

Reduktion von CO₂-Emissionen

Hintergrund

Status Quo: Technik, Kosten und Herausforderungen

Wilfried Lyhs

29.03.2022

Inhaltsverzeichnis

Einleitung	4
Vermeiden von CO ₂ -Emissionen	4
CC-Verfahren und deren Kostenentwicklung.....	5
Oxy-Fuel-Verbrennung	5
Pre-Combustion	6
Post-Combustion.....	6
Kostensituation	7
Kosten der CO ₂ -Reduktion bei Kraftwerken.....	8
Weltweit aktive Projekte mit CCS.....	9
Transport von CO ₂	9
Endlagerung von CO ₂	10
Neue Geschäftsmodelle im Zusammenhang mit CCUS	13
Zusammenfassung	14
Literaturverzeichnis	15

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Kosten pro abgeschiedener Tonne CO ₂ im industriellen Abgas als Funktion des CO ₂ -Partialdrucks	7
Abbildung 2: Differenz zwischen abgefangenem und vermiedenem CO ₂ bei einem Kraftwerk mit CCS.....	8
Abbildung 3: Kostenblöcke für den kompletten Prozess von Abfangen bis Überwachen des verpressten CO ₂ ; Quelle: angelehnt an Massey (2021)	12

Einleitung

Für das Abfangen von CO₂ aus Prozess- und Abgasen von Industrie- und Energieerzeugungsanlagen (sog. CO₂-Punktquellen) oder aus der atmosphärischen Luft (DAC Direct Air Capture) gibt es mehrere Gründe. Einerseits muss die Zunahme von klimaaktiven Gasen (GHG Green House Gases) wie CO₂ in der Atmosphäre verringert werden, um die globale Erwärmung zu stoppen oder zumindest zu verlangsamen. Andererseits ist das Auffangen von CO₂ aber auch deshalb interessant, weil CO₂ zunehmend als potenzieller Wertstoff mit interessantem „Anwendungsprofil und Wertschöpfungspotenzial“¹ betrachtet wird. Neben der bereits langjährig durchgeführten Nutzung von CO₂ bei der Produktion von z.B. Harnstoff, Methanol oder zyklischen Carbonaten rückt die Produktion von synthetischen Kraftstoffen (eFuels) in Verbindung mit der Produktion von Wasserstoff zunehmend in den Fokus. CO₂ wurde zudem schon vor der Entdeckung seiner Klimaschädlichkeit dazu benutzt, das Ausbringen von Öl oder Gas aus Lagerstätten zu verbessern.

Das Abfangen von CO₂ aus Gasen, insbesondere aus Abgasen und Luft, der Transport des abgefangenen CO₂ bis zu seiner Nutzung (CCU: Carbon Capture and Usage) oder seiner Ablagerung (Sequestrierung, CCS: Carbon Capture and Storage) sind Elemente der Prozesskette CCUS, die in diesem Dokument beschrieben werden. Während der Transport von CO₂ wegen seiner langen Praxis in der Öl- und Gasgewinnung als ausgereift bezeichnet werden kann, sind die Verfahren zur Abscheidung von CO₂ im Zustand „early adoption“ und harren ihrer technischen und betriebswirtschaftlichen Optimierung.

Vermeiden von CO₂-Emissionen

Grundsätzlich können drei Prozessfamilien bei der Reduktion von CO₂ aus Abgasen unterschieden werden:

1. *Oxy-Fuel*: Das Verfahren, bei dem anstelle von Luft reiner Sauerstoff der Verbrennung zugeführt wird, dient als Basis für Produktionsprozesse, die eine Abscheidung des CO₂ zum Ziel

¹ Vgl. Markewitz, P. (2010)

haben. Durch das Fehlen von Stickstoff wird der CO₂-Anteil im Gas deutlich erhöht und die Kosten für das Abscheiden von CO₂ werden verringert.

