

Publizierbarer Endbericht

Gilt für Studien aus der Programmlinie Forschung

A) Projektdaten

Allgemeines zum Projekt	
Kurztitel:	CaCTUS
Langtitel:	Austria's climate neutrality: An in-depth evaluation of the potential contribution of CCU and CCS for the Austrian long-term climate goals
Zitiervorschlag:	Energieinstitut an der JKU Linz, Montanuniversität Leoben, EY denkstatt (2025) CaCTUS: Austria's climate neutrality: An in-depth evaluation of the potential contribution of CCU and CCS for the Austrian long-term climate goals. Endbericht des Forschungsprojekts im Rahmen des ACRP14 Programms.
Programm inkl. Jahr:	ACRP14 (2021)
Dauer:	01.08.2022 bis 31.01.2025
KoordinatorIn/ ProjekteinreicherIn:	Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz (OÖ)
Kontaktperson Name:	DI Dr. mont. Hans Böhm
Kontaktperson Adresse:	Altenberger Straße 69, 4040 Linz
Kontaktperson Telefon:	+43 732 2468 5665
Kontaktperson E-Mail:	boehm@energieinstitut-linz.at
Projekt- und KooperationspartnerIn (inkl. Bundesland):	Montanuniversität Leoben (Steiermark) Ernst&Young denkstatt GmbH (Wien)
Schlagwörter:	CCU, CCS, Carbon Capture, Potenziale, Barrieren
Projektgesamtkosten:	293.179,00 €
Fördersumme:	293.179,00 €
Klimafonds-Nr:	KR21KB0K00001

Allgemeines zum Projekt

Erstellt am:

30.04.2025

B) Projektübersicht

1 Kurzfassung

Die Abscheidung, Nutzung und Speicherung von CO₂ (CCUS) gilt als wesentlicher Eckpfeiler zur Erreichung der festgelegten Klimaziele. Allerdings bestand hierzu ein gewisses Wissensdefizit über das tatsächliche Potenzial dieser Technologien zur Unterstützung der Energiewende in Österreich. Weiters waren ökonomische Auswirkungen sowie potenzielle strukturelle und regulatorische Hemmnisse, die eine effektive Umsetzung behindern könnten, nicht vollständig verstanden. Das CaCTUS-Projekt nahm sich dessen an, mit den Zielen (i) der Identifizierung und Quantifizierung der technischen Potenziale von CCUS im Einklang mit dem Nationalen Energie- und Klimaplan, (ii) der Identifizierung quellspezifischer Klimawirkungen und senkenbezogener CO₂-Reduktionspotenziale, (iii) der techno-ökonomischen Einordnung von CCUS und dessen Beitrag zur Klimaneutralität, (iv) der Evaluierung von Barrieren und regulatorischen Defiziten, die eine frühe Umsetzung und Wirkung verhindern und (v) der Ableitung von Empfehlungen zur Unterstützung klimafreundlicher CCUS-Aktivitäten in Österreich.

Um die gesetzten Projektziele zu erreichen, wurde zunächst das Potenzial der CO₂-Emissionen aus Punktquellen im Energie- und Industriesektor für verschiedene Defossilisierungspfade quantifiziert. Dies umfasste eine Kategorisierung in Bezug auf die zugrunde liegenden Prozesse und Anwendungen, um Reinheit und Zusammensetzung der entsprechenden CO₂-Ströme abzuschätzen. Darüber hinaus wurden Technologien zur Abscheidung von CO₂ aus diesen Strömen untersucht und hinsichtlich ihrer Mechanismen kategorisiert. Um ihre potenziellen Auswirkungen im Hinblick auf CCUS zu bewerten, wurde auch ihre technologische Reife in Bezug auf Klimaneutralitätspfade und der damit verbundene Energiebedarf sowie die quellenbezogenen Abscheidungskosten charakterisiert. Für eine dauerhafte Speicherung von CO₂ wurden nationale Speicherformationen hinsichtlich ihrer geologischen Eigenschaften und Rückhaltemechanismen kategorisiert und ihre Kapazitäten auf der Grundlage verfügbarer Explorationsdaten geschätzt. Um die Auswirkungen der Implementierung von CCUS bewerten zu können, wurden verschiedene CCU- und CCS-Routen einer grundlegenden Evaluierung hinsichtlich ihrer techno-ökonomischen Wettbewerbsfähigkeit und ihres THG-Einsparpotenzials unterzogen. Um sinnvolle und wirksame Anwendungen im Einklang mit den Klimazielen zu unterstützen, wurden die aktuellen Rechtsvorschriften und Regelungen auf nationaler und europäischer Ebene analysiert, um potenzielle Hindernisse für eine frühzeitige Umsetzung zu identifizieren. Dazu wurden auch relevante Stakeholder einbezogen, um industrielle Perspektiven und praktische Hemmnisse zu erörtern.

Die Ergebnisse zeigen, dass trotz Ziel der Klimaneutralität jährlich 17 bis 27 Millionen Tonnen CO₂ aus Industrie und Energieversorgung verbleiben. Darin enthalten sind, neben biogenen Emissionen, bis zu 5 Millionen Tonnen aus

geogenen und fossilen Quellen, die für dieses Ziel dauerhaft gebunden oder gespeichert werden müssen. Demgegenüber besteht ein Kohlenstoffbedarf für heute produzierte Grundchemikalien und eine anhaltende Nachfrage nach gasförmigen und flüssigen Brennstoffen, die einem langfristigen jährlichen CO₂-Bedarf von bis zu 15 Millionen Tonnen entspricht. Technologien zur Abscheidung des CO₂ aus den genannten Punktquellen sind jedoch verfügbar und im industriellen Maßstab etabliert. Die Technologieanalyse hat jedoch auch einen hohen Energiebedarf für die Abscheidung der erforderlichen CO₂-Mengen aufgezeigt. Daher besteht weiterer Forschungsbedarf im Bereich der Abscheidetechnologien, um den Energiebedarf und die Kosten für eine effektive Umsetzung in großem Maßstab zu senken.

In Bezug auf die geologische Speicherung von CO₂ wurde festgestellt, dass die bekannten nationalen Speicherkapazitäten auf etwa 300 Millionen Tonnen begrenzt sind. Damit CCS eine wirksame Maßnahme in der nationalen Klimastrategie sein kann, müssen daher – neben dem primären Ziel der Defossilisierung – zusätzliche Kapazitäten in anderen geologischen Formationen untersucht und charakterisiert sowie Rahmenbedingungen für den Export geschaffen werden. Die Verwertung von CO₂ in CCU-Produkten ist derzeit weniger wirtschaftlich, wird aber unter der Prämisse, eine Verlängerung der Nutzung fossiler Ressourcen zu verhindern, weiterhin als unerlässlich angesehen, um den genannten Kohlenstoffbedarf für chemische Produkte bzw. Treibstoffe zu decken. Für bestimmte Produkte kann ein CCU-Ansatz angesichts der Anstrengungen im Bereich CCS für die damit verbundenen Emissionen (inkl. der End-of-Life-Phase) sogar gegenüber der heutigen fossilen Produktion wettbewerbsfähig sein. Der wichtigste Treiber für kosteneffiziente und ökologisch sinnvolle Umsetzungen ist jedoch die Verfügbarkeit erneuerbarer Energien, insbesondere Wasserstoff und Strom, was entsprechende Produktionskapazitäten und Infrastruktur erfordert. Die abgeleiteten Maßnahmen weisen auf das strategische Potenzial einer stärkeren Kreislaufwirtschaft und die Nutzung von Synergien in der Energiewende hin.

Aus regulatorischer Sicht wird CCUS stark von europäischen Anforderungen beeinflusst. Für CCS gibt es spezifische europäische Leitlinien, für CCU jedoch bislang keine umfassende Rechtsgrundlage. CCUS unterliegt jedoch einer zunehmenden rechtlichen und regulatorischen Brisanz. Die Umsetzung der rechtlichen Anforderungen auf nationaler Ebene ist von entscheidender Bedeutung, insbesondere im Hinblick auf die Möglichkeiten der CO₂-Speicherung und den Aufbau von CO₂-Transportnetzen. In Gesprächen mit Akteuren aus emissionsintensiven Industriezweigen wurde Anpassungsbedarf in Bereichen wie einer wettbewerbsfähigen CO₂-Bepreisung, geeigneten Anreizsystemen und Subventionen, der Berücksichtigung von Kreislaufwirtschaftslösungen für CO₂, der Dauer von Genehmigungsverfahren, dem (noch) bestehenden CCS-Verbot und dem Aufbau einer geeigneten CO₂-Transportinfrastruktur festgestellt. Insgesamt besteht die Notwendigkeit, umfassende und angemessene Rahmenbedingungen für CCUS in Österreich zu schaffen, ohne Grundprinzipien der Defossilisierung wie „mitigation first“ und „energy efficiency first“ zuwiderzulaufen.

2 Executive Summary

Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS) is seen as an essential cornerstone to achieve the set climate targets. However, there was a certain lack of knowledge about the actual potential of these technologies to support the transition in Austria. Furthermore, techno-economic implications and potential structural and regulatory barriers that may hinder effective implementations were not fully understood. The CaCTUS project addressed these issues by (i) identifying and quantifying the technical potentials of CCUS in coincidence with the National Energy and Climate Plan (NECP), (ii) assessing source-specific climate impacts and sink-related net-reduction potentials, (iii) techno-economically assessment of CCUS routes and their attribution to climate neutrality, (iv) assessing barriers and regulatory shortcomings that hinder early implementation and impacts, and (v) deriving recommendations to support climate-friendly CCUS activities in Austria.

To achieve the set project goals, firstly the potential development of CO₂ emissions from point sources in the energy and industry sectors was quantified for different defossilization pathways. This included a categorization regarding underlying processes and applications to estimate purity and composition of corresponding CO₂ streams. Further, technologies for separating CO₂ from these streams were investigated and categorized regarding their underlying capture mechanisms. To evaluate their potential impact in terms of CCUS, they were also characterized regarding their technological readiness in relation to climate-neutrality pathways and related energy demands, as well as source-related capture costs. For a permanent storage of CO₂, national storage formations were categorized regarding geological properties and trapping mechanisms, and their capacities estimated based on available exploration data. To allow for an assessment of the impact of CCUS implementations, different CCU and CCS routes were subjected to basic evaluations on techno-economic competitiveness and greenhouse gas (GHG) saving potentials. In order to support beneficial and effective applications in accordance with climate targets, current legislations and regulations on national and European level were analyzed to identify potential shortcomings hindering early implementations. In that context, also relevant stakeholders were involved to address industrial perspectives and practical barriers.

The gathered results show, that despite transition climate-neutrality, CO₂ sources in the extent of 17–27 million tonnes annually remain from industry and energy supply. This includes up to 5 million tonnes from geogenic and fossil origin, which will have to be bound or stored permanently. On the contrary there is an existing carbon demand for base chemicals produced today and an ongoing demand for gaseous and liquid fuels, which relates to a long-term annual CO₂ demand of up to 15 million tonnes. However, technologies to capture the CO₂ from these point sources are available and have been proven on an industrial scale. Though, the technology analysis has also shown, that energy demands to capture the required amounts of CO₂ will be enormous. Hence, additional research in capture

technologies is required to reduce energy demands and costs for an effective implementation in large scale.

Furthermore, it was found that known national storage capacities are limited to about 300 million tonnes. Consequently, for CCS to be an effective measure in the national climate strategy, additional capacities in other geological formations need to be explored and characterized, and general frameworks for export to offshore facilities established – beside the primary target of enforced defossilization. The valorization of CO₂ in CCU products is currently less economic, but still found essential to serve the mentioned carbon demands under the premise of preventing prolongation of fossil resource usage. For certain products, a CCU path can even be competitive over a today's fossil production considering the efforts of CCS for the related emissions (incl. end-of-life). However, primary driver for cost-effective environmentally beneficial implementations is the availability of renewable energies, specifically hydrogen and electricity, which concludes the requirement for corresponding production capacities and infrastructure. The derived measures point to the strategic potential of a stronger circular economy and the use of synergies in the energy transformation.

From a regulatory perspective, the capture, utilization, and storage of CO₂ is strongly influenced by European requirements. There are specific European guidelines for CCS, but no comprehensive legal basis for CCU so far. However, CCUS is subject to increasing legal and regulatory urgency. The implementation of legal requirements at national level is crucial, particularly with regard to the possibilities of CO₂ storage and the development of CO₂ transport networks. In discussions with stakeholders from the emissions-intensive industry sector, the need for adaptation was identified in areas such as competitive CO₂ pricing, suitable incentive systems and subsidies, the consideration of circular economy solutions for CO₂, the duration of approval procedures, the (still) existing CCS ban and the implementation of a suitable CO₂ transport infrastructure. Overall, there is a need to create comprehensive and appropriate framework conditions for CCUS in Austria without counteracting the basic principles of defossilization, such as "mitigation first" and "energy efficiency first".

3 Hintergrund und Zielsetzung

Die Erreichung des im Pariser Abkommen festgelegten Klimaziels, die globale Erwärmung deutlich unter 2 °C zu halten, gilt als eine der größten Herausforderungen der kommenden Jahrzehnte weltweit. Das sogenannte „Europäische Klimagesetz“ legt das Ziel fest, die Emissionen der EU bis 2050 auf Netto-Null zu reduzieren und danach negative Emissionen zu erreichen. Darüber hinaus wurde ein Zwischenziel verankert, wonach bis 2030 eine Reduzierung der inländischen Netto-Treibhausgasemissionen um > 55 % gegenüber dem Niveau von 1990 erreicht werden soll.

Es gibt zunehmend wissenschaftliche Belege dafür, dass die verbleibende Zeit zur Erreichung dieser Ziele und zur Stabilisierung des Klimas rapide abläuft und dass zur Erreichung dieser Ziele verschiedene Maßnahmen erforderlich sind. Wissenschaftliche Arbeiten haben ergeben, dass noch **erhebliche Lücken bei der Festlegung politischer Maßnahmen** bestehen. Die derzeitigen Maßnahmen zum Klimaschutz reichen nicht aus, um die Emissionen im erforderlichen Umfang zu reduzieren. Daher werden laut dem Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) **die Kohlenstoffabscheidung und -nutzung (CCU) sowie die Kohlenstoffabscheidung und -speicherung (CCS) zunehmend als unverzichtbare Komponenten für die Erreichung der Klimaziele** angesehen. Derzeit wird der Rahmen für die Förderung von CCU und CCS jedoch als begrenzt eingeschätzt, und es sind erhebliche Verbesserungen erforderlich, um das Potenzial der Entfernung von CO₂ aus der Atmosphäre (Carbon Dioxide Removal, CDR) zur Unterstützung der langfristigen Klimaziele zu nutzen. Daher muss speziell für Österreich **bewertet werden, welches Potenzial die spezifischen CCU- und CCS-Technologien haben und wie sie zum Klimaschutz beitragen können**, da dieser Themenbereich wissenschaftlich noch nicht ausreichend erforscht ist.

Das CaTUS-Projekt hat sich folgende Ziele gesetzt:

- Identifizierung und Quantifizierung des technischen Potenzials von CCUS gemäß dem Nationalen Energie- und Klimaplan (NEKP),
- Identifizierung quellenbezogener Klimawirkungen und senkenbezogener Netto-Reduktionspotenziale,
- techno-ökonomische Bewertung von CCUS und dessen Beitrag zur Klimaneutralität,
- Bewertung von Hindernissen und regulatorischen Defiziten, die einer frühzeitigen Umsetzung und Wirkung entgegenstehen, und
- Ableitung von Empfehlungen zur Unterstützung klimafreundlicher CCUS-Aktivitäten in Österreich.

4 Projektinhalt und Ergebnis(se)

4.1. Projektinhalte

Im Folgenden werden die im Rahmen des Projekts durchgeführten Aktivitäten in Bezug auf die einzelnen Arbeitspakete beschrieben.

WP 2 – Technische Ressourcen- und Nachfragepotenziale für CCU in Österreich

Auf Basis von Daten aus dem EU Emissionshandelssystem (EHS)¹, nationalen Emissionsregistern und standortspezifischen Emissionsberichten für das Referenzjahr 2019 wurde eine räumlich aufgelöste Bestandsaufnahme der aktuellen CO₂-Punktquellen erstellt. Zur Projektion der zukünftigen Entwicklung dieser CO₂-Emissionen wurden drei technologiebasierte Szenarien analysiert, die sich an den NEFI²- und UBA³-Szenarien orientieren: ein Referenzpfad, der aktuelle technologische Trends und angekündigte Brennstoffwechsel berücksichtigt, ein moderater Pfad, der auf den Einschätzungen von Stakeholdern zur Technologieakzeptanz basiert sowie ein progressiver Pfad, der auf das Ziel der Klimaneutralität Österreichs bis 2040 ausgerichtet ist. Die Szenarien dienen der Abschätzung zukünftiger CO₂-Emissionen in den Jahren 2030, 2040 und 2050 – jeweils unter Einbeziehung technologischer Entwicklungen und struktureller Veränderungen im Energiemix der relevanten Sektoren. Dafür wurden fossile, geogene und biogene Emissionsfaktoren für energiebezogene sowie prozessbezogene CO₂-Emissionen verwendet, die im *National Inventory Report*⁴ des Umweltbundesamtes (UBA) angegeben sind.

Im Zusammenhang mit den bewerteten CO₂-Punktquellen wurde der Stand der Technik bei CO₂-Abscheidetechnologien (Carbon Capture, CC) bewertet. Dazu wurde eine Literaturrecherche durchgeführt, in der die derzeit auf dem Markt verfügbaren Technologien sowie Technologien, die sich in Forschung und Entwicklung befinden, untersucht wurden. Für jede Technik wurden die Details der einzelnen Abscheideverfahren (z. B. physikalische/chemische Prinzipien, Betriebsparameter der CO₂-haltigen Prozessgasströme, Eigenschaften der erforderlichen Anlagen und Materialien) sowie die erreichbare CO₂-Reinheit und CO₂-Rückgewinnungsraten ermittelt. Ein besonderer Schwerpunkt lag auf österreichischen CO₂-Quellen in der Industrie und im Energiesektor. Für geeignete Kombinationen aus CC-Technologie und CO₂-Quelle wurden der erforderliche Energiebedarf, der Technologie-Reifegrad (TRL) sowie die damit verbundenen Kosten (CAPEX und OPEX) auf der Grundlage globaler Referenzprojekte aus der

¹ EU Emission Trading System (EU ETS); 2019.

² Alton V et al. Pathway to industrial decarbonisation: Scenarios for the development of the industrial sector in Austria.

³ Anderl M et al. Energie- und Treibhausgasszenarien 2023: WEM, WAM und Transition mit Zeitreihen von 2020 bis 2050. Umweltbundesamt GmbH.

⁴ Anderl M et al. Austria's National Inventory Report 2023: Submission under the United Nations Framework Convention on Climate Change and under the Kyoto Protocol. Wien.

Literatur bewertet. Dazu wurden die Szenarien für noch verfügbare CO₂-Quellen im Jahr 2040 berücksichtigt und die zukünftige Entwicklung neuer Technologien berücksichtigt. Die Ergebnisse wurden in einer Masterarbeit⁵ detailliert zusammengefasst und eine Übersicht für die breite Öffentlichkeit als CCCA-Factsheet⁶ veröffentlicht.

Auf Basis der gesammelten Details zu den CO₂-Punktquellen im Industrie- und Energiesektor sowie den verfügbaren CC-Technologien wurde eine Literaturrecherche zu möglichen CCU-Pfaden durchgeführt. Die gesammelten Informationen wurden in einer weiteren Masterarbeit⁷ zusammengefasst, die denkbare CCU-Pfade für den kommerziellen Einsatz in Österreich bis 2030 oder 2040 behandelt. Die umfassende Analyse ergab geeignete CO₂-Nutzungsmethoden, deren Prozessabläufe und mögliche Betriebsbedingungen. Insgesamt wurden zehn verschiedene Nutzungspfade identifiziert und kategorisiert: sechs Technologien zur Umwandlung von CO₂ in chemische Produkte, zwei im Bereich der mineralischen Karbonatisierung und je eine im Bereich der biochemischen und elektrochemischen Verfahren. Alle Technologien wurden auf ihre Vereinbarkeit mit den österreichischen Klimazielen gemäß des NEKP bewertet und anschließend auf ihr Potenzial zur Reduzierung der gesamten Treibhausgasemissionen untersucht. Die Analyse basiert auf harmonisierten LCA-Studien, die die Umweltaspekte von CCU-Technologien untersuchen und die damit verbundenen THG-Emissionen quantifizieren. Die Informationen wurden als Input für die in WP4 durchgeführten Arbeiten zum Nachfragepotenzial für CCU-Technologien bereitgestellt.

CO₂ wird bereits heute in verschiedenen industriellen Anwendungen eingesetzt – etwa zur Herstellung von Chemikalien wie Harnstoff oder in der Getränkeindustrie. Neue potenzielle Nutzungspfade wären etwa die Synthese von Methan oder Methanol, die wiederum zur Herstellung von Kunststoffen und anderen chemischen Produkten verwendet werden können. Allerdings wird das darin gebundene CO₂ nach Ablauf der Produktlebensdauer wieder in die Atmosphäre freigesetzt und nicht dauerhaft gespeichert. Allgemein weisen Brennstoffe und Chemikalien relativ kurze Lebenszyklen von wenigen Monaten bis hin zu Jahrzehnten auf. Trotz der begrenzten Lebensdauer können CO₂-basierte Produkte in der chemischen oder petrochemischen Industrie (z. B. synthetische Kraftstoffe oder Polymere), einen wesentlichen Beitrag zur Klimaneutralität leisten und die Nachhaltigkeit dieser Sektoren verbessern.

