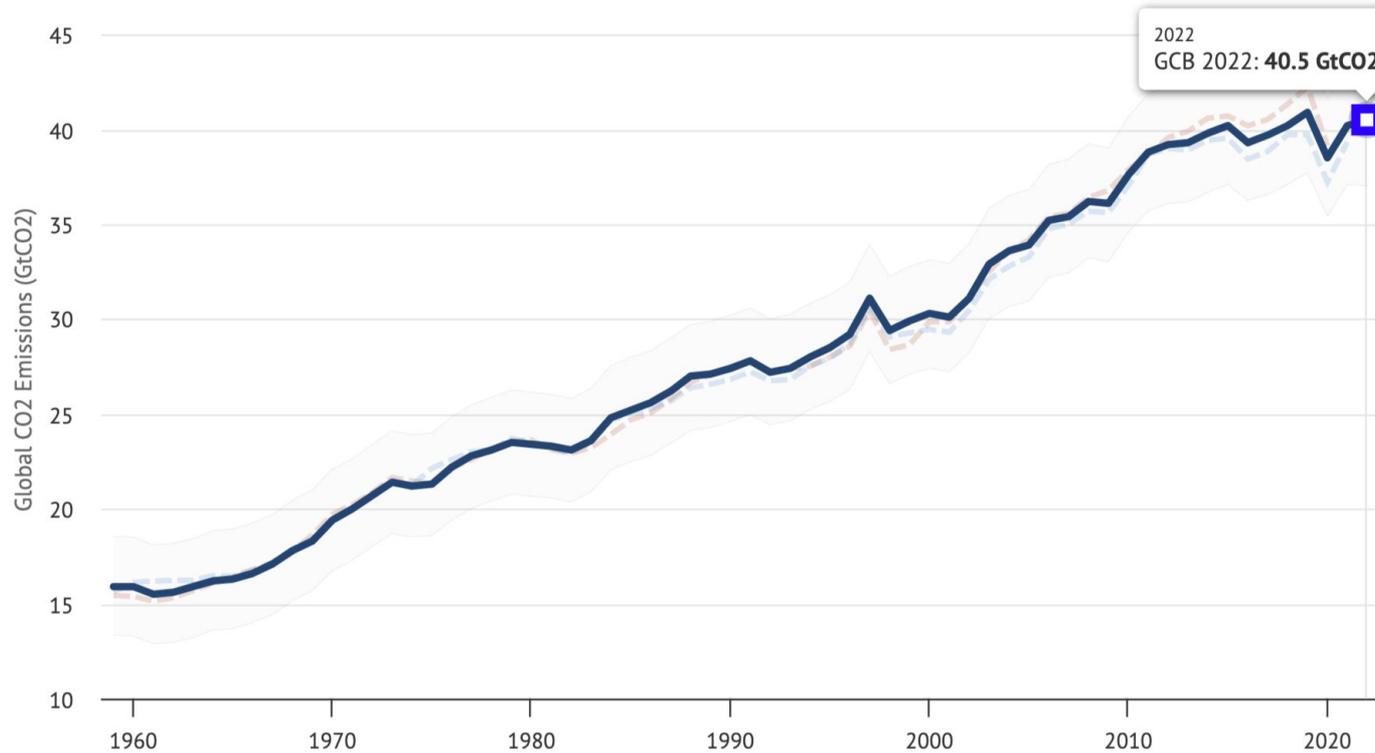
Der nachfolgende Bericht ist eine Zusammenfassung der detaillierten Studien für die Tasks 1-4. Diese sind [hier](#) erhältlich.

Inhalt

Einleitung "CO₂-Abscheidung"	4
Task 1 - CO₂ Transport 2. und 3. Meile sowie permanente Speicherung	10
a. CO ₂ -Transport	11
b. CO ₂ -Speicherung	16
c. Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen	22
Task 2 - Analyse Fördermittel für Biomasse-Projekte	27
a. Übersicht Fördermittel	28
b. Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen	38
Task 3 - Erschliessung weiterer CO₂-Punktquellen	42
a. CO ₂ -Punktquellen Basel Stadt und Landschaft	43
b. CO ₂ -Punktquellen im Grossraum Basel	48
c. Skalierung durch Clusteransatz	52
d. Skizze Carbon Capture Cluster (C3) Basel	60
e. Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen	64
Task 4 - Monetarisierung von negativen Emissionen	70
a. Übersicht freiwilliger CO ₂ -Markt vs. Pflichtmarkt	71
b. Zertifizierung von negativen Emissionen	86
c. Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen	94

Einleitung "CO₂-Abscheidung"

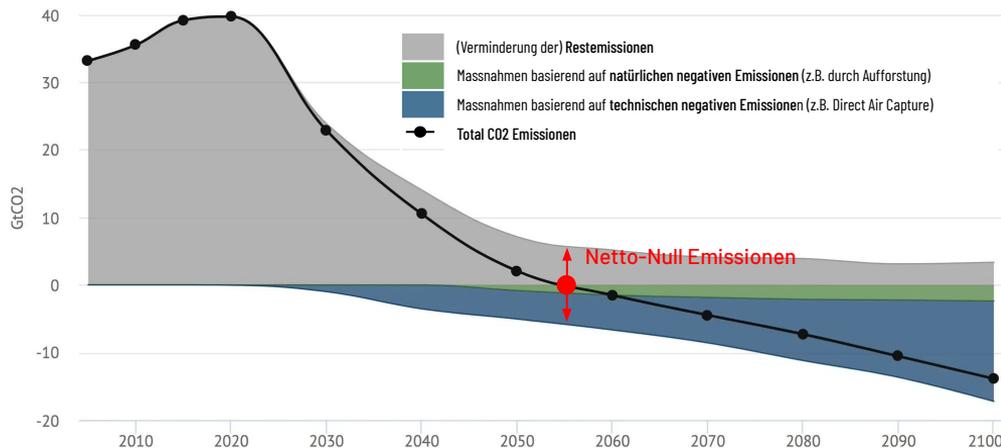
Klimawandel: CO₂-Emissionen erreichen neues Rekordhoch



Quellen: [Carbon Brief \(2022\)](#)

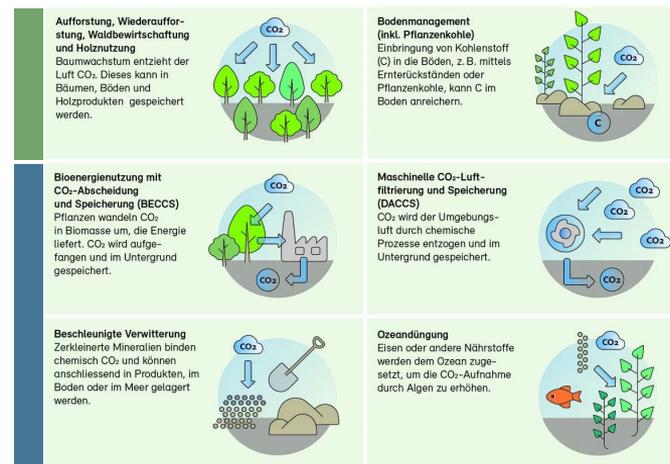
Auf dem Weg zu Netto-Null und darüber hinaus sind Negativemissionen unverzichtbar

- Um das global Ziel von "Netto-Null-Emissionen im Jahr 2050" zu erreichen und die Erderwärmung auf 1,5 Grad Celsius zu begrenzen, müssen die globalen Emissionen drastisch reduziert werden.
- Darüber hinaus ist es ebenfalls erforderlich, CO₂ aus der Atmosphäre zu entfernen und dauerhaft zu speichern. Dieser Prozess wird als Kohlendioxidabscheidung (engl. Carbon Dioxide Removal, CDR) bezeichnet. Da es sich hierbei um das Gegenteil von Emissionen handelt, werden diese Verfahren oder Technologien oft als "Negativemissionen" oder "Senken" bezeichnet.
- Es wird angenommen, dass bis 90% der gegenwärtigen Emissionen bis 2050 gemindert werden können. Die verbleibenden 10% Restemissionen sowie dem Abbau von historischen Emissionen muss durch Negativemissionen erfolgen.



Quelle: [Tech Exec \(2021\)](#)

Mögliche Negativemissionstechnologien (NET)



Quelle: [BAFU \(2020\)](#)

Negativemissionen (CDR) unterscheiden sich von Emissionsreduktion - basieren aber z.T. auf gemeinsamer Technologie

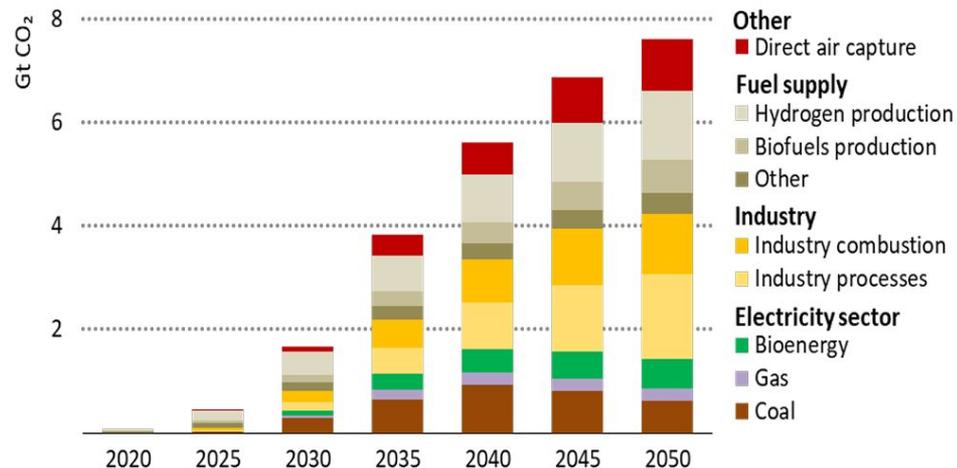
Methode	Beschreibung	Resultat
Carbon Dioxide Removal (CDR)	Technologien, Verfahren und Ansätze, die Kohlendioxid (CO ₂) aus der Atmosphäre (entweder direkt via Direct Air Capture oder die Verwertung von Biomasse) entfernen und dauerhaft speichern .	Negativemissionen: Total gespeicherte Tonnen CO ₂ minus Prozessemissionen (Abscheidung, Transport, Einspeicherung, etc.)
Carbon Capture & Utilization (CCU)	Bei Carbon Capture & Utilization (CCU) wird entweder biogenes oder fossiles CO₂ temporär in Produkten gespeichert (z.B. Plastik, Synfuels, etc.)	Emissionsreduktion: Im besten Fall 'CO ₂ -neutral, falls biogenes CO ₂ verwendet wird und keine Prozessemissionen anfallen (eher unwahrscheinlich)
Carbon Capture & Storage (CCS)	Bezieht sich auf Technologien , die biogene oder fossile CO₂-Emissionen aus einer Punktquelle auffangen, bevor sie in die Atmosphäre gelangen. Das CO ₂ wird anschliessend abtransportiert und dauerhaft gespeichert.	<p>⇒ Falls CO₂ aus fossilen Punktquelle: Emissionsreduktion - im besten Fall 'CO₂-neutral, falls keine Prozessemissionen (eher unwahrscheinlich)</p> <p>⇒ Falls CO₂ aus biogenen Punktquellen (z.B. Holzheizkraftwerk): Negativemissionen</p>

Um "Netto-Null" im Jahr 2050 zu erreichen, muss CCS/NET global um den Faktor 40 wachsen

Der Bericht "[Net Zero by 2050](#)" der IEA unterstreicht die Notwendigkeit eines erheblichen Wachstums des CCS Marktes, um die Netto-Null-Ziele zu erreichen.

Dem Szenario des Berichts zufolge müssen bis 2030 fast 1,7 Milliarden Tonnen (Gt) CO₂ im gesamten globalen Energiesystem abgeschieden werden, was einer Steigerung um das 40-fache im Vergleich zu den derzeitigen Abscheidungsmengen entspricht.

Bis zum Jahr 2050 wird die CO₂-Abscheidungsindustrie mit der Aufgabe betraut, 7,6 Gt CO₂ abzuscheiden, um das Netto-Null-Ziel zu erreichen. Dies deutet darauf hin, dass sich die Kohlenstoffabscheidung bis 2050 zu einem bedeutenden Industriezweig entwickeln wird, und unterstreicht ihre zentrale Rolle auf dem Weg zum Netto-Null-Emissionsziel.



Globale CO₂-Abscheidung nach Quellen im IEA-Szenario Netto-Null bis 2050*

*Quelle: [The Oxford Institute for Energy Studies: Carbon capture, utilisation and storage \(CCUS\): barriers, enabling frameworks and prospects for climate change mitigation](#) (2022, p.8)

Die "Netto-Null Strategie" der Schweiz beinhaltet CCS/NET in der Höhe von 12 Mio. Tonnen abgediehnem CO₂ pro Jahr

- Die [Schweizer Klimastrategie](#) bestätigt, dass das Erreichen von Netto-Null-Treibhausgasemissionen bis 2050 in erster Linie Emissionsreduktionen erfordert.
- Die Klimastrategie erkennt jedoch auch an, dass zur Erreichung dieses Ziels auch der Einsatz von Technologien zur Abscheidung und Speicherung von Kohlendioxid (CCS) und negativen Emissionen (NET) für die verbleibenden Emissionen erforderlich ist.
- Sie schätzt, dass bis 2050 jährlich etwa 7 Mio. t. CO₂ in der Schweiz abgediehn werden müssen: 5 Mio. t durch CCS aus fossilen Quellen und 2 Mio. t durch NET aus biogenen Quellen (Abbildung 1). Weitere 5 Mio. t. NET sollen im Ausland erfolgen.
- Um dieses Ziel zu erreichen, sieht die (BE)CCS-Roadmap der Schweizer Regierung eine Pilotphase für CCS & NET bis 2030 vor, gefolgt von der Skalierungsphase bis 2050 (Abbildung 2)

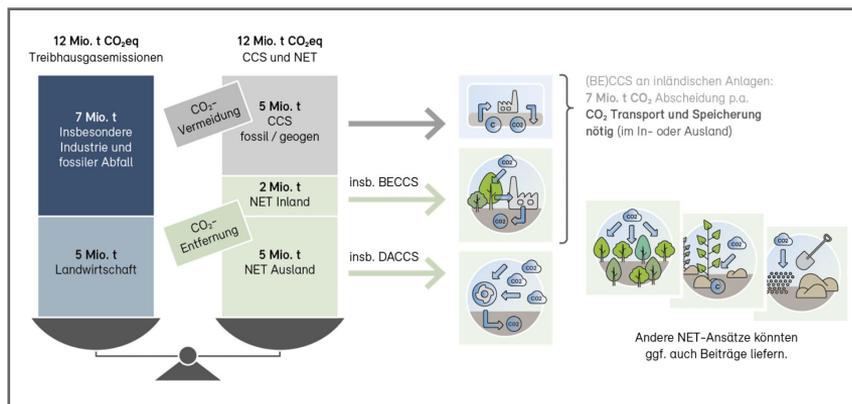


Illustration 1: Notwendigkeit von CCS und NET zum Erreichen von Netto-Null in der Schweiz (Quelle: [BAFU 2022](#))

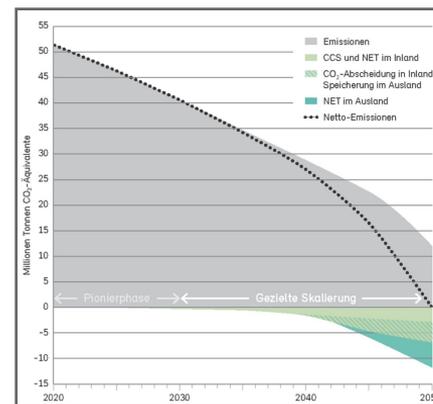


Illustration 2: Zeitplan für die Einführung von CCS und NET in der Schweiz (Quelle: [BAFU 2022](#))

Task 1:

CO₂-Transport 2. und 3. Meile sowie permanente Speicherung

Task 1: CO₂-Transport 2. und 3. Meile sowie permanente Speicherung:

a. CO₂-Transport

Es wurden vier CO2-Transportszenarien ab Basel evaluiert

Im Rahmen dieser Studie wurden die folgenden CO2-Transport-Szenarien bewertet:

Ohne Pipeline

Szenario 1a: Direkt ab HKW Hagenau mit ISOtainer auf Zug nach Bergen und LKW nach Northern Lights



Szenario 1b: Ab HKW Hagenau in ISOtainer mit LKW nach Weil am Rhein und dann gleich wie in Szenario 1a nach Northern Lights



Szenario 2: Direkt ab Hagenau Werk mit Kesselwagen nach Rotterdam und 'Longship' nach Northern Lights



Mit Pipeline
(von HKW bis Auhafen Muttenz)

Szenario 3: Ab Auhafen Muttenz mit 'Spezialschiff' (bulk) nach Rotterdam und dann 'Longship' nach Northern Lights



Szenario 4: Ab Auhafen Muttenz mit Schiff (ISOtainer) nach Rotterdam und dann 'Longship' nach Northern Lights



Wichtig: Für die 4 Szenarien wird mit z.T. unterschiedlichen Mengen an CO2 welche transportiert und gespeichert werden gerechnet:

- **Szenario 1-2: Annahme ist 100k tCO2/a:** Nur CO2 von HKW der IWB)
- **Szenario 3-4: 500k tCO2/a:** Co2 von HKW der IWB sowie CO2 weiterer Punktquellen welches via Pipeline zusammengeführt wird)

Hinweis: **Die in diesem Abschnitt genannten Kosten sind lediglich Richtwerte und können sich ändern.**

- Die Kosten basieren auf Offerten von Logistik Anbietern und Annahmen von Airfix.
- Aufgrund der aktuellen geopolitischen Lage nimmt Airfix an, dass die Energiepreise stark fluktuieren können.
- Die Zahlen der Machbarkeitsstudie sind vorläufig, eine detaillierte Machbarkeitsstudie wird mehr Klarheit bringen.

Die verschiedenen Transportszenarien für die 2 & 3 Meile* weisen signifikante Kostenunterschiede auf



Wichtig: Für die 4 Szenarien wurde mit z.T. unterschiedlichen Mengen an CO2 welche transportiert und gespeichert werden gerechnet:

- **Szenario 1-2: Annahme ist 100k tCO2/a** ⇒ Nur CO2 von HKW der IWB
- **Szenario 3-4: 500k tCO2/a** ⇒ CO2 von HKW der IWB sowie CO2 weiterer Punktquellen welches via Pipeline zusammengeführt wird

Der Transport des CO2s als 'bulk' ab Auhafen Muttenz mit einem Spezialschiff (CO2-Binnentanker) nach Rotterdam und dann Weitertransport nach Northern Lights (Norwegen) mit einem Longship (Szenario 3) ist die kostengünstigste Variante:

		Szenario 1a: Direkt ab HKW Hagenau mit ISOtainer auf Zug nach Bergen und LKW nach Northern Lights		Szenario 1b: Ab HKW Hagenau in ISOtainer mit LKW nach Weil am Rhein und dann gleich wie in Szenario 1a nach Northern Lights		Szenario 2: Direkt ab Hagenau Werk mit Kesselwagen nach Rotterdam und 'Longship' nach Northern Lights		Szenario 3: Ab Auhafen Muttenz mit 'Spezialschiff' (bulk) nach Rotterdam und dann 'Longship' nach Northern Lights		Szenario 4: Ab Auhafen Muttenz mit Schiff (ISOtainer) nach Rotterdam und dann 'Longship' nach Northern Lights	
Position	Einheit	Leasing ISOtainer	Kauf ² ISOtainer	Leasing ISOtainer	Kauf ² ISOtainer	Leasing Kesselwagen	Kauf ² Kesselwagen	n.a.	Leasing ISOtainer	Kauf ² ISOtainer	
Transport: Weg	CHF/tCO2	189	189	209	209	170	170	131	134	134	
Transport: Leasing/ Kauf Transportbehälter		60	30	60	30	19	12	0	30	15	
Total	CHF/tCO2	249	219	269	239	189	182	131	164	149	

Investitionskosten Transportmittel

Teuerste Variante (ohne Einbezug der Kapitalkosten für Kauf ISOtainer)

Günstigste Variante

Position	Einheit	Szenario 1a		Szenario 1b		Szenario 2		Szenario 3		Szenario 4	
ISOtainer	CHF	0	30'000'000	0	30'000'000	0	0	0	0	0	77'000'000
Kesselwagen	CHF	0	0	0	0	0	11'550'000	0	0	0	0
Totale Investitionskosten	CHF	0	30'000'000	0	30'000'000	0	11'550'000	0	0	0	77'000'000

¹ Die Annahmen für Speicherkosten pro tCO2 variieren beträchtlich (zwischen CHF 40-100) - vor allem der Mittelfristige Ausblick (bis ca. 2035). Airfix erachtet CHF 80.- / tCO2 für die Zeit bis 2030 als realistisch/ konservativ geschätzt.

² Gerechnet über Abschreibedauer von 10 Jahren.

* Wichtig: Alle Kosten sind pro tCO2.

Bedingungen und Überlegungen zum kostengünstigsten Szenario (Transport mit CO2-Binnentanker ab Auhafen Muttenz)

CO2-Volumen	Die erwarteten Menge von 500.000 t CO2 pro Jahr ab dem Auhafen Muttenz ist für die Transportmodalität dieses Szenarios angemessen und bieten das Potenzial für den Einsatz von Binnentankern.
Lieferzeiten	14-15 Tage für Rotation (7 für Binnentanker, 6-7 für Longship, 1-2 für Zwischenspeicherung) Die Hafenzzeit sollte so kurz wie möglich gehalten werden, da die Kosten für einen Ladedock im Hafen hoch sind (ca. 35.000 EUR/Tag).
Kosten	Das Mieten oder Kaufen von ISO-Containern ist nicht erforderlich. Die Kosten für den Transport werden vom Transport- oder Lagerdienstleister gegen eine langfristige Verpflichtung getragen. Keine CAPEX-Kosten für HKW Hagenau
Erwartete Fristen	Der voraussichtliche Zeitrahmen für die CO2-Verschiffung von Rotterdam nach Northern Lights ist 2028-2030. Die Bauzeit für Binnenschiffe beträgt etwa 24-28 Monate ab Vertragsabschluss.
Anforderungen an die Infrastruktur	Um den Übergang vom CO2-Binnentanker zum Longship zu gewährleisten, sind Auf- und Abladeterminals erforderlich (konkrete Zeitpläne für den Aufbau dieser Terminals sind mit konkreten Zusagen (Zeitpunkt sowie Mengen) von CO2-Lieferanten abhängig. Die Möglichkeit eines direkten Umschlags vom CO2-Binnentanker auf Longships befindet sich noch im Konzeptionsstadium. Auch im Abfahrthafen wird eine Zwischenspeicherung erforderlich sein.
CO2-Emissionen und Umweltaspekte	Die vorliegende Transportmodalität ist im Vergleich zu anderen Modalitäten relativ energie- und CO2-effizient. Seefracht hat jedoch auch Umweltauswirkungen. Möglichkeit der Verwendung von grünem Methanol als Kraftstoff für die CO2-Schiffe (je nach Verfügbarkeit).
Zusätzliche Kommentare	Der Binnenschifftransport ist in hohem Maße von den Wasserständen abhängig (Auswirkungen auf die beförderten Mengen) welche immer unbeständiger werden. Der Investitionsbedarf wird größtenteils vom Schiffseigner gedeckt, erfordert jedoch langfristige Verträge (10+ Jahre).