2. *Pre-Combustion*: Abscheidung von Kohlenstoffanteilen aus dem Brenn- oder Synthesegas, Verwendung von wasserstoffreichen Brenngasen. In einer Zusammenstellung von in Planung oder Betrieb befindlichen CCS-Anlagen² wird Pre-Combustion bei $\frac{1}{5}$ der insgesamt über 300 Anlagen eingesetzt.
3. *Post-Combustion*: Nach der Verbrennung des Brennstoffes wird CO₂ aus dem Abgas entfernt. In einer Zusammenstellung von in Planung oder Betrieb befindlichen CCS-Anlagen des National Energy Techn. Lab² wird Post-Combustion bei mehr als $\frac{1}{3}$ der genannten Anlagen eingesetzt.

Direct Air Capture (DAC): Die Entfernung von CO₂ aus der Umgebungsluft kann als spezieller Fall von Post Combustion betrachtet werden, mit dem Unterschied, dass CO₂ hier in der Konzentration von 400 ppm vorliegt und diese bei den industriellen Abgasen etwa um den Faktor 100 höher ist.

CC-Verfahren und deren Kostenentwicklung

Oxy-Fuel-Verbrennung

Beim Oxy-Fuel-Verfahren wird anstelle von Luft Sauerstoff der Verbrennung zugeführt. Der Energieaufwand für die z.B. kryogene Produktion von Sauerstoff reduziert den Wirkungsgrad eines Kraftwerkes um etwa 7%.

Beim Verbrennen von Methan wird der CO₂-Anteil im Abgas von etwa 9% auf 33% erhöht, wodurch die Kosten für CCUS verringert werden.

Alternativ kann, etwa beim Verfahren Chemical Looping Combustion (CLC), der Sauerstoff für die Verbrennung dem Brenngas anders, nämlich durch ein doppeltes fluidisiertes Bett mit Metalloxiden als Transporteur des Sauerstoffs zugeführt werden.

² Eigene Auswertung der Daten aus NETL (2021) <http://netl.doe.gov>

Pre-Combustion

Beim Pre-Combustion-Verfahren wird der Brennstoff, so er noch nicht gasförmig ist, unter Zugabe von Sauerstoff in die Gasphase überführt. Im entstehenden Syngas wird mit Hilfe der Wassergas-Shift-Reaktion und durch Zugabe von Wasserdampf das Gleichgewicht im Gas auf die Seite von CO₂ und H₂ verschoben, sodass, wie schon bei Oxy-Fuel erwähnt, CO₂ einfacher und kostengünstiger aus dem Gas abgetrennt werden kann. Das Restgas mit im wesentlichen Wasserstoff wird verbrannt und erzeugt ein CO₂-freies Abgas.

Post-Combustion

Für das Abfangen von CO₂ aus dem Abgas haben sich verschiedene Verfahren etabliert. Hier seien nur die beiden prominentesten Verfahren genannt:

1. Beim TSA Temperature Swing Adsorber wird das Gas in der Adsorber-Phase über Kontaktflächen, die mit Aminen beschichtet sind, geleitet. CO₂ wird von den Aminen adsorbiert. In einer Regenerierungsphase wird der Adsorber aufgeheizt und gibt CO₂ wieder frei, das einfach abgefangen werden kann.
2. Beim Carbonate Looping oder High Temperature Aqueous Solution (HT Aq) wird das Abgas mit einer wässrigen Lösung von NaOH oder KOH in Kontakt gebracht, sodass sich die entsprechenden Carbonate bilden können. Im Causticiser wechselt die Carbonatgruppe von Natrium zu Calcium als Verbindungspartner und kann schließlich im Calciner durch Brennen des Kalks wieder abgelöst und aufgefangen werden.

Bei einer Beurteilung der Verfahren mit der Life-Cycle-Analysis-Methode (LCA)³ schneidet das TSA-Verfahren in allen Kategorien besser ab als HT Aq, da einerseits die notwendigen Prozesstemperaturen deutlich niedriger sind als bei HT Aq und daher der Energieeinsatz geringer ist und z.B. auch Flächen- und Metallbedarf für eine derartige Anlage verringert sind. Auch scheint HT-Aq wegen des geringeren Platzbedarfs leichter in Alteinlagen zu integrieren sein.