⁵ Langitz (2025) "Evaluation of appropriate carbon capture technologies, their costs and possible future development for Austria until 2040", Master Thesis, Montanuniversität Leoben

⁶ Wolf-Zöllner, et al. (2024) „Status und Potenziale von Carbon Capture“, CCCA Fact Sheet, https://ccca.ac.at/fileadmin/00_DokumenteHauptmenue/02_Klimawissen/FactSheets/48_carbon_capture_status_202409.pdf

⁷ Knaak (2024) "Assessment of conceivable CCU technologies incl. technical properties & potentials for Austria's industry and energy sectors", Master Thesis, Montanuniversität Leoben

Prognosen zum zukünftigen Bedarf für CO₂ als Rohstoff variieren deutlich. Für Österreich wurden potenzielle Industriestandorte mit zukünftigem CO₂-Bedarf auf Basis heutiger Standorte der chemischen Industrie angenommen. Grundlage der Bewertung sind die in den Szenarien definierten CO₂-Bedarfe relevanter CCU-Technologien für die Jahre 2030, 2040 und 2050. Parallel dazu wurden in Arbeitspaket 3 potenzielle geologische Speicherstandorte in Österreich hinsichtlich Lage, Kapazität und möglicher Injektionsraten analysiert. Für die Bewertung geeigneter Transportoptionen wurde angenommen, dass CO₂ biogenen Ursprungs für Produkte mit kurzer Lebensdauer herangezogen werden soll. Ebenso dient die Speicherung von biogenem CO₂ der Erzielung negativer Emissionen (Bioenergy with Carbon Capture and Storage, BECCS). Der Bedarf an biogenem CO₂ wurde bei der Entwicklung potenzieller Source-to-Sink-Routen berücksichtigt. Auf Basis der ermittelten CO₂-Quellen und -Senken wurden mögliche Transportoptionen bewertet. Für größere Mengen wird der Pipeline-Transport als wirtschaftlichste Lösung angesehen. Daher wurde für Quellen und Senken, die 100 kt CO₂ pro Jahr überschreiten, ein Transport per Pipeline angenommen und ein vereinfachtes CO₂-Transportnetz entwickelt. Da CO₂ auf höheren Druckniveaus transportiert wird als Methan (CH₄) und bestehende CH₄-Leitungen künftig vorrangig für den Wasserstofftransport umgerüstet werden, wird der Neubau von CO₂-Pipelines erforderlich sein. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass diese neuen Leitungen weitgehend bestehenden CH₄-Netzkorridoren folgen können.

WP 3 – Bewertung des geologischen CO₂-Speicherpotenzials (CCS) in Österreich

Zur Bewertung des geologischen CO₂-Speicherungs potenzial in Österreich wurden zunächst Definitionen und Methodiken für verschiedene CCS-bezogene Begriffe auf Basis umfassender Literaturrecherche und internationaler Erfahrung festgelegt. Für die Bewertung wurde die Definition von Bachu et al. (2007)⁸ als am besten geeignet für Österreich gewählt. Im Zusammenhang mit der geologischen CO₂-Speicherung schlagen die Autoren ein Klassifikationssystem vor, das zwischen verschiedenen Arten von Speicherkapazitäten unterscheidet. Dieses Rahmenwerk trennt das theoretische Potenzial von dem, was realistisch oder wirtschaftlich erreichbar ist:

- ‚Theoretical Capacity‘: Das maximale CO₂-Volumen, das allein aufgrund der physikalischen und geologischen Eigenschaften des Reservoirs (z. B. Porosität, Volumen) gespeichert werden könnte, ohne technische, regulatorische oder wirtschaftliche Einschränkungen zu berücksichtigen.
- ‚Effective Capacity‘: Ein Teil der theoretischen Kapazität, der technische Einschränkungen wie Reservoirdruck, Gesteins-Flüssigkeits-Interaktionen und betriebliche Beschränkungen einbezieht und anerkennt, dass das gesamte Reservoir aufgrund ingenieurtechnischer oder geomechanischer Begrenzungen nicht gefüllt werden kann.

⁸ Bachu, et al. (2007). CO₂ storage capacity estimation: Methodology and gaps. International Journal of Greenhouse Gas Control, 1(4), 430–443. [https://doi.org/10.1016/S1750-5836\(07\)00086-2](https://doi.org/10.1016/S1750-5836(07)00086-2)

- „Practical Capacity“: Berücksichtigt standortspezifische technische und infrastrukturelle Beschränkungen und bewertet die tatsächliche Machbarkeit der CO₂-Speicherung an bestimmten Orten basierend auf verfügbaren Technologien, Bohrlochkonfigurationen und Betriebsplanung.
- „Matched Capacity“: Der Teil der praktischen Kapazität, der auf spezifische CO₂-Quellen (Emittenten) abgestimmt ist, unter Berücksichtigung der Transportverfügbarkeit, Nähe und Injektionsraten. Diese Betrachtung ist entscheidend für eine integrierte Source-to-Sink-Planung.

Im nächsten Schritt wurden österreichische Geodaten durchsucht, um geeignete Evaluierungsmethoden zu identifizieren. Es existieren verschiedene CCS-Technologien (Abbildung 1), für welche unterschiedliche Evaluierungsmethoden bestehen. Die Evaluierung im Projekt konzentrierte sich auf CCS in erschöpften Erdöl- und Erdgasfeldern, da hier dank umfangreicher Untergrunddaten und hoher technologischer Reife die theoretische Entwicklung wohl am schnellsten voranschreiten könnte. Zusätzlich wurde das CCS-Potenzial im größten Kohlevorkommen Österreichs bewertet. CCS in salinaren Aquiferen könnte ebenfalls interessant sein, doch mangels ausreichender Geodaten lag eine Bewertung hier außerhalb des Projektumfangs.

Tabelle 1: Verschiedene CCS-Technologien nach CO₂-Zustand bei der Speicherung, Speichermedium und Technologiereifegrad (TRL) klassifiziert

State of the fluid	Storage medium
• Supercritical ○ ‘pure’ CO₂ ○ CO₂ foam • Absorbed (on coal) • Gas phase • Carbonated water	• Saline aquifers (TRL 9) • Oil & gas fields (TRL 9) • Mafic/ultramafic rocks (TRL 2-6) • Coal seams (TRL 2-3)
Anmerkung: Die meisten kommerziellen Projekte speichern CO ₂ in überkritischem Zustand in salinaren Aquiferen.	

Anschließend wurde ein Bewertungsschema zur Kapazitätsschätzung festgelegt und auf die identifizierten Daten angewendet. Obwohl es zahlreiche Methodiken gibt, folgte das Projekt einem vereinfachten Ansatz, wie er im CO₂StoP-Projekt⁹ gezeigt und später in die überarbeitete „Guidance Document2“ der EU CCS-Richtlinie aufgenommen wurde. Die einzige Abweichung von der Richtlinie betrifft den Wirkungsgradfaktor: Die Richtlinie schlägt konservative 50 % vor, während im Projekt der Wirkungsgrad anhand internationaler Projekterfahrungen variiert wurde. Screening-Werte wurden auf 75 % festgelegt, wie auch in der Literatur zu finden¹⁰, welcher für Felder mit starkem Aquiferdruck allerdings zu optimistisch

⁹ Poulsen, et al. (2014). *CO₂StoP Final Report*.

¹⁰ Bump, et al. (2022). Criteria for depleted reservoirs to be developed for CO₂ storage. *SSRN Electronic Journal*. <https://doi.org/10.2139/ssrn.4286409>

sein kann und in einigen Erdöl- und Erdgasfeldern zusätzliches Druckmanagement benötigten könnte.

Im letzten Schritt wurden die geschätzten CCS-Kapazitäten mit bestehenden Studien in Österreich verglichen und verortet. Die Ergebnisse dienen u.a. auch der Erstellung der Source-to-Sink-Routen.

WP 4 – Bewertung der Auswirkungen der CCU/CCS-Potenziale und -Technologien

Auf der Grundlage der Ergebnisse von WP 2 zu den einzelnen langfristigen CO₂-Punktquellen und den entsprechenden Abscheidetechnologien und deren Eigenschaften wurde eine wirtschaftliche und ökologische Folgenabschätzung erstellt. Um relevante CCU-Pfade zu identifizieren, wurden Daten zu den derzeit in Österreich anfallenden Mengen an kohlenstoffbasierten Produkten (insbesondere Grundchemikalien) und Prognosen zum künftigen Bedarf an erneuerbaren Kraftstoffen aus der verfügbaren Literatur zusammengetragen.

Um eine vergleichbare und effektive Bewertung verschiedener Source-to-Sink-Routen zu ermöglichen und gleichzeitig die Konsistenz zwischen den vielfältigen möglichen Routen zu gewährleisten, wurde für die Analysen eine Reihe repräsentativer Szenarien entwickelt (siehe Tabelle 2).

Tabelle 2: CCUS-Szenarien für die techno-ökonomische und ökologische Folgenabschätzung.

	Description	CO ₂ sources (activity)	Capture technology	Transport	Sink
Sc. 1	Storage of CO ₂ from processing mineral materials	cement, magnesia, lime, glass	chemical absorption	pipeline (250 km)	storage
Sc. 2	Urea from CO ₂ from high-purity sources	bioethanol, (ammonia, urea, fertilizer)	none	none	urea production
Sc. 3	Olefines in existing chemical industries	chemical industry, refinery, methanol	chemical absorption	pipeline (50 km gas + 200 km dense)	olefine production
Sc. 4	Methanol from CO ₂ in combustion processes	waste incineration, combustion of fuels	chemical absorption	truck (50 km) + pipeline (200 km dense)	methanol production
Sc. 5	Methanation of CO ₂ from biogas upgrading	biomethane upgrading	membranes	none	methane production
Sc. 6	E-fuels from CO ₂ from thermal processes	Copper/alumina, machinery, pulp & paper	chemical absorption	truck (150 km)	e-fuels production
Sc. 7	Carbonation of CO ₂ from higher purity sources	primary & secondary steelmaking	PSA & cryogenic	pipeline (100 km dense)	e-fuels production

Für die Bewertungen selbst wurde ein Brownfield-Ansatz gewählt, um einen langfristigen Vergleich der Übergangswege zu bestehenden Anwendungen in verschiedenen Phasen ihrer Lebensdauer (die somit möglicherweise ebenfalls ersetzt werden müssen) zu ermöglichen. Daher wurden die wirtschaftlichen und ökologischen Auswirkungen der Implementierung von Anlagen und Infrastruktur (z. B. Investitionskosten oder Materialverbrauch) zugunsten der dominierenden Auswirkungen des Betriebsenergieverbrauchs und der Ressourcennutzung weitgehend vernachlässigt. Als Funktionseinheit für die Bewertungen wurde jeweils 1 t gespeichertes CO₂ bzw. 1 t erzeugtes Produkt gewählt.

Auf dieser Grundlage wurden bei der wirtschaftlichen Bewertung der Strom- und Wärmeenergiebedarf für die Abscheidung, die Kosten für den CO₂-Transport (einschließlich Energie für die Konditionierung) in Abhängigkeit von der Transportoption, und die energiebezogenen Kosten der Synthese für CCU-Verfahren bzw. die Kosten für CCS berücksichtigt. Die Energiekosten wurden für alle Szenarien als konstant angenommen und berücksichtigen die langfristige Kostenentwicklung für erneuerbare Energien auf der Grundlage bestehender Studien (siehe Annex). Die Annahmen hinsichtlich des Energiebedarfs und der Materialeinsätze wurden für die ökologische Bewertung, die sich auf eine Abschätzung der THG-Emissionen konzentriert und unterschiedliche THG-Intensitäten der Energieeinsätze auf der Grundlage der verfügbaren UBA-Szenarien – „WEM“, „WAM“ und „Transition“ – übernommen (siehe Annex). Die wichtigsten Annahmen zur Lebenszyklusbetrachtung der THG-Bewertung in Bezug auf Energie- und Betriebsmittelbedarf sind im Anhang aufgeführt. Die daraus resultierenden THG-Emissionen wurden weiters in Kombination mit den wirtschaftlichen Ergebnissen verwendet, um die CO₂-Vermeidungskosten der verschiedenen Optionen zu berechnen. Die in Abbildung 1 dargestellte Systemgrenze umfasst die Schritte der CO₂-Abscheidung, des CO₂-Transports und der Produktsynthese oder Speicherung des CO₂ („Cradle-to-Gate“). Um die Vergleichbarkeit zu gewährleisten, wurde ein Ansatz zur Berücksichtigung vermiedener Belastungen gemäß dem LCA-Standard ISO 14040/44 angewendet.

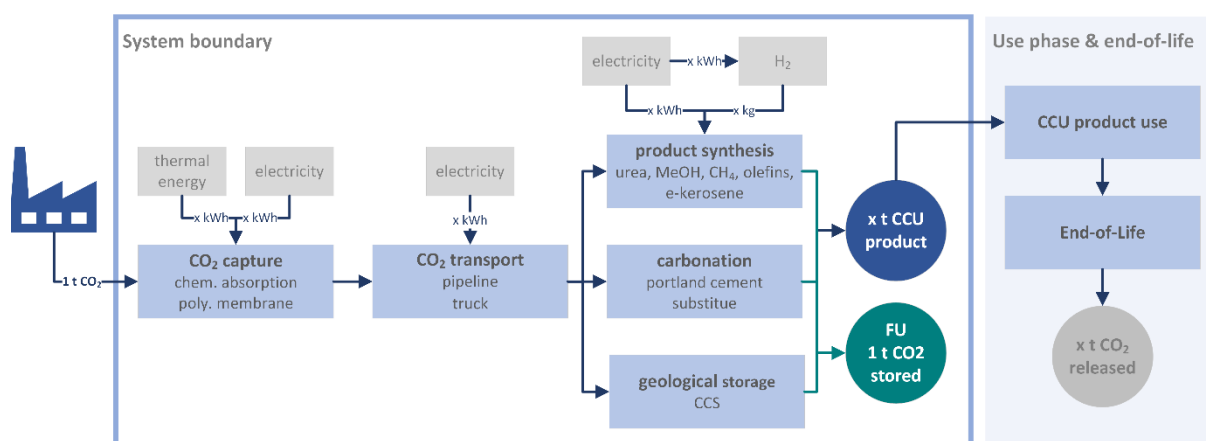


Abbildung 1: Systemgrenze für die Bewertung der THG-Emissionen der CCUS-Routen

Bei der Analyse des rechtlichen und regulatorischen Rahmens für CCUS wurde eine umfassende Kategorisierung und Abgrenzung hinsichtlich der Speicherung, Nutzung, Abscheidung und des Transports von CO₂ vorgenommen. In Bezug auf die Speicherung und Nutzung wurde festgestellt, dass es aus klimarechtlicher Sicht sinnvoller ist, diese danach zu kategorisieren, ob CO₂ dauerhaft gebunden und damit dauerhaft aus der Atmosphäre entfernt wird, anstatt sie nach ihrer endgültigen Verwendung zu kategorisieren. Ein weiterer Schwerpunkt auf CCS gelegt, insbesondere auf die Frage, inwieweit die langfristige Stabilität von CO₂ durch entsprechendes Monitoring sichergestellt werden muss, und den Auswirkungen dieser Anforderung. Dieses Kriterium ist entscheidend für die

Übertragung der Verantwortung für den Speicherort (und alle damit verbundenen Verpflichtungen) auf eine zuständige nationale Behörde. Mehrere weitere Bestimmungen der CCS-Richtlinie wurden ebenfalls skizziert und analysiert, darunter das Recht der EU-Mitgliedstaaten, CO₂ nicht zu speichern und „alternative“ Maßnahmen zu ergreifen, die durch die CCS-Richtlinie in die Industrieemissionsrichtlinie aufgenommenen Bestimmungen und der Prozess von der Einleitung bis zur Schließung der Speicherung. Darüber hinaus wurden Änderungen der ETS-Richtlinie und ihre Auswirkungen auf CCS und CCU eingehend untersucht und analysiert. Die dargelegten rechtlichen und regulatorischen Analysen wurden im Rahmen der Doktorarbeit von Argjenta Veseli durchgeführt und entsprechen somit den entsprechenden Standards und Qualitätskriterien.

WP 5 – Stakeholdereinbindung, Workshop-Reihe und politische Empfehlungen

Auswahl der Stakeholder: Das Projekt startete bereits in der Antragsphase mit der Auswahl von Stakeholdern, um Absichtserklärungen (LOIs) von interessierten Unternehmen zu erhalten. In Anerkennung der entscheidenden Rolle der größten Emittenten und relevanten Unternehmen im Bereich CCU wurden Organisationen priorisiert, die sowohl einen wesentlichen Anteil an den österreichischen CO₂-Emissionen haben, als auch am stärksten von regulatorischen Änderungen und technologischen Fortschritten betroffen sind.

CCUS-Onlineumfrage und Datenanalyse: Im Rahmen von WP5 wurde eine Online-Umfrage durchgeführt, um umfassende Einblicke in den aktuellen Stand der CO₂-Abscheidung in den teilnehmenden Stakeholder-Organisationen zu gewinnen. Die Umfrage umfasste Fragen zu den bestehenden CCUS-Technologien der Unternehmen, ihren Zukunftsaussichten, den Herausforderungen, denen sie gegenüberstehen, und ihren strategischen Plänen für die Umsetzung. Die Umfrageergebnisse wurden analysiert und die Rohdaten dem Projektteam vertraulich zur Verfügung gestellt. Die Umfrage zielte darauf ab, gemeinsame Trends, Herausforderungen und Chancen in den Antworten zu identifizieren, die sich in den erstellten Policy Briefs widerspiegeln sollten. Die Ergebnisse wurden anonymisiert, um die Daten der einzelnen Unternehmen zu schützen, und für die Präsentation während des ersten Stakeholder-Workshops in Wien vorbereitet.

1. Stakeholder-Workshop (30. März 2023): Der erste Workshop diente als Plattform, um (1) die Umfrageergebnisse und vorläufige Erkenntnisse aus anderen Arbeitspaketen zu verbreiten und (2) Diskussionen zwischen den Stakeholdern zu ermöglichen. Im ersten Teil wurden die anonymisierten Umfrageergebnisse vorgestellt, die den Teilnehmern einen umfassenden Überblick über die aktuelle Lage der CO₂-Abscheidung und -Nutzung in Österreich gaben. Diese Präsentation bildete die Grundlage für eine interaktive Sitzung im zweiten Teil des Workshops, in der Unternehmensvertreter Diskussionen führten, um die Herausforderungen und Treiber für die Umsetzung von CCUS-Technologien, wie z. B. technologische Grenzen, finanzielle Zwänge und regulatorische Hürden, zu vertiefen. Darüber hinaus förderte der Workshop die Vernetzung zwischen Personen aus verschiedenen Organisationen und ermöglichte ihnen, Kontakte zu Kollegen zu

knüpfen, die an ähnlichen Herausforderungen im Bereich der Dekarbonisierung arbeiten.

Stakeholder-Interviews: Im Anschluss an den ersten Workshop und das Feedback zu den vorläufigen Ergebnissen hinsichtlich Hemmnissen und Potenzialen wurde anstelle des ursprünglich geplanten dritten Stakeholder-Workshops eine Reihe von einstündigen Einzelinterviews durchgeführt. Diese Interviews ermöglichten es tiefere und vertraulichere Einblicke in spezifische Hindernisse und andere relevante Themen zu gewinnen, da Unternehmen angedeutet hatten, in einer Umfrage oder einem Workshop nicht so offen und transparent sein zu können wie in persönlichen Gesprächen. Während der Planung der Interviews wurden relevante Stakeholder identifiziert, benachrichtigt und mit einem Interviewleitfaden versorgt, um eine angemessene Vorbereitung zu gewährleisten. Wenn die jeweiligen Stakeholder bereits an der Online-Umfrage teilgenommen hatten, wurde eine kurze Zusammenfassung der dort gegebenen Antworten erstellt, um relevantere und spezifischere Fragen stellen zu können. Insgesamt wurden mehr als zehn Interviews durchgeführt und die entsprechenden Ergebnisse flossen in die Policy Briefs und in die Diskussionen des zweiten Workshops ein, der im Oktober 2024 stattfand.

2. Stakeholder-Workshop (7. Oktober 2024): Der zweite Workshop war ebenfalls in zwei Teile gegliedert: In der ersten Hälfte wurden die anonymisierten Ergebnisse der Interviews diskutiert, während sich die zweite Hälfte auf die Forschungsergebnisse aus den anderen Arbeitspaketen konzentrierte, um die Diskussion zu erweitern und relevante wissenschaftliche Bewertungen einzubeziehen. Die Teilnehmer überprüften die aus den Interviews gewonnenen Erkenntnisse, was eine fokussierte Diskussion über die identifizierten Herausforderungen und möglichen Lösungen ermöglichte und dem Projektteam weitere Schlussfolgerungen für die Policy Briefs ermöglichte.

Die Ergebnisse und Erkenntnisse aus dem Online-Fragebogen, dem ersten Stakeholder-Workshop, den Einzelinterviews und dem zweiten Workshop wurden in einem Policy Brief¹¹ mit dem Titel „CCUS in Österreich – Einordnung der rechtlichen Rahmenbedingungen und Perspektive der emissionsintensiven Industrie“ zusammengefasst, der als gemeinsames Projektergebnis fertiggestellt wurde. Dieser Policy Brief soll politischen Entscheidungsträgern als Orientierungshilfe dienen, um die effektive Umsetzung von CCU/CCS-Initiativen in Österreich zu unterstützen.