Ausblick: Entwicklung der Transport- kosten

Erschließung billigerer und
effizienterer
Transportmodalitäten

- Der **Transport ist der größte Kostentreiber** (über 50 %) in der Wertschöpfungskette, da die Transportketten noch nicht vollständig ausgebaut sind.
 - ⇒ Es gibt jedoch immer mehr Anbieter und die Machbarkeit der Wertschöpfungskette wurde demonstriert.
- Es bestehen Optionen, die bereits heute oder der in Zukunft zusätzliche und billigere Transportmodalitäten erschließen könnten, insbesondere für größere Mengen.
 - ⇒ Es wird erwartet, dass die Transportkosten für die Emittenten bis 2028 sinken werden, wobei die Pipelines schließlich eine weitere Senkung ermöglichen werden.
 - ⇒ Es könnten weitere Speicherstätten in Betrieb genommen werden, die näher am Emissionsort liegen und somit möglicherweise billigere Optionen bieten.
- **Optionen für günstigere Transportkosten:**
 - Ganzzüge (dedicated trains)
 - ISOtainer auf Schiffen
 - ISOtainer auf Binnenschiffen
 - CO2-Binnentanker
 - Pipelines
- Airfix ist in direktem Austausch mit Transport- und Logistikunternehmen um die Machbarkeit dieser Szenarien weiter zu prüfen.

Task 1: CO₂-Transport 2. und 3. Meile sowie permanente Speicherung:

b. CO₂-Speicherung

Dauerhafte Speicherung von CO₂

- Die **geologische Speicherung** tief im Untergrund ist eine sichere und zuverlässige Form der CO₂-Speicherung. Es handelt sich dabei um eine etablierte Praxis, die streng reguliert ist und seit Jahrzehnten sicher und kommerziell betrieben wird.
- Sie wird weithin - auch vom IPCC - als **eine dauerhafte Lösung zur CO₂-Bindung** anerkannt.
 - In geologischen Formationen gebundenes CO₂ wird über Zeiträume von Jahrtausenden gespeichert, was es zu einer der langlebigsten Formen der CO₂-Speicherung macht.
- Geologische Speicherstätten sind **offshore** oder **onshore** möglich
- Zu den wichtigsten Arten der geologischen Speicherung gehören:
 - **Saline Aquifere** und **saline Formationen**;
 - **Erdöl- und Erdgasvorkommen**;
 - **Basalt-Formationen**; und
 - **Schiefer und Kohleflöze**.

Europäische Speicherstätten

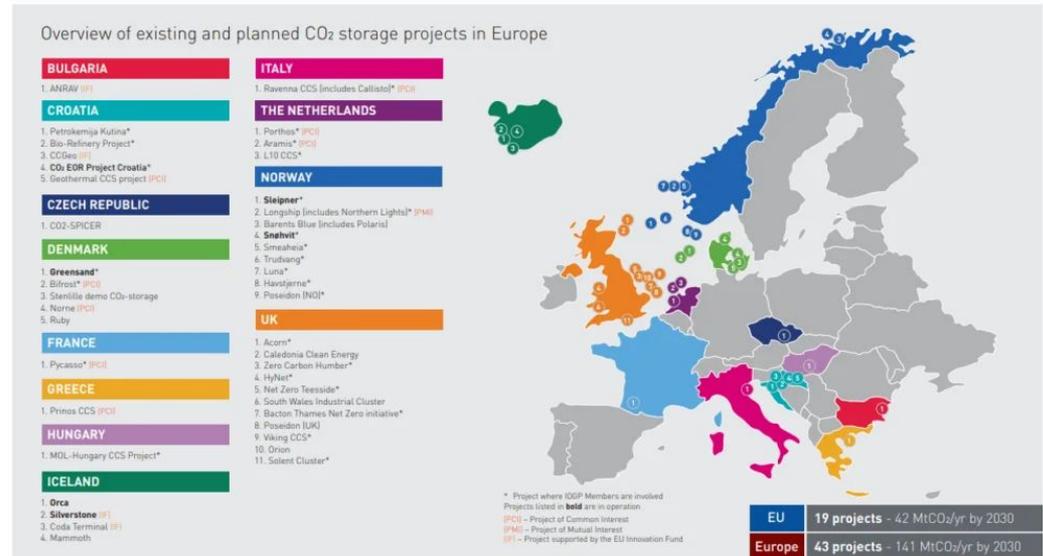


International
Association
of Oil & Gas
Producers

MARCH
2024

CO₂ storage projects in Europe

- Die derzeitigen Möglichkeiten für die europäische CO₂-Speicherung konzentrieren sich auf die **Nordsee**. Es sind jedoch eine Reihe von Projekten in anderen Regionen Europas in Planung.
- Diese zusätzlichen Speicherstandorte werden die Möglichkeiten für Schweizer Emittenten erweitern. CO₂ wird **näher an der Schweiz und zu niedrigeren Preisen** gespeichert werden können.
- Im Rahmen dieser Studie wird nur die CO₂- Speicherung in **Northern Lights** analysiert.

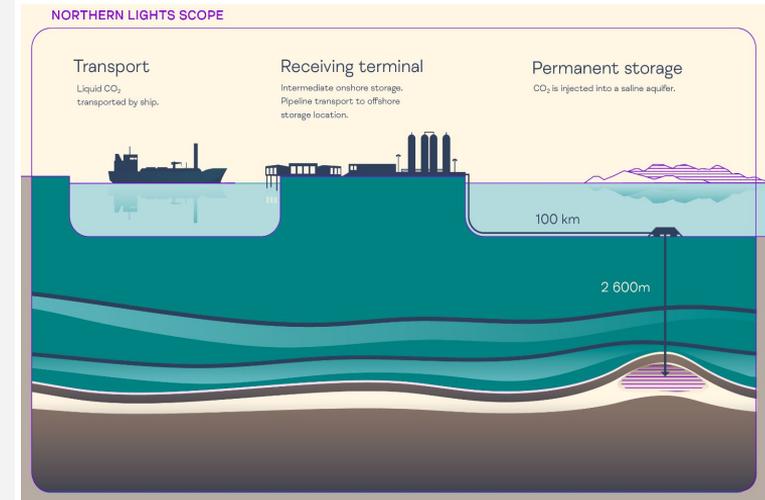


Northern Lights (NO) (1/2)



Speicherung von CO2 in einem salzhaltigen Grundwasserreservoir

Führendes Unternehmen	Northern Lights (JV zwischen Equinor, Shell & TotalEnergies)
Technologie	Injektion von CO2 in saline Aquifere
Datum	2024 (Phase 1) – Geschlossen 2028 (Phase 2)
Volumen (tCO2)	1,5 Millionen pro Jahr (Phase 1) 3,5 bis 5 Mio. EUR pro Jahr (Phase 2)
Verhandlung Mindestvolumen	Unter 250ktCO2 / Jahr ist es schwer, ihre Aufmerksamkeit zu gewinnen
Offshore-Transport	Longship-Projekt - CO2-Tanker mit einer Mindestgröße, die 400kt CO2/Jahr entspricht
Kommentar	Das ausgereifteste Projekt, da die Tests vor mehr als 20 Jahren begannen; stark von der norwegischen Regierung subventioniert



Northern Lights (NO) (2/2)

Speicherung von CO₂ in einem salzhaltigen Grundwasserreservoir

- Das Projekt spiegelt das Ziel der norwegischen Regierung, **bis 2024 eine vollständige CCS-Wertschöpfungskette** in Norwegen zu entwickeln und das Potenzial dieses Dekarbonisierungskonzepts für Europa und die Welt zu demonstrieren.
 - Das CO₂-Empfangsterminal wird auf dem Gelände des Industriegebiets Naturgassparken in der Gemeinde **Øygarden** in Westnorwegen, in der Nähe von Bergen, errichtet.
 - Sobald das CO₂ dauerhaft gespeichert ist, wird das Joint Venture **die dauerhafte Speicherung für 30 Jahre garantieren**. Danach geht die Verantwortung an die norwegische Regierung über.
- **Airfix befindet sich in fortgeschrittenen Verhandlungen mit Northern Lights, um sich Speicherkapazität für sein erstes Projekt sowie für ein weiteres (von der EU gefördertes) Projekt zu sichern.**



Überlegungen zur CO₂-Speicherung

Kosten



- Der Preis pro Tonne für die Speicherung von CO₂ wird von den Speicheranbietern nicht öffentlich bekannt gegeben.
- **Der Preis hängt von der gespeicherten Menge ab** - es ist daher schwierig, klare Angaben zu erhalten.
- Auf der Grundlage von Airfix-Marktkennntnissen **sowie neueren Studien** liegen die **indikativen Speicherkosten jedoch zwischen 40-100 EUR/tCO₂**.

Zeitplan



- Speicherkapazitäten müssen in der Regel ~1-2 Jahre vor Beginn der Einspeicherung reserviert werden, da die Unternehmen **festen Zusagen benötigen, um ihre Investitionsentscheidungen zu treffen**.
- Für die Speicherung in den Jahren 2025-2026 wurde die Zuteilung im Q2 2023 / Q1 2024 entschieden.

Standort



- Nationale Strategien der Länder, in denen CO₂-Speicherstätten zur Verfügung stehen, können darüber entscheiden, ob diese für die Speicherung schweizer Emissionen geeignet sind, d.h. Bevorzugung der Speicherung inländischer Emissionen (Niederlande, Großbritannien) gegenüber der Positionierung als internationale Speicheranbieter (Dänemark, Norwegen)

Knappheit



- Begrenzte Optionen für Projekte, die Speicherung von CO₂ vor 2028 beginnen wollen (einschließlich Carbfix, Northern Lights und Stenlille).
- **Dieser kurzfristige Engpass ist ein wichtiger Aspekt. Daher ist es von entscheidender Bedeutung, die Reservierung von Kapazitäten schnell voranzutreiben, damit die Einspeisung im Zeitraum 2025-2027 beginnen kann.**
- Mittelfristig dürften weitere Speicherstätten in Betrieb genommen werden. Es gibt eine Reihe von Projekten, die sich bereits in einem frühen Stadium befinden, wie TotalEnergies in Dünkirchen und Mol Group in Ungarn.

Task 1: CO2-Transport 2. und 3. Meile sowie permanente Speicherung:

c. Schlussfolgerung und Handlungsempfehlung

Zusammenfassung Kosten CO₂- Transport (2 & 3 Meile) und Speicherung*



KEY POINTS

Position	Einheit	Szenario 1a: Direkt ab HKW Hagenau mit ISOtainer auf Zug nach Bergen und LKW nach Northern Lights		Szenario 1b: Ab HKW Hagenau in ISOtainer mit LKW nach Weil am Rhein und dann gleich wie in Szenario 1a nach Northern Lights		Szenario 2: Direkt ab Hagenau Werk mit Kesselwagen nach Rotterdam und 'Longship' nach Northern Lights		Szenario 3: Ab Auhafen Muttentz mit 'Spezialschiff' (bulk) nach Rotterdam und dann 'Longship' nach Northern Lights		Szenario 4: Ab Auhafen Muttentz mit Schiff (ISOtainer) nach Rotterdam und dann 'Longship' nach Northern Lights	
		Leasing ISOtainer	Kauf ² ISOtainer	Leasing ISOtainer	Kauf ² ISOtainer	Leasing Kesselwagen	Kauf ² Kesselwagen	n.a.	Leasing ISOtainer	Kauf ² ISOtainer	
Transport: Weg	CHF/tCO ₂	189	189	209	209	170	170	131	134	134	
Transport: Leasing/ Kauf Transportbehälter		60	30	60	30	19	12	0	30	15	
Speicherung ¹	CHF/tCO ₂	80	80	80	80	80	80	80	80	80	
Total	CHF/tCO ₂	329	299	349	319	269	262	211	244	229	

Investitionskosten Transportmittel

Position	Einheit									
ISOtainer	CHF	0	30'000'000	0	30'000'000	0	x	0	0	77'000'000
Kesselwagen	CHF	0	0	0	0	0	11'550'000	0	0	0
Totale Investitionskosten	CHF	0	30'000'000	0	30'000'000	0	11'550'000	0	0	77'000'000

¹ Die Annahmen für Speicherkosten pro tCO₂ variieren beträchtlich (zwischen CHF 40-100) - vor allem der Mittelfristige Ausblick (bis ca. 2035). Airfix erachtet CHF 80.- / tCO₂ für die Zeit bis 2030 als realistisch/ konservativ geschätzt.

² Gerechnet über Abschreibedauer von 10 Jahren.

* Wichtig:

- Alle Kosten sind pro tCO₂
- Speicherung: Für Szenario 1-2: Annahme ist 100k tCO₂/a und 500k tCO₂/a für Szenario 3-4.

Schlussfolgerungen "Transport & Speicherung"



1. Komplexität der Analyse

- Zahlreiche Parameter beeinflussen die wirtschaftliche Bewertung jedes Transport- und Speicher-Szenarios.
- Richtpreise müssen in konkreten Fällen mit neuen Angeboten validiert werden (es wurden durchschnittlich 2-3 Angebote berücksichtigt). Da es in den Offerten für den Bahntransport relative große preisliche Unterschiede gab, sind die verwendeten Durchschnittspreise eher als konservative Preise zu betrachten.
- In der Analyse wurde kein Wechsel der Transportmodalitäten (z.B. von Zug auf Pipeline) während der Projektdauer mit einbezogen. Ein solcher Wechsel würde zu signifikant tieferen Transportkosten führen.
- Die Preise für die Speicherung von CO₂ sind ebenfalls eher hoch angesetzt. Diese ist bedingt durch die Tatsache, dass es aktuell erst wenige Speicherprojekte gibt, welche entweder Volumen versteigert haben oder Termsheets mit Emittenten vereinbart haben. Die Preisbildung ist daher noch unklar - es kann jedoch ab 2030 mit tieferen Kosten gerechnet werden.

2. Signifikante Kostenunterschiede:

- Der Transport des CO₂s als 'bulk' ab Auhafen Muttenz mit einem Spezialschiff (CO₂-Binnentanker) nach Rotterdam und dann Weitertransport nach Northern Lights (Norwegen) mit einem Longship (Szenario 3) ist die kostengünstigste Variante. Diese Variante (als auch Szenario 4) bedingt jedoch, dass neben dem CO₂ der HKW I+II auch weiteres CO₂ abgeschieden und im Auhafen Muttenz mittels Pipeline zusammengeführt wird (500k tCO₂/a oder mehr).
- Transportkosten der untersuchten Szenarien unterscheiden sich erheblich. Szenarien welche Transport mit Binnenschiffen beinhalten haben um ca. 25% tiefere Kosten als Transporte welche CO₂ in ISOtainern ab Basel bis Bergen mit Zug und LKW transportieren (Vergleich Szenario 1a mit Szenario 4).
- Wird eine Transportoption welche den CO₂-Transport auf Schienen beinhaltet in Betracht gezogen, so ist der Kauf der Transportbehälter (ISOtainer & Kesselwagen) günstiger als deren Leasing.

Handlungsempfehlungen "Transport & Speicherung" (1/2)



1. Investitionsentscheidungen validieren:

- Es ist entscheidend, die aktuellen Richtpreise durch neue Angebote zu validieren. Die in der Studie verwendeten Preise basieren auf durchschnittlich 2-3 Angeboten und sind eher konservativer Art.

2. Leasing vs. Kauf bewerten:

- Der Kauf von Transportmitteln (ISOtainer/Kesselwagen) ist langfristig kostengünstiger als Leasing. Zudem ermöglicht der Kauf von Transportmitteln höhere Fördermittel, was die Gesamtkosten reduziert.* Das Risiko von "Stranded Assets" ist gering (z.B. falls Pipelines in Betrieb genommen werden), da ISOtainer und Kesselwagen verkauft werden können.

3. Fördermittel maximieren:

- Es sollten maximale Fördermittel für Investitions- und Betriebskosten (CapEx und OpEx) ausgeschöpft werden. Dies ist entscheidend, um wettbewerbsfähige CDR-Preise im freiwilligen Markt zu erreichen.** Vor allem Fördermittel unter dem Klima- und Innovationsgesetz sollten in Betracht gezogen werden (für CapEx und OpEx-Ausgaben welche den Transport betreffen).

4. Optimierung der Transportwege:

- Der CO2-Transport ist der wichtigste Kostentreiber. Eine vertiefte Evaluierung von verschiedenen Transportmodalitäten (z.B. von LKW+Zug auf Pipeline) ist notwendig, um sicher zu stellen, dass die damit verbundenen Kosten so tief wie möglich sind.

* Interne Berechnung Airfix. Annahme: CapEx Fördermittel für Kauf von ISOtainern oder Kesselwagen: 50%. OpEx Fördermittel für 5-7 Jahre.

** Hierbei nimmt man an, dass mit Förderung die CDR-Zertifikate "subventioniert" werden können (analog den Beispielen in DK und SWE). Dabei stellen sich aber u.a. Fragen zu Doppelanrechnungen zwischen Staaten und Unternehmen (double claiming). Nach aktuellem Stand ist laut BAFU unklar, ob eine "Subventionierung" von CDR-Zertifikaten mit Schweizer Fördermitteln, insb. unter dem KIG, möglich ist. VertreterInnen von möglichen schweizer BE(CCS)-Projekten erachten es jedoch als kritisch dass Fragen der Doppelanrechnung und Subventionierung analog wie in DK und SWE gelöst werden.

Handlungsempfehlungen "Transport & Speicherung" (2/2)



5. Speicheroptionen vergleichen:

- Die Entwicklung der Speicheroptionen ist genau zu beobachten. Dabei sind nicht nur die absoluten Kosten pro gespeicherte Tonne CO2 relevant, sondern auch die damit verbundenen Transportkosten. Generell bietet der Transport von CO2 auf Bulk-Tankern (vorherige Bündelung von CO2 verschiedener Emittenten) ein großes Potenzial zur Senkung der Transportkosten.

6. Langfristige Planung sicherstellen:

- Berücksichtigung von Abschreibungszeiträumen und der Projektlaufzeit in der Planung. Eine 20-jährige Projektdauer erfordert eine strategische Planung, um die Restwerte der Vermögenswerte und die wirtschaftliche Effizienz zu maximieren. Ebenfalls sollten Synergien mit anderen (BE)CCS-Projekten der IWB sowie weiteren Punktquellen in der Region in die Planung mit einfließen (z.B. CCS bei Müllverbrennungsanlage der IWB).