³ Vgl. Madhu, K. et al: supplementary databases of LCA

Nach Art der eingesetzten technischen Verfahren kann DAC als ein spezielles Post-Combustion-Verfahren verstanden werden, bei dem der geringe CO₂-Anteil in der Luft weiter verringert wird. Es ist leicht einzusehen, dass der Aufwand bei DAC wächst, da z.B. die Kontaktflächen für Luft mit dem Absorber oder Adsorber vergrößert werden müssen, um Wirkung zu erzielen (siehe Projekt ORCA auf Island mit TSA-Verfahren der Firma Climeworks).

Kostensituation

Die Kosten für die Entnahme von CO₂ variieren nicht nur in Abhängigkeit des gewählten Verfahrens, sondern auch durch das Einstellen besonderer Konditionierungen der Abgase und natürlich auch in Abhängigkeit von der CO₂-Konzentration im Abgas. Wie in Abbildung 1⁴ zu erkennen ist, kann verallgemeinert festgestellt werden, dass die Kosten der Verfahren zunehmen, wenn der Partialdruck des abzuscheidenden CO₂ abnimmt.

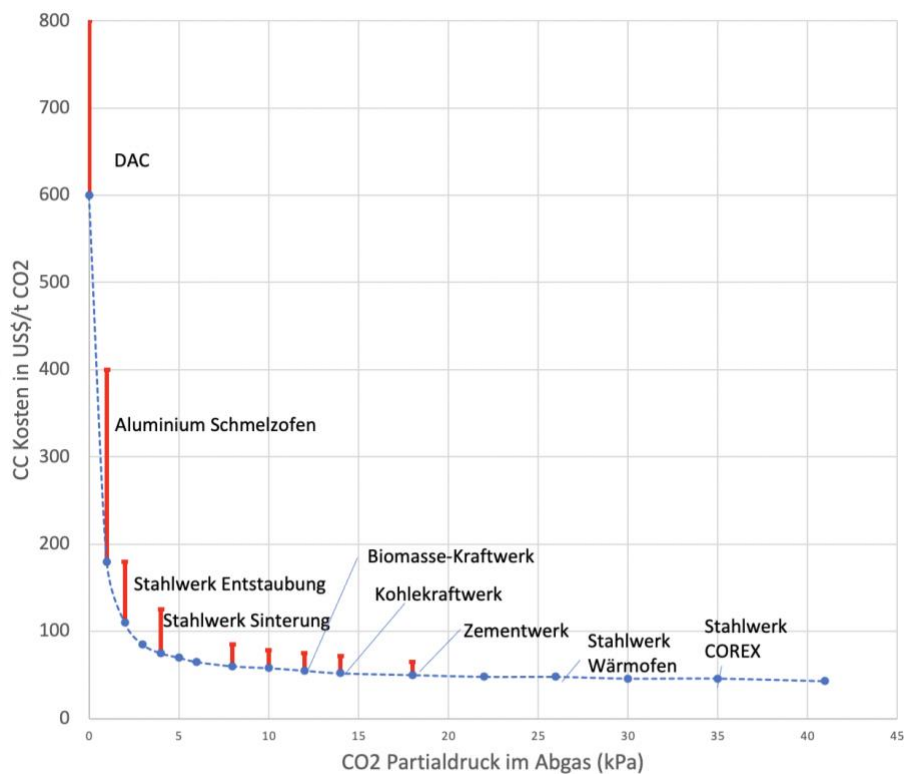


Abbildung 1: Kosten pro abgeschiedener Tonne CO₂ im industriellen Abgas als Funktion des CO₂-Partialdrucks

Für DAC betragen die Kosten derzeit noch etwa 600 - 800 \$/kg CO₂ während sie für höhere Konzentrationen wie z.B. Verbrennung von Methan mit Luft

⁴ Abbildung angelehnt an Massey, J. (2021)

bei 60 \$/t CO₂ und bei Verbrennung von Methan mit Sauerstoff schon unterhalb 50 \$/t CO₂ liegen würden.