¹¹ Veseli, et al. (2025) „CCUS in Österreich – Einordnung der rechtlichen Rahmenbedingungen und Perspektive der emissionsintensiven Industrie“, CCCA Policy Brief, https://project-cactus.at/wp-content/uploads/2025/03/Policy-Brief_CaCTUS_Potenziale_2025.pdf

4.2. Projektergebnisse

Im Folgenden werden die Ergebnisse des Projekts in Bezug auf die einzelnen Arbeitspakete vorgestellt.

WP 2 – Technische Ressourcen und Nachfragepotenziale für CCU in Österreich

CO₂-Punktquellen: Die Entwicklung der CO₂-Emissionen basierend auf den definierten Szenarienpfaden, sowie deren Anteil nach Emissionsart – „hard-to-abate“¹², fossil und biogen – sind in Abbildung 2 dargestellt. Prozessbedingte geogene Emissionen sowie der fossile Anteil der Emissionen aus der Abfallverbrennung gelten als technisch schwer vermeidbar und werden in dieser Abbildung als „hard-to-abate“ Emissionen ausgewiesen. Je nach Szenario verbleiben bis zum Jahr 2050 zwischen 4,0 und 5,5 Millionen Tonnen pro Jahr an „hard-to-abate“-Emissionen sowie bis zu 15,6 Millionen Tonnen an fossilen Emissionen. Der Anteil biogener Emissionen liegt zwischen 10,5 und 15,4 Millionen Tonnen pro Jahr. Diese Ergebnisse wurden in zwei wissenschaftlichen Fachartikeln^{13,14} veröffentlicht.

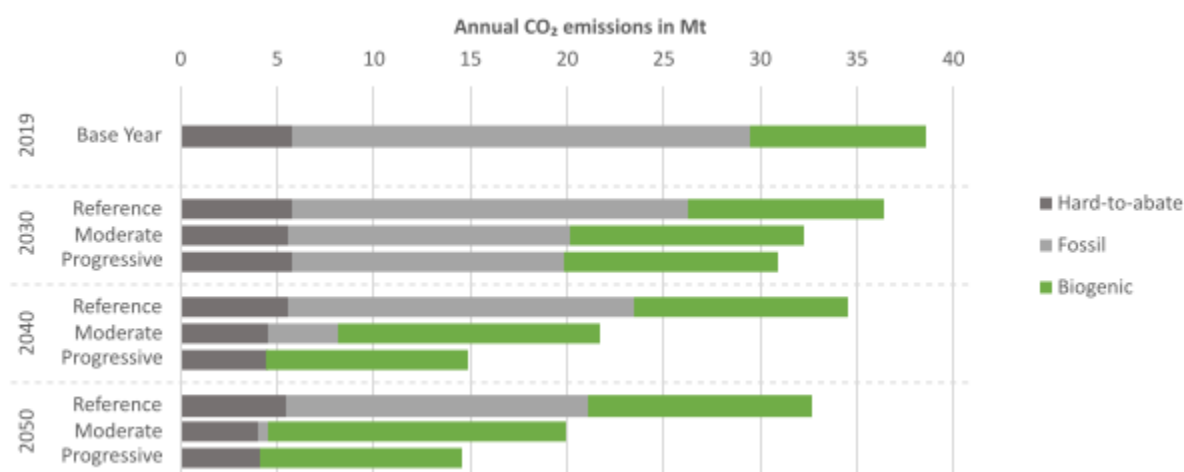


Abbildung 2: Entwicklung der jährlichen Emissionen der analysierten Punktquellen für die festgelegten Pfade

Insgesamt wurden 60 Emittenten mit „hard-to-abate“-Emissionen identifiziert. Davon entfallen 48 Anlagen auf den Sektor *Steine & Erden, Glas*, wo es sich hierbei überwiegend um geogene Emissionen handelt. Weitere 12 Anlagen sind Müllverbrennungsanlagen, bei denen ein fossiler Brennstoffanteil von etwa 50 %

¹² Mit „hard-to-abate“ sind hier prozessbedingte Emissionen gemeint, die aufgrund ihres Ursprungs, z. B. geogene Emissionen in der Zementherstellung oder fossile Emissionen aus der Müllverbrennung, unter aktuellen Gegebenheiten als nicht vermeidbar gelten (siehe auch konditionale Definition in der *Carbon Management Strategie* für Österreich, https://www.bundestkanzleramt.gv.at/dam/jcr:7fc71c2b-3f98-4893-bd8c-5d1a2f9f89e7/103a_1_bei_nbf.pdf).

¹³ Hochmeister, et al. (2024) „Carbon Management für ein klimaneutrales Österreich“. *Elektrotech. Inftech.* 141, 299–306 (2024). <https://doi.org/10.1007/s00502-024-01235-8>

¹⁴ Hochmeister, et al. (2024) „A methodology for the determination of future Carbon Management Strategies: A case study of Austria“. *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management*, 41, 108–124. <https://doi.org/10.54337/ijsepm.8280>

angenommen wird. Beim verbleibenden Anteil der Emissionen aus der Müllverbrennung handelt es sich um biogenes CO₂. Die räumliche Verteilung dieser CO₂-Punktquellen sowie potenzieller Senken ist in Abbildung 3 dargestellt (Szenario „Moderate“). Im Jahr 2050 verbleiben bei 46 Emittenten ausschließlich biogene Restemissionen. Dazu zählen vor allem Anlagen der Zellstoff- und Papierindustrie, die mit Emissionsmengen von bis zu 1,0 Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr zu den größten biogenen Punktquellen zählen, sowie Biomasse-KWK-Anlagen. Auf der Nachfrageseite wurden drei Standorte der chemischen Industrie mit potenziellem CO₂-Bedarf identifiziert. Die möglichen CO₂-Pipeline-Trassen basieren auf den Ergebnissen der „*Machbarkeitsstudie über ein CO₂-Sammel- und -Transportnetz in Österreich*“ im Auftrag des BMK.

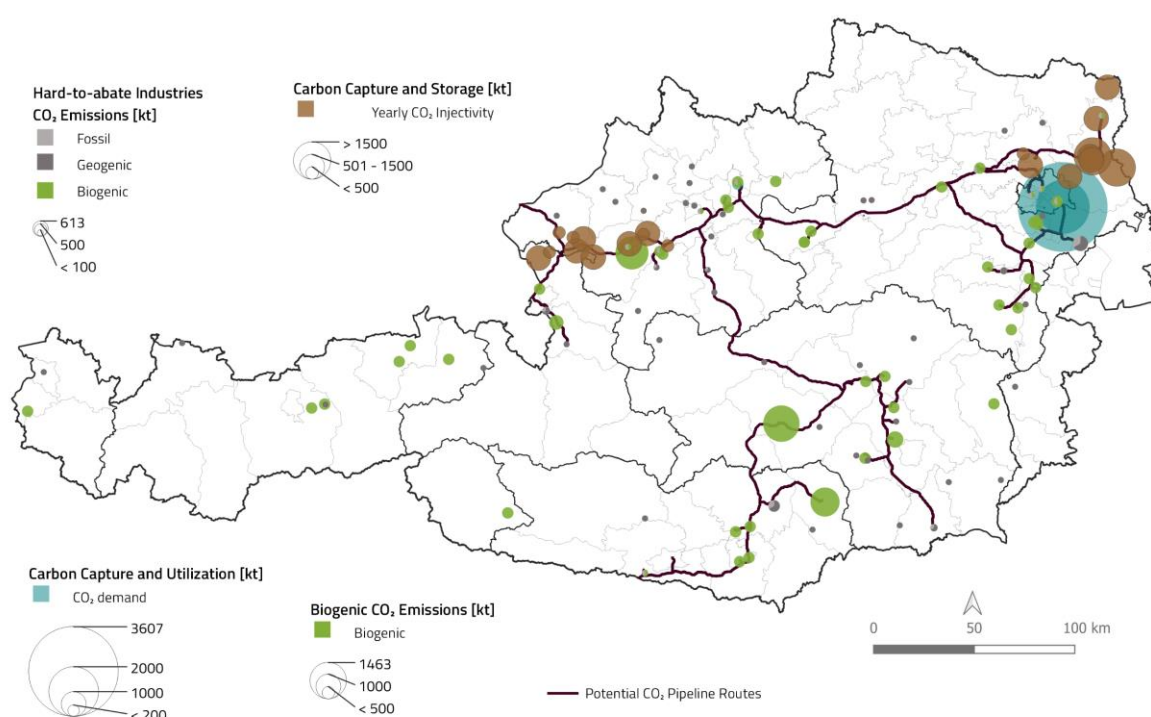


Abbildung 3: CO₂-Punktquellen und -Senken im Jahr 2050 für das Szenario "Moderate"

CO₂ wird in Pipelines typischerweise in dichtem flüssigen oder in überkritischem Zustand transportiert. Daher spielen Druckverluste eine zentrale Rolle, um unerwünschte Phasenübergänge zu verhindern. Bei der Planung von CO₂-Pipelines ist daher besonders auf die Wahl geeigneter Pipelinerouten, -durchmesser sowie Standorte für Zwischenverdichter zu achten. Um diesen spezifischen Anforderungen gerecht zu werden, wurde ein neuartiges Optimierungsmodell zur Auslegung von CO₂-Transportnetzen entwickelt. Dieses ermöglicht eine technisch und wirtschaftlich effiziente Gestaltung zukünftiger CO₂-Infrastrukturen.

Technologien zur CO₂-Abscheidung: Die technischen Verfahren zur CO₂-Abscheidung lassen sich anhand der verwendeten chemischen und physikalischen Abscheidemechanismen klassifizieren. In dieser Kategorisierung werden Absorption, Adsorption, Membrantechnologie, kryogene Verfahren und Gas/Feststoff-Reaktionen (Solid Looping) unterschieden. Eine detaillierte

Kategorisierung mit entsprechenden Untergruppen und Informationen zum aktuellen Technologiereifegrad (TRL) findet sich im Annex. Mit Raten von bis zu 99,99 % erreicht das kryogene Verfahren die höchste CO₂-Reinheit, aber auch mit Adsorptions-, Absorptions- und membranbasierten Technologien können Werte über 99 % erreicht werden. Der Energiebedarf hängt vom Partialdruck des CO₂ im Abgas ab und sinkt mit steigendem CO₂-Anteil. Bezogen auf den Reifegrad sind die am weitesten fortgeschrittenen Technologien (TRL 9)

- die chemische Absorption unter Verwendung von Aminen als Lösungsmittel, und
- die physikalische Adsorption unter Verwendung von Zeolithen und Druckwechseladsorption (PSA) zur Regeneration.

Die vielversprechendsten Technologien, die derzeit erforscht und entwickelt werden, sind Gas-Festbett-Reaktionen wie Chemical Looping sowie selektive Membranen auf Polymerbasis. In Kombination mit Polymermembranen oder Druckwechseladsorption (PSA) erreichen die kryogenen Verfahren die höchste CO₂-Reinheit, sind jedoch derzeit mit TRL 5–7 klassifiziert und werden vor allem in der Zementindustrie eingesetzt.

Diese Klassifizierung und weitere Informationen zu den Technologien hinsichtlich des Energiebedarfs (elektrisch und thermisch, Abbildung 4 links), der Kosten (Abbildung 4 rechts) und des Entwicklungspotenzials, insbesondere für Österreich bis 2040, wurden in einem CCCA-Factsheet¹⁵ zusammengefasst und im September 2024 veröffentlicht. Eine entsprechende Masterarbeit¹⁶ mit allen Details ist ebenfalls verfügbar.

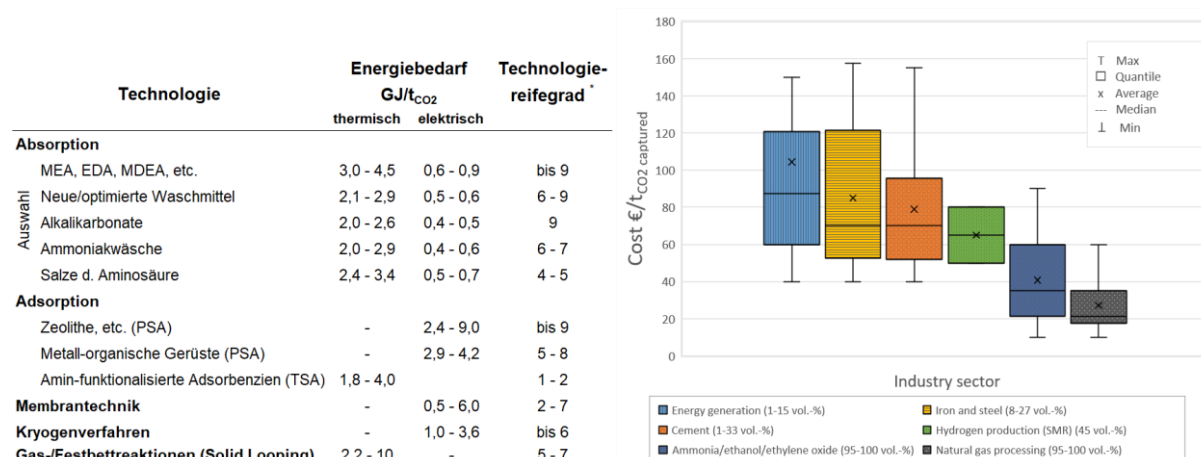


Abbildung 4: Energiebedarf (links) und Abscheidekosten je Industriesektor (rechts) für CO₂-Abscheidetechnologien

¹⁵ Wolf-Zöllner, et al. (2024) „Status und Potenziale von Carbon Capture“, CCCA Fact Sheet, https://ccca.ac.at/fileadmin/00_DokumenteHauptmenue/02_Klimawissen/FactSheets/48_carbon_capture_status_202409.pdf

¹⁶ Langitz (2025) “Evaluation of appropriate carbon capture technologies, their costs and possible future development for Austria until 2040”, Master Thesis, Montanuniversität Leoben

CCU-Pfade: Die Leistungsfähigkeit möglicher CCU-Pfade wurde hinsichtlich ihrer Vereinbarkeit mit den Klimazielen Österreichs analysiert: eine Obergrenze für THG-Emissionen von 54 % gegenüber konventionellen Alternativen für das Zieljahr 2030, und Netto-Null-Emissionen für 2040. Zusätzlich wurden aktuelle TRLs als wichtige Kriterien für beide Zieljahre festgelegt, wobei für 2030 heute mindestens TRL 6 und für 2040 mindestens TRL 4 erreicht sein müssen. Vier der zehn untersuchten Technologien haben das Potenzial, die Ziele für 2030 zu erreichen: (i) Karbonatisierung von Stahlschlacke, (ii) Karbonatisierung von Stahlschlacke unter hohem Druck, (iii) direkte Hydrierung zu Methanol und (iv) Harnstoffsynthese durch sorptionsverstärkte Wasser-Gas-Shift-Reaktion (SEWGS). Beide Karbonatisierungstechnologien sind auch in der Lage, die Klimaziele für 2040 zu erreichen, sofern biogenes CO₂ verwendet wird. Die CO₂-basierte Biofermentation zu Aceton erfüllt ebenfalls die Kriterien (Details siehe Annex). Die entsprechenden Emissionsfaktoren geben die Reduktion an CO₂-Emissionen an, wobei die entstehenden Produkte als Kohlenstoffsinken kategorisiert wurden und aufgrund ihrer Eigenschaft zur langfristigen Bindung den Karbonatisierungsverfahren das größte Potenzial beigemessen wird. Detaillierte Ergebnisse und eine allgemeine Übersicht über die Szenarien finden sich in der Masterarbeit von A. Knaak¹⁷.

WP 3 – Bewertung des geologischen CO₂-Speicherpotenzials (CCS) in Österreich

Datenauswertung: Da die Bewertung vom Kenntnisstand über den Untergrund sowie vom Umfang der Untersuchung abhing, wurden frühere Bewertungen des CCS-Potenzials in Österreich sowie die rechtliche Entwicklung der Technologie überprüft. Als Ergebnis zeigt Abbildung 5 die Entwicklung des CO₂-Preises EU Emissionshandelsystem (EHS) sowie die Google-Trendsuche nach „Carbon Capture & Storage“ in Österreich und weltweit. Die Grafik enthält auch die rechtliche Entwicklung und die Untersuchungen zum CCS-Potenzial in Österreich. Seit dem CCS-Verbot im Jahr 2011 ist die österreichische Forschung zum CO₂-Potenzial ins Stocken geraten und wurde nur durch internationale Forschungsprogramme (wie z. B. Horizon 2020) vorangetrieben. Das vorliegende Projekt war somit das erste öffentliche Forschungsprojekt in Österreich seitdem.

¹⁷ Knaak (2024) “Assessment of conceivable CCU technologies incl. technical properties & potentials for Austria’s industry and energy sectors”, Master Thesis, Montanuniversität Leoben

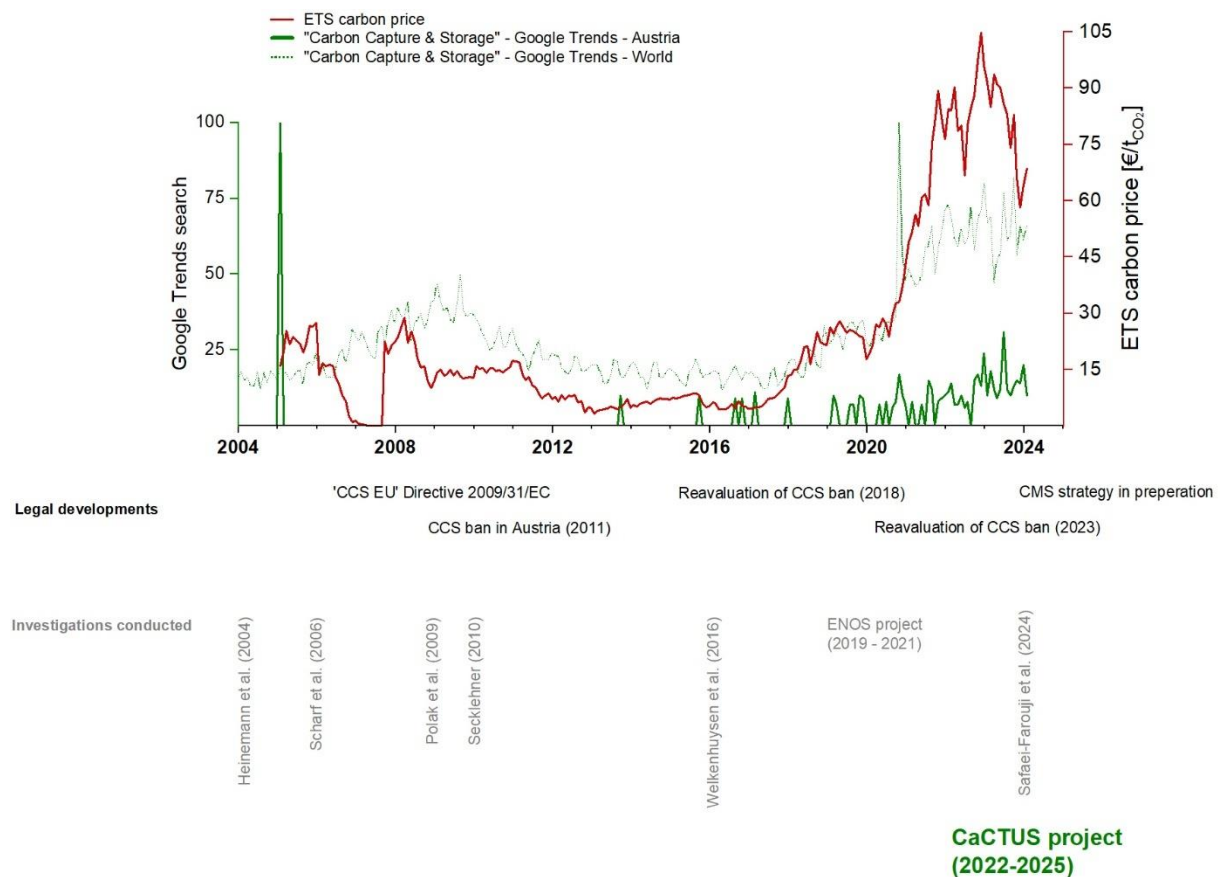


Abbildung 5: Entwicklung des Preises im Rahmen des europäischen Emissionshandelssystems (EU EHS) in Verbindung mit einer Google-Trends-Suche nach „Carbon Capture & Storage“ in Österreich und weltweit

Durchgeführte Studien zum Speichervolumen in Österreich (bis Projektbeginn CaCTUS):

- Scharf et al. (2006): Theoretische Speicherkapazität von 465 Millionen Tonnen CO₂ in 24 Kohlenwasserstofflagerstätten.
- Welkenhuysen et al. (2016): Techno-ökonomische Bewertung mit 118 Millionen Tonnen („Practical capacity“ - in ausgewählten Kohlenwasserstofffeldern) und etwa 39 Millionen Tonnen „Matched capacity“.
- Standortspezifische Studien in den Gasfeldern Schönkirchen-Übertief (37,2 Millionen Tonnen) und Atzbach-Schwanenstadt (8,2 Millionen Tonnen).
- ENOS-Projekt: Bewertung von Enhanced Oil Recovery (EOR) gekoppelt mit CO₂-Speicherung im (österreichischen Teil) des Wiener Beckens: 121 Millionen Tonnen CO₂.
- In einem salinaren Aquifer im Wiener Becken (Rothneusiedl-Formation) wurde ein theoretisches Potenzial von 1 000 Millionen Tonnen CO₂

angegeben. Wobei zu berücksichtigen ist, dass diese Formation auch für den Zweck der geothermischen Wärmeproduktion entwickelt werden soll.