Task 2:

Analyse Fördermittel für Biomasse-Projekte

Task 2: Analyse Fördermittel für Biomasse-Projekte

a. Übersicht Fördermittel

Förderprogramme des Bundes zielen oft auf spezifische Entwicklungsphasen von Innovationsprojekten ab

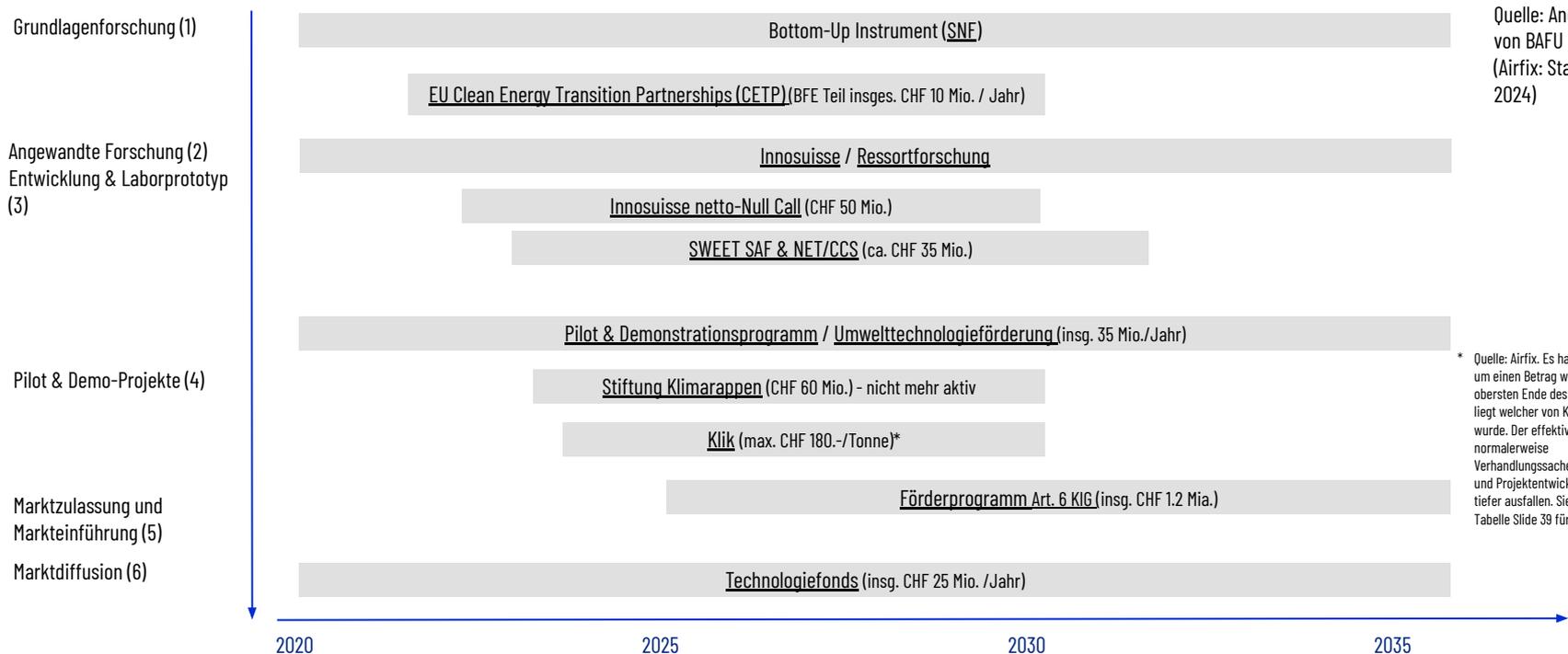
Die Bundesverwaltung (siehe [Bericht der nationalrätlichen Umweltkommission \(Abschnitt 2.3.2\)](#)) unterscheidet zwischen **6 verschiedenen Entwicklungsphasen für Innovationsprojekte**. Förderinstrumente (siehe z.B. Entwurf der Verordnung KIG) beziehen sich zum Teil explizit auf diese 6 Entwicklungsphasen. D.h., förderbare Projekte müssen einer oder mehreren Entwicklungsphasen zugeordnet werden können. Nachfolgende Tabelle vergleicht diese mit den geplanten Komponenten des Pilotprojektes HKW II IWB:

Entwicklungsphase	Beispiel "Direct Air Capture" (DAC)	Relevant für folgende Komponenten des Pilotprojektes HKW II IWB*
1. Grundlagenforschung	Entwicklung neuartiger Materialien im Bereich CO ₂ -Absorption	
2. Angewandte Forschung	Prozessoptimierung für die effiziente CO ₂ -Absorption mit den identifizierten Materialien.	
3. Laborprototyp	Herstellung und Testen eines Laborprototyps, der die CO ₂ -Abscheidungsfähigkeit der neuen Materialien unter realistischen Bedingungen demonstriert Erste DAC-Anlage in ETH Labor	
4. Pilot & Demonstration	Climeworks Pilot-Anlage in Hinwil Climeworks Orca-Plant in Island (bis zu 4000t/Jahr)	CO ₂ -Pipeline (in CH) CO ₂ -Transport Schiff (Binnengewässer, z.B. Basel -Rotterdam) CO ₂ -Einlagerung (Basalt - Island)
5. Marktzulassung und Markteinführung	Climeworks Mammoth Anlage in Island (ca. 36'000t/Jahr)	CO ₂ -Pipelines (in EU) CO ₂ -Transport per Schiff Rotterdam - Lagerstätte CO ₂ -Einlagerung (Öl- und Gasfelder)
6. Marktdiffusion	Partnerschaften mit Industrieunternehmen, Regierungsprogrammen und Investoren Gezielte Marketing- und Informationskampagnen. Geplanter Bau von weiteren DAC-Anlagen in Kenya, USA 1Point5 DAC-Anlage in USA (500'000t/Jahr)	CO ₂ -Abscheide- und Verflüssigungsanlage

* Einschätzung von Airfix - Einschätzung der Bundesverwaltung kann abweichen.

Für die Schweiz wurden 10 verschiedene Förderinstrumente für CCS / CCUS / NET Pilotprojekte identifiziert

Übersicht der identifizierten Förderinstrumente - zugeordnet nach Entwicklungsphasen für Innovationsprojekte:

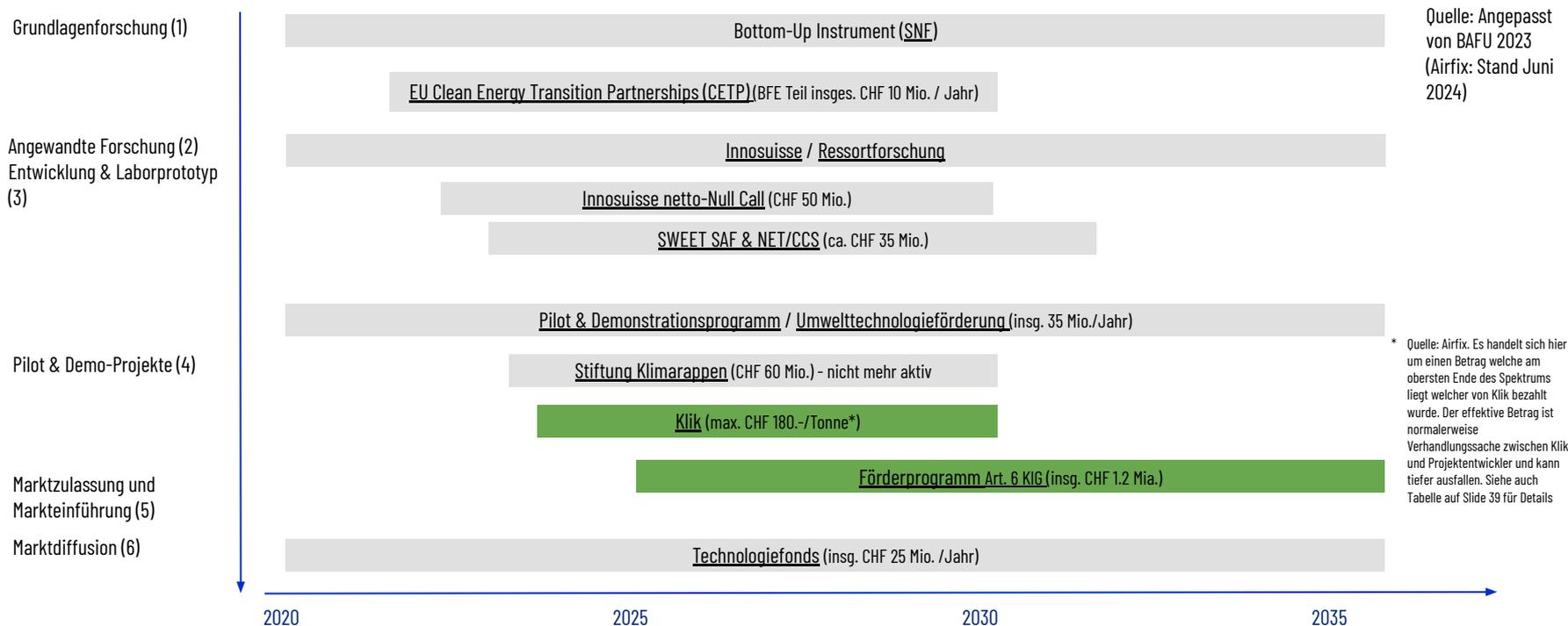


Quelle: Angepasst von BAFU 2023 (Airfix; Stand Juni 2024)

* Quelle: Airfix. Es handelt sich hier um einen Betrag welche am obersten Ende des Spektrums liegt welcher von Klik bezahlt wurde. Der effektive Betrag ist normalerweise Verhandlungssache zwischen Klik und Projektentwickler und kann tiefer ausfallen. Siehe auch Tabelle Slide 39 für Details.

Von den evaluierten Instrumenten kommen die Förderprogramm des KIG (Art. 6) sowie KliK für das Pilotprojekt HKW I+II in Frage

Das ab 2025 laufende Förderprogramm unter dem KIG (Art.6) ist das am besten auf das Pilotprojekt HKW I+II ausgerichtete Programm (inhaltlich als auch von den zur Verfügung stehenden finanziellen Mitteln). Die Beiträge unter KliK stellen eine mögliche Alternative dar - jedoch mit substanziiell geringeren Beiträgen (siehe folgende Slides).



Hintergrund Förderprogramm KiG (Art. 6)

Fokus: Demo-Projekte / Marktzulassung / Marktdiffusion

- Gemäss dem KiG soll die Schweiz bis im Jahr 2050 Netto-Null Treibhausgasemissionen aufweisen. Diese Zielsetzung soll erreicht werden, indem die Treibhausgasemissionen soweit wie möglich vermindert und die restlichen Emissionen durch die Anwendung von Negativemissionstechnologien (NET), die der Atmosphäre dauerhaft CO₂ entnehmen, ausgeglichen werden (Art. 3 Abs. 1 KiG).
- Gemäss Artikel 6 KiG können Unternehmen für Vorhaben zur Anwendung von neuartigen Technologien und Prozessen Finanzhilfen beantragen (Total 1.2 Mrd. für 2025-2030).
- Förderwürdig sind Massnahmen, bei welchen der Gesuchsteller nachweisen kann, dass **Doppelförderungen und Mitnahmeeffekte ausgeschlossen** sind. Die Finanzhilfe für Investitions- und Betriebsbeiträge beträgt in der Regel **maximal 50 Prozent**. Diese Beiträge können ausnahmsweise um 20 Prozent erhöht werden, bspw. für Massnahmen, an deren Umsetzung der Bund aufgrund ihrer strategischen Bedeutung für die Erreichung des Netto-Null-Ziels ein grosses Interesse hat.
- Bis am 1. Mai 2024 lief die [Vernehmlassung zur Verordnung des KiG](#). Der Entwurf der Verordnung sieht vor, dass Gesuch und Ausschreibung nach folgende Kriterien beurteilt werden:
 - a. die angestrebte Verminderung der Treibhausgasemissionen oder die angestrebten Negativemissionen in Tonnen CO₂eq;
 - b. die Kosten pro verminderter Tonne CO₂eq oder pro erzielter Tonne Negativemissionen;
 - c. der Innovationsgrad der Massnahme;
 - d. die voraussichtlichen Erlöse sowie Einsparungen der Betriebskosten.
- Die Verordnung für das KiG sollte im Herbst 2024 vom Bundesrat verabschiedet werden und das KiG Anfang 2025 in Kraft treten.
- Nach aktuellem Wissensstand von Airfix (August 2024), können Fördergesuche können mit grosser Wahrscheinlichkeit ab Frühling / Sommer 2025 eingereicht werden. Aktuell (August 2024) läuft die Ausschreibung für die Rekrutierung einer externen 'Projektorganisation', welche die Bearbeitung und Begleitung der Gesuche im Namen von BFE/BAFU abwickelt.

Übersicht Förderprogramm KIG (Art. 6)

Finanzierungsstruktur

- | | |
|------------------------|---|
| - Budget: | CHF 1.2 Mrd (ca. CHF 200 Millionen/ Jahr) |
| - Dauer: | 2025 - 2030 |
| - Finanzierungsquelle: | BFE/BAFU - via Bundeshaushalt |

Kriterien

- | | |
|------------------------|---|
| - Fokus CCS/ NET: | Ja - CCS & NET sind explizit erwähnt in KIG & Verordnung (Entwurf) |
| - Auswahlkriterien: | Auf Gesuch oder Ausschreibung
Siehe Verordnung, Art. 12: Innovationsgrad, absolute Reduktion CO2 in Tonnen CO2eq sowie Kosten pro Tonne, etc. |
| - Förderbeiträge: | Keine absolute Limite
50% CAPEX + 50% OPEX (max. 7 Jahre) - in Ausnahmefällen bis 70% CAPEX/OPEX |
| Geogr. Beschränkungen: | Gesuchsteller muss inländisches Unternehmen sein, Massnahme darf aber auch unter Auflagen im Ausland erfolgen (vgl. Erläuterungen KIV Vernehmlassungsvorlage) |

Antrags- und Genehmigungsverfahren

- | | |
|----------------------------|---|
| - Zeitrahmen für Eingaben: | 2025 - 2030 |
| - Umsetzungszeitraum: | 2025 - 2037 (CAPEX bis 2035, OPEX bis 2037 - Auszahlungen bis 2038) |

Verschiedenes

Möglichkeit von 'Cluster-Eingaben'
Für CO2-Transportinfrastruktur in der Schweiz kann voraussichtlich ebenfalls CAPEX-Fördermittel beantragt werden (Klarheit mit Verabschiedung der Verordnung im Herbst 2024 durch Bundesrat).

Relevanz KIG (Art. 6) für Pilotprojekt HKW II

Match Pilotprojekt HKW II

1	2	3	4	5
---	---	---	---	---

Annahme Umfang Projekteingabe unter Pilot- und Demonstrationsprogramm

- Fokus muss auf gesamte Wertschöpfungskette (Abscheidung - Transport - Speicherung - Zertifizierung)

Vorteile (+)

1. **Expliziter Fokus auf CCS/NET**
2. **Fokus auf grössere Mengen abgeschiedenes CO₂**
3. **Beiträge an CAPEX & OPEX (50% bis max 70%):**
 - Wichtig: Es ist noch nicht klar, ob Negativemissionszertifikate verkauft werden können wenn CAPEX & OPEX Beiträge bezogen werden (sollte mit Verordnung des KIG, welche wahrscheinlich im Herbst 2024 vom Bundesrat verabschiedet wird, geregelt werden)
 - Abhängig vom angestrebten Zertifizierungsstandard kann ebenfalls das Kriterium "Additionalität" eine Rolle spielen)
 - Massnahmen zur Speicherung von CO₂ können die gesamte Prozesskette von der Abscheidung über CO₂-Transport bis zur Nutzung oder Speicherung umfassen.
4. **Möglichkeit von Cluster-Eingaben ist explizit erwähnt**

Nachteile (-)

1. **Eingabefrist:**
 - Muss bis 2030 erfolgen.

Hintergrund KliK

- In der Schweiz sind die Treibstoffimporteure sind verpflichtet, einen Teil der CO₂-Emissionen aus dem Verkehr mit Kompensationsprojekten auszugleichen. Sind die Anforderungen erfüllt, werden nationale und internationale Bescheinigungen ausgestellt, die zum Ausgleich von Emissionen verwendet werden können.
- Die Stiftung KliK ist ein Instrument welches 2012 von der Erdöl-Vereinigung (heute Avenegy Suisse) gegründet wurde. Ihre Aufgabe ist es, im Rahmen des CO₂-Gesetzes einen Teil der CO₂-Emissionen des Schweizer Verkehrssektors zu kompensieren.
- Die Stiftung KliK erfüllt einen Teil dieser Kompensationspflicht der Treibstoffimporteure mittels Klimaschutzaktivitäten in der Schweiz. Zum anderen hat sie seit 2022 die Möglichkeit unter Artikel 6.2 des Pariser Übereinkommens Klimaschutzaktivitäten in Ländern zu unterstützen, die ein bilaterales Klimaabkommen mit der Schweiz unterzeichnet haben.
- Die finanzielle Unterstützung erfolgt durch den Kauf von aus den Klimaschutzaktivitäten resultierenden Emissionsreduktionszertifikaten (=Bescheinigungen, die vom Bund/BAFU ausgestellt werden).
- Diese gibt die Stiftung dem Bund zur Anrechnung ans Schweizer Klimaziel ab. Im laufenden Jahrzehnt rechnet die Stiftung KliK, Emissionsreduktionen von 40 Millionen Tonnen CO₂ zu bewirken, davon knapp die Hälfte in der Schweiz.

Mittleinsatz für nationale und internationale Bescheinigungen der Jahre 2021 bis 2024: Stand Ende 2022			
	Vertraglicher Mittleinsatz (Mio. Fr.)	Bescheinigungen unter Vertrag (Mio. t CO ₂)	Kosten pro Bescheinigung (Fr./t CO ₂)
Programme Verkehr	334	1.88	178
Programme Unternehmen	291	2.32	125
Programme Gebäude	46	0.37	124
Programme Landwirtschaft	13	0.08	157
Projekte	186	1.24	150
Schweiz	870	5.89	148
Ausland	14	0.60	23

Quelle: [Jahresbericht KliK 2022](#)

Fokus: Pilot & Demo-Projekte / Marktzulassung / Marktdiffusion

- KliK ist die Nachfolgestiftung der Klimarappen-Stiftung. Der Klimarappen auf Kraftstoffe war eine «freiwillige» Massnahme der Erdölbranche in der Schweiz. Im Jahr 2022 war immer noch ein Fondsvermögen von rund 60 Millionen Franken bei der Stiftung Klimarappen vorhanden. Eine Folgevereinbarung legte fest, dass das verbleibende Vermögen in Klimaschutzprojekte im In- und Ausland fließen soll. Dabei sollen Negativemissionstechnologien oder Carbon-Capture-and-Storage-Projekte unterstützt werden.

Fallstudie CO₂ Energie AG (Tochtergesellschaft der RWB)

Standort	Schweiz
Details	Angewandeter Standard: Schweizer Bundesamt für Umwelt Technologie: Abscheidung und Speicherung von CO ₂ aus einer Biogasanlage Erwartete Mengen ab 2026: 4.360 tCO ₂ pro Jahr; 21.800 tCO ₂ insgesamt über 5 Jahre
Beschreibung	CO ₂ Energie AG (Tochtergesellschaft von RWB Baden) betreibt eine Biogasanlage, aus der Biomethan ins Netz eingespeist wird. Als Nebenprodukt fällt CO ₂ an. Dieses biogene CO ₂ wird verflüssigt und per LKW und Bahn zu einem geeigneten Lagerplatz transportiert und in geeigneten geologischen Formation dauerhaft gespeichert. Das Klimaprojekt wird gemäss den Vorgaben des Schweizer Bundesamt für Umwelt entwickelt und zertifiziert.

Als öffentlich-private Partnerschaft garantiert die Stiftung Klimarappen Schweiz den Kauf von CO₂-Zertifikaten aus diesem Projekt im Wert von zunächst 10 Mio. CHF bis Ende 2030.

Übersicht KliK

Finanzierungsstruktur

- Budget:	Seit 2022: Ca. CHF 884 Millionen für 2021-2024
- Dauer:	Kompensationspflicht abhängig von von aktuellen Revision des CO ₂ -Gesetzes im Schweizer Parlament (CO ₂ -Gesetz nach 2024 wurde vom Parlament angenommen und soll ab 2025 in Kraft treten - Ausarbeitung und Verabschiedung der entsprechenden Verordnung ist noch nicht abgeschlossen (Stand August 2024).
- Finanzierungsquelle:	Maximal möglicher gesetzlicher Kompensationsaufschlag: Fünf Rappen pro Liter Treibstoff

Kriterien

- Fokus CCS / NET:	Importeure entscheiden selbstständig, aus welchen Projekten sie Bescheinigungen beziehen. Bsp. laufen schon länger Projekte im Bereich Holzprodukte.
- Auswahlkriterien:	4 Hauptkategorien: Verkehr, Unternehmen, Gebäude, Landwirtschaft
- Förderbeiträge:	CHF 180.- pro Emissionsreduktionszertifikat (dh. 1 Tonne CO ₂) - es handelt sich hier streng genommen nicht um "Förderbeiträge" sondern um maximale Zahlungsbereitschaft der Importeure für Bescheinigungen (Verhandlungssache, mögliches Maximum abhängig von gesetzlicher Sanktion).
- Geographische Beschränkungen:	Schweiz + Global (Art. 6 UNFCCC)

Antrags- und Genehmigungsverfahren

- Zeitrahmen für Eingaben:	Revision des CO ₂ -Gesetzes mit Reduktionsziele für den Treibhausgas-Ausstoss der verschiedenen Sektoren bis 2040 vom Parlament im März 2024 angenommen - entsprechende Verordnung noch nicht verabschiedet (Stand August 2024)
- Umsetzungszeitraum:	Bescheinigungen werden erst nach Umsetzung und Zertifizierung gekauft

Verschiedenes

Eingaben können jederzeit erfolgen. Verschieden Akteure involviert: Projekteingabe bei BAFU, Ausstellung von Bescheinigungen durch BAFU, Verhandlung zwischen Projektentwickler und KliK betreffend Verkauf.

Relevanz KliK für Pilotprojekt HKW II

Match Pilotprojekt HKW II

1	2	3	4	5
---	---	---	---	---

Annahme Umfang Projekteingabe unter KliK

- Nur wenn die gesamte Wertschöpfungskette abgedeckt wird (Abscheidung - Transport - Speicherung - Zertifizierung) und zu Negativemissionen führt, greift dieses "Fördermittel" (siehe Präzisierung vorangehendes Slide), da mittels ausgestellter Bescheinigungen (e.g. Emissionsreduktionszertifikate) vergütet wird.

Vorteile (+)

1. **Abnahmegarantie für grössere Mengen**
2. **Zertifizierung nach BAFU-Standard**
(bekannte Methode / geringere Transaktionskosten)

Nachteile (-)

1. **Finanzierung basierend auf Bescheinigungen:**
 - Es werden keine CAPEX oder OPEX Beiträge gesprochen.
 - Einnahmen kommen frühestens nach der ersten Ausstellung von Zertifikaten möglich (ca. 6-12 Monate nach Einspeicherung des CO₂).
 - Risiko liegt beim Projektbetreiber (Betriebsunterbrüche, CO₂-Lecks/Entweichungen entlang der Transportkette).
 - Vergütung ist nicht kostendeckend (max CHF 180.-/Tonne - effektiver Preis ist Verhandlungssache).

Task 2: Analyse Fördermittel für Biomasse-Projekte

b. Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlung

Schlussfolgerungen Fördermittel (1/2)



KEY POINTS

1. Bis jetzt existieren in Europa keine CO₂-Abscheide- und Speicherprojekte von fossilen oder biogenen Punktquellen mit vergleichbarer Grösse (100k tCO₂/Jahr), welche ohne staatliche Fördermittel geplant, gebaut und betrieben werden:
 - **Europäische Union:** Im EU-Raum werden CO₂-Abscheideprojekte (mit Speicherung oder Utilisation) im grossen Stil durch den [EU-Innovationsfond mitfinanziert](#) (in Form von Direktzahlungen - z.B. für [5 Holcim-Werke in Frankreich, Polen, Deutschland, Belgien und Kroatien](#) - ca. 50% CapEx sowie 50% OpEx über 10 Jahre)
 - **Dänemark:** Im Jahr 2023 hat die dänische Energiebehörde (DEA) mit Ørsted einen [20-Jahres-Vertrag für das Projekt "Ørsted Kalundborg Hub"](#) zur Abscheidung und Speicherung von Kohlendioxid (CCS) bis 2023 erteilt. Im Laufe des Jahres 2025 werden die Heizkraftwerke Asnæs und Avedøre mit der Abscheidung und Speicherung von biogenem Kohlenstoff beginnen (ca. 430k tCO₂/ Jahr). Zusätzlich zu den Zuschüssen der dänischen Regierung hat sich Microsoft bereit erklärt, über einen Zeitraum von 11 Jahren 2,67 Millionen Tonnen hochwertigen und dauerhaften Kohlenstoff aus der Abscheidung und Speicherung von biogenem Kohlenstoff aus dem Kraftwerk Asnæs zu erwerben (Preis unbekannt).
 - **Dänemark:** Im April 2024 kündigte Dänemark an, 3 [Negativemissionprojekte, die jährlich 160,4k tCO₂ \(biogen\) abscheiden und permanent speichern](#), mit ca. EUR 22,4 Mio. pro Jahr zu unterstützen (Laufzeit: 7 Jahre von 2026 bis 2032 - Gesamtbetrag über 7 Jahre: ca. EUR 156,8 Mio). Die Finanzierung ist teil eines neuen Subventionsfonds ("fund for negative emissions via CCS" - NECCS) in der Höhe von 2,5 Mrd. DKK (ca. 335 Mio. EUR). Die Subventionen pro Tonne abgeschiedenes CO₂ belaufen sich auf EUR 130 - 350.* Die Verkäufer können zusätzlich das gespeicherte CO₂ als Negativemissionszertifikate (CDRs) auf dem freiwilligen Markt verkaufen.