Da die Entwicklung der Verfahren weitergeht, wird erwartet, dass die Kosten weiter fallen werden. Chinesische Autoren⁵ sehen die Kosten für Oxy-Fuel- und Post-Combustion-Verfahren im Jahr 2050 bei unter 20 €/t CO₂ und zur gleichen Zeit für Pre-Combustion-Verfahren sogar bei 15 €/t CO₂.

Optimisten⁶ sprechen von einem Zielwert für DAC, der ebenfalls bei Werten unter 100 €/t CO₂ liegt, und der in den nächsten 20 Jahren erzielt werden soll. Voraussetzung hierfür ist nicht nur eine deutliche Reduktion der Investkosten sondern auch des Strombedarfs und des Strompreises.

Kosten der CO₂-Reduktion bei Kraftwerken

Carbon Capture reduziert den Wirkungsgrad von Kraftwerken teilweise um 7-10%, da das Abfangen von CO₂ zusätzlicher Energie bedarf, die durch Einsatz von mehr Brennstoff, der nicht zur Stromerzeugung genutzt wird, erzeugt werden muss. 7% sind bei einem Wirkungsgrad von <40% bei z.B. Braunkohlekraftwerken so viel, dass mit CCS die Rentabilität in Frage gestellt werden würde, da die Gestehungskosten mit CCS deutlich (30-40% siehe Markewitz (2010), S.53) erhöht werden.

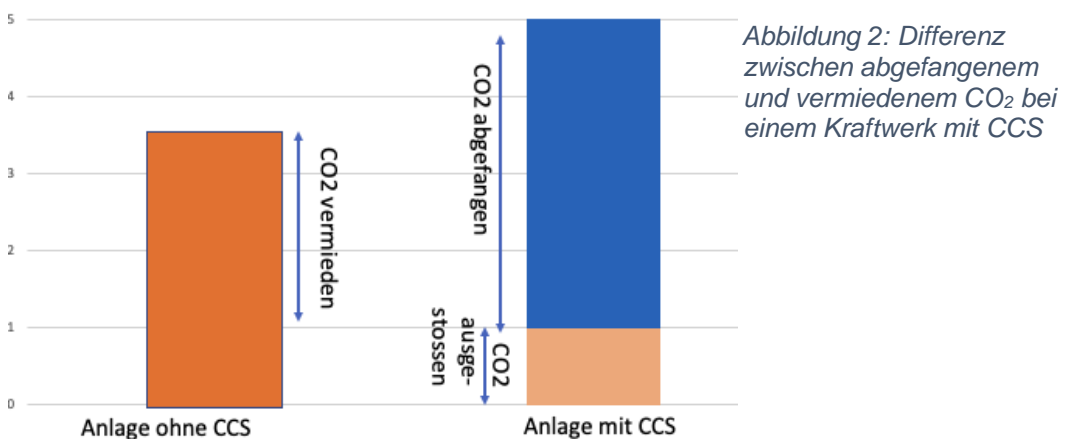


Abbildung 2⁷ verdeutlicht, dass ein Abscheidegrad von 80-90% bei CCS zwar hoch erscheint, dass aber der vermiedene Ausstoß von CO₂ durch CCS

⁵ Vgl. Qi Li (2021)

⁶ Hierzu gehören die drei großen Unternehmen im Bereich DAC: Carbon Engineering, Climeworks und Global Thermostat

⁷ Vgl. <https://www.greenfacts.org/en/co2-capture-storage/figtableboxes/figure-8.htm>

deutlich kleiner als die abgefangene Menge CO₂ ist, da wegen des verringerten Wirkungsgrades des Kraftwerks mit CCS mehr Brennstoff eingesetzt werden muss und daher die CO₂-Erzeugung grösser ist als ohne CCS.