Um eine österreichweite Bewertung durchführen zu können, werden geologische Daten zum Untergrund gescreent. Sowohl für die Kohlenwasserstofffelder als auch für das größte Kohlevorkommen Österreichs – die Fohnsdorfer Kohle – lagen demnach ausreichend für Daten die Evaluierung vor bzw. wurden der Literatur entnommen.

Bewertungsschema: Zur Bewertung des CCS-Potenzials in den österreichischen Kohlenwasserstofffeldern wurde der folgende vereinfachte Ansatz verwendet:

$$M_{CO_2} = UR \rho_{CO_2} B E$$

- **UR:** Ultimate Recovery (geförderte Kohlenwasserstoffe + 2p Reserven)
- **ρ_{CO_2}** CO₂-Dichte unter Reservoirbedingungen
- **B:** Formationsvolumenfaktor (Öl oder Gas)
- **E:** Speichereffizienz (CACTUS: 75 %, EU-Richtlinie: 50 %)

Diese statischen Kapazitäten können als vereinfachte effektive Kapazitäten angesehen werden und berücksichtigen keine wirtschaftlichen Randbedingungen.

Einschränkungen: Diese Evaluierung stellt ein österreichweites Screening in Kohlenwasserstofflagerstätten dar. Dieses Screening ersetzt keine Detailuntersuchungen an diesen. Unter anderem werden folgende Aspekte im Zuge des Screenings nicht näher untersucht:

- **Injektionsleistung:** Die angegebenen Kapazitäten sind statisch, berücksichtigen also keine zeitliche Entwicklung der einzelnen Reservoirs. Geringmächtige Lagerstätten oder solche mit geringer Permeabilität könnten mehrere Injektionsbohrungen erfordern und somit könnte eine Speicherung gegebenenfalls nicht wirtschaftlich darstellbar sein. Es wurden grobe Jahresinjektionsrate errechnet in dem die statische Kapazität durch eine indikative Betriebsdauer von 30 Jahren geteilt wurden.
- **Kleine Einzelkapazitäten:** Im Vergleich zu internationalen Projekten weisen die Felder kleine Kapazitäten auf. Eine wirtschaftliche Entwicklung könnte dadurch unwahrscheinlicher sein.
- **Alte Bohrungen:** Manche der Reservoirs besitzen eine Vielzahl von alten Kohlenwasserstoffsonden. Eventuell könnten das Garantieren der Dichtheit aller dieser Sonden ebenfalls mit einem nicht vertretbaren wirtschaftlichen Aufwand verbunden sein.
- **Historische Wasserproduktion:** Es wurden nur die Menge an ausgeförderten sowie in Zukunft vermutlich geförderten Kohlenwasserstoffen berücksichtigt. Historische Wasserproduktionen aus den Lagerstätten könnten zusätzlichen Speicherraum für das CO₂ darstellen.

Als Ergebnis der Evaluierung wurden insgesamt 73 Kohlenwasserstofffelder identifiziert. Bei Annahme von reinem CO₂ und 75 % Wirkungsgrad ergibt sich daraus eine statische Gesamtkapazität von ca. 300 Millionen Tonnen CO₂. Die aufbereiteten Ergebnisse des Projekts beziehen sich auf Felder mit mehr als 2 Millionen Tonnen Einzelkapazität. Daraus resultierten 30 Lagerstätten (siehe Table A 1) mit einer Gesamtkapazität von 264 Millionen Tonnen. Bei alleiniger Betrachtung der größten Gasfelder – mit weniger Bohrungen und einfacherem Druckmanagement – ergibt sich eine realistischere, schneller zu entwickelnde Gesamtkapazität von etwa 100 Millionen Tonnen.

WP 4 – Bewertung der Auswirkungen der CCU/CCS-Potenziale und -Technologien

Wirtschaftliche Auswirkungen: Die wirtschaftlichen Bewertungen haben gezeigt, dass CCS und Karbonatisierung im Vergleich zu den CCU-Verfahren am kostengünstigsten sind, wenn es schlicht darum geht, eine bestimmte Menge CO₂ zu binden. Wie erwartet, dominieren bei den CCU-Verfahren die mit der Produktsynthese verbundenen Energiekosten, insbesondere für erneuerbaren Wasserstoff und Strom. Bei Betrachtung der Produktkosten über die CCU-Verfahren hat sich gezeigt, dass die CCU-Verfahren nur unter sehr günstigen Rahmenbedingungen (Energiekosten) und nur für bestimmte Produkte mit konventioneller (fossiler) Produktion einschließlich der Abscheidung der damit verbundenen CO₂-Emissionen wettbewerbsfähig sind. Unter Berücksichtigung der End-of-Life-Emissionen (EoL) von Produkten aus konventioneller Produktion können jedoch für einzelne Produkte sogar wirtschaftliche Vorteile gegenüber dem Einsatz von CCS bestehen (siehe Abbildung 6).

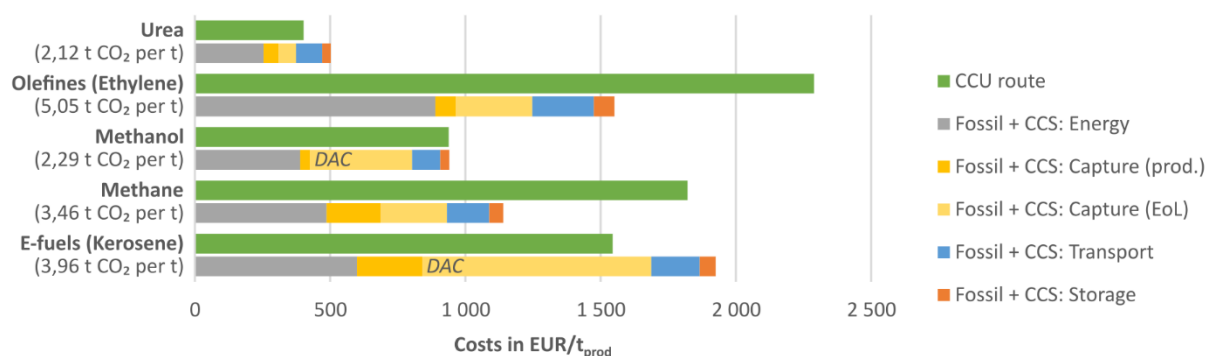


Abbildung 6: Vergleich der Produktionsgrenzkosten zwischen CCU-Route (grün) und konventioneller Produktion inkl. CCS für Produktions- und End-of-Life-Emissionen

Auswirkungen auf die THG-Emissionen: Die Ergebnisse der THG-Bewertung zeigten, dass die mit CCUS verbundenen Emissionen hauptsächlich durch den für die Abscheidung und Produktsynthese herangezogenen Energiemix bestimmt werden – die Nutzung erneuerbarer Energien ist entscheidend, um eine erhebliche Reduzierung der THG-Emissionen durch CCUS-Verfahren zu erreichen. Darüber hinaus ist die Berücksichtigung einer Gutschrift in CCU-Verfahren für das hergestellte chemische Produkt (Annahme: Substitution der Produktherstellung nach Stand der Technik) erforderlich, um THG-Einsparungen von CCU-Verfahren im Vergleich zu CCS zu realisieren. Wie in Abbildung 7 dargestellt, trägt die

Produktsynthese (einschließlich H₂-Versorgung) am stärksten zu den gesamten THG-Emissionen von CCU-Verfahren bei, während Transport und Abscheidung nur einen geringen Einfluss haben.

Ein Vergleich der konventionellen (fossilen) Produktion des entsprechenden chemischen Produkts mit den geschätzten Treibhausgasemissionen pro Tonne erzeugtem CCU-Produkt (siehe Figure A 8 im Annex) unterstreicht die Bedeutung der Verfügbarkeit erneuerbarer Energien für die Abscheidung und Umwandlung (einschließlich H₂-Versorgung) von CO₂ in wertvolle Produkte in nachhaltigen CCU-Verfahren. Die meisten CCU-Produktionsverfahren können jedoch zu THG-Einsparungen von ca. 20 % bis 90 % führen, insbesondere wenn die CO₂eq-Emissionen aus dem Energiebedarf für die Abscheidung von EoL-Emissionen für den konventionellen (fossilen) Produktionsweg angemessen berücksichtigt werden.

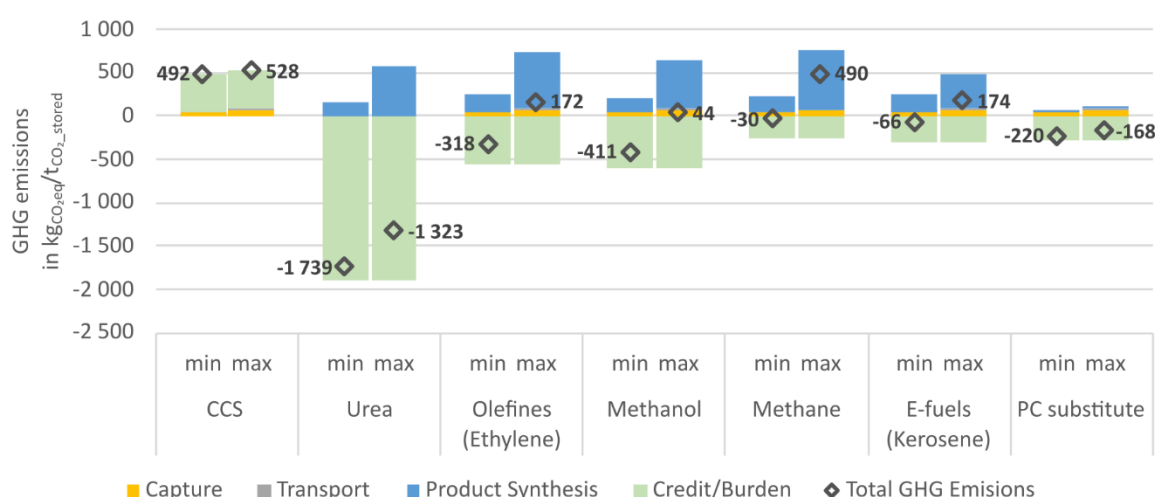


Abbildung 7: Minimale und maximale THG-Emissionen in Verbindung mit CCUS-Routen je (temporär) gespeicherte Tonne CO₂

CO₂-Vermeidungskosten: Auf Basis der wirtschaftlichen und ökologischen Bewertungen wurden für jedes Szenario die CO₂-Vermeidungskosten berechnet. Wie in Abbildung 8 dargestellt, variieren die Ergebnisse zwischen den einzelnen Senken erheblich, wobei komplexere Produkte tendenziell höhere Vermeidungskosten aufweisen. Darüber hinaus hängt die tatsächliche Vermeidung von Emissionen wiederum stark vom Energiemix ab.

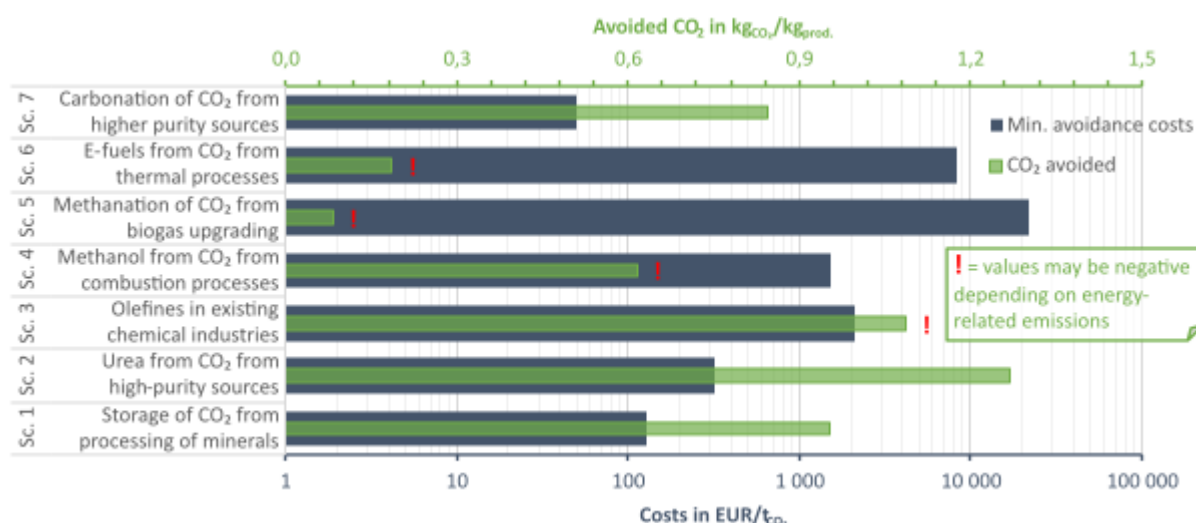


Abbildung 8: CO₂-Vermeidungskosten (Anm.: logarithmische Skalierung) bei maximal vermeidbaren THG-Emissionen

Rechtliche/regulatorische Bewertung: Die Richtlinie 2009/31/EG (CCS-Richtlinie) enthält eine zentrale europäische Leitlinie für CCS, die einen Rechtsrahmen für die umweltverträgliche geologische Speicherung schafft. Für CCU gibt es keine entsprechende spezifische und umfassende Rechtsgrundlage, jedoch (zunehmend) vereinzelte relevante Bestimmungen in europäischen Rechtsrahmen (z. B. Richtlinie 2003/87/EG, Richtlinie (EU) 2018/2001 oder Verordnung (EU) 2024/1735). Die rechtliche und regulatorische Relevanz von CCUS spiegelt sich in zahlreichen Änderungen und Neufassungen relevanter Rechtsgrundlagen wider, wie beispielsweise der EHS-Richtlinie, dem *Net Zero Industry Act* (NZIA) und der CRCF-Verordnung (EU 2024/3012). CCUS spielt im NZIA eine zentrale Rolle, da Technologien für den Transport und die Nutzung von CO₂ sowie für die Abscheidung und Speicherung als „Netto-Null-Technologien“ aufgeführt sind und eine Zielvorgabe für die CO₂-Injektionskapazität in EU-Speicherstätten von mindestens 50 Mt/Jahr bis 2030 festgelegt wurde. Die Anforderungen der EHS-Richtlinie sind für CCUS von entscheidender Bedeutung, da sie festlegen, wann Emissionen vorliegen, für die Zertifikate abgegeben werden müssen. Zusätzlich zur bestehenden Befreiung von der Abgabe von Zertifikaten für CO₂, das im Sinne der CCS-Richtlinie abgeschieden und gespeichert wird, wurde mit der Änderung eine Befreiung für CO₂ eingeführt, das abgeschieden und dauerhaft chemisch in einem Produkt gebunden wird. Die CRCF-Verordnung schafft außerdem einen freiwilligen Unionsrahmen für die Zertifizierung von CDR und Reduktionen in Böden.

In Österreich besteht weiterhin ein Verbot für CCS, aber eine Änderung zur Ermöglichung der dauerhaften Speicherung unvermeidbarer Emissionen wurde bereits von der Bundesregierung empfohlen. Wenn diese angenommen wird, muss die CCS-Richtlinie auf nationaler Ebene vollständig umgesetzt werden.

WP 5 – Stakeholdereinbindung, Workshop-Reihe und politische Empfehlungen

Die Ergebnisse der Online-Umfrage wurden als Input für die nachfolgenden Projektaktivitäten verwendet, lieferten aber auch für sich gesehen wertvolle Erkenntnisse. Eine Auswahl der Ergebnisse einschließlich der wichtigsten Erkenntnisse aus dem Online-Fragebogen (Januar-Februar 2023, n=10) ist in den folgenden drei Abbildungen dargestellt, aus denen hervorgeht, dass die Stakeholder CCUS als wichtigen Aspekt für den Klimaschutz betrachten, aber mit den Kosten und rechtlichen Hindernissen zu kämpfen haben.

Respondents see CC/CCU/CCS as vital but not affordable

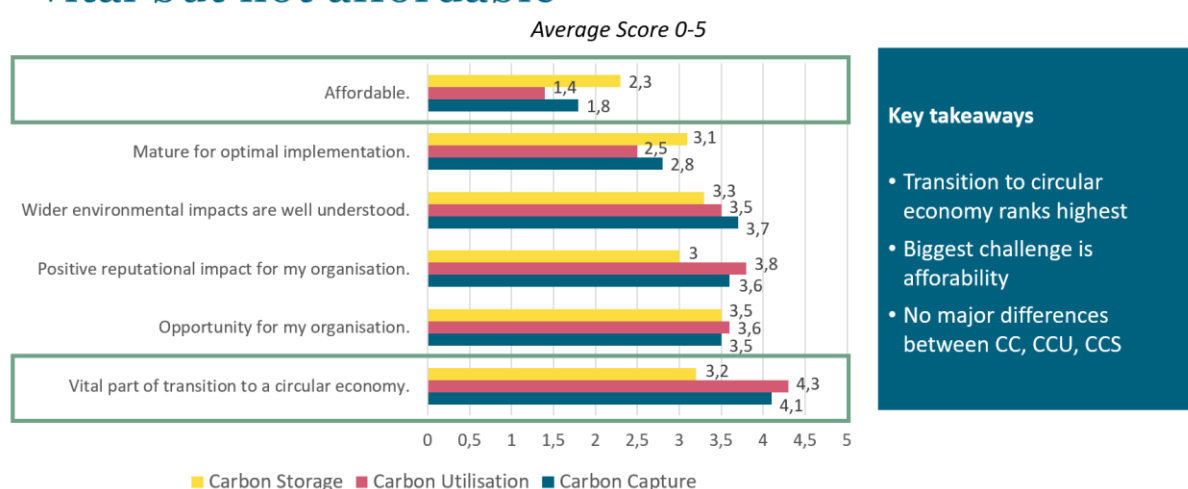


Abbildung 9: Auswertung der Aussagen im Fragebogen

Respondents identify legislative & financial burdens as leading concern

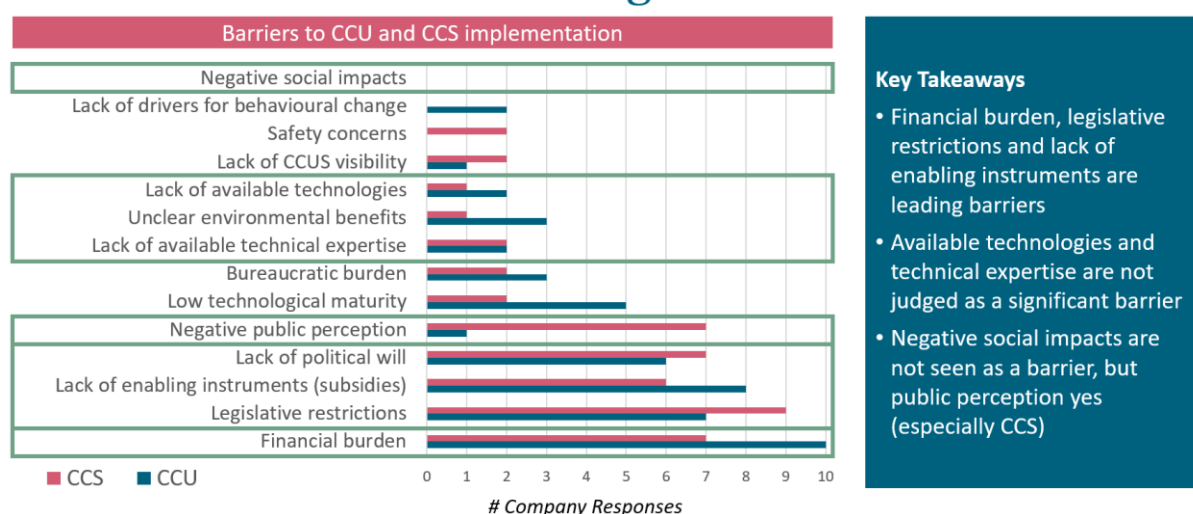


Abbildung 10: Auswertung der kritischsten Hindernisse bei der Implementierung von CCUS

ETS regulation update and climate impact are viewed as key drivers

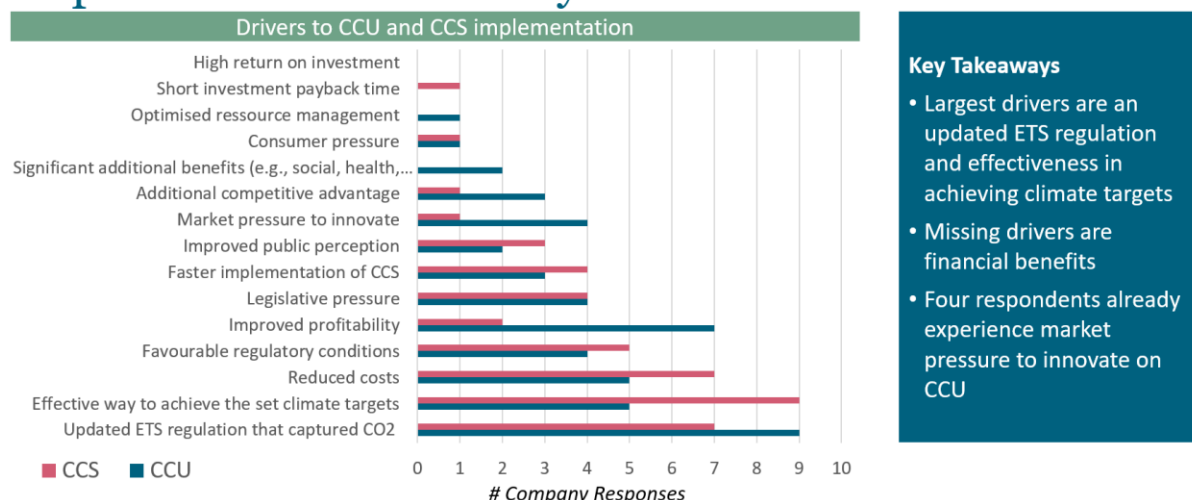


Abbildung 11: Auswertung der wichtigsten Treiber bei der Implementierung von CCUS

Die Ergebnisse wurden schließlich in einem Policy Brief¹⁸ mit dem Titel „*Einordnung der rechtlichen Rahmenbedingungen und Perspektive der emissionsintensiven Industrie*“ aufbereitet, der auf der Projektwebsite¹⁹ veröffentlicht wurde. Die Ergebnisse wurden zusammengefasst und in sechs Schlüsselbereiche unterteilt und sollen als Empfehlungen und Leitlinien für österreichische Entscheidungsträger dienen, um Hindernisse abzubauen und Anreize für die Entwicklung, den Ausbau und die Umsetzung der CCUS-Technologie in Österreich zu schaffen.