* Die vollen Kosten ohne Subvention sind nicht öffentlich.

Schlussfolgerungen Fördermittel (2/2)



KEY POINTS

- **Schweiz:** Die Stiftung Klimarappen unterstützt bis 2030 mit 50 Millionen Franken [fünf Schweizer Projekte](#), bei denen CO₂ direkt an Anlagen abgeschieden und dauerhaft in Baumaterialien oder im Ausland im Untergrund gespeichert wird. Hierzu garantiert sie die Abnahme der Zertifikate bis zu einer Höhe von CHF 10 Millionen pro Projekt. Die Preise pro Tonne CO₂ liegen zwischen CHF 458 und CHF 769.
 - **Schweden:** [BECCS Stockholm](#) ist das Großprojekt des schwedischen Fernwärmeverstärkers Stockholm Exergi zur Abscheidung und Speicherung von Kohlendioxid durch Bioenergie (BECCS). Wenn die Anlage von Stockholm Exergi in Betrieb ist, wird sie bis zu [800.000 Tonnen CO₂ pro Jahr](#) dauerhaft aus der Atmosphäre entfernen. Beccs Stockholm erhält Fördermittel aus dem EU-Innovationsfonds und hat eine Finanzierung durch die schwedische Regierung beantragt. Darüber hinaus hat Stockholm Exergi Anfang Mai 2024 einen [Vertrag mit Microsoft über 3,33 Millionen Tonnen](#) für permanente CO₂-Entfernung und -speicherung (BECCS) unterzeichnet. Es handelt sich dabei um den bisher weltweit größten Vertrag über die dauerhafte Entfernung von CO₂. Die Lieferung der CO₂-Zertifikate an Microsoft soll 2028 beginnen und über einen Zeitraum von zehn Jahren erfolgen.
2. Die meisten in der Schweiz vorhandenen Instrumente - mit Ausnahme des Förderprogrammes des Klima- und Innovationsgesetzes (KIG) - scheinen wenig geeignet für ein Negativemissionsprojekt in der Grösse von 100k tCO₂/ Jahr (wie dies der Fall für HKW I + II wäre).
- Der Umfang des Pilotprojektes CCS/NET HKW I + II entspricht (basierend auf dem heutigen Wissensstand) den Anforderungen an förderbare Projekte unter dem vom Klima- und Innovationsgesetz vorgesehenen Förderprogramm (ab 2025). Klarheit wird mit der Verabschiedung der KIG-Verordnung (wahrscheinlich im Herbst 2024) durch den Bundesrat herrschen.
 - Alternativ (oder um allfällige Zertifikate welche nicht auf dem freiwilligen Markt verkauft werden können) könnten negative Emissionen als Bescheinigungen an gesetzlich kompensationspflichtige Treibstoffimporteure (insb. KliK) verkauft werden. Der maximale Preis (CHF 180.- pro Zertifikat/Tonne CO₂ - verhandlungssache) ist jedoch nicht kostendeckend.
3. Die Schaffung eines grenzübergreifenden 'Emitter-Clusters' (mit DE und FR) kann die Mobilisierung zusätzlicher Fördermittel ermöglichen (z.B. EU Innovationsfonds).

Handlungsempfehlungen "Fördermittel"



1. Prüfung Eingabe unter Förderprogramm des Klima- und Innovationsgesetzes (KIG) - Art. 6.

- In der Schweiz stehen (voraussichtlich) ab Sommer 2025 und bis 2030 unter dem Klima- und Innovationsgesetz Fördermittel von jährlich maximal 200 Millionen für die Anwendung von neuartigen, klimafreundlichen Technologien und Prozessen zu. Darunter fallen auch CO₂-Entnahme von Punktquellen und Negativemissionstechnologien.
 - ⇒ Gesuch sind laut Vernehmlassungsvorlage KIV bis spätestens 2030 einzureichen, Investitionsbeiträge werden bis spätestens zum 31. Dezember 2035 ausgerichtet. Betriebsbeiträge werden höchstens während 7 Jahren und spätestens bis am 31. Dezember 2037 ausgerichtet.
- Förderbeiträge können bis zu 50% der CapEx und OpEx-Kosten (max 7 Jahre) abdecken - in Ausnahmefällen bis zu 70% CapEX und OpEX
 - ⇒ Falls das Projektkonsortium auf Grundlage der Machbarkeitsstudie sich entschliessen sollte, das CCS-Projekt zu realisieren, sollte frühzeitig mit der Planung und Ausarbeitung der nötigen Projektunterlagen (inkl. obligatorischer Netto-Null Fahrplan nach KIG Art. 5) begonnen werden. Ein Eingabe muss bis spätestens 2030 erfolgen.
 - ⇒ Aus dem Entwurf der Verordnung ist noch nicht klar, ob geförderte Projekte zusätzlich Negativemissionszertifikate verkaufen können (wie dies in Dänemark oder Schweden der Fall ist).
 - ⇒ Aktuell sieht es so aus, dass CapEx-Ausgaben sowohl für die Abscheideanlage als auch für Transportlogistik in der Schweiz möglich sein werden.
 - ⇒ Cluster-Eingaben sind möglich (e.g. KVA Basel zusammen mit HKWs).

2. Möglichkeit Schaffung eines grenzübergreifender Cluster-Ansatz in Betracht ziehen um weitere Fördermittel zu mobilisieren

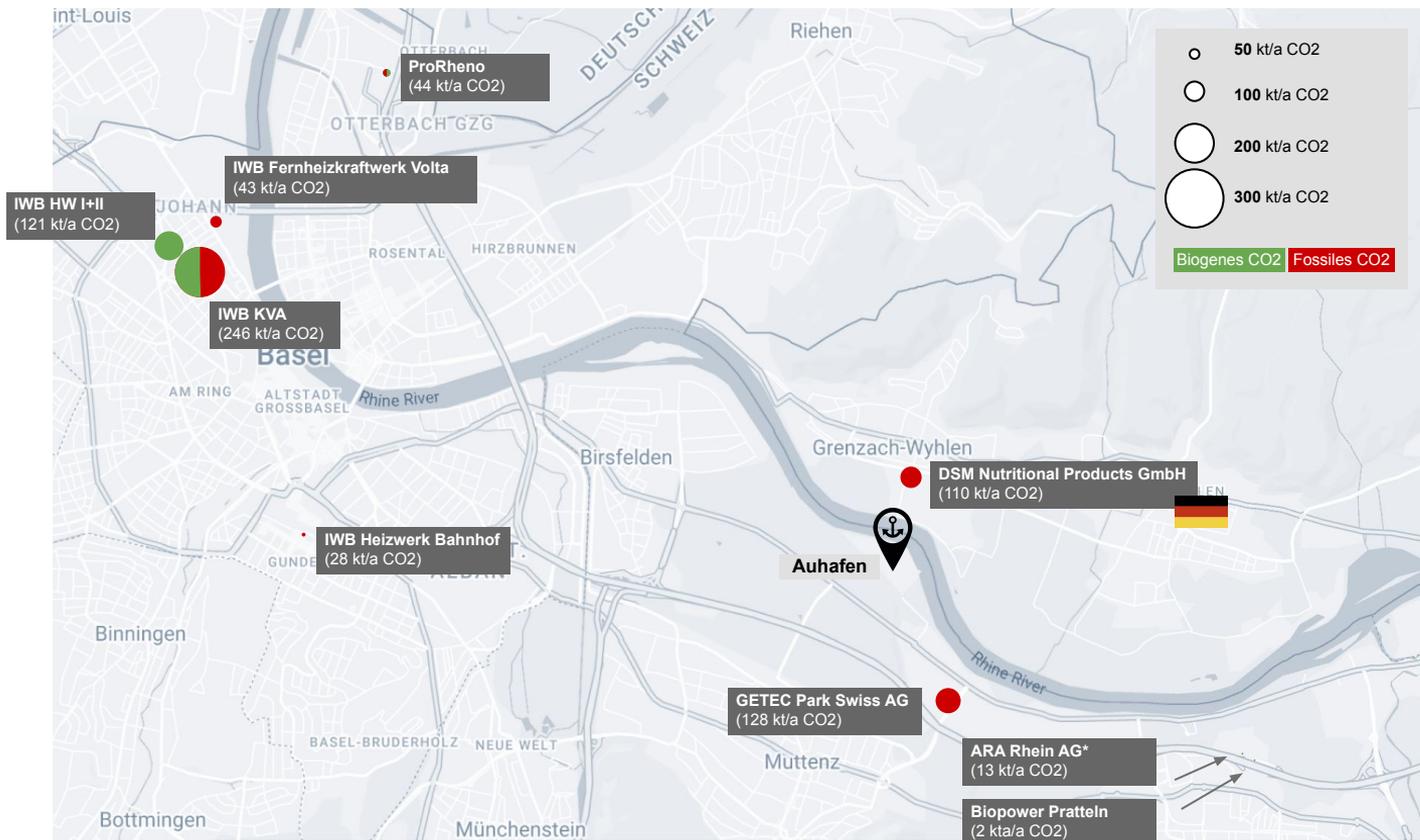
- z.B. mit DSM Nutritional Products GmbH (siehe Task 3) ⇒ Fördermittel aus DE (z.B. Contracts for Difference-Instrument) oder EU (EU-Innovationsfonds)

Task 3. Erschließung weiterer CO2-Punktquellen

Task 3: Erschliessung weiterer CO₂-Punktquellen

a. CO₂-Punktquellen Basel Stadt und Landschaft

Punktquellen Basel Stadt und Landschaft (1/3)



Anmerkung:

Bei den Angaben handelt es sich um den Gesamtausstoß von CO₂ vor der Abscheidung). Die potentiell mögliche CO₂-Menge welche abgeschieden werden kann hängt unter anderem von der Abscheiderate der verwendeten Technologie ab.

* Klärschlammverbrennung - nur fossiles CO₂ eingerechnet

Punktquellen Basel Stadt und Landschaft (2/3)

Betriebsname	Typ Anlage	Biogenes / Fossiles CO2	CO2 kt/a ⁵	Betriebszeiten	Datenquelle (Jahr)
IWB - Kehrrechtverbrennungsanlage	KVA	biogen+fossil	246	Ganzjährig	SwissPRTR (2022)
IWB - HKW I+II	Holzheizkraftwerk	biogen	121	Ca. 5'000 h/a	IWB/ Ramboll (2024)
IWB - Fernheizkraftwerk Volta ¹	Energie	fossil	43	Ca. 1'500 h/a	IWB/Airfix (2024)
IWB - Heizwerk Bahnhof ¹⁺²	Energie	fossil	28	Keine Angaben	IWB/Airfix (2024)
ProReno, Basel ³	Klärschlammverbrennung	biogen + fossil	44	Ganzjährig	ProReno (2022) SwissPRTR (2022)
GETEC PARK.SWISS AG	Industrie	fossil	128	Ganzjährig	SwissPRTR (2022)
DSM Nutritional Products GmbH 	Industrie	fossil	110	Ganzjährig	EU PRTR (2021)
Ara Rhein AG, Pratteln ⁴	Klärschlammverbrennung	biogen	13	Ganzjährig	Airfix (2022)
Biopower Pratteln	Biogas	biogen	2	Ganzjährig	Biopower Pratteln (2023)
		Total /Max	735		

¹ Berechnung Airfix basierend auf IWB Daten "Primärenergieeinsatz 2024 - 2041"

² Heizwerk Bahnhof wird 2025 mit Pellet Ofen erweitert / Gasverbrauch wird reduziert. Siehe Slide 11 für Annahmen Ausstoß CO2 für den Zeitraum 2024-2041.

³ Beinhaltet biogenes und fossiles CO2. Biogenes CO2: Berechnung Airfix basierend auf Jahresbericht 2022 (e.g. 18'133 Tonnen Klärschlamm (entwässert) welche verbrannt wurden). Fossiles CO2: basierend auf SwissPRTR Daten 2022. Daten müssen noch mit ProReno validiert werden.

⁴ Beinhaltet nur biogenes CO2 welches der Klärschlammverbrennung entsteht. Berechnung basierend auf Jahresbericht 2022 (e.g. 12'463 Tonnen Klärschlamm (entwässert) welche verbrannt wurden). Daten müssen noch mit Ara Rhein AG validiert werden/ mit fossile CO2 Emissionen ergänzt werden.

⁵ Beinhaltet die emittierte Menge - die effektiv abgeschiedene Menge CO2 hängt von der Abscheiderate ab (etwa 90%).

Punktquellen Basel Stadt und Landschaft (3/3)

Die Klimastrategie 2037 der Stadt Basel geht von kleineren Mengen abgeschriebenem CO₂ aus:

Mögliche CO ₂ -Abscheidung bei Punktquellen in Basel-Stadt	Abscheidepotenzial je nach Abscheiderate (Schätzung in t CO ₂ im Jahr 2037)	
	Abscheiderate 70 %	Abscheiderate 90 %
Emissionen der KVA	80'000 t CO ₂	103'000 t CO ₂
Holzheizkraftwerke	128'000 t CO ₂	164'000 t CO ₂
Emissionen der Klärschlammverbrennung	2'000 t CO ₂	2'600 t CO ₂

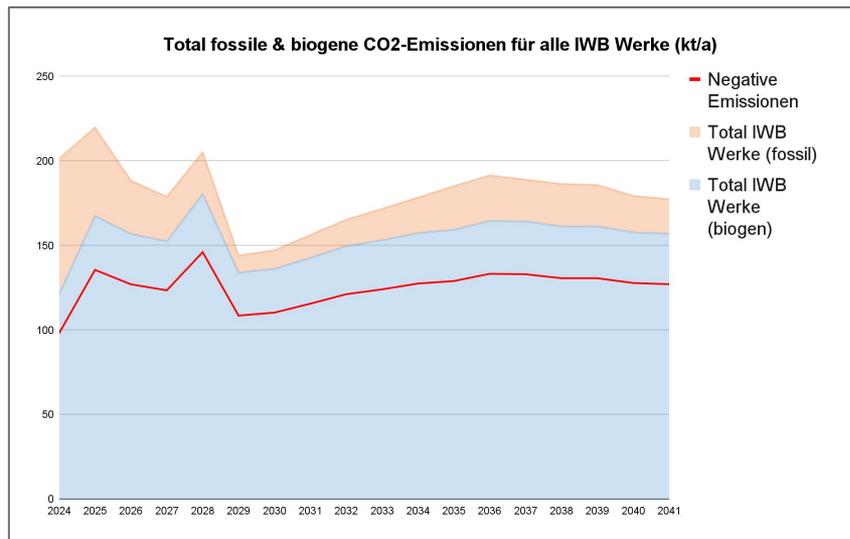
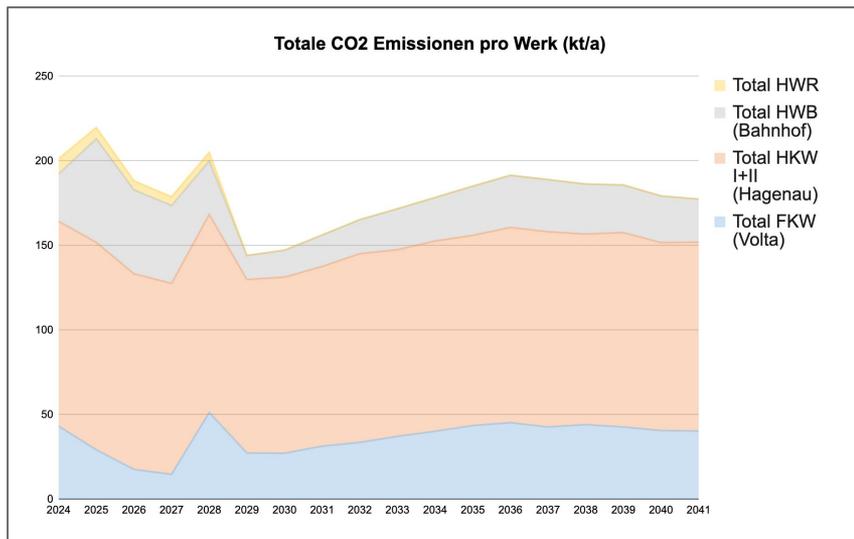
Quelle: [Klimastrategie 2037](#) Basel Stadt (p. 42)

Interpretation der Daten:

- **KVA:** Es wurde nur der fossile Teil gerechnet (ca. 50% der totalen Emissionen). Wenn hochgerechnet auf 100% (also einschließlich biogenes CO₂) würde man auf eine Gesamtmenge von ca. 230k tCO₂ (vor Abscheidung) kommen. Laut [SwissPRTR](#), lag der CO₂-Ausstoss der KVA Basel im Jahr 2022 bei 246k tCO₂.
- **Holzheizkraftwerke:** Beinhaltet nicht nur biogene CO₂-Emissionen der HKW I + II sonder auch Emissionen, welche durch Umrüstung des Fernheizkraftwerk "Volta" und des Heizwerkes "Bahnhof" auf Pellets / Holz verursacht werden. Wichtig: CO₂-Abscheidung bei Werken, welche nur für Spitzenlastzeiten hochgefahren werden, macht CCS wenig Sinn.¹

¹ Sowohl aus wirtschaftlicher Sicht (Amine-Wäsche-basierte CO₂-Abscheidungseinheiten erfordern erhebliche Anfangsinvestitionen für Design, Bau und Installation. Da das Kraftwerk nur die Hälfte des Jahres in Betrieb ist, wäre die Auslastung dieser Investition sehr gering, was zu einer schlechten Kapitalrendite / hohem Preis pro Tonne CO₂ führt) als auch aus betrieblicher Sicht (Häufige Start-Stopp-Zyklen können das Risiko einer thermischen und oxidativen Zersetzung des Aminlösungsmittels erhöhen. Dies kann zu höheren Wartungskosten und einer kürzeren Lebensdauer des Lösungsmittels führen).

Fokus: CO₂-Punktquellen Heizkraftwerke IWB (ohne KVA)



⇒ Berechnung CO₂ Emissionen durch Airfix basierend auf IWB-Daten "Primärenergieeinsatz in MWh von 2024-2041"¹

⇒ Zwischen 98 kt/a (2024) und 146 kt/a (2028) CO₂ an negativen Emissionen sind maximal durch die IWB Heizkraftwerke möglich (siehe rote Linie in rechter Grafik; Durchschnitt: 2024 - 2041: 125 kt/a)²

⇒ Totale fossile CO₂-Emissionen der IWB Werke in BS variieren zwischen 133 kt/a (2029) und 203 kt/a (2024) - Durchschnitt 2024-2041: 149 kt/a (inkl. 123 kt/a fossiles CO₂ durch KVA)

⇒ Kanton Basel Stadt hat netto-null 2037 Strategie!

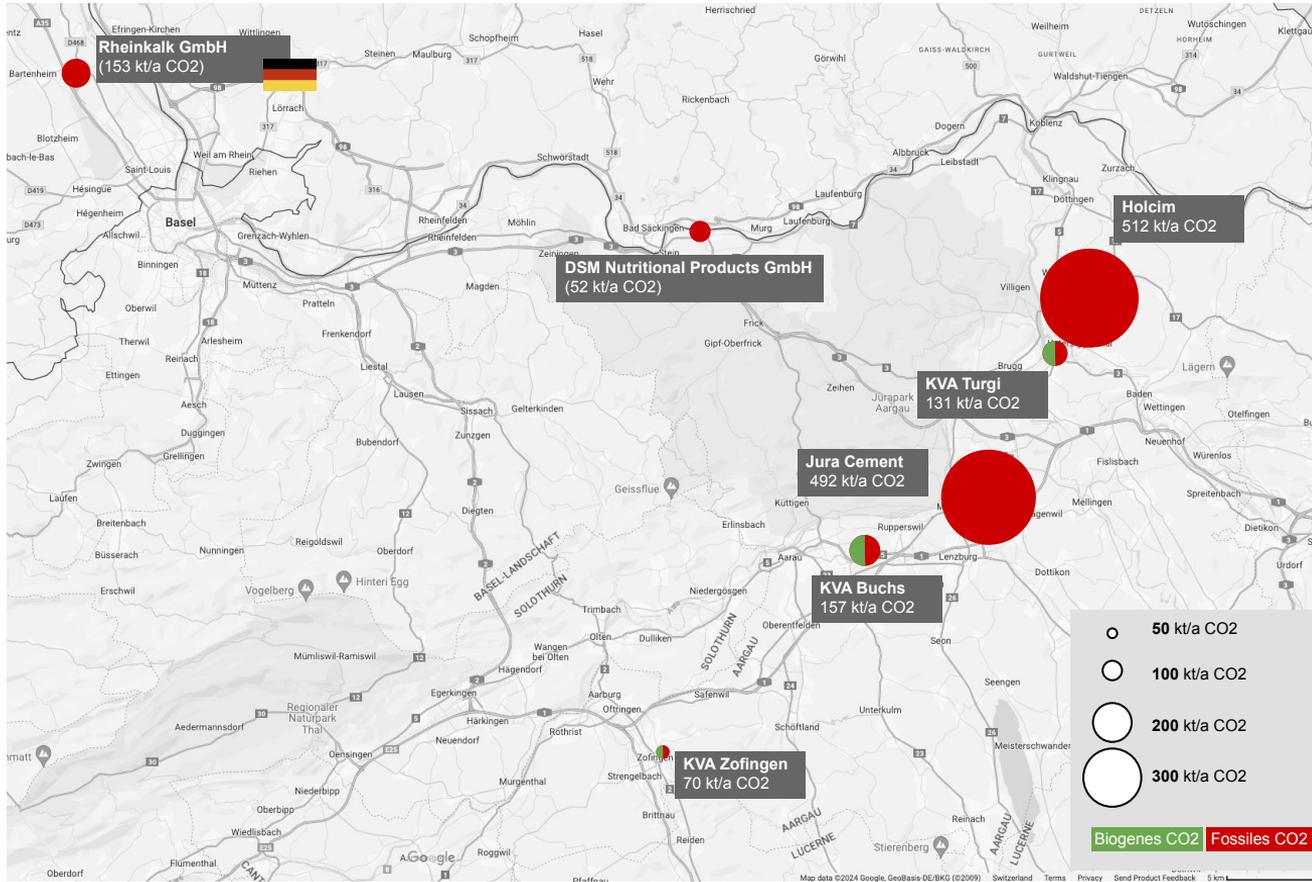
¹ Wichtig: Bei den Daten für den Primärenergieeinsatz handelt es sich hier um eine Schätzung der IWB - Änderungen sind möglich. Für Holz wurde ein CO₂-Emissionsfaktor von 106.3 tCO₂/TJ verwendet (60 % Frischholz, 40 % Altholz). Für Gas wurde ein CO₂-Emissionsfaktor von 55.9 tCO₂/TJ verwendet (gemäss BAFU [CO₂ Emissionsfaktoren CH 2024](#)).