Weltweit aktive Projekte mit CCS

Die derzeitig aktiven CCS-Projekte sind in mehreren Datenbanken⁸ dokumentiert. Die mit Abstand meisten CCS-Projekte gibt es in den USA (n=86), gefolgt von Australien (n=21), China (n=18), Kanada (n=16) und Norwegen (n=13). In Deutschland sind nur n=19 Projekte dokumentiert, was sicher teilweise der regierungsseitig ablehnenden Haltung gegenüber dieser Technologie geschuldet ist. Im Hinblick darauf, dass nach Schätzungen des IPCC in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts etwa 5-10 Gt CO₂/a aus der Atmosphäre entfernt werden müssten, um die Folgen und Kosten der Klimaänderungen zu begrenzen, ist diese Haltung nicht nachvollziehbar.

Gemäß des vom Global CCS Institute definierten CCS Readiness Index Index⁹ werden USA, Kanada und UK in die Gruppe der Länder mit der höchsten CCS-Bereitschaft eingestuft. Eine ebenfalls hohe Bereitschaft wird Australien, den Niederlanden und Norwegen zugesprochen, während sich Deutschland zusammen mit China in der Gruppe mit moderater Bereitschaft befindet.

Die Anzahl der CCS-Projekte nimmt weltweit rasant zu (2017: 60 Mt CO₂/a auf 2021 (Sept): 150 MT CO₂/a)⁹, sie wurden in den vergangenen Jahren immer größer und diverser durch Installationen von Anlagen in neuen Branchen wie z.B. der Zementbranche.

Transport von CO₂

Länder wie z.B. USA und Kanada, die schon seit Langem CO₂ in großen Mengen erzeugen und in z.B. Lagerstätten von Öl und Gas verpressen, um die Lagerstätten besser auszunutzen (EOR/EGR Enhanced Oil/Gas

⁸ Vgl. netl.doe.gov „Carbon Capture and Storage Database“ (2021) und CO2RE Datenbank des Global CCS Institute, und Global Status of CCS 2021, Australia

⁹ Vgl. Global Status of CCS 2021, Global CCS Institute

Recovery), verfügen über eine deutlich besser ausgebaute Infrastruktur für den Transport von CO₂ als z.B. Deutschland, was gut an der Länge der existierenden CO₂-Pipelines zu messen ist. Während in USA insgesamt 3.045 km Pipeline¹⁰ gebaut wurden und in Kanada mehr als 720 km bereit in Nutzung sind, gibt es in Europa nur 10 Pipelines mit einer Länge von 1.300 km in Betrieb, 52 km hiervon in Deutschland.

Der Transport von CO₂ ist natürlich auch durch LKW, Bahn oder Schiff möglich, was die Menge des zu transportierenden CO₂ reduziert. CO₂ wird dann typischerweise in Druckbehältern bei etwa -20 °C und 2 MPa im flüssigen Zustand mit einer Dichte von etwa 1 t/m³ transportiert. Ab einer Entfernung von etwa 1.800 km ist der Transport per Schiff kostengünstiger¹¹ und auch einfacher als das Legen einer Pipeline, deren Gesamtkosten im Wesentlichen durch die hohen Investitionen bestimmt werden.

Endlagerung von CO₂

Grundsätzlich unterscheidet man bei der Endlagerung von CO₂ zwischen der Einlagerung in Kavernen, der Lösung in unterirdischen, wasserführenden Schichten (Aquiferen) und dem Carbonisieren von silikathaltigem Basaltgestein.

Schon seit den frühen 2000er Jahren wird die dauerhafte Einlagerung von CO₂ in ungenutzte, wasserführende Schichten (Aquifere in Tiefen von mehr als 800 m) an Land und unter dem Meeresgrund untersucht bzw. in Pilotprojekten wie z.B. in Ketzin bei Berlin wissenschaftlich erforscht.