1. Wirtschaftliche Anreizsetzung

- Es bedarf der Umsetzung einer wettbewerbsfähigen CO₂-Bepreisung.
- In Hinblick auf Synergiepotentiale sollten zusammenspielende Fördermechanismen entlang der CCUS-Wertschöpfungskette entwickelt werden.
- Investitionsförderungen sollen einen Anreiz für Energieeffizienz sowie Netto-Treibhausgaseinsparung in CCUS-Anlagen schaffen.

2. Kreislaufwirtschaft

- Es bedarf der Entwicklung und Implementierung verstärkter Lösungen zur Kreislaufführung von Kohlenstoff und deren Berücksichtigung im Rechtsrahmen.
- Die Berücksichtigung und Anreizsetzung für die Nutzung von unterschiedlichen CO₂-Quellen im Rechtsrahmen ist notwendig.

¹⁸ Veseli, et al. (2025) „CCUS in Österreich – Einordnung der rechtlichen Rahmenbedingungen und Perspektive der emissionsintensiven Industrie“, CCCA Policy Brief, https://project-cactus.at/wp-content/uploads/2025/03/Policy-Brief_CaCTUS_Potenziale_2025.pdf

¹⁹ <https://project-cactus.at/ergebnisse/>

3. Genehmigungen & nationales Recht

- Die Dauer von Genehmigungsverfahren ist ein entscheidender Faktor für Infrastrukturprojekte und sollte daher besondere Aufmerksamkeit erlangen.
- Die partielle Aufhebung des CCS-Verbotes in Anlehnung an die Carbon Management Strategie ist für nicht-vermeidbare Emissionen essenziell.

4. Kommunikation & Öffentlichkeitsarbeit

- Eine verstärkte Aufklärung betroffener Unternehmen, aber auch der Bevölkerung über den Beitrag von CCUS zum Klimaschutz, sowie Risiken und Strategien zur Risikoabwehr wird als wesentlicher Schritt für die erfolgreiche Umsetzung gesehen.
- Es bedarf einer klaren Kommunikation der Zielerreichungspfade (inkl. Zeitleiste) für Rechts- und Investitionssicherheit durch die Entscheidungsträger:innen.

5. Transportinfrastruktur

- Es bedarf der Definition einheitlicher technischer Rahmenbedingungen für den CO₂-Transport, auch um Kompatibilität im internationalen Kontext zu gewährleisten.
- Die Festlegung von Verantwortlichkeiten zur Sicherstellung der Einhaltung technischer Kriterien ist essenziell für die Schaffung der CO₂-Transportinfrastruktur.
- Die Ausarbeitung eines geeigneten Finanzierungsmodells für CO₂-Transport wird als notwendig für eine möglichst rasche Umsetzung gesehen.

6. Integrierte Energieinfrastruktur

- Durch die Nutzung von Synergiepotenzialen im Ausbau von Wasserstoff- und CO₂-Infrastruktur kann die Effizienz der Energiewende deutlich gesteigert werden.
- Bei der Planung und Auslegung einer integrierten Energieinfrastruktur muss der erhöhte Energiebedarf von CO₂-Abscheidung und CCU-Prozessen Berücksichtigung finden.

Zusammenfassend unterstreichen die Ergebnisse die erheblichen Herausforderungen und Hemmnisse für die erfolgreiche Umsetzung von CCUS-Technologien in Österreich. Die Ergebnisse zeigen, dass sich Unternehmen in einem komplexen rechtlichen und regulatorischen Umfeld bewegen, das durch Unsicherheiten hinsichtlich künftiger EU- und nationaler Vorschriften für CO₂-Speicher- und Transportinfrastrukturen gekennzeichnet ist. Darüber hinaus stellen die hohen Investitions- und Betriebskosten im Zusammenhang mit der CO₂-Abscheidung erhebliche Hindernisse für die Rentabilität von CCUS-Initiativen dar, insbesondere in einem sich wandelnden politischen Umfeld und bei unzureichender langfristiger Investitionssicherheit. Die Ungewissheit hinsichtlich der künftigen CO₂-Transportinfrastruktur, insbesondere in Bezug auf die Finanzierung, die technische Standardisierung und die allgemeine rechtliche Verantwortlichkeit, verkompliziert die Situation zusätzlich. Zusammengenommen unterstreichen diese Herausforderungen die dringende Notwendigkeit einer zeitnahen und kohärenten Strategie, die die Rechtsvorschriften auf EU-Ebene mit den nationalen

Bemühungen zur Schaffung eines günstigen Umfelds für CCUS-Technologien in Österreich in Einklang bringt.

5 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Das CaCTUS-Projekt hat erstmals eine ganzheitliche Datenbasis für die potenzielle Nutzung und Speicherung von CO₂-Emissionen in Österreich geschaffen. Ziel war eine einheitliche Betrachtung der gesamten CCUS-Kette, beginnend mit der Analyse der zeitlichen Entwicklung von CO₂-Quellen, der Abscheidung und dem Transport bis hin zur nationalen Nutzung oder Speicherung der zuvor entstandenen Emissionen. Damit wird eine angemessene Berücksichtigung in den Klima- und Energieplänen Österreichs in den kommenden Jahren ermöglicht.

Zusammenfassend wurde eine CO₂-Verfügbarkeit aus der österreichischen Industrie und dem Energiesektor von 31 Millionen Tonnen im Jahr 2030 und 15 Millionen Tonnen im Jahr 2040 in Bezug auf die nationalen Netto-Null-Emissionspfade prognostiziert. Davon werden voraussichtlich mindestens 4,5 Millionen Tonnen „hard-to-abate“-Emissionen geogenen und fossilen Ursprungs zuzuordnen sein, die daher dauerhaft sequestriert oder in Produkten gebunden werden müssen, um Klimaneutralität zu erreichen. Um CO₂ aus den identifizierten Quellen abzuscheiden, wurden geeignete CO₂-Abscheidungstechnologien unter Berücksichtigung relevanter Aspekte wie der Herkunft des CO₂, typischer Konzentrationen in Abgasen und sektorspezifischer Bedingungen bewertet. Teilweise haben sich diese bereits im industriellen Umfeld bewährt und sind in relevantem Maßstab verfügbar, wobei Abscheidungsraten von bis zu 99 % erreicht werden können. Allerdings weisen die verfügbaren Technologien noch einen hohen Energiebedarf von bis zu 10 GJ pro Tonne abgeschiedenem CO₂ auf.

Auf der Grundlage der schon heute in Österreich produzierten Basis- und Grundstoffchemikalien wurde ein möglicher CO₂-Bedarf von rund 3,9 Millionen Tonnen ermittelt, der in Zukunft mittels CCU anstelle von fossilen Rohstoffen zur Herstellung der gleichen Produktmengen genutzt werden könnte. Ein zusätzlicher Bedarf von bis zu 12 Millionen Tonnen CO₂ könnte sich auch aus der künftigen Nachfrage nach flüssigen und gasförmigen Brennstoffen wie erneuerbarem Methan oder nachhaltigen Flugkraftstoffen (SAF) ergeben. Für die Jahre 2030 und 2040 wurden potenzielle CCU-Pfade für die verschiedenen Branchen in Österreich sowie deren Vereinbarkeit mit den festgelegten Klimazielen untersucht.

Für die dauerhafte Speicherung von CO₂ in Österreich wurde ein Gesamtpotenzial von rund 300 Millionen Tonnen in ausgeförderten Öl- und Gaslagerstätten ermittelt, die aufgrund ihrer bisherigen wirtschaftlichen Bedeutung gut bekannt sind. Davon entfallen rund 190 Millionen Tonnen allein auf die neun größten Erdgaslagerstätten. Diese Kapazitäten können jedoch teilweise in Zukunft Nutzungskonflikten unterliegen, die auch aus der Transformation des Energiesystems resultieren, wie beispielsweise die Nutzung als Wasserstoffspeicher oder für geothermische Anwendungen. Höhere Kapazitäten

werden in salinaren Aquiferen erwartet, diese bedürfen für eine ausreichende Quantifizierung allerdings weiterer Untersuchungen.

Hinsichtlich der wirtschaftlichen Auswirkungen von CCUS als Teil der Maßnahmen zur Erreichung der festgelegten Klimaziele haben die Untersuchungen gezeigt, dass CCS allein zum Zweck der CO₂-Abscheidung die kostengünstigste Option darstellt. Die Karbonatisierung könnte zwar ein ähnlich niedriges Kostenniveau erreichen, für einen qualifizierten Vergleich ist jedoch ein höheres TRL erforderlich. Bei den anderen untersuchten CCU-Pfaden treibt der für die Produktsynthese erforderliche Bedarf an erneuerbaren Energien, insbesondere Strom und Wasserstoff, die Kosten und ist zudem ausschlaggebend für die mit den untersuchten CCUS-Routen verbundenen THG-Emissionen. Unter der Annahme, dass diese Produkte auch in Zukunft benötigt werden, zeigt der Vergleich mit der konventionellen Produktion einschließlich CCS jedoch, dass der CCU-Pfad für einzelne Produkte sogar kosteneffizienter sein kann. Dies gilt insbesondere, wenn die Kompensation der Emissionen am Ende des Lebenszyklus berücksichtigt wird.

Der Bedarf an erneuerbaren Energien im Zusammenhang mit CCUS ist auch im Hinblick auf das Potenzial zur Einsparung von THG-Emissionen von entscheidender Bedeutung. Unter der Annahme einer vollständigen Defossilisierung der Energieversorgung zeigen alle untersuchten Pfade ein Potenzial zur Reduzierung der THG-Emissionen, insbesondere unter Berücksichtigung der Substitution fossiler Produkte durch CCU-Produkte. Die vorgeschlagenen Anpassungen ergaben ein Gesamtpotenzial zur Einsparung von CO₂-Emissionen in Höhe von etwa 44 Millionen Tonnen bis 2030 und etwa 22 Millionen Tonnen bis 2040 und bieten damit eine Strategie zur Minderung der Emissionen in Sektoren, in denen eine Reduktion besonders schwierig ist. Diese vorläufigen Ergebnisse sind allerdings nur ein erster Richtwert für die Bewertung des tatsächlichen Reduktionspotenzials, da sie eine Reihe von einschränkenden Faktoren (z. B. Verfügbarkeit von erneuerbarer Energie inkl. Wasserstoff, Kapazitäts- und Marktbeschränkungen, Nachfrage nach CCU-Produkten) nicht berücksichtigen.

Die aktuelle Relevanz von CCUS als potenzielle Voraussetzung für Klimaneutralität spiegelt sich auch in den zunehmenden Aktivitäten im Zusammenhang mit den europäischen und nationalen Rechtsrahmen wider. Obwohl Österreich CCS derzeit noch verbietet, wird dieses Verbot aktuell überprüft. Eine gezielte Ausnahmeregelung für „hard-to-abate“-Emissionen unter strengen Sicherheits- und Monitoringauflagen, wie sie auch in der EU-CCS-Richtlinie definiert sind, wurde bereits von der Bundesregierung empfohlen. In Bezug auf CCU sind die aktuellen rechtlichen Rahmenbedingungen weniger klar, und das EU-Emissionshandelssystem sieht bislang nur Ausnahmen für dauerhaft chemisch gebundenes CO₂ vor. Somit bietet auch die zirkuläre Nutzung von CO₂ bislang keine Vorteile hinsichtlich der Abgabe von Zertifikaten. Schließlich erfordert eine effektive Umsetzung von CCUS als Teil nationaler Klimastrategien klare rechtliche Vorgaben, wirtschaftliche Anreize und eine geeignete CO₂-Transportinfrastruktur.

Aus den dargelegten Analysen lassen sich folgende Schlussfolgerungen und Empfehlungen für eine unterstützende Integration von CCUS-Technologien in die österreichische Energiewende ableiten:

- Wenngleich teilweise regionale Überschneidungen von zukünftigen CO₂-Quellen und -Senken in Österreich identifiziert wurden, bedarf es für die Implementierung von CCUS-Pfaden der Schaffung einer entsprechenden überregionalen CO₂-Transportinfrastruktur. In diesem Zusammenhang sollten zudem potenzielle Synergien mit anderen Infrastrukturbedarfen, wie Wasserstoffnetze, erhoben und berücksichtigt werden.
- Die großtechnische Umsetzung von CCU und CCS kann durch die Vernetzung potenzieller regionaler Cluster realisiert werden. Dabei ist es entscheidend, den optimalen Hochlauf dieser CO₂-Infrastruktur zu identifizieren.
- Die Verfügbarkeit günstiger erneuerbarer Energieträger, insb. Wasserstoff und Strom, ist ein essenzieller Faktor für die Wirtschaftlichkeit von CCU gegenüber CCS und auch zur Erzielung von Treibhausgaseinsparungen von CCU-Pfaden unumgänglich.
- Der regulatorische Vorteil von CCS (Ausnahme für die Abgabe von Zertifikaten) gilt als ökonomisches Hemmnis für CCU. Hier braucht es die Berücksichtigung von Kreislaufwirtschaftslösungen für CO₂ im Emissionshandel unter der Prämisse der Vermeidung von (zusätzlichen) fossilen Primäremissionen.
- Der zukünftige Bedarf an Kohlenstoff für synthetische Produkte muss nicht zwingend (ausschließlich) über CO₂ gedeckt werden. Hier sind Konzepte im Sinne einer effizienten Kreislaufwirtschaft in übergeordneten Energie- und Klimastrategien zu berücksichtigen.
- Im Zusammenhang mit CCU kann die Vermarktung als «Green Premium»-Produkte evtl. ökonomische Nachteile gegenüber fossilen Produkten kompensieren. Für eine Abschätzung dieses Marktpotenzials sind zusätzliche technoökonomische Analysen erforderlich.
- Die Abscheidung von CO₂ sowie insbesondere die Produktsynthese stellen einen wesentlichen Energiebedarf an Strom, Wärme und Wasserstoff dar (gesamt bis zu 45 TWh)²⁰, der in übergeordneten Energie- und Klimastrategien zu berücksichtigen ist.
- Für Carbon Capture wurden Technologien identifiziert, die Vorteile, speziell in Bezug auf den Energiebedarf und Effizienz der CO₂-Abscheidung, bieten.

²⁰ Für die Abscheidung der gesamten Restemissionen aus den identifizierten Punktquellen wird ein Gesamtenergiebedarf (Strom und Wärme) von bis zu 19 TWh abgeschätzt, für die Synthese der betrachteten Basischemikalien (Harnstoff, Methanol, Olefine) im Ausmaß der heutigen Produktion ein Wasserstoffbedarf von ca. 16 TWh und ein Strombedarf von ca. 9 TWh.

Zur Erreichung einer Technologiereife für den industriellen Einsatz weisen diese z. T. aber noch Bedarf in Forschung und Entwicklung auf.

- Die potenziellen Umweltauswirkungen von CCUS, und im Speziellen der Abscheidung, sind abseits der Reduktion von Treibhausgasemissionen und dem Energiebedarf bislang nur bedingt untersucht. Hier sind primär die ökologischen Effekte der verwendeten Stoffe und Materialien (z. B. Waschlösungen) näher zu analysieren.
- Der Verbleib fossiler und geogener Restemissionen trotz Defossilierung des Primärenergiebedarfs macht Maßnahmen zur dauerhaften Speicherung bzw. Bindung von CO₂ jedenfalls notwendig zur Erreichung der Klimaneutralität. Dies ist in zukünftigen Klimastrategien entsprechend zu berücksichtigen.
- Die heimischen Kapazitäten für CCS in Öl- und Gaslagerstätten sind limitiert und unterliegen potenziell Nutzungskonflikten. Für eine langfristige Ausweitung der Kapazitäten ist eine Exploration der Potenziale in anderen geologischen Formationen, wie z. B. salinaren Aquiferen, erforderlich.
- Im Falle einer (partiellen) Aufhebung des CCS-Verbots in Österreich ist eine fundierte räumliche Planung des Untergrunds erforderlich, um die genannten Nutzungskonflikte effektiv zu vermeiden, was die Verfügbarkeit umfassender Untergrunddaten voraussetzt.
- Die Karbonatisierung CO₂-bindender Materialien (z. B. Schlacke, Altbeton) wird als potenziell vielversprechende Alternative zur langfristigen Speicherung via CCS angesehen. Hier besteht allerdings zusätzlicher Forschungs- & Entwicklungsbedarf zur industriellen Umsetzung sowie zur Bestimmung tatsächlicher Energiebedarfe und dem Potenzial zur Substitution fossiler Produkte.
- Für CCU besteht Forschungs- und Entwicklungsbedarf zur Erhöhung der Effizienz bzw. Senkung des Energiebedarfs der Syntheserouten (z. B. durch Entwicklung neuer Katalysatoren oder elektro- und photochemischer Routen) sowie zur Nutzung von Synergiepotenzialen mit bestehender industrieller Infrastruktur.

Darüber hinaus wurden durch die Einbeziehung der Stakeholder die folgenden Herausforderungen identifiziert, mit denen emissionsintensive Industrien derzeit im Zusammenhang mit CCUS-Aktivitäten in Österreich konfrontiert sind:

- Aktuelle rechtliche und regulatorische Brisanz von CCUS bei gleichzeitiger Unsicherheit hinsichtlich zukünftiger Regulierungen in Bezug auf die CO₂-Speicherung und die CO₂-Transportinfrastruktur.
- Hohe Investitions- und Betriebskosten der CO₂-Abscheidung dämpfen die Wirtschaftlichkeit von CCUS-Projekten.
- Unklarheiten in Bezug auf eine zukünftige CO₂-Transportinfrastruktur hinsichtlich Finanzierung, entsprechende Normung und Standards sowie

Verantwortlichkeiten und Nutzung von Synergiepotentialen mit der Energieinfrastruktur.

- Mangelnde Berücksichtigung von Kreislaufwirtschaftslösungen für die Nutzung von CO₂ in aktuellen Fördermechanismen und Regularien.

Daraus wurden zusätzliche politische Empfehlungen abgeleitet, um diesen Bedenken Rechnung zu tragen:

- Es braucht die Festlegung klarer und langfristiger rechtlicher Rahmenbedingungen für die Umsetzung von CCUS-Maßnahmen zur Verbesserung der Planungssicherheit.
- Wirtschaftliche Anreizmechanismen – unter Maßgabe der Energieeffizienz und Treibhausgaseinsparung – zur Umsetzung von CCUS müssen geschaffen werden, um die Konkurrenzfähigkeit der österreichischen emissionsintensiven Industrie langfristig sicherzustellen und Klimaneutralität zu erzielen.
- Eine entsprechende Infrastruktur, sowohl zum CO₂-Transport als auch zur Bereitstellung erneuerbarer Energieträger, ist von höchster Priorität und muss entsprechend definiert, entwickelt und rasch umgesetzt werden.

Die Ergebnisse machen zudem deutlich, dass eine verstärkte Kreislaufwirtschaft und die Nutzung potenzieller Synergien in der Energietransformation strategische Potenziale bieten, um die Klimaziele effizient zu erreichen. Dazu bedarf es wohl aber auch einer integrierten Betrachtung von bisher weitgehend unabhängigen nationalen Strategien, wie der Carbon Management Strategie, der Wasserstoff-Strategie, dem integrierten österreichischen Netzinfrastrukturplan, und der Kreislaufwirtschaft-Strategie, unter dem Schirm einer gesamtheitlichen Strategie zur effizienten, klimaneutralen Kreislaufwirtschaft. Zudem muss sichergestellt sein, dass durch die Einbindung von CCUS in nationale Klimastrategien die Grundprinzipien der Defossilisierung, wie «mitigation first» und «energy efficiency first», nicht konterkariert werden. In diesem Zusammenhang sollte die permanente Speicherung von CO₂ in erster Linie der (bilanziellen) Bindung von «hard-to-abate»-Emissionen und der Bildung von Negativemissionen (Carbon Dioxide Removal, CDR) dienen.

C) Projektdetails

6 Methodik

6.1. Bewertung der wirtschaftlichen und ökologischen Auswirkungen

Im Folgenden werden die angewandten Methodiken zu den durchgeführten Bewertungen der wirtschaftlichen Auswirkungen und der THG-Emissionen näher erläutert.

6.1.1. Szenarienauswahl

Die in Tabelle 2 dargestellten Szenarien und bewerteten Szenarien bilden bewusst keine dezidierten Source-to-Sink-Routen ab, sondern wurden als repräsentative Szenarien Effekte definiert. Damit sollte eine Einordnung spezifischer Effekte in Bezug auf die variierenden Prozessparameter ermöglicht werden, wie:

- Energiebedarf der Abscheidung (abhängig von Reinheit der Quelle und möglicher Abscheidetechnologie)
- Transportdistanz
- Art des Transports
- Energiebedarf bzw. Kosten der Speicherung
- Energiebedarf zur Produktsynthese
- CO₂-Aufnahmepotenzial des Produkts

Die möglichen Quellen wurden dabei, soweit möglich, nach Industriebranchen bzw. zugrundeliegenden Prozessen und möglichen Abscheidetechnologien zusammengefasst. Zudem wurden zum Teil erwartbare Quellen-Senken-Pfade in Bezug auf die Verwertung bzw. den Transport mitgedacht (z. B. CCS als Senke für geogene Emissionen aus der Feuerfest-Industrie, oder Harnstoffproduktion an bestehenden Chemiestandorten in unmittelbarer Nähe zu CO₂-Quellen).