² Annahmen: (1) Alle HKWs der IWB sind mit CCS-Technologie ausgerüstet (auch Kraftwerke welche nur für Spitzenlast/ saisonal betrieben werden), (2) Abscheideranlagen werden immer betrieben wenn HKW läuft, (3) Es wird eine 90% Abscheiderate erreicht, (4) Prozessemissionen durch Abscheidung, Transport und Speicherung des CO₂s belaufen sich auf 10% der abgeschiedenen CO₂ Menge.

Task 3: Erschließung weiterer CO2-Punktquellen

b. CO2-Punktquellen im Grossraum Basel

Punktquellen "Grossraum Basel" (1/3)



Anmerkung:

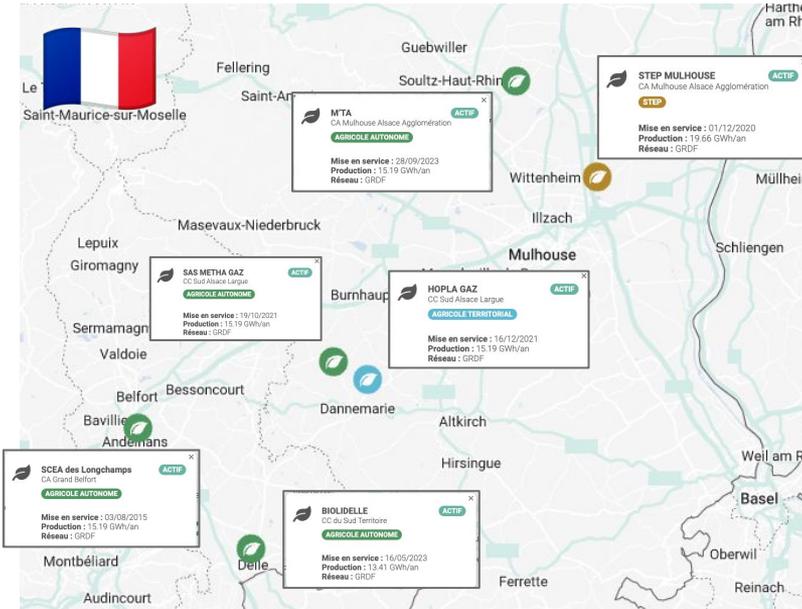
Bei den Angaben handelt es sich um den Gesamtausstoß von CO₂ vor der Abscheidung. Die potentiell mögliche CO₂-Menge welche abgeschieden werden kann hängt unter anderem von der Abscheiderate der verwendeten Technologie ab.

Punktquellen "Grossraum Basel" (2/3)

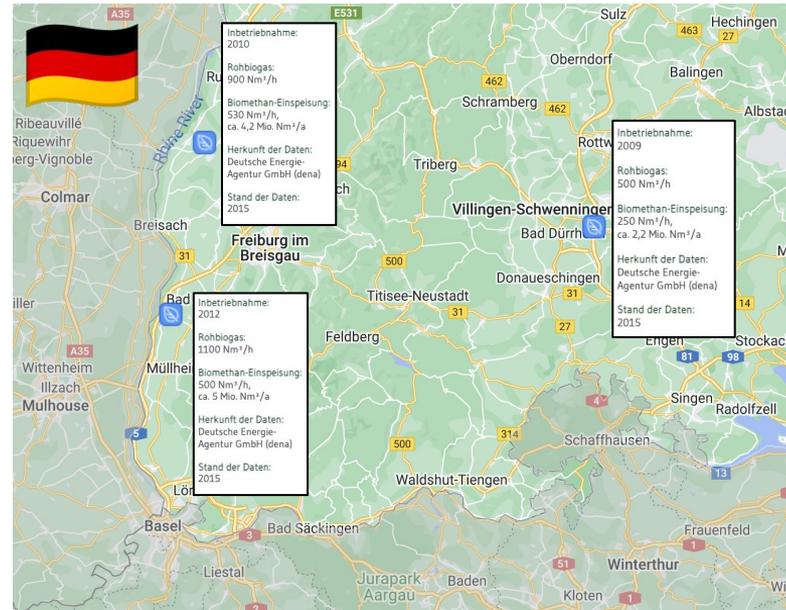
Betriebsname	Ort	Typ Anlage	Biogenes / Fossiles CO2	CO2 kt/a ⁵	Betriebszeit n	Datenquelle (Jahr)
DSM Nutritional Products AG - Werk Sisseln	Sisseln (AG)	Lebensmittelindustrie	fossil	52.3	Ganzjährig	SwissPRTR (2022)
KVA Turgi	Turgi (AG)	KVA	fossil + biogen	131	Ganzjährig	SwissPRTR (2022)
KVA Buchs (GEKAL)	Buchs (AG)	KVA	fossil + biogen	157	Ganzjährig	SwissPRTR (2022)
Jura Cement Fabriken	Wildeggen (AG)	Zement	fossil	492	Ganzjährig	SwissPRTR (2022)
Holcim (Schweiz) AG	Siggenthal (AG)	Zement	biogen	515	Ganzjährig	SwissPRTR (2022)
			Total	1'347		

Punktquellen "Grossraum Basel" (3/3)

In Frankreich und Deutschland bestehen zudem einige Biogas/Biomethan anlagen. Die Mengen sind jedoch gering:



Quelle: [Gaz mobilité France](#) (2024)



Quelle: [Landesanstalt für Umwelt - Baden Württemberg](#) (2024)

Task 3: Erschließung weiterer CO2-Punktquellen

c. Skalierung durch Clusteransatz

Einleitung "Carbon Capture Cluster" (1/2)

In einem von Airfix im März 2023 veröffentlichten [Strategiepapier](#) werden die **Finanzierung von (BE)CCS und der CO2-Transport zu geologischen Speicherstätten als zentrale Herausforderungen** für die Einführung von CCS in der Schweiz genannt. Seit der Veröffentlichung des Strategiepapiers wurden drei wichtige Meilensteine erreicht:

- Am 18. Juni 2023 hat das Schweizer Stimmvolk das Bundesgesetz über Klimaziele, Innovation und die Stärkung der Energiesicherheit (KIG) angenommen. Art. 6 des Gesetzes verpflichtet den Bund, zwischen 2025 und 2030 1,2 Milliarden Franken für Innovationen im Klimabereich auszugeben. CCS und NET sind ausdrücklich als förderungswürdige Bereiche aufgeführt.
- Am 22. November 2023 hat der Schweizer Bundesrat die Änderung des Londoner Protokolls von 2009 angenommen, die den Export und die geologische Offshore-Speicherung von CO2 ermöglicht.
- Vom 24. Januar bis 1. Mai 2024 lief die Vernehmlassung zur Klimaschutz-Verordnung (KIV - Umsetzung des Klima- und Innovationsgesetz). Die Verordnung erwähnt explizit die Möglichkeit "Cluster-Projekte" zu fördern.

Diese Entwicklungen sind starke Signale an die Emittenten, dass CCS und NET eingesetzt werden müssen, um die Netto-Null-Ziele zu erreichen. Sie reichen jedoch nicht aus, um die CO2-Emittenten davon zu überzeugen, die erforderlichen endgültigen Investitionsentscheidungen (FID) zu treffen. Die Vorreiter müssen Wege finden, um ihre Kapitalinvestitionen (CAPEX) zu rechtfertigen. Aktuell fehlen tragfähige Geschäftsmodelle, die es ermöglichen würden, die Betriebskosten (OPEX) zu decken, sobald die anfänglichen Subventionen auslaufen. Darüber hinaus müssen weitere Emittenten überzeugt werden, sich anzuschließen, um eine kritische Masse für eine "First-Mover-Koalition" in der Schweiz zu erreichen.

Ein vom BAFU und der Stadt Zürich im November 2023 organisierter Policy-Sprint zum Thema CO2-Logistik hat gezeigt, dass keine Zeit zu verlieren ist, wenn die Ziele für 2030 und 2050 erreicht werden sollen - insbesondere die Entwicklung einer gemeinsamen CO2-Transportinfrastruktur welche auch CO2-Hubs und Pipelines beinhaltet.

Einleitung “Carbon Capture Cluster” (2/2)

Für einzelne Schweizer CO₂-Emittenten gibt es erhebliche Vorlaufkosten sowie technische und Wissensbarrieren für den Aufbau der vollständigen CCS-Wertschöpfungskette, die die Abscheidung, die Verflüssigung, den Transport und die dauerhafte Speicherung von CO₂ sowie die Überwachung, Verifizierung und Monetarisierung umfasst. Erfahrungen aus anderen Ländern zeigen, dass diese Hürden durch einen Cluster-Ansatz gesenkt werden können. Dabei nutzen mehrere CO₂-Emittenten CCS-Infrastruktur und -Wissen gemeinsam und senken so ihre Kosten.

Durch die Bildung von Clustern wird ein Netzwerk von Emittenten geschaffen. Dadurch kann kapitalintensive CCS-Infrastruktur (z.B. Verflüssigungsanlagen, Zwischenspeicher, Verladeorte) zentralisiert und von einzelnen Akteuren gemeinsam genutzt werden. Die Notwendigkeit CCS durch Hubs und Clusters zu skalieren wird auch in der EU Industrial Carbon Management Strategy anerkannt und bereits durch EU Innovationsfonds-Projekte gefördert (z.B. in Bulgarien: [ANRAV-CCUS - an innovative stakeholder supported CCUS value chain to realize the first CCUS cluster in Eastern Europe, supporting the Balkan region to reach its climate goals by 2030](#))

Dieser Abschnitt:

- Präsentiert drei Fallbeispiele von geplanten Carbon Capture Clusters
- Identifiziert einen möglichen Ansatz für einen Carbon Capture Cluster in Basel
- Identifiziert Implikationen eines grenzübergreifenden Carbon Capture Clusters im Grossraum Basel



Net Zero
Teesside

Fallstudie 1:

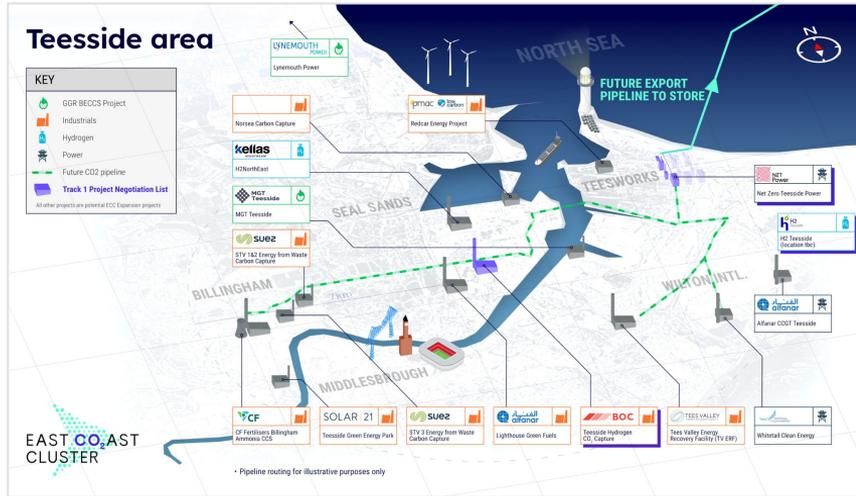
Net Zero Teesside (Vereinigtes Königreich) (1/2)

Status	In Planung (FID in 2025 geplant)- voraussichtlicher Betrieb im Jahr 2027
Standort	Teesside, United Kingdom
Projekttyp	Abscheidung - Transport - Lagerung
Zielsektoren	Lokale industrielle CO2-Quellen
Emissionsmengen im Endausbau	Bis zu 2 Millionen tCO2 (angestrebt werden 10 Millionen tCO2)
Governance/Rechtsstruktur	<p>Net Zero Teesside ist Teil von Net Zero Teesside Power (JV zwischen BP und Equinor für die Konstruktion und Betrieb eines Gaskraftwerke mit CO2-Abscheidung).</p> <p>Northern Endurance Partnership (NEP) wurde 2020 als CO2-Transport- und -Speicherunternehmen gegründet, das die Onshore- und Offshore-Infrastruktur bereitstellen wird, die für die Abscheidung von Kohlenstoff aus einer Reihe von Emittenten in Teesside und dem Humber und den Transport zur Offshore-Speicherung im Endurance-Speicher erforderlich ist. NEP ist eine Partnerschaft aus bp, Equinor and TotalEnergies.</p>
Wichtige Interessengruppen	bp, Eni, Equinor, Shell, TotalEnergies, Teesside Valley Authority, Suez, BOC, sembcorp,CF, Lotte Chemical, Nepic, UK BEIS
Finanzierung	Umfangreiche öffentliche Finanzierung durch "City Deal" und "UK Research & Innovation", u. a. für die Vor-FEED-Durchführbarkeitsstudie, die Konzeptionsstudie und die Infrastrukturkomponenten. Weitere Unterstützung durch das "Department for Energy Security and Net Zero" wird erwartet.
Zusätzliche Hinweise	Teil einer Reihe von Clustern, die im Vereinigten Königreich mit staatlicher Unterstützung entwickelt werden.



Fallstudie 1: Net Zero Teesside (Vereinigtes Königreich) (1/2)

Visualisierung: Lokale CO2-Emittenten welche am Cluster teilnehmen.



Quelle: [Net Zero Teesside](#) (2024)

Visualisierung: Anbindung Cluster an Speicherstätte (Northern Endurance Partnership)



Quelle: [Net Zero Teesside](#) (2024)



Fallstudie 2:

C4 Carbon Capture Cluster Copenhagen (Dänemark)

Status	In Planung - voraussichtlicher Betrieb im Jahr 2025
Standort	Großraum Kopenhagen, Dänemark
Projekttyp	Abscheidung - Transport - Lagerung
Zielsektoren	Abfall zu Energie (einschließlich Biomasse); Strom und Wärme (einschließlich Fernwärme); Wasser
Emissionsmengen im Endausbau	Bis zu 3 Millionen tCO ₂ pro Jahr
Governance/Rechtsstruktur	Strategische Zusammenarbeit zwischen großen privaten Versorgungsunternehmen und Handelshäfen
Wichtige Interessengruppen	<u>ARC, ARGO, BIOFOS, Copenhagen Malmö Port, CTR, HOFOR, Vestforbrænding, VEKS, Ørsted</u>
Finanzierung	Unternehmen und Organisationen, die ein besonderes Interesse an CO ₂ -Infrastruktur und Verkehr haben; keine öffentliche Finanzierung
Zusätzliche Hinweise	Zusammenarbeit mit Kommunen, Nichtregierungsorganisationen, Forschung und Wissenschaft, Privatsektor durch Workshops



Quelle: [Carbon Capture Cluster Copenhagen](#) (2024)

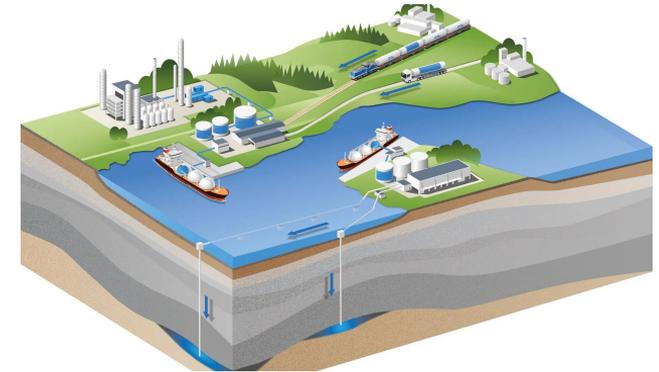


Fallstudie 3:

CinfraCap (Schweden)



Status	In Planung - voraussichtlicher Betrieb im Jahr 2026
Standort	Göteborg, Schweden
Projekttyp	Transport
Zielsektoren	n/a
Emissionsmengen im Endausbau	Bis zu 1,5 Millionen tCO2 pro Jahr
Governance/Rechtsstruktur	Zusammenarbeit zwischen Energieunternehmen und Stadthafen
Wichtige Interessengruppen	<u>Göteborg Energi</u> , <u>Nordion Energi</u> , <u>Preem</u> , <u>St1</u> , <u>Renova</u> , <u>Port of Gothenburg</u>
Finanzierung	Teilweise Finanzierung durch die Schwedische Energieagentur
Zusätzliche Hinweise	Begonnen im Jahr 2020. Die zweite Phase wurde 2022 mit einer Machbarkeitsstudie zum technischen Design und dem Entwurf eines Geschäftsmodells abgeschlossen. Das Ziel der nächsten Entwicklungsphase ist es, Investitionsentscheidungen treffen zu können.



Quelle: [COWI](#)

Erkenntnisse aus Cluster-Vergleich

Der Vergleich der drei Carbon Capture Clusters zeigt folgendes:

- Volumen der Cluster sind im Bereich von 1.5 - 10 Millionen Tonnen CO₂/Jahr.
- Cluster werden meist von Öl- und Gas-Unternehmen oder Haupt-Emittent initiiert und betrieben (z.B. Net Zero Teesside).
- In allen Clustern ist eine breite Gruppe an Stakeholdern involviert - z.T. inkl. NGOs.
- Net Zero Teesside und CinfraCap bauen auf eine signifikante staatliche Unterstützung. C4 in Dänemark wird ohne staatliche Unterstützung geplant.
- Vorlaufzeiten von 3-5 Jahren sind die Regel.
- Alle Cluster haben einen direkten Meeresanschluss / geologische Speichermöglichkeiten in relativer Nähe.

Task 3: Erschließung weiterer CO₂-Punktquellen

d. Skizze Carbon Capture Cluster (C3) Basel

Einleitung

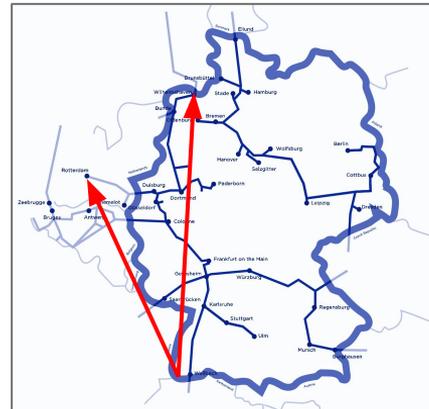
- Basel Stadt und Landschaft sind in der Schweiz ideal für die Einrichtung eines Carbon Capture Clusters positioniert, da so die kritische Masse an Emittenten (siehe Folien 9-10) in Kombination mit lokaler politischer Unterstützung (einschließlich ehrgeiziger Netto-Null-Ziele) und den notwendigen finanziellen Ressourcen zusammengebracht würden.
- Alternativ (oder zu einem späteren Zeitpunkt) könnte der Cluster erweitert werden und CO2-Punktquellen in den Kantonen Aargau (und Zürich) mit einschliessen (siehe Folien 15-16).
- Die Aktivitäten eines solchen Clusters könnten auf die spezifischen Bedürfnisse der ersten Teilnehmer zugeschnitten werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass Basel nicht nur ein CO2-Emittenten-Cluster sein wird, sondern auch ein Knotenpunkt für den Abtransport von CO2 (sei es mit Bahn, Schiff oder Pipeline) aus weiten Teilen der Schweiz in Richtung Norden. Diese Tatsache muss bei der Dimensionierung der Kapazitäten der zu planenden Infrastruktur berücksichtigt werden.



[Rail Corridor](#)



[Inland-Wasserwege](#)



[Geplantes Pipeline Netzwerk in Deutschland](#)

Carbon Capture Cluster Basel (C3 Basel)

Teilnehmer

Sekretariat (Koordination der Cluster-Aktivitäten)	
KVAs	Zement
Biomasse	Biogas
Kanton BL/BS (+ev. FR/DE)	Transport / Logistik-Firmen
Weitere CO2-Emittenten	...

Mögliche Aktivitäten

- Austausch von Informationen über **CO2-Abscheidungstechnologie**
- Diskussion über bestehende und innovative **Geschäftsmodelle** für CCUS
- Austausch und **Koordination von CO2-Transportlösungen** und lokalen Bedürfnissen (z. B. Bahnverladestationen)
- Untersuchung der Entwicklung **gemeinsamer Infrastrukturen** (Knotenpunkte für die Sammlung und Verflüssigung von CO2, Zwischenspeicherung, Transport von CO2 in großen Mengen usw.)
- Koordination und Bündelung von **CO2-Speicherangeboten** zur Sicherung von Kapazitäten für Schweizer Emittenten
- **Lobbying** für CCUS-Bedürfnisse bei lokalen und nationalen Regierungen
- Optional: Gemeinsame Anstrengungen zur **Monetarisierung** von abgeschiedenem und gespeichertem CO2 durch Kohlenstoffmärkte oder andere Systeme
-

Vorteile

- **Aufbau einer Pionier-Koalition:** Senden eines Signals an den Bund, dass die "Emittenten" vorankommen und darauf zählen, dass die Behörden kritische Punkte (Finanzierung, regulatorischer Rahmen, etc.) schnell angehen
- **Positionierung des Wirtschaftsstandorts Basel** (sowohl auf schweizerischer als auch auf europäischer Ebene) als innovativer Akteur im Bereich CCS & NET
- **Peer-to-Peer-Lernen** zu den Chancen und Herausforderungen von CCS & NET
- **Kosteneinsparungen** durch gemeinsame Infrastruktur, Wissensaustausch sowie Skaleneffekte
- **Bündelung von Emissionen** aus kleinen(n) Quellen: Förderung des Einsatzes von CCS bei Emittenten, die geringere CAPEX / OPEX haben als große Emittenten (und damit tiefere Eintrittsbarrieren).
- **Verringerung der Risiken** für Transport und Speicherung: Koordination gemeinsamer Gebote für Transport und geologische Speicherung
- **Hebelwirkung** in Gesprächen mit Transport-/Speicheranbietern und Behörden
- ...