Seit 2005 werden in großen CCS-Projekten¹² CO₂-Mengen mit jeweils etwa 1-2 Mt CO₂/a¹³ verpresst.

Die landseitige Lagerung von CO₂ in Gas- oder Ölfeldern (EOR und EGR) und Salinen wird ökonomisch unter speziellen Bedingungen als „sinnvoll“ und „marktreif“ bezeichnet, während sich die unterseeische Lagerung und auch die Lagerung durch Mineralisierung noch in Entwicklung befinden.

Die Verpressung von CO₂ in Lager von Erdöl oder Erdgas zur Erhöhung der

¹⁰ Vgl. Global CCS Institute: CO₂ Pipeline Infrastructure (2014)

¹¹ Vgl. IPCC srccs (2005), S.31

¹² z.B. Sleipner natural gas processing project in Norwegen, oder Weyburn EOR in Kanada oder Salah natural gas project in Algerien

¹³ Vgl. IPCC Special Report "Carbon Dioxide Capture and Storage"

Ausbeute (siehe EOR und EGR) kann durch verschiedene physikalische und geologische Mechanismen (z.B. hoher Druck in einer Tiefe ab 800 m, Löslichkeitseinschluss von CO₂ in Salzwasser, Resteinschluss von CO₂ in Porenräumen) zu einer dauerhaften Speicherung von CO₂ führen.

Die großskalige unterirdische Einlagerung von CO₂ wird derzeit in Deutschland durch das KSpG¹⁴ limitiert: 1,3 Mio t CO₂/a im Einzelfall und 4 Mio t CO₂/a in Deutschland sind die oberen Grenzen im Geltungsbereich des Gesetzes. Die Einstellung der Bundesregierung gegenüber CCS und dem Verpressen ist unverständlich. Da es einerseits aus Kosten- und Zeitgründen nicht möglich sein wird, alle Industrieprozesse so umzugestalten, dass sie kurzfristig CO₂-frei werden, und bei einigen CO₂-Quellen auch langfristig die CO₂-Vermeidung nicht möglich sein wird, ist es von essentieller Bedeutung, Verfahren und Techniken zur Entnahme von CO₂ aus Abgasströmen und auch direkt aus der Luft zur Verfügung zu haben und ihre Einsatzbereiche und die zu erwartenden Kosten zu kennen. Da die EU-Kommission darauf drängt, ein System zur Durchführung und Überwachung des Kohlenstoffkreislaufs einzuführen, wird das Abfangen von CO₂ eine zentrale Rolle in der europäischen Klimastrategie spielen.

Derzeit werden weltweit nur etwa 43 Mt CO₂/a mit CCS verpresst, was im Vergleich zu den 2020 produzierten und weiterhin steigenden Mengen von 35 Gt CO₂/a¹⁵ ausgestossenem verschwindend gering ist. Es stimmt andererseits positiv, dass der Zubau an Kapazitäten zum Abfangen von CO₂ in 2021 sprunghaft gegenüber den Vorjahren zugenommen hat. Hierbei stammt der größte Anteil mit etwa 29 Mt CO₂ aus der Verarbeitung (Produktion von „blauem“ Wasserstoff) aus Erdgas. Nur etwa 3 Mt CO₂ werden derzeit bei der Erzeugung von Wasserstoff abgefangen. Sollte sich die europäische Einstellung zur Nutzung von blauem Wasserstoff ändern, wird der Ausbau von Kapazitäten zum Abfangen von bei seiner Produktion entstehendem CO₂ deutlich gesteigert werden müssen.

Die Akzeptanz der CO₂-Einlagerung in der deutschen Bevölkerung ist relativ gering und reduziert die Wahrscheinlichkeit für großskalige Einlagerungen in Deutschland deutlich. Realisierbar bleibt die Einlagerung in anderen europäischen Ländern wie z.B. Norwegen, die, wie vorab beschrieben, an

¹⁴ KSpG: Kohlendioxid-Speicherungsgesetz von 2012 mit letzter Änderung 2021

¹⁵Vgl. [CO2 emissions - Our World in Data](#)

dieser Stelle schon deutlich weiter als Deutschland sind.