Die Ergebnisse der Szenarien daher in Zusammenhang mit den genannten Parametervariationen zu interpretieren anstatt als für sich stehende Einzelbewertungen.

6.1.2. Wirtschaftliche Bewertung

Die Bewertung der wirtschaftlichen Implikationen von CCUS-Pfaden folgt einer reinen Grenzkostenbetrachtung. Durch den generischen Ansatz in der Szenarienauswahl und zur Vergleichbarkeit einerseits in Bezug auf die Variation der Parameter aber auch bezogen auf konventionelle Produktpfade, wurde ein „Brownfield“-Ansatz gewählt und nur Betriebskosten berücksichtigt. Das bedeutet, dass weder für die CCUS-Pfade, noch für die konventionellen (fossilen)

Vergleichsprozesse Investitionskosten für die Anlagenerrichtung berücksichtigt wurden.²¹

Für die Ermittlung der Grenzkosten für die CCUS-Routen wurden die Prozessschritte CO₂-Abscheidung, CO₂-Transport, und Speicherung bzw. Produktsynthese getrennt betrachtet. Die verwendeten techno-ökonomischen Parameter finden sich in Table A 2 im Annex. Für die Speicherung wurden mittlere Kosten von 15 €/t CO₂ angenommen, wie auch in einschlägiger Literatur zu finden²², womit auch Kosten des Monitorings bereits abgedeckt sein sollten.

Insgesamt wurden die techno-ökonomischen Auswirkungen für die in Tabelle 2 Szenarien in drei unterschiedlichen Ausprägungen bewertet:

- Kosten der CO₂-Bindung (in €/t_{CO₂}): Gesamtkosten (Grenzkosten) der Bindung einer Tonne CO₂ im Sinne von CCS oder in Form eines CCU-Produkts (ohne Berücksichtigung der Bindungsdauer). Diese setzen sich zusammen aus den Kosten der Abscheidung, des Transport und der Speicherung bzw. Produktsynthese, jeweils bezogen auf eine Tonne CO₂.
- Grenzkosten der Produktherstellung (in €/t_{Produkt}): Gestehungskosten (Grenzkosten) der CCU-Produkte bezogen auf eine Tonne des jeweiligen Produkts. Stehen mit den CO₂-Bindungskosten über die im jeweiligen Produkt gebundenen CO₂-Mengen in Relation. Siehe Abbildung 6.
- CO₂-Vermeidungskosten (in €/t_{CO₂}): Gesamtkosten (Grenzkosten) der CCUS-Routen in Bezug auf eine Tonne tatsächlich vermiedener CO₂-Emission (berücksichtigt die Emissionen der CCU-Route). Stehen mit den Produktgestehungskosten über die je Tonne Produkt vermiedene CO₂-Emission in Relation. Siehe Abbildung 8. Abhängig vom angenommenen Energiemix können die Vermeidungskosten auch negativ sein, d.h. es können in diesem Fall über die CCU-Route keine CO₂-Emissionen vermieden werden.

Für einen direkten Vergleich von CCU und CCS in Bezug auf einzelne Produktpfade wurden zudem die Grenzkosten der Produktherstellung für die konventionelle (fossile) Route errechnet und mit Kosten für Abscheidung, Transport und Speicherung der damit verbundenen CO₂-Emissionen beaufschlagt. Die verwendeten Kostenparameter finden sich in Table A 3.

²¹ Zur Bewertung der Vollkosten wären Annahmen hinsichtlich kalkulatorischer Zinssätze, Nutzungsdauern, jährlicher Volllaststunden, etc. notwendig, die sich je nach Anlage teils erheblich unterscheiden können und damit eine Vergleichbarkeit zwischen den Szenarien unmöglich machen würden. Zudem ist davon auszugehen, dass auch für bestehende Anlagen der konventionellen Herstellungspfade im Betrachtungszeitraum Ersatzinvestitionen anfallen werden.

²² Smith, et al. (2021), „The cost of CO₂ transport and storage in global integrated assessment modeling“, International Journal of Greenhouse Gas Control, <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2021.103367>

6.1.3. Bewertung der THG-Emissionen

Die Bewertung der Auswirkungen auf die THG-Emissionen durch die CCUS-Routen bzw. mögliche CO₂-Vermeidung wurden analog zu den Szenarien der wirtschaftlichen Bewertung durchgeführt. Die wesentlichen Berechnungsparameter sind im Life Cycle Inventory in Table A 5 gelistet. Auch hier wurden zwei unterschiedliche Ausprägungen analysiert:

- Emissionen der CO₂-Bindung (in kg_{CO₂eq}/t_{CO₂}): Emissionen die mit der Bindung einer Tonne CO₂ im Sinne von CCS oder in Form eines CCU-Produkts (ohne Berücksichtigung der Bindungsdauer) einhergehen. Diese setzen sich zusammen aus den Energiebedarfen der Abscheidung, des Transport und der Speicherung bzw. Produktsynthese, jeweils bezogen auf eine Tonne CO₂.
- Emissionen der Produktherstellung (in kg_{CO₂eq}/t_{Produkt}): Emissionen der CCU-Produkte bezogen auf eine Tonne des jeweiligen Produkts. Stehen mit den Emissionen CO₂-Bindung über die im jeweiligen Produkt gebundenen CO₂-Mengen in Relation.

Wesentlicher Aspekt bei der Bewertung der entstandenen bzw. vermiedenen Emissionen ist die Vergleichbarkeit der einzelnen Szenarien in Bezug auf einen identen Gesamtnutzen. CCU-Routen sind multifunktionale Systeme, da sie nicht nur eine bestimmte Menge CO₂ – hier 1 Tonne – (temporär) speichern (=Nutzen), sondern auch ein Produkt erzeugen (=Zusatznutzen), das das über die konventionelle fossile Route erzeugte chemische Produkt potenziell ersetzt – dies ist in Abbildung 7 als "credit" für die CCU-Routen dargestellt. Im Gegensatz ist der Zweck von CCS alleine die Speicherung von CO₂, ohne ein zusätzliches Produkt zu liefern. Folglich muss für die Vergleichbarkeit der beiden Routen das chemische Produkt noch in einem zusätzlichen Prozess hergestellt werden – dies ist in als Abbildung 7 "burden" bei der CCS-Route dargestellt. Zur Herstellung der Vergleichbarkeit, also Nutzengleichheit, kommt an dieser Stelle der Substitutionsansatz zum Einsatz^{23,24}. Abbildung 12 zeigt die Systematik zu Schaffung von Nutzengleichheit beim Vergleich von CCU und CCS bezogen auf die (temporäre) Speicherung von 1 t CO₂.

²³ Müller, et al. (2020), „A Guideline for Life Cycle Assessment of Carbon Capture and Utilization“, 2020, Front. Energy Res. 8, <https://doi.org/10.3389/fenrg.2020.00015>

²⁴ Müller, et al. (2020), „The carbon footprint of the carbon feedstock CO₂“, Energy Environ. Sci., 2020, 13, 2979-2992, <https://doi.org/10.1039/D0EE01530J>

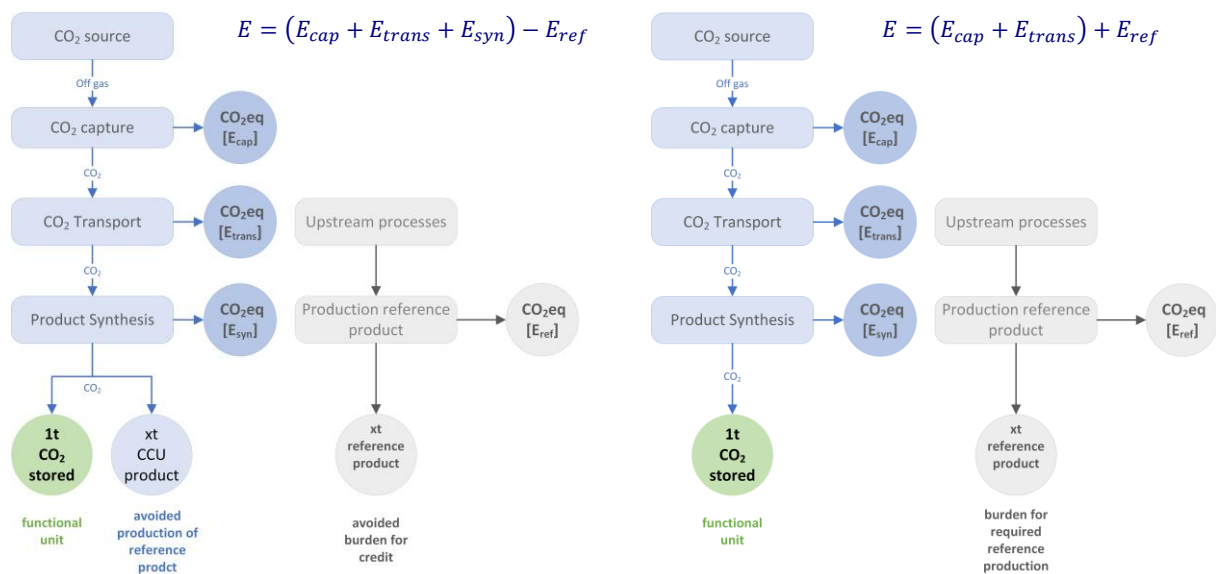


Abbildung 12: Schaffung von Nutzengleichheit und Lösung der Multifunktionalität für CCUS-Routen – FU: 1 t CO₂ (temporär) gespeichert (Quelle: Energieinstitut an der JKU Linz)

Beim Vergleich mit der konventionellen (fossilen) Produktherstellung wird bei der Herstellung von 1 Tonne CCU-Produkt (=Nutzen) zusätzlich (temporär) CO₂ gespeichert (=Zusatznutzen), während konventionell nur das gewünschte Produkt hergestellt und zusätzlich CO₂ in die Atmosphäre emittiert wird, einerseits durch den Produktionsprozess, andererseits auch die Verwertung am Ende der Produktlebensdauer (End-of-Life). Um eine Vergleichbarkeit der CCU- und der konventionellen Produktionssysteme zu erreichen, wird davon ausgegangen, dass in ersteren CO₂-Abscheidetechnologien eingesetzt werden, um das CO₂ ebenfalls zu fassen und damit den gleichen Nutzen wie CCU-Produkttrouten zu erfüllen. Für die THG-Bewertung wird der für die Abscheidung notwendige Energiebedarf bzw. die daraus resultierenden Treibhausgasemissionen zu den "cradle-to-gate" THG-Emissionen der SoA-Produktion addiert (siehe Figure A 8).

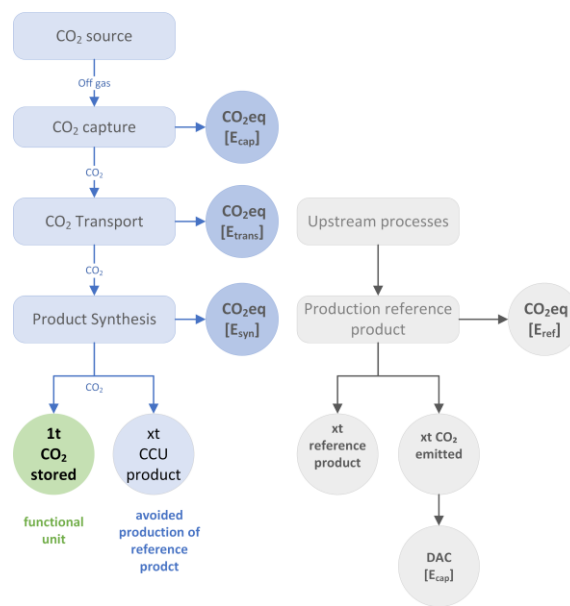
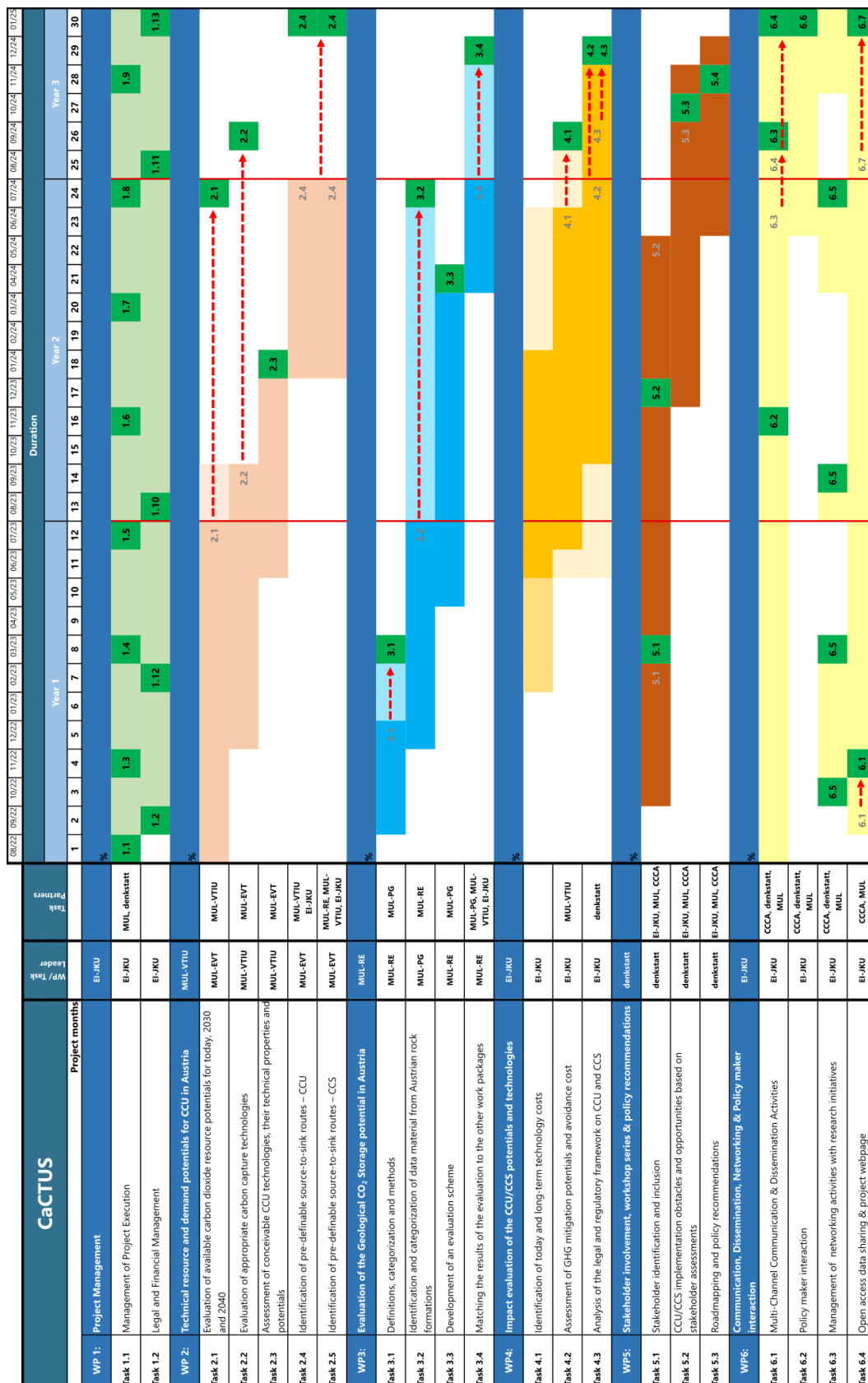


Abbildung 13: Schaffung von Nutzengleichheit und Lösung der Multifunktionalität für CCUS-Routen – FU: 1 t Produkt erzeugt (Quelle: Energieinstitut an der JKU Linz)

7 Arbeits- und Zeitplan



8 Publikationen und Disseminierungsaktivitäten

Die folgenden Zeitschriftenartikel und Veröffentlichungen sind ein direktes Ergebnis der Projektaktivitäten:

- Hochmeister, S., Kühberger, L., Kulich, J. et al. Carbon Management für ein klimaneutrales Österreich. *Elektrotech. Inftech.* 141, 299–306 (2024). <https://doi.org/10.1007/s00502-024-01235-8>
- Hochmeister, S., Kühberger, L., Kulich, J., Ott, H., & Kienberger, T. (2024). A methodology for the determination of future Carbon Management Strategies: A case study of Austria. *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management*, 41, 108–124. <https://doi.org/10.54337/ijsepm.8280>
- Veseli, A. (2024). [Die Evolution der Emissionsdefinition im EU-Emissionshandelssystem](#), *Recht der Umwelt – Umwelt & Technik (RdU-UT)* 2024/14.
- Wolf-Zoellner, P., Böhm, H., Veseli, A. et al. CaCTUS – Carbon Capture & Transformation, Utilization and Storage. *Berg Huettenmaenn Monatsh* (2025). <https://doi.org/10.1007/s00501-025-01571-y>
- Hochmeister, S., Wallner, S., Steinegger, J., Kienberger, T. (2025). Development of an Optimal Power Flow model for the design of CO2 networks. *Optimization and Engineering. Under review.*

Darüber hinaus wurden wie geplant zwei CCCA-Policy Briefs zu den Themen „Einordnung der rechtlichen Rahmenbedingungen und Perspektive der emissionsintensiven Industrie“ und „Potenziale, Technologien und Folgenabschätzung“ erstellt, die über die Websites des CCCA und des CaCTUS-Projekts (<https://project-cactus.at/ergebnisse/>) veröffentlicht wurden.

Zusätzlich waren die Projektaktivitäten Teil der folgenden Doktor- und Masterarbeiten, die von einzelnen Projektmitgliedern während der Projektlaufzeit ausgearbeitet wurden:

Doktorarbeiten:

- Rodin, Valerie (2024): *"Impact assessment of a novel carbon utilization technology in the context of industrial symbiosis and circular economy."* <https://permalink.obvsg.at/ULI/AC17090551>
- Veseli, Argjenta (in progress): "CO2-Abscheidung und -Nutzung sowie -Speicherung."
- Hochmeister, Susanne (in progress): Die Ergebnisse zu den CCU- und CCS-Potenzialen in Verbindung mit den infrastrukturellen Anforderungen sollen in eine kumulative Doktorarbeit mit dem Titel *"The Role of Carbon Capture, Utilization, and Storage in the Transition to Climate Neutrality: An*

Assessment of Austria's CO₂ Sources, Sinks, and Infrastructure Requirements until 2050“ einfließen.