Drei mögliche Organisationsformen für "C3 Basel"

Die Organisationsform kann evolutiv den Bedürfnissen angepasst werden - e.g. Start mit einem Kooperationsvertrag welcher dann zu einem Verein oder SPV oder JV überführt wird:

Optionen	Beschrieb	Vorteile
Kooperationsvertrag	Alle Parteien unterzeichnen eine verbindliche Kooperationsvereinbarung, in der die Finanzierung der Sekretariatsaufgaben geregelt und die wichtigsten Ziele und der Zweck des Clusters festgelegt werden.	Diese Option kann flexibel und schnell eingerichtet werden, wobei der Schwerpunkt auf "soft" Aktivitäten liegt (Forschungsprojekte, Lobbyarbeit usw.).
Verein	Es wird eine gemeinnützige Einrichtung geschaffen, die die Interessen ihrer Mitglieder vertritt und (falls gewünscht) gemeinsame Beschaffungen durchführt.	Im IT-Bereich führen mehrere Kantone und Städte erfolgreich gemeinsame IK T-Beschaffungen durch bzw. verhandeln Rahmenverträge mit IT-Lieferanten.
Special Purpose Vehicle (SPV) / Joint-Venture (JV)	Es wird eine neue juristische Person gegründet, an der jedes Mitglied des Clusters zu gleichen Teilen beteiligt ist, um die Emittenten beim Austausch mit Regierungen und Transport- oder Speicheranbietern rechtlich zu vertreten.	Je nach Zeithorizont ermöglicht ein SPV (kurzfristig) oder ein Joint-Venture (langfristig) die Entwicklung, den Bau und den Betrieb einer gemeinsamen Infrastruktur.

Task 3: Erschließung weiterer CO2-Punktquellen

e. Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

Schlussfolgerungen "Punktquellen Basel Stadt und Landschaft" (1/2)



1. Synergien mit anderen Punktquellen im Grossraum Basel sind möglich:

Prio	Punktuelle	Begründung
1	KVA Basel	<ul style="list-style-type: none"> - Grösste Punktquelle in der Region (246k tCO₂/Jahr) - Liegt am gleichen Standort with HKW I & II (Aufbau & Nutzung gemeinsamer Infrastruktur - inkl. Pipeline-Anschluss) - Mit ca. 50% biogenem CO₂ ermöglicht CCS/NET bei der KVA auch den Verkauf von Negativ-Emissionszertifikaten (CDR) - Parlamentar. Vorstoss für CCS/NET der KVA Basel (2023)
2	Weitere IWB-Punktquellen (Volta)	<ul style="list-style-type: none"> - Liegt an geplanter CO₂-Pipeline "Hagenau-Volta-Auhafen" - Abgeschiedenes biogenes CO₂ kann als Negativ-Emissionszertifikate (CDR) verkauft werden.
3	Klärschlammverbrennung ProRhenon Basel	<ul style="list-style-type: none"> - Liegt in der Nähe der geplanter CO₂-Pipeline "Hagenau-Volta-Auhafen" - CO₂, welches durch Verbrennung des Klärschlammes entsteht, kann als Negativ-Emissionszertifikate (CDR) verkauft werden. - Weniger als 3 km Luftlinie Hagenau - ProRhenon Basel
4	GETEC Park	<ul style="list-style-type: none"> - Signifikante CO₂-Emissionen (128k tCO₂/Jahr) - Nähe Auhafen Basel - jedoch nicht an Linienführung "CO₂-Pipeline". Es können jedoch Synergien bei der Verflüssigung / Aufbereitung / Zwischenspeicherung und Logistik genutzt werden.

2. Eine CO₂-Abscheidung der identifizierten Punktquellen erfordert eine konsolidierte Strategie

- Dies gilt insbesondere für die Bereitstellung der benötigten (erneuerbaren) Energie für die Abscheide- und Verflüssigungsanlagen sowie für den Abtransport des CO₂.

Schlussfolgerungen "Punktquellen Basel Stadt und Landschaft" (2/2)

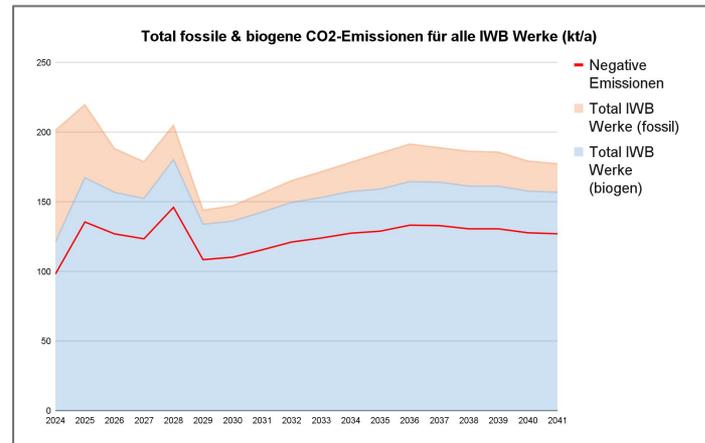
KEY POINTS

3. Zwischen 98 kt/a (2024) und 146 kt/a (2028) CO₂ an negativen Emissionen sind maximal durch die IWB Heizkraftwerke möglich

- Siehe Graphik (rote Linie); Durchschnitt: 2024 - 2041: 125 kt/a¹

4. Der Kanton Basel Stadt verfolgt eine Netto-Null 2037 Ziel. Um dieses Ziel zu erreichen:

- muss fossiles CO₂ aus der KVA sowie aus den Heiz(kraft)werken abgeschieden und permanent gespeichert werden;
- kann biogenes CO₂ aus den Heizkraftwerken und der KVA eine wichtige Rolle spielen um unvermeidbare Restemissionen zu kompensieren.



¹ Wichtig: Bei den Daten für den Primärenergieeinsatz handelt es sich hier um eine Schätzung der IWB - Änderungen sind möglich. Für Holz wurde ein CO₂-Emissionsfaktor von 106.3 tCO₂/TJ verwendet (60 % Frischholz, 40 % Altholz). Für Gas wurde ein CO₂-Emissionsfaktor von 55.9 tCO₂/TJ verwendet (gemäss BAFU [CO₂ Emissionsfaktoren CH 2024](#)).

Annahmen: (1) Alle HKWs der IWB sind mit CCS-Technologie ausgerüstet (auch Kraftwerke welche nur für Spitzenlast/ saisonal betrieben werden), (2) Abscheideranlagen werden immer betrieben wenn HKW läuft, (3) Es wird eine 90% Abscheiderate erreicht, (4) Prozessemissionen durch Abscheidung, Transport und Speicherung des CO₂s belaufen sich auf 10% der abgeschiedenen CO₂ Menge.

Schlussfolgerung "Punktquellen Grossraum Basel"



KEY POINTS

1. **Basel Stadt nimmt eine Schlüsselstelle in der zukünftiger CO2-Logistik der Schweiz ein** (nicht nur CO2 aus Punktquellen in Basel Stadt und Land):
 - Dimensionierung der CO2-Infrastruktur muss daher darauf ausgelegt sein, CO2 aus weiteren Punktquellen der Schweiz handzuhaben (Aggregation, Umladung).
 - Insbesondere sollte eine enge Koordination mit den Kantonen Aargau und Zürich erfolgen (sowie den in diesen Kantonen ansässigen Zementwerken und KVs).

2. **Sicherstellung länderübergreifender Koordination im Grossraum Basel:**
 - **Mit Deutschland **:
 - Die Anbindung von DSM Nutritional Products GmbH (52k tCO2/Jahr) könnte ein mögliches Pilotprojekt für eine grenzüberschreitende CCS-Zusammenarbeit sein.
 - Rheinkalk GmbH in Istein (150k tCO2/Jahr) hat die notwendige Grösse, um eine eigene CO2-Logistik-Kette zu betreiben (z.B. in Weil am Rhein mit bestehenden Cargo-Terminals).
 - Unabhängig von der Einbindung von CO2-Punktquellen in Deutschland muss eine enge Koordination mit Deutschland betreffend der zukünftigen CO2-Logistik (Bahn, Schiff und später Pipeline) erfolgen (Deutschland ist für die Schweiz in vielen Fällen ein CO2-Transitland).
 - **Mit Frankreich **:
 - Wenig und kleine Punktquellen befinden sich in Grenznähe (vor allem Biogasanlagen). Eine Einbindung hat eine geringe Priorität und könnte allenfalls für Pilotprojekte in Betracht gezogen werden.

Schlussfolgerungen "Aufbau und Betrieb eines länderübergreifenden Carbon Capture Clusters im Grossraum Basel"



KEY POINTS

Chancen	Herausforderungen
<p>Positionierung:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Erster länderübergreifender CO2-Cluster in Europa <p>Synergien:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Möglichkeit Fördermittel aus Schweiz, Deutschland, Frankreich und EU Innovation Fund zu mobilisieren ● Kosteneinsparungen durch gemeinsame Nutzung von Infrastruktur und Ressourcen, z. B. Transportwege und Speicherstätten ● Förderung von Innovation und Technologietransfer durch länderübergreifende Zusammenarbeit und Wissensaustausch ● Stärkung der regionalen Wirtschaft durch Schaffung von Arbeitsplätzen und Wachstum in der CO2-Abscheidungs- und Transportindustrie <p>Zugang EU "CO2-Markt"</p> <ul style="list-style-type: none"> ● EU Industrial Carbon Management Strategie sieht Plattform vor, welche CO2-Emittenten mit Anbietern von Transport- und Speicherlösungen zusammenbringen wird. 	<p>Höherer Koordinationsaufwand:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Unterschiedliche rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen können eine harmonisierte Zusammenarbeit erschweren (z.B. unterschiedliche Normen betreffend Umgang mit Gefahrgüter - in der CH fällt z.B. CO2 welches gespeichert werden soll, unter die Kategorie "Abfall" - nicht jedoch in Deutschland. Import von "Abfall" in Deutschland benötigt zusätzliche Bewilligungen) ● Unterschiedliches Niveau an lokalen Entscheidungsfreiheiten (e.g. föderale Strukturen in der Schweiz und Deutschland, zentrale Strukturen in Frankreich) <p>Ungleichgewicht bei CO2-Volumen (CH>DE>FR):</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Sicherstellung einer fairen Verteilung der Kosten und Nutzen zwischen den beteiligten Ländern und Stakeholdern.

Handlungsempfehlungen “Einbezug weiterer CO2-Punktquellen”



1. Vertiefung der Bestandsaufnahme

- Vervollständigung und Vertiefung des Mappings der bestehenden CO2-Punktquellen in der Region Basel - inkl. Abschätzung der voraussichtlichen Entwicklung in den nächsten 10-15 Jahren (neue Punktquellen, zu erwartende Veränderung in der Zusammensetzung der Primärenergieträger (fossil ⇒ Biomasse))

2. Entwicklung eines skalierbaren Cluster-Konzepts

- Erarbeitung eines flexiblen Konzepts für den CCS-Cluster, das eine Skalierung ermöglicht
- Integration von regionalen Punktquellen sowie deren Nutzung als Transit- und Knotenpunkte für weiterführende CO2-Ströme aus der gesamten Schweiz

3. Intensivierung der regionalen Kooperation

- Stärkung der Zusammenarbeit zwischen lokalen Unternehmen, Behörden und Forschungseinrichtungen zur Schaffung einer robusten Basis für den Cluster

4. Sicherstellung politischer und regulatorischer Unterstützung

- Intensivierung des Dialogs mit politischen Entscheidungsträgern, um eine förderliche Gesetzgebung und unterstützende Politikmaßnahmen zu gewährleisten

Task 4:
Monetarisierung von negativen Emissionen

Task 4: Monetarisierung von negativen Emissionen

a. Uebersicht freiwilliger CO2- Markt vs. Pflichtmarkt

Der globale Kohlenstoffmarkt besteht aus freiwilligen Märkten und Pflichtmärkten

Im Falle eines Pflichtmarktes schaffen rechtliche Verpflichtungen eine Marktnachfrage. Auf dem freiwilligen Markt bilden freiwillige Ziele die Grundlage für die Nachfrage und bestimmen somit den Wert des CO₂s.



Über die Hälfte aller "Fortune-500"-Unternehmen haben sich zu klimaneutralen "Netto-Null" - und/oder SBTi¹-Zielen verpflichtet ...

Unternehmen nehmen an einem freiwilligen Kohlenstoffmarkt teil, weil sie:

- Bemühungen im Rahmen der sozialen Verantwortung von Unternehmen zur Verringerung ihres CO₂-Fußabdrucks unterstützen; oder
- Die Teilnahme als vorbereitende Initiativen für die künftige Einhaltung eines verbindlichen Systems (e.g. Pflichtmarkt) sehen

Über 66 % aller Fortune-500-Unternehmen haben sich zu klimaneutralen Netto-Null- und/oder SBTi-Ziele verpflichtet. Diese Unternehmen nutzen Emissionsgutschriften im Rahmen ihrer Klimastrategie.

Prominente Teilnehmer freiwilliger Markt



¹[Science Based Target initiative](#)

* Öffentliche Verpflichtungen Stand Feb. 2024

... der freiwillige Markt wird daher in den kommenden Jahren ein wichtiger Treiber für CCS/NET sein

Freiwillige unternehmerische Verpflichtungen

Hintergrund

- Fast die Hälfte der Fortune-500- Unternehmen haben sich zu Kohlenstoffneutralität, Netto-Null-Emissionen oder SBTi¹ verpflichtet.
- 543 Unternehmen haben sich Netto-Null-Ziele mit einem 1,5°C-Pfad gesetzt (davon haben sich 363 verpflichtet, die Restemissionen in ihrer Lieferkette auszugleichen).
- In der Schweiz können freiwillige Netto-Null Fahrpläne nach KIG Art. 5 einen NET-Aufbaupfad vorsehen (mit NET in Unternehmen und/oder Bescheinigungen zu erfüllen).

Ausblick

- Der SBTi-Rahmen wird wahrscheinlich die Nachfrage nach Negativemissionszertifikaten erhöhen.
- Es bestehen aber auch Unsicherheiten, da in letzter Zeit einige größere Unternehmen ihre Klimaverpflichtungen abgeschwächt oder zurückgezogen haben.

Verfügbarkeit und Klarheit von Methodologien zur Zertifizierung von CDRs

Hintergrund

- VCS, GS, ACR, Puro.earth und GCC haben CCS-Methoden entwickelt oder sind dabei, sie zu entwickeln.
- EU entwickelt mit CRCF einen einheitlichen Standard.
- In der Schweiz können seit 2022 CC/NET Projekte durch BAFU bescheinigt werden. Diese Bescheinigungen könnten grundsätzlich auch von freiwilligen Käufern nachgefragt/erworben werden.

Ausblick

- Klarheit bei Methoden und Zertifizierung begünstigt Vertrauen in den freiwilligen Markt und damit verstärkte Investitionen in CCS-Projekte oder Kauf von CCS-Gutschriften.

¹[Science Based Target initiative](#)

Der freiwillige Markt für CO₂-Entfernung ist noch am entstehen - wächst aber stetig

Aktueller Stand und Ausblick

- Das Wachstum im freiwilligen Kohlenstoffmarkt erfolgt aktuell vor allem durch große Einzelkäufe (zB. von Microsoft) und wird hauptsächlich durch BECCS-Projekte vorangetrieben. Die die Gesamtgröße des Marktes ist heute äußerst gering und wird durch begrenzte Projekte, Käufer und Methoden bestimmt. Staatliche Fördermittel (EU Innovations Fonds oder NECCS Fonds in Dänemark) subventionieren die CDR-Zertifikatskosten zugunsten von freiwilligen Käufern.
- Indikatoren wie Netto-Null-Ansprüche großer Unternehmen und verschiedene Berichte deuten darauf hin, dass in absehbarer Zukunft mit einem stark beschleunigten Wachstum zu rechnen ist. Diese Prognosen sind jedoch mit Unsicherheiten behaftet.
- Mit einer großen Anzahl von Marktplatz-Teilnehmern (einschließlich vieler kleiner Organisationen) ist der heutige CDR-Markt noch nicht konsolidiert.

Wichtige Käufer

- Käufe einzelner Unternehmen machen Microsoft (hauptsächlich BECCS), Airbus (DACC), JP Morgan (DACC, Bioöl) oder Shopify (verschiedene) zu Spitzenreitern im CDR. Zu den Mitgliedern der Käufer-Clubs (NextGen, Frontier) gehören Unternehmen wie BCG, LGT, Mitsui, Swiss RE, UBS, Stripe, Alphabet, Meta und andere.

Wichtige Marktplätze

- Im letzten Jahr sind viele Marktplätze entstanden, von denen bisher nur wenige ein nennenswertes Handelsvolumen aufweisen.
- Vielmehr sind bilaterale Geschäfte zwischen Projekten und einzelnen Käufern oder Käufer-Clubs üblich. Einige dieser Marktplätze könnten jedoch in Zukunft von entscheidender Bedeutung sein, da der heutige Markt für CDR im Technologiebereich noch nicht konsolidiert ist.

CDR Markt: Uebersicht der größten Käufer

Name	tCO ₂ gekauft	Industrie	Land
Microsoft	6,645,103	Tech	US
Frontier	509,637	Verschiedene	US
Airbus	400,000	Luftfahrt	Frankreich
Amazon	250,000	Elektron. Geschäftsverkehr	US
NextGen	193,125	Verschiedene	Schweiz
BCG	141,184	Beratung	US
Shopify	87,516	Elektron. Geschäftsverkehr	Kanada
JPMorgan Chase	72,572	Finanzen	US
Google	62,583	Tech	US
Boeing	62,000	Luftfahrt	US
Stiftung Klimarappen	51,300	Öffentlich	Schweiz
UBS Finanz	39,500	Finanzen	Schweiz
SwissRe	29,992	Versicherung	Schweiz

Stand: Mai 2024

Fallstudie: Microsoft - größte Käuferin von technischen CDRs

BECCS Stockholm übertrifft Microsoft's CDR-Geschäft mit Ørsted

Deal

- Microsoft hat mehrw CDR-Deals abgeschlossen. Von diesen ist das BECCS Stockholm-Projekt (Mai 2024) bei weitem das größte:
 - 3.33 Millionen Tonnen im Voraus gekaufte CDRs
 - Über 10 Jahre (ab 2028)
 - Preis unbekannt

BECCS Stockholm Projekt

- [Beccs Stockholm](#) ist das Großprojekt des schwedischen Fernwärmeverstärkers Stockholm Exergi zur Abscheidung und Speicherung von Kohlendioxid durch Bioenergie (BECCS).
- Wenn die Anlage von Stockholm Exergi in Betrieb ist, wird sie bis zu 800.000 Tonnen CO₂ pro Jahr dauerhaft aus der Atmosphäre entfernen.
- Beccs Stockholm erhält Fördermittel aus dem EU-Innovationsfonds (EUR 180 Millionen) und hat ebenfalls eine Finanzierung durch die schwedische Regierung beantragt. Darüber hinaus hat Stockholm Exergi Anfang Mai 2024 einen [Vertrag mit Microsoft über 3,33 Millionen Tonnen](#) für permanente CO₂-Entfernung und -speicherung (BECCS) unterzeichnet.

Ambitionen von Microsoft

- Microsoft plant bis 2030 in der **gesamten Lieferkette klimaneutral zu werden**.
- Microsoft hat sich zum Ziel gesetzt, seine **gesamten historischen Emissionen seit seiner Gründung bis 2050 zu beseitigen**.

Bis jetzt gibt es jedoch keine grossen (BE)CCS-Projekte, welche ohne staatliche Subventionen auskommen

Fallstudie: Staatliche Fördermittel für BECCS in Dänemark:

Deal

- Unterstützt 3 Projekte, die jährlich 160,4k tCO₂ (biogen) abscheiden und permanent speichern mit ca. EUR 22,4 Mio. pro Jahr
- Laufzeit: 7 Jahre (2026-2032)
- Gesamtbetrag 7 Jahre: ca. EUR 156,8 Mio
- Die für den NECCS-Fonds bereitgestellten Mittel wurden noch nicht vollständig ausgeschöpft. Derzeit gibt es keine Pläne für weitere Ausschreibungsrunden des NECCS-Fonds.

Projekte

Verkäufer	Unterstützung (pro tCO ₂ in EUR) ¹	Jährlich abgesch. und gesp. tCO ₂	Total jährliche Unterstützung (in Mio. EUR) ¹
BioCirc CO₂	129,75	130,7 K	17,03
Bioman	149,74	25 K	3,74
Carbon Capture Scotland	348,40	4,7 K	1,62
Total		160,4 K	22,4

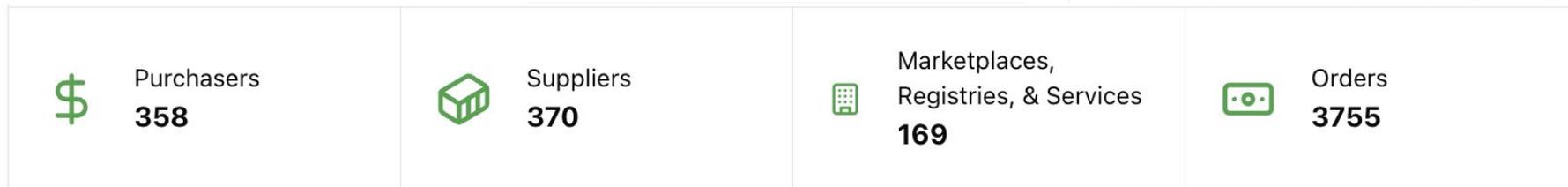
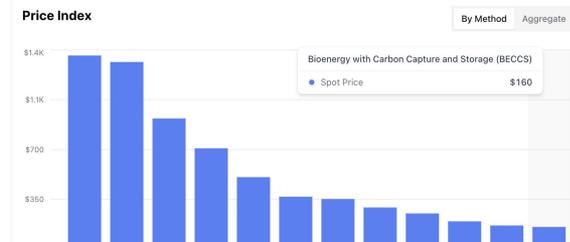
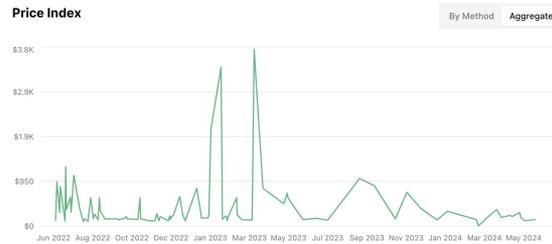
¹ Ungefährer Betrag. Umgerechnet von Dänischer Krone

Wichtig: Die Verkäufer können trotz Subventionen das gespeicherte CO₂ als Negativemissionszertifikate auf dem freiwilligen Markt verkaufen. Dadurch sind sie in der Lage 'ihre' CDRs zu einem tieferen, subventionierten Preis zu verkaufen. Im Fall Dänemark wird zurzeit eine Doppelanrechnung akzeptiert (Anrechnung der Negativemissionen an dänisches/staatliches Klimaziel sowie Anrechnung an freiwillige Unternehmensziele).

Ambitionen

- Am 4. Dezember 2021 unterzeichnete die Regierung im Rahmen des Finanzgesetzes für 2022 eine Vereinbarung über Investitionen in ein kontinuierlich grüneres Dänemark. Mit der Vereinbarung wurde ein neuer Subventionsfonds (fund for negative emissions via CCS - NECCS) in Höhe von 2,5 Mrd. DKK (ca. 335 Mio. EUR) eingeführt, mit dem ab 2025 zusätzliche 0.5 Mio. Tonnen Negativemissionen pro Jahr durch CO₂-Abscheidung erreicht werden sollen.
- Der NECCS-Fonds zielt darauf ab, die Abscheidung und Speicherung von CO₂ aus Biomasse, dem so genannten biogenen CO₂, zu unterstützen.

Indikatoren deuten auf schnelles Wachstum der technischen CDRs hin

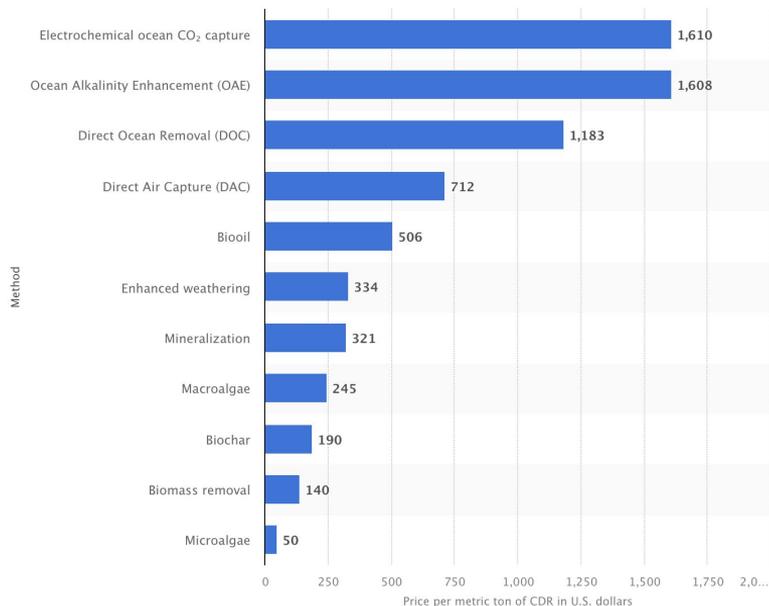


Die wichtigsten Erkenntnisse aus den öffentlich kommunizierten technischen CDR-Transaktionen:

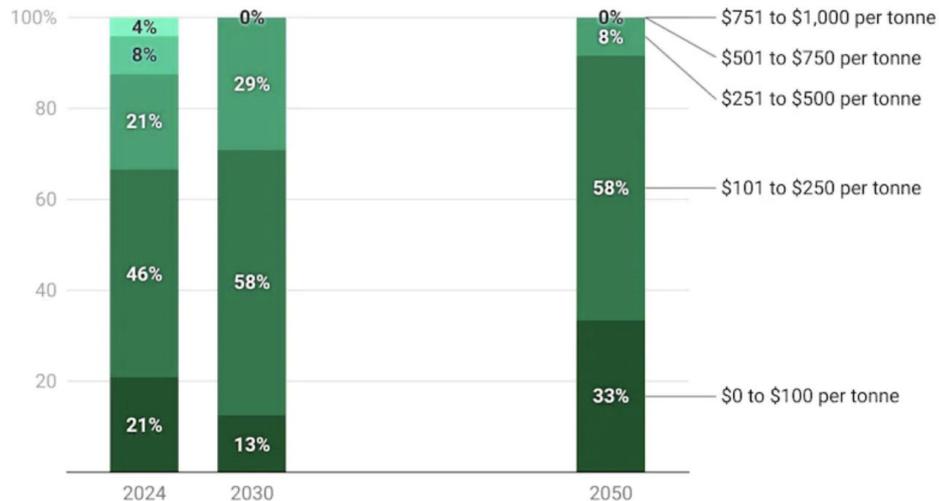
- Der Transaktions- und Verkaufstrend zeigt einen starken Anstieg, insbesondere ab 2023, wo einige bedeutende Transaktionen stattfanden. Seit 2019 wurden CDRs von ca. USD 2.8 Mrd. verkauft - ca. 98% alleine im Jahr 2023 (hauptsächlich getrieben durch die Käufe von Microsoft)..
- Die Anzahl der Käufer ist etwa gleich gross wie die Anzahl der CDR-Anbieter.
- Der stark schwankende Preisindex zeigt dass kein Preismechanismus vorhanden.
- Der Markt ist noch nicht konsolidiert: Aktuell zählen wir im Durchschnitt nur wenige Kunden pro Marktplatz. Wir gehen davon aus, dass die Zahl der Marktplätze schnell sinken wird und wenige Akteure den Großteil des Marktes übernehmen werden.
- Einige Kunden haben mehrere Bestellungen aufgegeben; dies könnte ein Hinweis auf ein stärkeres Engagement sein, sobald ein Kunde beginnt, CDR zu kaufen.

Im freiwilligen Markt gibt es jedoch beträchtliche Unterschiede betreffend Preis und Maturität zwischen den versch. CDR-Methoden

Durchschnittlicher Verkaufspreis für CDR weltweit im Jahr 2023



Durchschnittspreis, den Käufer für eine Tonne langlebiger CDR einplanen

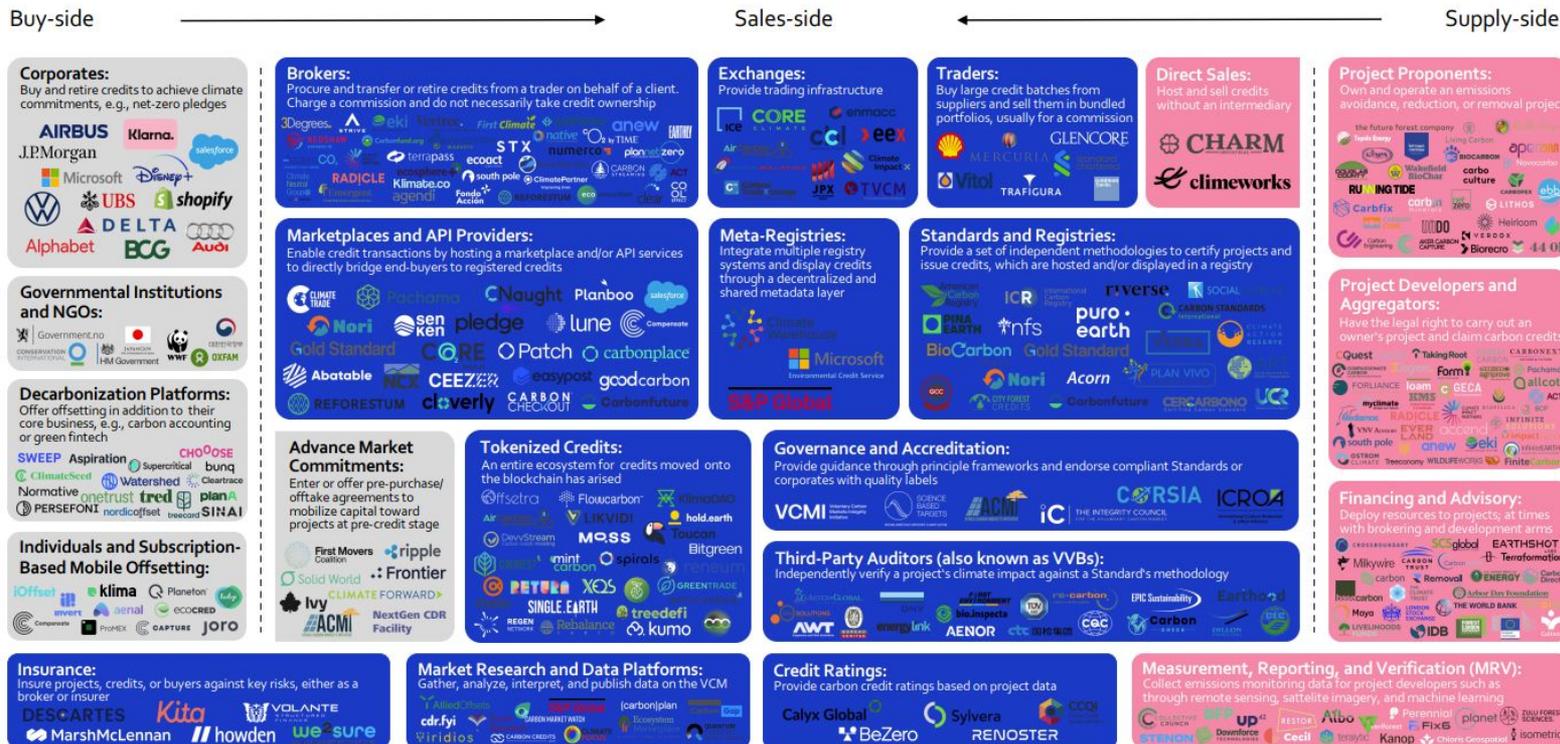


Quelle: [Statista 2024](#): Average selling price of carbon dioxide removals (CDR) worldwide as of 2023, by method (in U.S. dollars per metric ton of CO₂ removal)

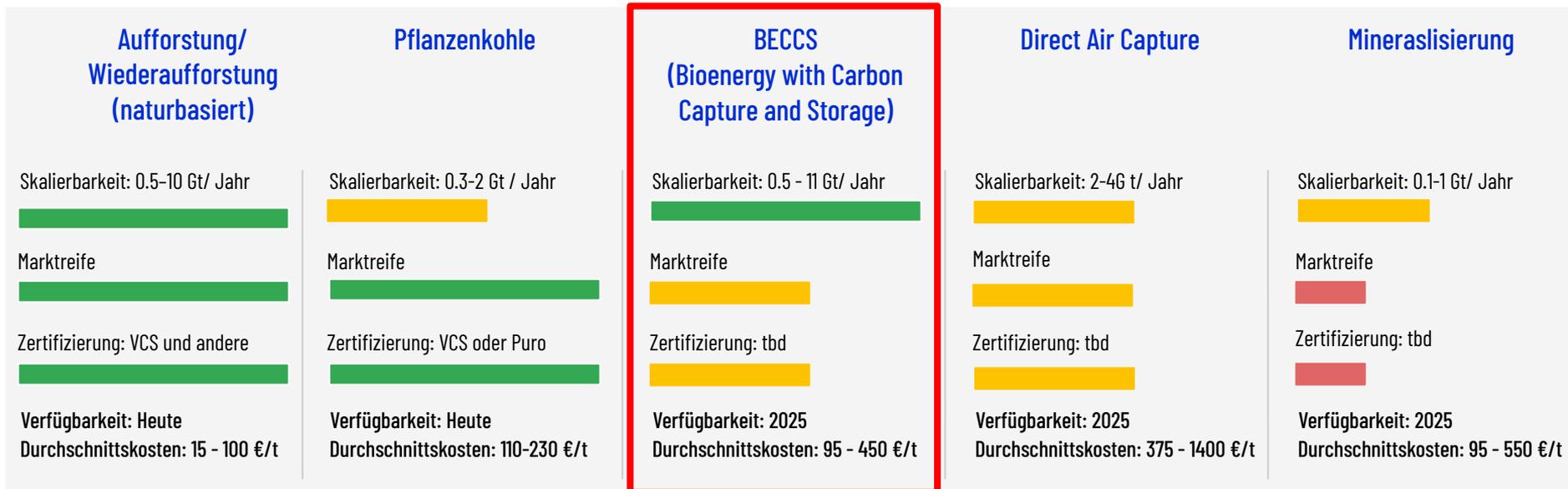
Quelle: [CDR.fyi](#): 2024+ Market Outlook Summary Report

Der aktuelle CDR-Markt ist zudem klein und nicht unkonsolidiert

Große Transaktionen werden direkt zwischen Projektentwicklern und Käufer oder mit einem Pool von Käufern abgewickelt



Von den gängigen technologiebasierten CDR-Lösungen sind BECCS-Lösungen (wie bei HKW I+II) am schnellsten skalierbar



Regulatorische Entwicklungen auf EU-Ebene werden signifikante Auswirkungen auf den freiwilligen Markt haben

Die Änderungen der europäischen Rechtsvorschriften werden hauptsächlich durch die Klima- und Energieziele der EU und das Fit for 55-Paket vorangetrieben. Die Analyse der wichtigsten sechs europäischen Rechtsvorschriften welche die Wettbewerbsfähigkeit, Nachfrage und Preise von qualitativ hochwertigen CDRs beeinflussen zeigt die folgenden wichtigsten Punkte:

- | | |
|---|--|
| 1. Zertifizierungsrahmen für CO ₂ -Entfernung (CRCF) | Aktuell unklar, welchen Einfluss CRCF auf das Angebot und Nachfrage nach CDRs haben (Annahme: eher positiven Einfluss auf Angebot und Nachfrage). CRCF kann aber CDR Standards weltweit beeinflussen . Nach aktuellem Verständnis nicht für Schweizer Projekte anwendbar (Rahmen gilt nur für Projekte, die in EWR umgesetzt werden). |
| 2. Richtlinie über erneuerbare Energien (RED III) | Kann sich direkt auf die Einhaltung von Nachhaltigkeitskriterien , den Zugang zu Unterstützung und Finanzierung sowie auf regulatorische/finanzielle Prüfungen auswirken. Indirekte Auswirkungen sind höhere Investitionen, technologischer Fortschritt, Integration in Energiesysteme und die Angleichung der Politik an andere EU-Verordnungen. |
| 3. Verordnung über Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft (LULUCF) | Nachhaltigkeitskriterien können sich direkt und indirekt auf die Aussichten von BECCS im freiwilligen Markt auswirken (ähnlich wie bei RED II). Indirekt wird die LULUCF-Regulierung wahrscheinlich die "Additionalität" einiger BECCS-Projekte im freiwilligen Markt beeinflussen. |
| 4. EU Emissionshandelssystem (EHS) | Bietet im Rahmen des Innovationsfonds BECCS-Projektfinanzierung - ergänzend zur Finanzierung durch den freiwilligen Markt. Breitere Auswirkungen des EHS auf den freiwilligen Markt werden wahrscheinlich erst nach 2030 eintreten - sofern negative Emissionen in das EU-EHS aufgenommen werden. Prüfung Integration von negativen Emissionen in EHS durch EU Kommission bis Mitte 2026. |
| 5. Netto-Null-Industrie-Gesetz (NZIA) | Kann zusätzliche finanzielle Anreize für BECCS Projekte bieten - vor allem für Müllverbrennungsanlagen (biogenes CO₂ als negative Emission) . |
| 6. Green Claims Directive | Kann zu zusätzlicher Nachfrage nach qualitativ hochwertigen BECCS-Projekten führen, falls nur noch qualitativ hochwertigen CDRs (ev. CRCF-zertifizierte) für CO ₂ -Kompensationsansprüche zulässig sind. |

In Zukunft wird CCS/NET aber zunehmend über den Pflichtmarkt finanziert werden

Phase 1: Staatliche Unterstützung

Unternehmerische Maßnahmen, die sich häufig in staatlichen Anreizen niederschlagen, bieten eine frühe Unterstützung für CCS (einschließlich CDR und BECCS).

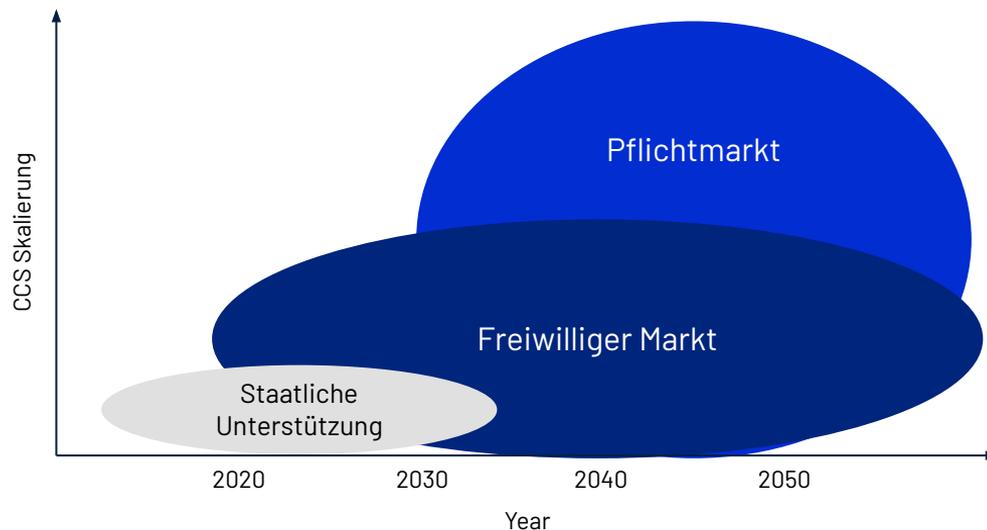
Phase 2: Freiwilliger Markt

Die freiwilligen Kohlenstoffmärkte können die Einführung von CCS/NET in großem Maßstab früher vorantreiben als die Pflichtmärkte.

Phase 3: Pflichtmarkt

Die Anreize für CCS und CDR (einschließlich BECCS) folgen einem ähnlichen Trend. Da der Emissionsreduzierung Vorrang vor der Entfernung eingeräumt wird, liegt CCS (fossiles CO₂) zur Emissionsreduzierung in diesem Pfad vorn.

Beispielhafter Zeitplan und Umfang der Anreize für CCS/NET



Basierend auf Fig. 1 von [Zetterberg et al. \(2021\)](#)

Der Pflichtmarkt in der Schweiz beinhaltet zwei Hauptinstrumente: Emissionshandelssystem (EHS) und CO₂-Abgabe

Emissionshandelssystem (EHS)

- Das schweizerische Emissionshandelssystem legt eine Obergrenze für die Gesamtmenge der in einem bestimmten Zeitraum zulässigen Treibhausgasemissionen fest. Im Rahmen des Systems teilt die Regierung eine bestimmte Anzahl von Emissionsrechten zu, die das Recht verbriefen, eine bestimmte Menge an Treibhausgasen auszustossen.
- Die Teilnahme ist obligatorisch für große, energieintensive Unternehmen. Die Teilnahme für mittlere Unternehmen ist freiwillig.
- Das Schweizer EHS ist seit Januar 2020 mit dem EU-EHS verknüpft. Unternehmen, die unter das Schweizer EHS fallen, können Emissionsrechte aus dem EU-EHS zur Erfüllung ihrer Verpflichtungen nutzen, und umgekehrt
- Die in Anhang 6 der CO₂-Verordnung aufgeführten Branchen müssen am Schweizer EHS teilnehmen. Dazu gehören 25 Kategorien wie Zement, Chemie und Pharmazie, Raffinerien, Papier, Fernwärme, Stahl und andere Sektoren.
- Seit 2020 umfasst das ETS auch Emissionen aus dem Luftverkehr (Inlands- und Auslandsflüge in den EWR) und aus fossil-thermischen Kraftwerken.
 - ⇒ Die Pflicht zur Abgabe von Emissionsrechten für abgeschiedene und dauerhaft gespeicherte CO₂-Emissionen (aus fossilem CO₂) fällt für EHS Unternehmen ab Januar 2025 weg. Unternehmen, die in CCS investieren, können vom Handel mit Emissionsrechten profitieren.
 - ⇒ Investitionen in BECCS (biogenes CO₂) lohnen sich aus einer EHS-Perspektive aktuell nicht, da für biogene Emissionen grundsätzlich keine Emissionsrechte abzugeben sind. Jedoch müssen, im Fall von Export in den EWR die Transport- und Speicherbetreiber auch für biogene Emissionen bei Leckagen EHS Emissionsrechte abgeben müssen (vgl. [Revision EU Monitoring and Reporting Regulation](#), angenommen 23.9.2024).

CO₂-Abgabe

- Diese Lenkungsabgabe auf fossile Brennstoffe, wie Heizöl und Erdgas, wird seit 2008 erhoben. Durch die Verteuerung dieser Brennstoffe werden die Menschen dazu angehalten, sie effizienter zu nutzen und sich für Energiequellen zu entscheiden, die weniger Kohlenstoffemissionen verursachen oder umweltfreundlicher sind.
- Die CO₂-Abgabe gilt für alle fossilen Heizstoffe wie Heizöl und Erdgas. Sie beträgt aktuell 120 Franken pro Tonne CO₂-Emissionen.
- Betreiber von Anlagen, die eine erhebliche Menge an Treibhausgasen produzieren, können von der CO₂-Abgabe befreit werden, wenn sie sich verpflichten, ihre Treibhausgasemissionen zu reduzieren. Für Detail siehe [BAFU-Webseite](#).
- Mit einem Drittel der Einnahmen (max. 450 Mio. Franken) unterstützen Bund und Kantone über das Gebäudeprogramm energetische Sanierungen und erneuerbare Heizenergie. Weitere 25 Mio. Franken werden dem Technologiefonds zur Förderung innovativer Unternehmen zugeführt. Rund zwei Drittel der Einnahmen werden zurückverteilt. Die Aufteilung zwischen Bevölkerung und Wirtschaft richtet sich nach der Abgabelast, die statistisch ermittelt wird.