Masterarbeiten:

- Knaak, Alexander (2024): "Assessment of conceivable CCU technologies for Austria." <https://doi.org/10.34901/mul.pub.2024.162>
- Langitz, Helena (2025): „Evaluation of appropriate carbon capture technologies, their costs and possible future development for Austria until 2040.“

Nachfolgende Tabelle listet die im Rahmen des Projekts durchgeführten Disseminationsaktivitäten:

Title	WPs	Date	Type	Journal/ Conference/ Event	Location (if relevant)	Involved partner	Lang.	Link	Target audience ^a
Austrian Carbon Capture Forum (1)	WP 6	15.09.22	Presentation	Carbon Capture Forum	AT (online)	MUL-VTIU, MUL-EVT, CCCA	German	https://tinyurl.com/3sda5xcz	SC / PM / IN
Austrian Carbon Capture Forum (2)	WP 6	15.12.22	Participation	Carbon Capture Forum	AT (online)	MUL-VTIU, EI-JKU, CCCA	German	https://ccca.ac.at/dialogformat/e/carbon-capture-forum	SC / PM / IN
CO2 Storage in Deep Geological Formations Options from the Austrian Perspective	WP 3	19.01.23	Presentation + participation	7th Central European Biomass Conference	AT (Graz)	MUL-RE	English	https://www.cebc.at/7_mittel_europaeische_biomassekonferenz_cebc_2023	SC / PM / IN
Climate Lab / CC Industry Circle Climate Lab	WP 6	01.02.23	Presentation + participation	Climate Lab	AT	MUL-VTIU (pres.), EI-JKU	German	https://climatelab.at/	SC / PM / IN / CS
1 st CaCTUS Stakeholder Workshop	WP 5	30.03.23	Workshop	Own workshop	AT	Denkstatt (organisator), all	German	https://project-cactus.at/news-veranstaltungen/	SC / PM / IN / FA
Austrian Climate Day 2023	WP 3	11.04.23-14.04.23	Presentation	Ö.Klimatag 2023	AT	MUL-RE	German	https://tinyurl.com/ykwxbiyp	SC / PM / IN / FA
IEA IETS Task XXI / Subtask 2 presentation	WP 2-4,6	10.05.23	Presentation, participation	Energy Future in Industry 2023 Conference	SE	EI-JKU	English	https://www.energyfuture2023.org/program/topics/#ca	SC / IN / FA / PM
Einladung: High-Level Roundtable CCS/CCU im BMF	WP 5 (2-4)	11.05.23	Workshop	Invitation by BMF	AT	MUL-RE, MUL-PG, MUL-VTIU	German	https://www.bmf.gv.at/presse/pressemeldungen/2023/mai/fid-co2.html	PM / IN
Austrian Carbon Capture Forum (3)	WP 6	16.06.23	Participation	Carbon Capture Forum	AT (online)	EI-JKU, CCCA	German	https://ccca.ac.at/dialogformat/e/carbon-capture-forum	SC / PM / IN
Kickoff Stakeholderdialog zur nationalen Carbon Management Strategie	WP 5	13.09.23	Participation	Ö. Stakeholderdialog zur CMS	AT	EI-JKU, MUL-RE, MUL-VTIU, CCCA	German	https://www.bmf.gv.at/presse/pressemeldungen/2023/september/carbon-management-strategie.html	SC / PM / IN
Austrian Carbon Capture Forum (6)	WP 6	15.09.23	Participation	Carbon Capture Forum	AT (online)	EI-JKU, MUL-RE, CCCA	German	https://ccca.ac.at/dialogformat/e/carbon-capture-forum	SC / PM / IN

Evaluation of Austria's Carbon dioxide point sources: Today, 2030, 2040 and 2050	WP 2	24.09.23-29.09.23	presentation	SDEWES 2023	CR	MUL-EVT	English		SC
CCU	WP 2,6	27.09.23	Presentation	Eureca-Pro Conference	GR	MUL-VTiU	English		SC
CaCTUS – Poster Keynote	WP 2,5	14.11.23	Poster	1. Circular Carbon Summit	AT	EI-JKU, MUL-EVT, MUL-VTiU	German	https://biobase.at/veranstaltungen/1-circular-carbon-economy-forum/	SC / PM / IN
Chance und Herausforderungen von CCU	WP 2,6	15.11.23	Presentation	Circular Carbon Summit	AT	MUL-VTiU			SC / PM / IN / CS
e-Fuels	WP 2,6	16.11.23	Presentation	Logistik Tagung der öst. Logistik Vereinigung	AT	MUL-VTiU			SC / PM / IN / CS
Sustainable Aviation Fuels	WP 2,6	17.11.23	Presentation	EcoMobility Conference	AT	MUL-VTiU			SC / PM / IN / CS
Evaluation of Austria's CCU and CCS demands: a journey from today to 2050	WP 2	23.11.23-24.11.23	Presentation	ÖGEW / DGMK Herbstveranstaltung 2023	AT	MUL EVT	German / English	https://www.wko.at/site/oegew/veranstaltungen/oegew-herbstveranstaltung-2023.html	SC / PM / IN
CO2-Abscheidung und -Nutzung sowie -Speicherung – Drehen wir uns (schon) im Kreis?	WP 4	29.01.24	Presentation	Energierrechtstagung 2024	AT	EI-JKU	German		SC / PM / IN
Carbon Management für ein klimaneutrales Österreich	WP 2	14.02.24-16.02.24	Presentation	EnInnov 2024	AT	MUL-EVT, MUL-RE	German		SC / PM / IN
Carbon Capture – Energie- und Kostenbedarf, TRL sowie künftige Entwicklungspotentiale am Beispiel Österreich	WP 2,6	25.03.24	Presentation	Jahrestreffen 2024 der DECHEMA-Fachgruppen AuW und Gasreinigung	DE	MUL-VTiU	German		SC
Presentations of the project objectives and main findings	WP 6	02.04.24-04.04.24	Poster presentation	Ö.Klimatag 2024	AT	EI-JKU	German	https://ccca.ac.at/dialogformat/oesterreichischer-klimatag/klimatag-2024	SC / PM / IN / FA
Presentation on WP4 findings	WP 4	10.04.24-11.04.24	Presentation	ISEC 2024	AT	EI-JKU	English	https://www.aee-intec-events.at/images/aeeintec-events/events/ISEC_2024/ISEC_program.pdf	SC / FA
Input „Carbon Managment Strategie“ CCS scope	WP 6	02.05.24	Presentation / discussion		AT	MUL-RE	German	https://www.bmf.gv.at/themen/klimapolitik/carbon_management.html	PM, IN
Thema CCU	WP 2,6	03.05.24	Presentation	Food for Thoughts	AT	MUL-VTiU			SC / PM / IN / CS

e-fuels	WP 2,6	03.06.24	Presentation	TÜV Anlagenforum	AT	MUL-VTiU			SC / PM / IN / CS
CCUS	WP 2,6	13.06.24	Presentation	Andritz Tech Talks	AT	MUL-VTiU			IN
Presentations of the project objectives and main findings	WP 6	18.06.24-19.06.24	Poster	EGATEC 2024	DE	EI-JKU	English		SC / IN
A methodology for the determination of future Carbon Management Strategies: A case study of Austria	WP 2	19.06.24	Journal article	IJSEPM		MUL-EVT, MUL-RE	English	http://doi.org/10.54337/ijsep.m.8280	SC
Carbon Management für ein klimaneutrales Österreich	WP 2	22.07.24	Journal article	e+i Elektrotechnik und Informationstechnik		MUL-EVT, MUL-RE	German	https://doi.org/10.1007/s00502-024-01235-8	SC
Die Evolution der Emissionsdefinition im EU-EHS	WP 4	01.08.24	Journal Article	RdU-UT	AT	EI-JKU	German	https://rdb.manz.at/document/rdb.tso.Lirduut20240403	SC / PM / IN
CO2 transport via pipelines: Design of CO2 networks using an Optimal Power Flow (OPF) approach	WP 2	08.09.24-12.09.24	Presentation	SDEWES 2024	IT	MUL-EVT	English		SC
CCU	WP 2,6	27.09.24	Presentation	Eureca-Pro Conference	GR	MUL-VTiU	English		SC
Carbon Capture Technologies; Estimated CCS & CCU potentials in Austria 2030 and 2040	WP 2,3	09/24	2 CCCA Fact Sheets	CCCA			German		SC / PM / IN / CS
Development of an Optimal Power Flow Model for CO2 Network Design	WP 2	24.10.24-25.10.24	Presentation	NEFI Conference	AT	MUL-EVT	English		SC
CCU	WP 2,6	08.11.24	Presentation	CCUS Autumn School der MUL	AT	MUL-VTiU	English		SC / PM / IN / CS
2. Circular Carbon Summit	WP 2,6	15.11.24	Presentation + poster	Circular Carbon Summit	AT	MUL-VTiU (presentation), EI-JKU, MUL-EVT	German		SC / PM / IN / CS
e-Fuels	WP 2,6	16.11.24	Presentation	Logistik Tagung der österreichischen Logistik Vereinigung	AT	MUL-VTiU	German		SC / PM / IN / CS
Sustainable Aviation Fuels	WP 2,6	17.11.24	Presentation	EcoMobility Conference	AT	MUL-VTiU	German		SC / PM / IN / CS

Elevator Pitch – CaCTUS	WP 2-5	04.12.24	Presentation	Forum Economy 2024	AT	EI-JKU	German		SC / PM / IN / CS
Austrian Carbon Capture Forum (11)	WP 6	10.12.24	Presentation	Carbon Capture Forum	AT (online)	EI-JKU	German	https://biobase.at/veranstaltungen/carbon-capture-forum/	SC / PM / IN
Development of an Optimal Power Flow model for the design of CO ₂ networks	WP 2	22.01.25	Journal Article	Optimization and Engineering		MUL-EVT	English		SC
CaCTUS Policy briefs	WP 5 (+2-4)	02/24	2 Policy Briefs	CCCA		All	German		SC / PM / CS
CO ₂ -Transport in Pipelines	WP 2	26.02.25-28.02.25	Presentation	IEWT	AT	MUL-EVT	German		SC
CaCTUS - CCUS in Österreich	WP 2-5	07.03.25	Article	Berg Huettenmaenn Monatsh		All	German	https://doi.org/10.1007/s00501-025-01571-y	SC
NEFI Technology Talk: Carbon Capture Utilisation & Storage	WP 6	03.04.25	Presentation	NEFI Technology Talk	AT	EI-JKU	German		SC / PM / IN
^a SC = science, PM = policy makers, IN = industry, FA = funding agencies, CS = civil society									

ANNEX

WP 2 – Technische Ressourcen und Nachfragepotenziale für CCU in Österreich

Figure A 1 zeigt die ermittelten CO₂-Emissionen der wichtigsten Punktquellen Österreichs im Basisjahr räumlich aufgelöst.

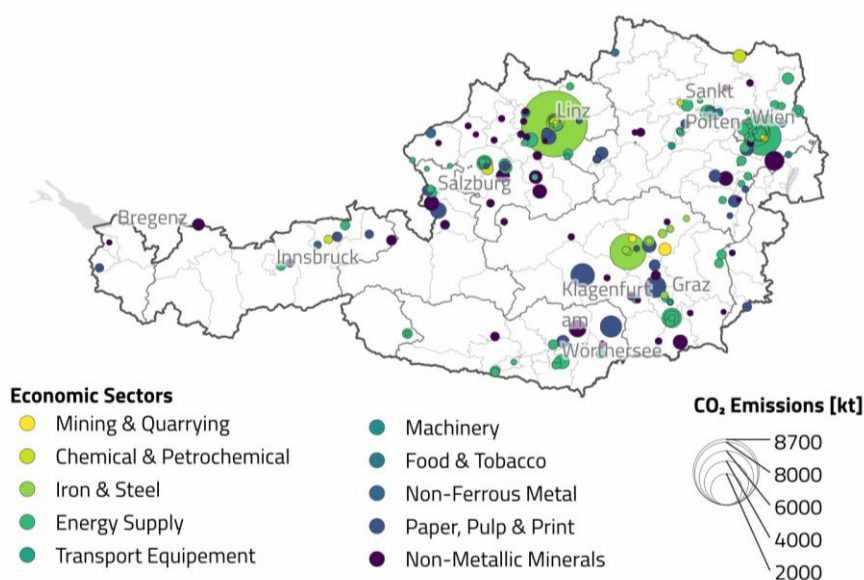


Figure A 1: Austria's annual CO₂ point sources in the base year

CO₂-Abscheidetechnologien wurden nach ihren zugrunde liegenden Trennprinzipien kategorisiert. Diese Klassifizierung zusammen mit dem berücksichtigten TRL ist in Figure A 2 und Figure A 3 dargestellt.

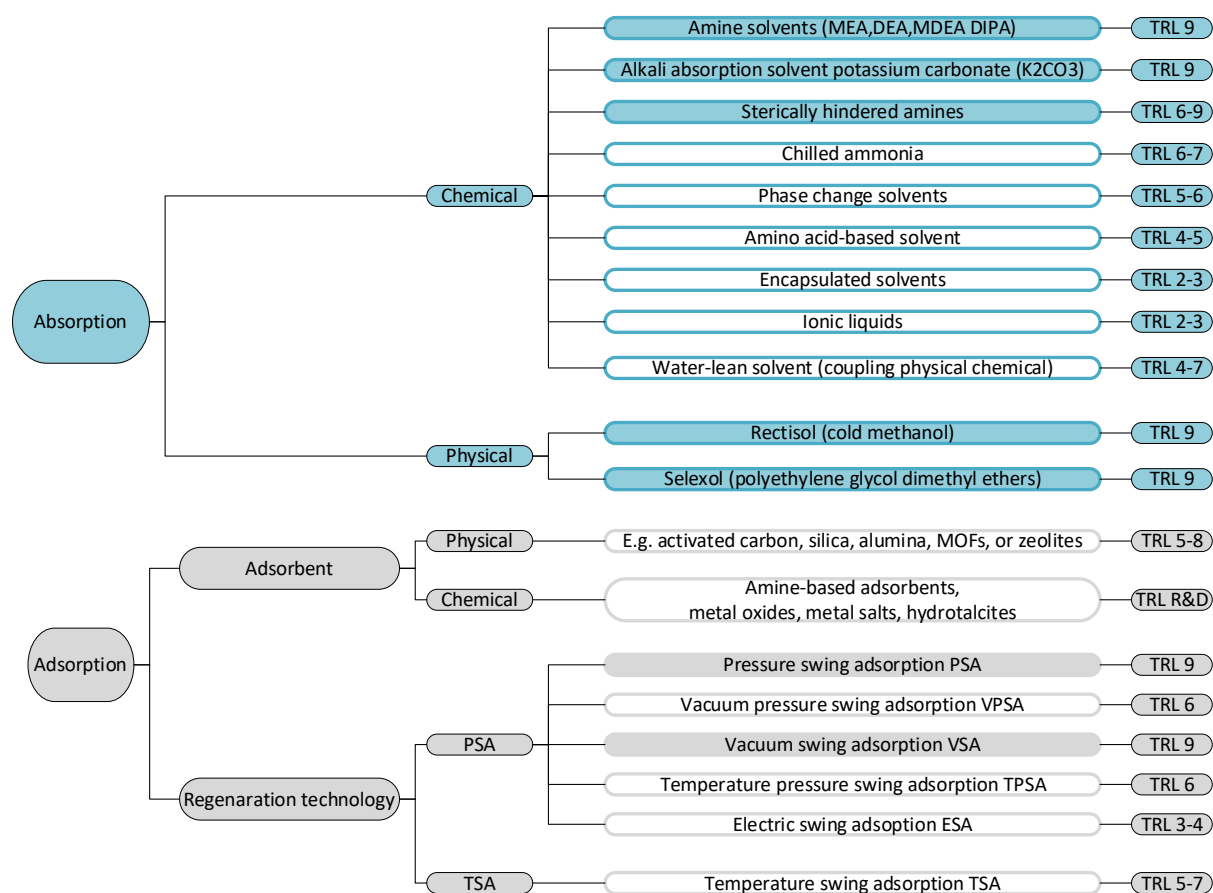


Figure A 2: Carbon Capture technologies Absorption and Adsorption incl. TRL

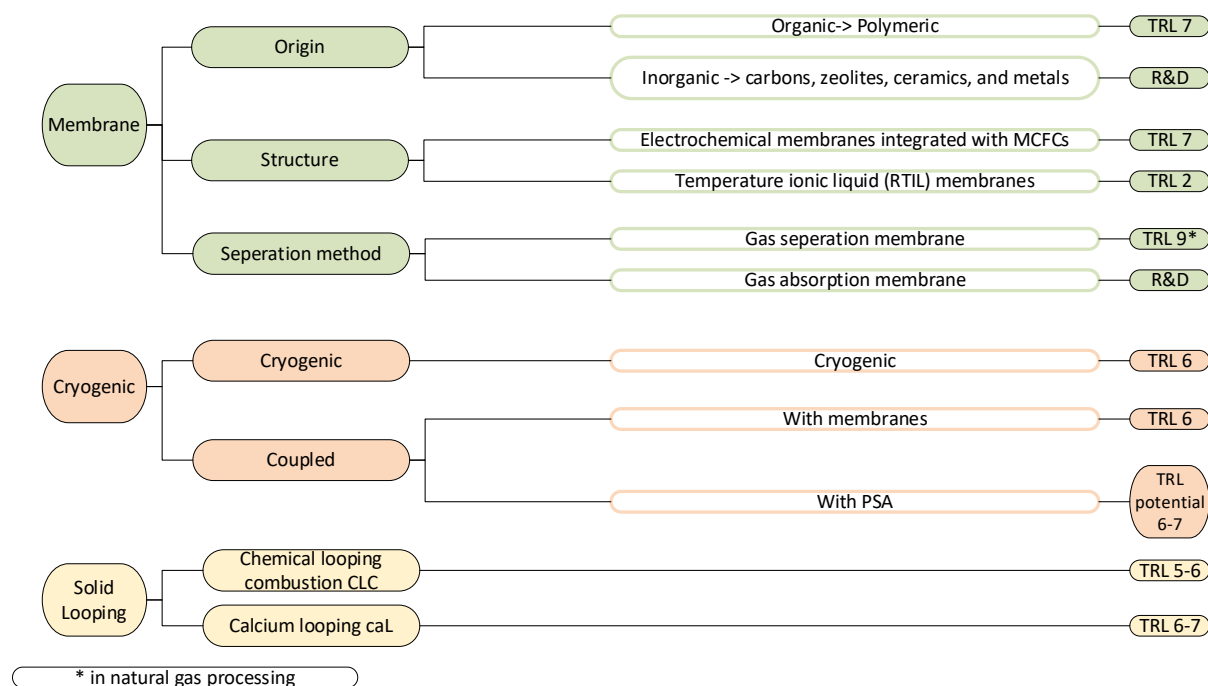


Figure A 3: Carbon Capture technologies Membrane, Cryogenic and Solid Looping incl. TRL

Das THG-Reduktionspotenzial denkbarer CCU-Pfade ist in Figure A 4 zusammen mit ihrer entsprechenden Eignung für die Klimaziele 2030/2040 (untere rechte Sektoren) dargestellt. Aufgrund potenzieller Re-Emissionen nach dem Produktlebenszyklus oder dem Umwandlungsprozess selbst, die Emissionen effektiv von Primär- auf

CCU-Prozesse verlagern, werden fossile oder geogene Quellen nicht als geeignete Rohstoffe für CCU-Anwendungen angesehen. Der Substitutionsansatz zeigt jedoch, dass alle untersuchten CCU-Technologien als Maßnahmen zur Treibhausgasreduktion dienen können, selbst für fossile oder geogene Quellen.

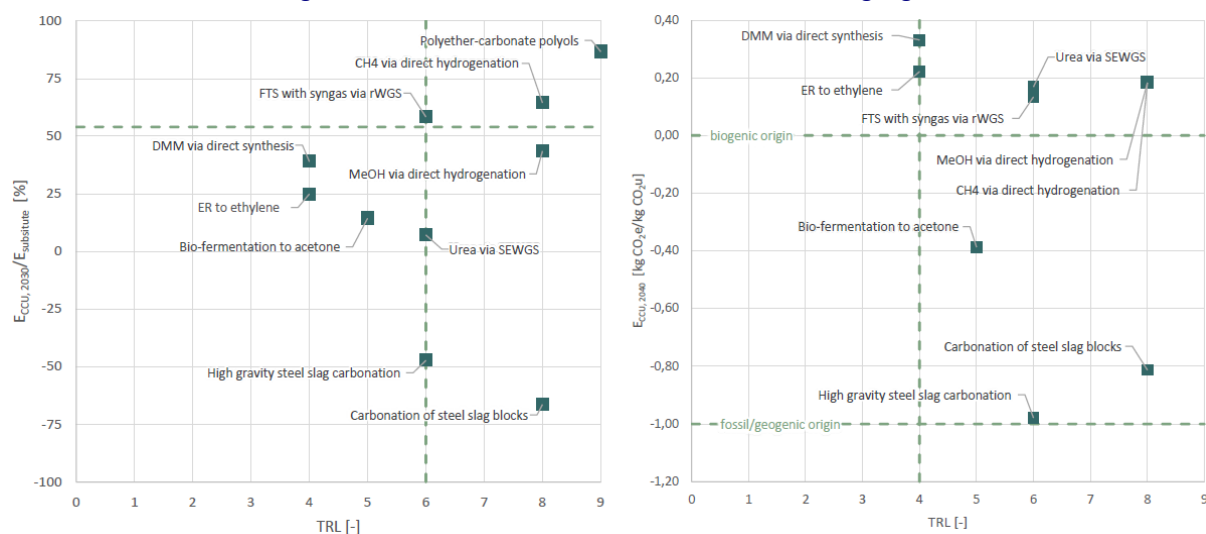


Figure A 4: Comparison of CCU technologies related to 2030 (left) and 2040 (right) climate target compatibility criteria

Figure A 5 zeigt den Energiebedarf der untersuchten CCU-Technologien. Die Ergebnisse zeigen, dass Produktionswege ohne hohen Bedarf an Wasserstoff als chemischem Einsatzstoff energetisch vorteilhaft sind (z. B. die beiden Karbonatisierungswege auf der linken Seite im Vergleich zur Umwandlung von CO₂ in CH₄ oder Methanol).

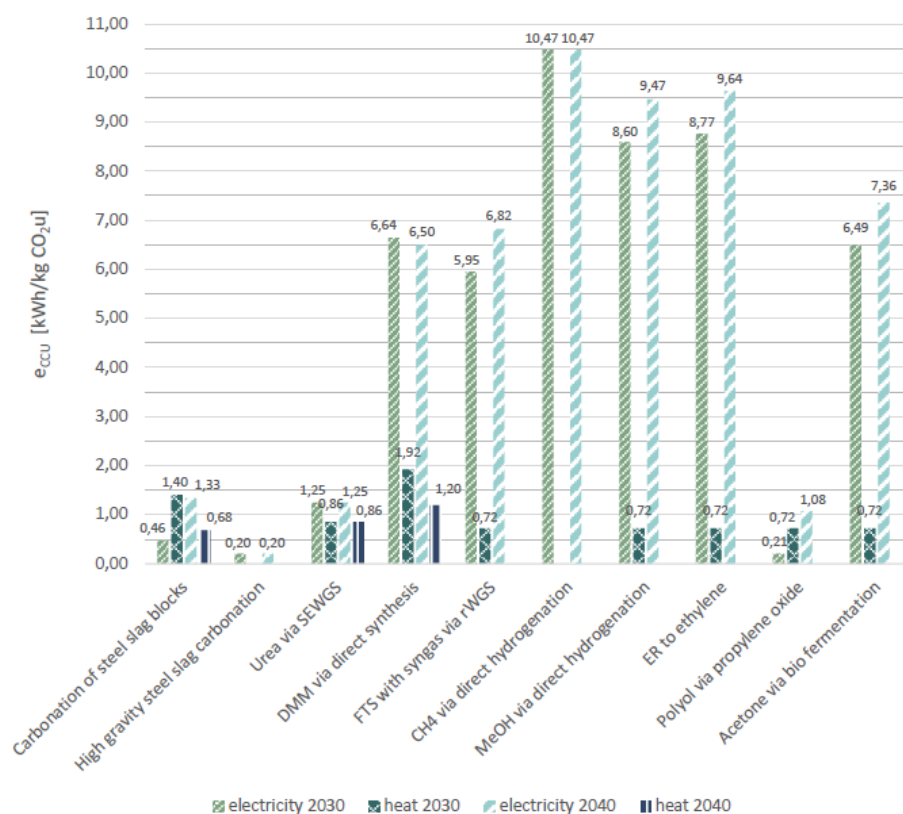


Figure A 5: Energy consumption of the investigated CCU technologies

WP 3 – Evaluation of the Geological CO₂ Storage potential (CCS) in Austria

Table A 1: CCS capacity in selected reservoirs in Austria

ID	Static storage capacity [Mt]	Injectivity [30 years operation]	Location		Remarks
			X_31287	Y_31287	
F025_R001	45.7	1.52	661920.72	497517.23	gasfield
F023_R001	32.6	1.34	650056.22	502071.2	oilfield, many abandoned boreholes
F018_R001	29.1	0.97	649391.06	501429.9	gasfield
F023_R002	22.3	0.96	650056.22	502071.2	oilfield, many abandoned boreholes
F008_R001	15	0.5	619056.39	497440.3	gas condensate field
F023_R006	14.9	0.5	650055.06	502072.27	oilfield, many abandoned boreholes
F029_R001	10.6	0.38	428702.31	463762.49	gasfield
F046_R001	9.1	0.34	393378.42	455130.2	currently or previously used for gas storage
F019_R001	7.6	0.33	649196.56	501354.68	oilfield
F012_R001	6	0.24	657531.66	536380.43	oilfield
F038_R001	5.3	0.21	396961.59	461163.36	gasfield
F049_R001	5.2	0.2	374453.91	451256.55	currently or previously used for gas storage
F016_R001	5.2	0.17	615496.12	503572.2	gasfield
F026_R004	5	0.09	417688.8	459247.68	currently or previously used for gas storage
F001_R003	4.6	0.15	638557.79	492054.6	gasfield

ID	Static storage capacity [Mt]	Injectivity [30 years operation]	Location		Remarks
			X_31287	Y_31287	
F044_R001	4.5	0.15	650034.02	500066.81	currently or previously used for gas storage
F022_R001	4.4	0.13	648659.51	501918.1	gasfield
F052_R001	4.3	0.14	632381.73	543843.95	gasfield
F001_R001	4	0.15	637972.71	491781.81	oilfield
F037_R001	3.1	0.11	391565.99	461591.11	gasfield
F031_R001	2.9	0.09	439022.32	457792.79	gasfield
F044_R002	2.9	0.1	649413.93	500292.03	currently or previously used for gas storage
F043_R001	2.8	0.1	384287.12	464252.83	currently or previously used for gas storage
F026_R002	2.8	0.1	419155.42	458313.06	gasfield
F030_R001	2.7	0.12	457427.02	458011.9	oilfield
F047_R001	2.6	0.09	401766.35	451977.13	currently or previously used for gas storage
F052_R001	2.5	0.11	656933.4	510200.91	gasfield
F017_R001	2.3	0.09	651943.87	528446.05	oilfield
F011_R001	2.2	0.07	633511.1	462379.07	gasfield
F028_R001	2	0.07	424686.03	466774.03	gasfield
F101_R001	4.6		503539.33	365823.94	unminable coal seam, Fohnsdorf coal, Theoretical capacity from (Safaei-Farouji et al., 2024)

WP 4 – Impact evaluation of the CCU/CCS potentials and technologies

Die für die Bewertung der CCUS-Kosten herangezogenen techno-ökonomischen Parameter sind in Table A 2 zusammengefasst, einschließlich des Energiebedarfs und der Kosten für die fossilen Referenzprodukte.

Table A 2: Techno-economic parameters applied for assessment of CCUS routes

Process step		Input	Value	Unit	Source
Capture	Chemical absorption ^a	Electricity demand	144	kWh/tCO ₂	Knaak (2024) ^b
		Heat demand	722	kWh/tCO ₂	Knaak (2024) ^b
	Membrane separation	Electricity demand	265	kWh/tCO ₂	Farghali (2022) ^c Knaak (2024) ^b
Transport	Pipeline transport (dense onshore)	Electricity demand (conditioning)	95	kWh/tCO ₂	Calculations acc. to Oeuvray (2024) ^d
		Transport cost	var.	€/tCO ₂	
	Pipeline transport (gas onshore)	Electricity demand (conditioning)	68,8	kWh/tCO ₂	Calculations acc. to Oeuvray (2024) ^d
		Transport cost	var.	€/tCO ₂	
	Truck transport (dedicated)	Electricity demand (conditioning)	94,6	kWh/tCO ₂	Calculations acc. to Oeuvray (2024) ^d
		Transport cost	var.	€/tCO ₂	
Product synthesis	Urea production	H ₂ demand	4632,4	kg/tCO ₂	Ausfelder et al (2024) ^e
		Electricity demand	1342,6	kWh/tCO ₂	
		Natural gas demand (fossil reference)	5050,8	kWh/t prod.	
		Electricity demand (fossil reference)	1178,0	kWh/t prod.	

	Methanol synthesis	H ₂ demand	4199,6	kWh/tCO ₂	
		Electricity demand	1000	kWh/tCO ₂	
		Natural gas demand (fossil reference)	10805,6	kWh/t prod.	
		Electricity demand (fossil reference)	166,7	kWh/t prod.	
	Methanol-to-Olefins	H ₂ demand (incl. methanol)	4199,6	kWh/tCO ₂	
		Electricity demand (incl. methanol)	4583,3	kWh/tCO ₂	
		Naphtha demand (fossil reference)	11805,6	kWh/t prod.	
		Electricity demand (fossil reference)	166,7	kWh/t prod.	
	Methanation	H ₂ demand	6107,1	kWh/tCO ₂	
		Electricity demand	546,7	kWh/tCO ₂	
	Fischer-Tropsch Synth. (e-kerosene)	Electricity demand incl. HT electrolysis	6462,0	kWh/tCO ₂	
Capture costs (used for EoL emissions)	Chemistry sector	Capture cost	40	€/tCO ₂	MUL (CaCTUS)
	Cement sector		75	€/tCO ₂	
	Combustion		90	€/tCO ₂	
	Direct Air Capture		275	€/tCO ₂	
Energy costs	Heat	Expected long-term costs	0,055	€/kWh	assumption
	Electricity	Expected long-term costs	0,065	€/kWh	assumption
	Hydrogen	Expected long-term costs	0,1	€/kWh	assumption
	Other	General costs applied for non-specified energy demands	0,06	€/kWh	assumption
	Natural Gas	Reference costs	0,035	€/kWh	Trading economics (2024)
	Diesel / Benzin / Naphtha	Reference costs	0,05	€/kWh	

^a correction factor applied in dependence on CO₂ concentration c in flue gas to align with cost differences found acc. to fact sheet: $f(c) = -0.4 * \ln c + 0.7$

^b Knaak (2024), "Assessment of conceivable CCU technologies for Austria", Master's thesis, DOI: 10.34901/mul.pub.2024.162

^c Farghali, et al. (2022), „Integration of biogas systems into a carbon zero and hydrogen economy: a review“, Environmental Chemistry Letters, DOI: 10.1007/s10311-022-01468-z

^d Oeuvray, et al. (2024), „Multi-criteria assessment of inland and offshore carbon dioxide transport options“, Journal of Cleaner Production, DOI: 10.1016/j.jclepro.2024.140781

^e Ausfelder, et al. (2024), "Umweltauswirkungen der stofflichen Nutzung von CO₂: Analyse des Standes der Technik, Ausblick für die Zukunft", Umweltbundesamt / DECHEMA

^f <https://tradingeconomics.com/commodities>

Die Kosten für die Abscheidung, den Transport und die Speicherung von CO₂-Emissionen in konventionellen Produktionswegen, die zum Vergleich mit CCU-Wegen herangezogen werden, sind in Table A 3 aufgeführt.

Table A 3: Cost parameters for CCS in conventional production routes

Product	Capture costs in €/tCO ₂		Transport costs in €/tCO ₂	Storage costs in €/tCO ₂
	Production	End-of-Life		
Urea	40 (chemistry sector)	90 (combustion)	45	15
Methanol	44	275		

Product	Capture costs in €/t _{CO₂}		Transport costs in €/t _{CO₂}	Storage costs in €/t _{CO₂}
	Production	End-of-Life		
	(chemistry sector)	(direct air capture)		
Olefines	40 (chemistry sector)	90 (combustion)		
Methane	275 (chemistry sector)	90 (industry average)		
E-fuels (kerosine)	275 (chemistry sector)	275 (direct air capture)		

Die THG-Emissionen für die untersuchten Szenarien berücksichtigen unterschiedliche CO₂-Intensitäten der Energieeinsätze auf der Grundlage der verfügbaren Szenarien des Umweltbundesamtes (UBA) – „WEM“, „WAM“ und „Transition“ – wie in Table A 4 für den Strommix und den Gasmix (für die Wärmeversorgung) dargestellt. Figure A 6 und Figure A 7 zeigen die daraus resultierenden THG-Fußabdrücke.

Table A 4: Electricity and gas mixes applied for GHG assessment according to UBA scenarios

		Progressive (Transition)			Moderate (WAM)			BAU (WEM)		
		2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050
Electricity mix	Fossil	6%	0%	0%	7%	4%	3%	9%	8%	8%
	Hydro power	47%	38%	37%	48%	43%	41%	52%	50%	48%
	Biomass (incl. Biomethane)	6%	5%	5%	6%	5%	5%	6%	6%	6%
	Geothermal power	0%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	Photovoltaics	21%	33%	33%	20%	26%	29%	15%	16%	17%
	Wind power	21%	23%	23%	20%	21%	22%	19%	20%	21%
	Hydrogen	0%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Gas mix (for thermal energy supply)	Hydrogen	38%	68%	63%	52%	40%	43%	-	-	-
	Biomethan	62%	32%	37%	48%	60%	57%	-	-	-

Based on Thomas Krutzler, Raphael Wasserbauer, und Ilse Schindler, „Energie- und Treibhausgasszenarien 2023 - WEM, WAM und Transition mit Zeitreihen von 2020 bis 2050“

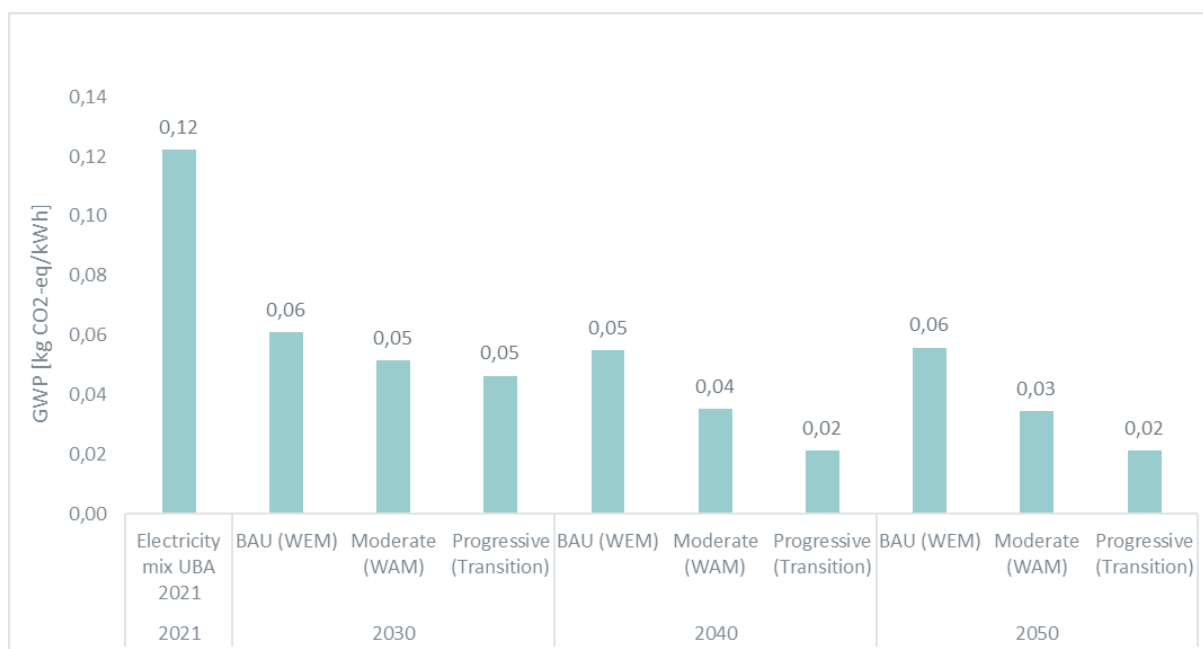


Figure A 6: GHG footprint of the future Austrian electricity mix

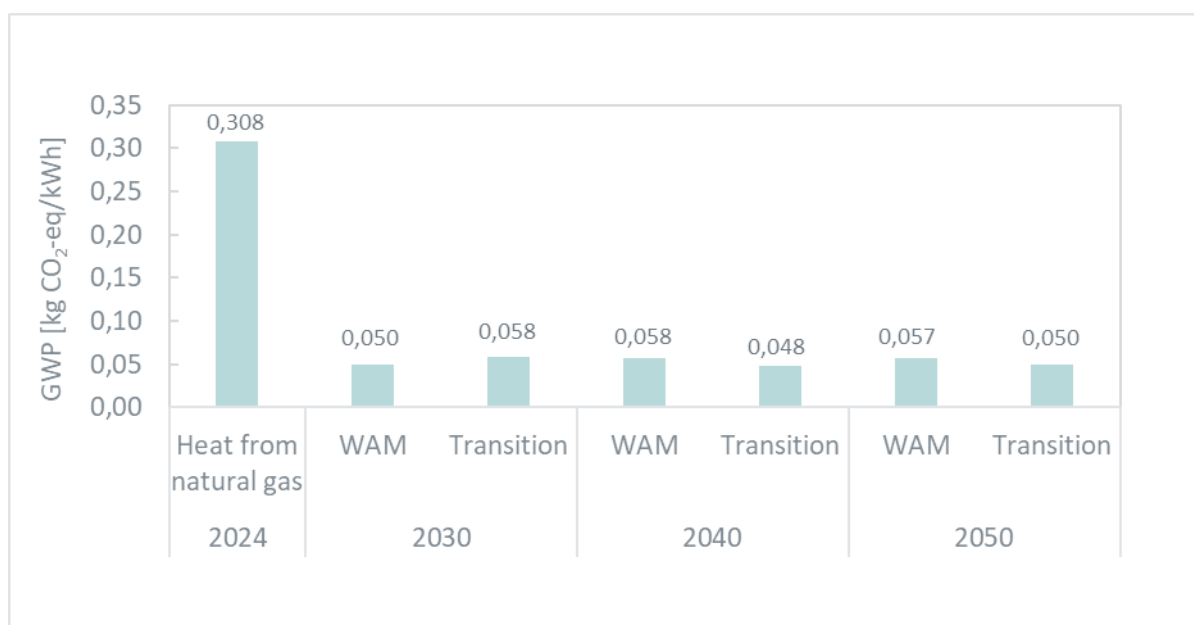


Figure A 7: GHG footprint of the future Austrian renewable gas mix for industry applications

Die für die THG-Bewertungen verwendete grundlegende Lebenszyklusbilanz (LCI) ist in Table A 5 aufgeführt. Die entsprechenden Daten zum Energiebedarf wurden auch für die wirtschaftliche Bewertung herangezogen.

Table A 5: Life Cycle Inventory (foreground data) applied for GHG assessment of CCUS routes

Process step		Input	Value ^a	Unit	Source
Capture	Chemical absorption	Electricity demand	167-250	kWh/tCO ₂	MUL (CaCTUS)
		Heat demand	833-1250	kWh/tCO ₂	MUL (CaCTUS)
	Membrane separation	Electricity demand	139-278	kWh/tCO ₂	MUL (CaCTUS)
Transport	Pipeline transport	Electricity demand for conditioning ^b	90-120	kWh/tCO ₂	Jackson and Brodal (2018) ^d

	Truck transport	Electricity demand for conditioning	108	kWh/tCO ₂	Myers et al (2024) ^e
		Electricity demand for reconditioning	28	kWh/tCO ₂	Myers et al (2024) ^e
		avg. amount of CO ₂ transported	18	t	FFE (2024) ^f
		GHG emission factor	62-72	g/tkm	Heinfellner et al (2022) ^g
Product synthesis	Urea production	H ₂ demand	139	kg/tCO ₂	Ausfelder et al (2024) ^h
		Electricity demand for H ₂ production ^c	6956-8347	kWh/tCO ₂	
		Electricity demand for synthesis	1343	kWh/tCO ₂	
	Methanol synthesis	H ₂ input MeOH synthesis	126-140	kg/tCO ₂	
		Electricity demand for H ₂ production ^c	6305-8400	kWh/tCO ₂	
		Electricity demand for synthesis	1000	kWh/tCO ₂	
	Methanol-to-Olefins	Methanol demand	2,28-2,57	t _{MeOH} /t _{olefin}	
		Electricity demand for synthesis	2389	kWh/tCO ₂	
	Methanation	H ₂ demand	183	kg/tCO ₂	
		Electricity demand for H ₂ production ^c	9170-11004	kWh/tCO ₂	
		Electricity demand for methanation	547	kWh/tCO ₂	
	Fischer-Tropsch Synth. (e-kerosene)	Electricity demand incl. HT electrolysis	6462	kWh/tCO ₂	
Other	Direct Air Capture	Electricity demand	2.000	kWh/tCO ₂	IEA (2023) ⁱ
		heat demand	639	kWh/tCO ₂	IEA (2023) ⁱ

^a where applicable literature-based min. and max values are applied

^b pipeline transport at 15 °C and 150 bar

^c electricity demand H₂ production: lower bound 50 kWh/kg_{H2}, upper bound 60kWh/kg_{H2}

^d Jackson und Brodal, „A comparison of the energy consumption for CO₂ compression process alternatives“.

^e Myers, Li, und Markham, „The Cost of CO₂ Transport by Truck and Rail in the United States“.

^f FFE, „Beitragsreihe Carbon Management: Wie kann CO₂ transportiert werden?“

^g Heinfellner u. a., „Pathways to a Zero Carbon Transport Sector“.

^h Ausfelder u. a., „Umweltauswirkungen der stofflichen Nutzung von CO₂ - Analyse des Standes der Technik, Ausblick für die Zukunft“.

ⁱ IEA, „Direct Air Capture“.

Figure A 8 zeigt die aus Produktsicht bewerteten THG-Fußabdrücke (kg CO₂eq pro Tonne erzeugtem Produkt) für den CCU-Pfad (grün) im Vergleich zur konventionellen (fossilen) Produktion mit CCS, einschließlich Produktemissionen (grau), CO₂-Transport (blau) und emissionsbezogenen Emissionen für die Produktion (dunkelgelb) und Emissionen am Ende des Lebenszyklus (hellgelb).

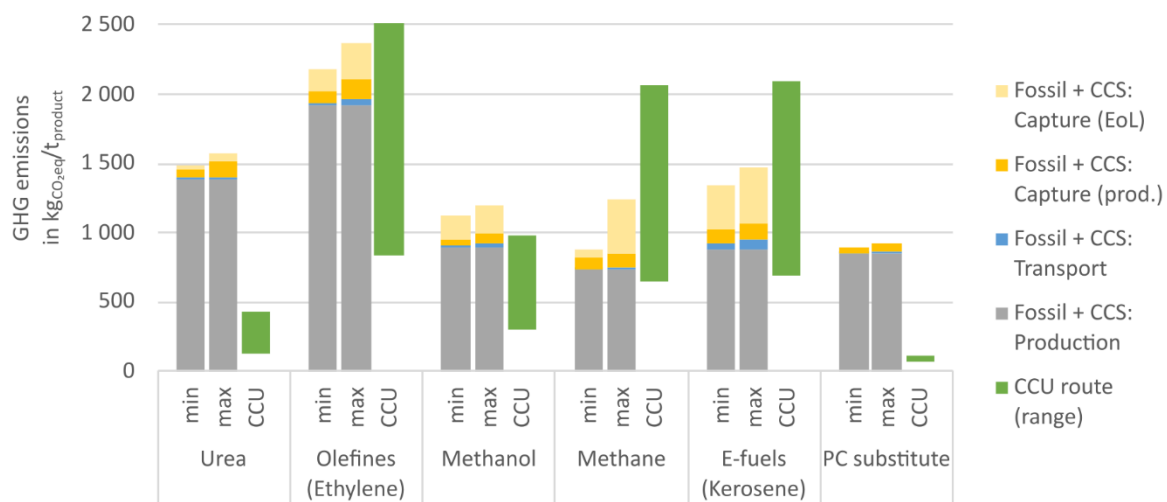


Figure A 8: Minimum and maximum GHG emissions afflicted with CCUS routes per ton of chemical product generated

Diese Projektbeschreibung wurde von der Fördernehmerin/dem Fördernehmer erstellt. Für die Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität der Inhalte sowie die barrierefreie Gestaltung der Projektbeschreibung, übernimmt der Klima- und Energiefonds keine Haftung.

Die Fördernehmerin/der Fördernehmer erklärt mit Übermittlung der Projektbeschreibung ausdrücklich über die Rechte am bereitgestellten Bildmaterial frei zu verfügen und dem Klima- und Energiefonds das unentgeltliche, nicht exklusive, zeitlich und örtlich unbeschränkte sowie unwiderrufliche Recht einräumen zu können, das Bildmaterial auf jede bekannte und zukünftig bekanntwerdende Verwertungsart zu nutzen. Für den Fall einer Inanspruchnahme des Klima- und Energiefonds durch Dritte, die die Rechteinhaberschaft am Bildmaterial behaupten, verpflichtet sich die Fördernehmerin/der Fördernehmer den Klima- und Energiefonds vollumfänglich schad- und klaglos zu halten.