Für das von HKW I+II abgeschiedene CO₂ ergeben sich verschiedene Monetarisierungsoptionen

Option Monetarisierung	Käufer	Potenzielle Einnahmen	Marktgrösse	Komplexität	Klima- auswirkungen	Anmerkungen
Permanente Speicherung¹ (Carbon Capture & Storage - CCS)						
Verkauf via CDR-Zertifikate auf dem freiwilligen Markt	Freiwilliger Markt (private Akteure in der Schweiz + global)	Hoch	Stark wachsend	Hoch	Sehr positiv	<ul style="list-style-type: none"> Einnahmen: normalerweise "cost+"-Ansatz Offene Fragen betreffend regulatorisches Zusätzlichkeit ("Additionalität", z.B. falls zusätzliche Förderung durch KIG, Art.) Zertifizierung: Über Standard/Methodologie freiwilliger Markt Nicht klar, wie grosse Mengen an CH CDRs verkauft werden können, und wo (höhere Unit-Kosten)
Verkauf an "Öffentliche Institutionen" mit Netto-Null Ziel	Öffentliche Institution	Hoch	Klein - wachsend	Hoch	Sehr positiv	<ul style="list-style-type: none"> Einnahmen: normalerweise "cost+"-Ansatz Zertifizierung: Über Standard/Methodologie freiwilliger Markt oder auch von BAFU ausgestellte Bescheinigungen. Beispiele: Stadt Zürich (Werdhölzli) - wobei es sich hier strikte gesehen nicht um einen "Verkauf" handelt, da die Stadt Zürich als Eigentümerin der Klärschlammverbrennung Werdhölzli selbst über Steuermittel in Projekt investiert sich den Klimaeffekt selbst anrechnet. In Zukunft ist es aber denkbar, dass öffentliche Institutionen in der Schweiz auch als Käufer auftreten um Klimaziele zu erreichen.
Verkauf auf dem Schweizer Pflichtmarkt via CHAs - e.g. KliK ¹	KliK	Mittel	Stabil	Hoch	Sehr positiv	<ul style="list-style-type: none"> Die vom BAFU ausgestellten Bescheinigungen differenzieren zwischen Reduktionen und Negativemissionen. Die gesetzliche Kompensationspflicht macht keine Vorgaben bspw. an einen minimalen NET-Anteil. Einnahmen: aktuell max. CHF 180.- / tCO₂ (effektiver Preis ist Verhandlungssache - nicht kostendeckend) Zertifizierung: Über BAFU Standard/Methodologie
Nicht-permanente Speicherung (Carbon Capture & Utilization - CCS)						
Nutzung in kommerziellen Produkten (CCS): Verkauf an Gashändler, Gewächshäuser	Gashändler, Gewächshäuser	Mittel	Stabil	Hoch	Tief-Mittel	<ul style="list-style-type: none"> Nicht permanent Einnahmen:² <ul style="list-style-type: none"> Ohne Projekt auf dem Schweizer Pflichtmarkt: ca. CHF 50/ tCO₂ Verkaufspreis bezahlt vom Abnehmer (abhängig von Qualität) Mit Projekt auf dem Schweizer Pflichtmarkt: ca. CHF 50/ tCO₂ Verkaufspreis bezahlt vom Abnehmer sowie aktuell max. CHF 180.- / tCO₂ über Bescheinigungen (effektiver Preis ist Verhandlungssache) Volumen im CH Markt limitiert - Export schwierig da höhere Kosten für CH CO₂
Nutzung in kommerziellen Produkten (CCS) - Synfuels	Synfuel-Produzenten	Mittel - Hoch	Wachsend	Hoch	Mittel	<ul style="list-style-type: none"> Volumen im CH Markt limitiert - Export schwierig da höhere Kosten für CH CO₂ Nicht klar, ob/ wann Technologie skaliert (und wo)

¹ Permanente Speicherung beinhaltet geologische Speicherung sowie Speicherung in Recyclingbeton (nur geringe Mengen möglich)

² Annahme: CHF 50.- / tCO₂ welches Verbraucher von CO₂ bezahlen basiert auf Marktinformationen von Airfix & South Pole.

Haftungsausschluss: Mit der Auflistung und Analyse der oben genannten Optionen garantiert Airfix nicht, dass alle diese Optionen für das Pilotprojekt HKW der IWB realisierbar sind. Die tatsächliche Durchführbarkeit hängt von den Zertifizierungsstandards und -methoden sowie von der sich entwickelnden Gesetzgebung (CH + EU) ab.

Task 4: Monetarisierung von negativen Emissionen

b. Zertifizierung von negativen Emissionen

Phasen der Projektentwicklung

Zwischen Projektstart und den ersten Einnahmen liegen im Normalfall **1-2 Jahre**

Folgende Schritte gehören zur Projektentwicklung:



Wer ist involviert?



Projektpartner

- Umsetzung Projekt und Datenerfassung
- Inhaber von angewandter Technologie und Rechten an den Zertifikaten



Projektentwickler

- Entwicklung Projektdesign
- Verantwortung für die Validierung, Verifizierung und Zertifizierung



Zertifikashändler

- Marketing und Vermittlung der Zertifikate
- Verwaltungsregister.



Prüfer von dritter Seite

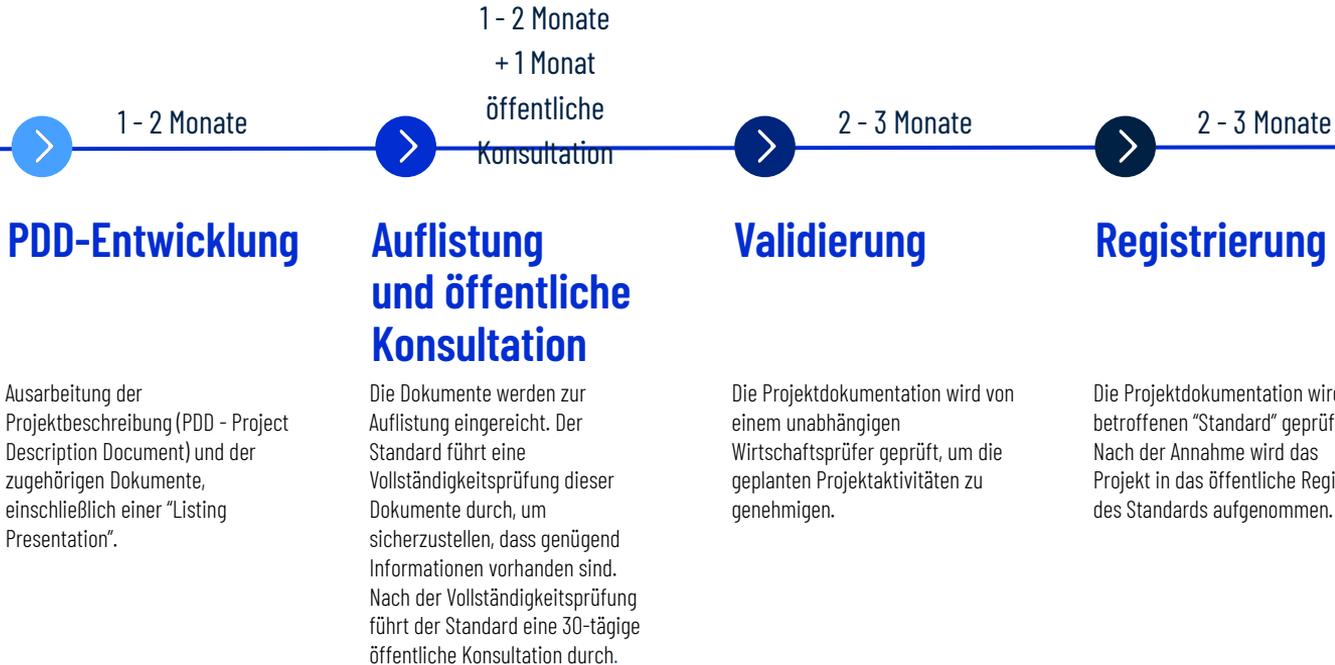
- Validierung des Projektdesigns und Verifizierung der erhobenen Daten



Klimastandard

- Entwicklung und Vollzug von Richtlinien zur
- Organisation Methodologien

Entwicklungsprozess für Kohlenstoffprojekte (einmalig)



Kohlenstoff-Projektmanagementprozess (wiederkehrend)



3 Monate

Entwicklung von Monitoring-Berichten

Erstellung des Überwachungsberichts. Der Überwachungsplan ermöglicht es dem Projektentwickler, die Projektaktivitäten und Emissionsreduktionen erfolgreich zu verfolgen.



2 - 3 Monate

Überprüfung

Der Projektentwickler legt den Überwachungsbericht einem unabhängigen Prüfer (Auditor) zur Genehmigung vor. Der Prüfer führt einen Besuch vor Ort durch und bewertet die Integrität der überwachten Daten, bevor er das Projekt offiziell verifiziert. Der Prüfbericht wird vom Prüfer erstellt.



2 - 3 Monate

Ausstellung von Emissionsgutschriften

Der Standard überprüft und genehmigt den Überwachungsbericht und den Prüfbericht. Wenn ein Kredit ausgestellt wird, erhält er eine eindeutige Seriennummer und wird in einem Register aufgeführt, das den Weg des Kredits von der Ausstellung über die Transaktion(en) bis zur Ausmusterung verfolgt.



Wiederholt sich in jedem Überwachungszeitraum



Im Rahmen der CST-Studie wurden sechs relevante Standards und Methodologien für CCS-Projekte analysiert

	Herkunftsland / HQ	Zertifizierung	Marktakzeptanz bei Käufern	Methodologie Veröffentlichungsdatum	Verweis auf Methodologie
Verified Carbon Standard (VCS)	USA / Washington, DC	ICROA, ICVCM	Hoch	Q4 2024	<u>Methodology Framework for Carbon Capture and Storage</u>
Gold Standard (GS)	Schweiz / Genf	ICROA, ICVCM	Hoch	Zugelassen und einsatzbereit	<u>Methodology for biomass fermentation with carbon capture and geologic storage</u>
American Carbon Registry (ACR)	USA / Little Rock, AR	ICROA, ICVCM	Hoch in Nordamerika, Mittel in Europa	Zugelassen und einsatzbereit	<u>Carbon Capture and Storage Projects</u>
Puro.earth	Finnland / Helsinki	ICROA, ICVCM-Bewerbung wird derzeit geprüft	Hoch	Zugelassen und einsatzbereit	<u>Geological Stored Carbon Methodology</u>
Global Carbon Council (GCC)	Qatar / Doha	ICROA, ICVCM-Bewerbung wird derzeit ausgearbeitet	Noch festzulegen - Bisher nur wenige Transaktionen	Zugelassen und einsatzbereit	<u>Methodology for project activities involving the capture, transport, and geological storage of carbon dioxide</u>
Isometric	England / Canterbury	ICROA, ICVCM-Bewerbung wird derzeit geprüft	Noch festzulegen - Bisher nur wenige Transaktionen	Q4 2024	<u>Biogenic Carbon Capture and Storage Protocol</u>

Der Verified Carbon Standard (VCS) wurde am besten geeignete Standard identifiziert*

	Chancen	Risiken
Verified Carbon Standard (VCS)	<ul style="list-style-type: none"> Weltweit am weitesten verbreiteter Standard im freiwilligen Kompensationsmarkt mit über 2.000 registrierten Projekten Robuster und umfassender Standard und Methodologie für CO₂-Abscheidung, -Transport und -Speicherung Option zur Kennzeichnung von Zertifikaten als Removals Alle Arten von CO₂-Emissionsquellen, Transportmitteln und Speichereinrichtungen sind zugelassen Modularer Ansatz der Methodologie führt zu Flexibilität und ist auf das EU Carbon Removal Certification Framework (CRCF) abgestimmt ICROA und ICVCM zertifiziert 	<ul style="list-style-type: none"> Hohe Anforderungen an Biomasse, die erfüllt werden müssen Hohe Anforderungen an Dokumentation und Monitoring, die während Projektentwicklung und -management zu höherem Aufwand und Kosten führen Module befinden sich noch in Entwicklung und werden voraussichtlich im 4. Quartal 2024 fertiggestellt; daher sind die Entwürfe der Module nicht endgültig und können noch geändert werden
Fazit:	→ Aufgrund seiner hohen Integrität und Vollständigkeit wird die Verwendung des VCS für (BE)CCS-Projekte empfohlen.	

* Siehe Studie zu Tasks 4 "Monetarisierung" für Evaluation der verschiedenen Standards. Dies ist [hier](#) erhältlich. Disclaimer: Airfix hat keine direkten Verbindungen zum VCS-Standard. Die Muttergesellschaft South Pole ist jedoch in der CCS+ Initiative involviert.

Die Entwicklung des **EU Carbon Removal Certification Framework (CRCF)** ist ein weiterer wichtiger Schritt zur Harmonisierung von Standards und Methodologien

Die Europäische Kommission hat **den ersten EU-weiten freiwilligen Zertifizierungsrahmen zur Zertifizierung hochwertiger CO₂-Speicherprojekte (CRCF)** vorgeschlagen. Der Zertifizierungsrahmen baut auf der 2021 angenommenen "[Mitteilung der Kommission über nachhaltige CO₂-Kreisläufe](#)" auf und soll dazu beitragen, den **Ausbau der nachhaltigen CO₂-Speicherung zu fördern und zu beschleunigen**, Greenwashing zu bekämpfen und die Marktbedingungen für die CO₂-Speicherung zu harmonisieren.

Ansatz

- Umfasst die **Abscheidung von CO₂ von allen Arten von CO₂-Emissionen** (inkl. Bioenergie- und Biogasanlagen) sowie alle Arten der dauerhaften geologischen Speicherung von CO₂. Nach aktuellem Kenntnisstand nur für Projekte im EU/EWR-Raum.
- Beinhaltet vier Qualitätskriterien: **Quantifizierung, Additionalität, langfristige Speicherung und Nachhaltigkeit**
→ **Diese Konzepte werden von ICROA & ICVCM ebenfalls geprüft**
- Beinhaltet Regeln für die **unabhängige Überprüfung der CO₂-Speicherung**
→ **Es wird ein neuer Standard mit neuen Methodologien entwickelt**
- Beinhaltet **Regeln für die Anerkennung von Zertifizierungssystemen**, die als Nachweis für die Einhaltung des EU-Rahmens verwendet werden können.
→ **Bereits bestehende Standards und Methodologien können für den EU-Rahmen zugelassen werden**

Chancen

- Es **wird eine hohe Akzeptanz bei den Zertifikatskäufern erwartet**. Dies kann dazu beitragen, das Vertrauen in den Markt zu stärken und dadurch kurz- und mittelfristig zusätzliche BECCS-Nachfrage zu generieren.
- Das CRCF könnte zu einer Konsolidierung und Harmonisierung des freiwilligen CO₂-Marktes in Europa führen.

Risiken

- Es werden **hohe Anforderungen an die Projekte** erwartet, die bisher nur teilweise bekannt sind.
- Mögliche Verlangsamungen oder Änderungen des politischen Kontextes auf EU-Ebene (z.B. durch Wahlen) können die Verabschiedung des CRCF und damit das regulatorische Umfeld für Speicherprojekte beeinflussen.

Aktueller Stand

- Anhand der vier Qualitätskriterien entwickelt die Kommission derzeit mit Unterstützung einer Expertengruppe **maßgeschneiderte Methoden für die verschiedenen Arten der CO₂-Abscheidung und -Speicherung**. Diese werden frühestens 2026 erwartet.
- Wie bei den Methodologien unter Verra und Isometric wird das CRCF voraussichtlich auf einen modularen Aufbau setzen, d.h. einzelne Sub-Methodologien für die Abscheidung, den Transport und die Speicherung von CO₂ verfassen.



Task 4: Monetarisierung von negativen Emissionen

c. Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

Schlussfolgerung "Monetarisierung von negativen Emissionen" (1/2)



KEY POINTS

1. Es sind ca. 91.4 kt CO₂ an Negativemissionen für die HKW I +II möglich

- Die biogenen CO₂-Emissionen der HKW I+II variieren zwischen 102kt/a (2028) und 123 kt/a (2025) mit einem Mittelwert von 113 kt/a für die Jahre 2024-2041.
- Bei einer Abscheiderate von 90%, sowie 10% Verlusten durch Prozessemissionen während der Abscheidung, des Transportes und der Einspeicherung ergeben sich im Schnitt ca. 91.4 kt CO₂ an Negativemissionen für die HKW I +II.

2. Die permanente Speicherung des CO₂s ermöglicht drei verschiedene Verkaufsoptionen

- Unter der Annahme, dass das abgeschiedene CO₂ dauerhaft gespeichert werden soll (also keine kurzfristige/temporäre Speicherung für die Lebensmittelindustrie oder Synfuels), ergeben sich grundsätzlich **3 verschiedene Verkaufsoptionen**:
 1. **Verkauf der negativen Emissionen auf dem freiwilliger CO₂-Markt:**
 - **Käufer:** Firmen, national oder international (Kauf direkt bei Emittent, über Marktplattform oder Broker.Services wie bei Airfix ⇒ keine Abnahmegarantie; aktuell werden in Europa Preise zwischen CHF 200 - 450 für BECCS CDRs bezahlt).
 - **Preisgestaltung:** "Cost plus"-Ansatz ("Totale Kosten für Abscheidung, Transport, Speicherung und Zertifizierung" - "Fördermittel pro Tonne CO₂" + "Marge")
 - Zertifizierung über einen freiwilligen Standard (VCM) oder durch BAFU (Bescheinigungen) möglich
 2. **Verkauf auf dem Schweizer Pflichtmarkt an an kompensationspflichtige Treibstoffimporteure (insb. KLiK)**
 - **Preisgestaltung:** Emissionsvermeidung: max. CHF 180.- / tCO₂ (Verhandlungssache) ⇒ aktuell nicht kostendeckend
 3. **Verkauf der negativen Emissionen an die öffentliche Hand:**
 - **Beispiel Zürich:** Die Stadt Zürich finanziert Bau und Betrieb der CO₂-Abscheidungsanlage "Werdhölzli". Negativemissionen werden für das Netto-Null-Ziel der Stadt Zürich verwendet (Kosten pro Tonne entferntes CO₂: ca. CHF 650.-). In Zukunft ist es denkbar, dass die öffentliche Hand ebenfalls Negativemissionszertifikate von privaten Akteuren kauft.

Schlussfolgerung "Monetarisierung von negativen Emissionen" (2/2)



KEY POINTS

3. "Zusätzlichkeit" und "Nachhaltigkeit der verwendeten Biomasse" sind Schlüsselkriterien für die Zertifizierung von CDRs

- Bei Mischfinanzierungen (staatliche Förderung kombiniert mit dem Verkauf von negativen Emissionszertifikaten - z.B. CDRs) ist die Erfüllung des Kriteriums der "Zusätzlichkeit" von großer Bedeutung. D.h., es muss nachgewiesen werden, dass das Projekt ohne Förderung nicht wirtschaftlich wäre. Zusätzlich ist der Aspekt der Doppelanrechnung zu klären (Anrechnung an staatliche sowie freiwillige Unternehmensziele). Der Entwurf der CO₂-Verordnung nach 2024 macht im Kontext von Förderung bei EHS-Anlagen (BECCS) dazu erste Aussagen (s. Erläuterungen). Eine abschließende Beurteilung wird erst nach der Verabschiedung der Verordnung KIV durch den Bundesrat (voraussichtlich im Herbst 2024) möglich sein.
- Derzeit werden zahlreiche Standards und Methodologien für Negativemissionszertifikate auf dem freiwilligen Markt entwickelt oder überarbeitet. Auf EU-Ebene wird 2025 die RED III in Kraft treten. Allen qualitativ hochstehenden Standards und Methodologien ist gemein, dass die Nachhaltigkeit der eingesetzten Biomasse ein zentrales Thema ist.
 - ⇒ Damit Negativ-Emissionszertifikate ausgestellt werden können, muss die von HKW I + II eingesetzte Biomasse den Kriterien für "nachhaltige Biomasse" entsprechen.

Handlungsempfehlung "Monetarisierung von negativen Emissionen" (1/2)



1. Rolle von negativen Emissionen frühzeitig in der Finanzierungsstrategie festlegen

- Wie soll die Monetarisierung des abgeschiedenen CO₂s erfolgen (freiwillige private oder öffentliche Käufer oder Pflichtmarkt)?
- Soll alles abgeschiedene CO₂ permanent gespeichert werden oder soll ein Teil der 'Utilization' zugeführt werden (temporäre Speicherung in Produkten)?
- Welcher Anteil der Finanzierung soll durch CDRs gedeckt werden?
- Wieviel 'pre-purchase' Verpflichtung sind für FID notwendig?
- Klären, ob Basel Stadt plant negative Emissionen einzusetzen für Netto-Null 2037 Strategie
- Ergänzend zu klären sind ebenfalls Fragen zum Zusammenspiel von Förderung und CDR-Zertifikatspreise (dürfen sie bspw. mittels Förderung gesenkt werden?) sowie der Umgang mit Doppelzählungen (double claiming)

2. Kriterien "Zusätzlichkeit" und "nachhaltige Biomasse" im Auge behalten

- Monetarisierungsoptionen haben einen Einfluss auf die zur Verfügung stehenden Zertifizierungsstandards. Diese Standards haben z.T. unterschiedliche Anforderungen für die Kriterien "Zusätzlichkeit" und "nachhaltige Biomasse"

3. Frühzeitig Kontakt mit potentiellen Käufer aufnehmen

- Die meisten CDR-Deals sind langfristig (5-10+ Jahre). Es ist wichtig frühzeitig mögliche 'Anker-Käufer' zu identifizieren

Handlungsempfehlung “Monetarisierung von negativen Emissionen” (2/2)



4. Zertifizierung von negativen Emissionen: Frühzeitige PDD-Entwicklung

- **Frühzeitiger fokus auf PDD-Entwicklung:** Es wird empfohlen, die erste Phase des Klimaprojektentwicklungsprozesses (PDD-Entwicklung) vor der Investitionsentscheidung erfolgreich abschließen. Diese Phase dauert etwa ein Jahr und hilft, Risiken zu mindern.
- **Überwachung regulatorischer Entwicklungen:** Es wird empfohlen, kontinuierlich die regulatorischen Änderungen und neuen Anforderungen der verschiedenen freiwilligen Standards sowie des BAFU Standards zu verfolgen.