Bemerkenswert ist auch, dass beim Verpressen von in Wasser gelöstem CO₂ in Basaltgestein das CO₂ mit den im Basalt enthaltenen zweifach-positiv geladenen Ionen wie z.B. Ca²⁺, Mg²⁺, Fe²⁺ in relativ kurzer Zeit vollständig eine Carbonatbildung eingeht und damit die Gefahr, dass das eingelagerte CO₂ einmal, durch z.B. Risse im Gestein, an die Oberfläche kommen könnte, verschwinden lässt. Da die notwendigen vulkanischen Basaltgesteine weltweit sehr verbreitet sind, wäre ein Kapazitätsengpass auf sehr lange Sicht bei dieser Ressource nicht zu befürchten¹⁶.

Für die gesamte Prozesskette, vom Abfangen des CO₂, über die Konditionierung des Gases für den Transport durch eine Pipeline und bis zur Verpressen (Sequestrierung), werden Kosten in unterschiedlicher Höhe und oftmals in Abhängigkeit vom Strompreis fällig. In Abbildung 3 werden sechs Kostenbereiche für die verschiedenen Phasen des Prozesses auf der Basis der Preise vor Ausbruch des Ukraine-Krieges gegeben, um dem Leser einen Anhaltspunkt über die Kosten zu geben.

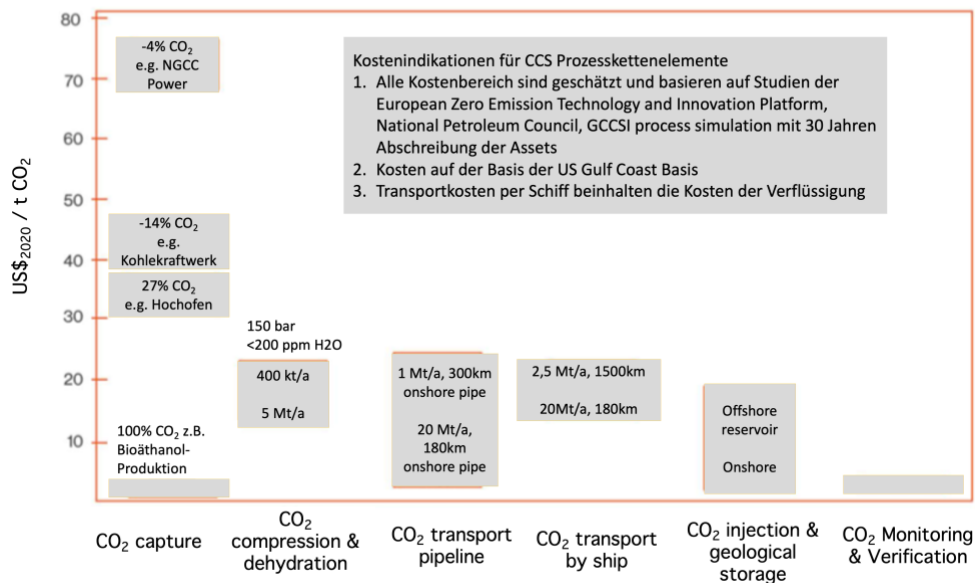


Abbildung 3: Kostenblöcke für den kompletten Prozess von Abfangen bis Überwachen des verpressten CO₂; Quelle: angelehnt an Massey (2021)

¹⁶ Vgl. Snoebjörnsdottir, S. O. (2020), Vgl. Global lithographical map database (GLiM)

Neue Geschäftsmodelle im Zusammenhang mit CCS

Da es mit steigendem CO₂-Preis einen Bedarf lokaler Industriebetriebe dafür gibt, die Abgaben für emittiertes CO₂ dadurch zu senken oder zu vermeiden, dass sie CO₂ abfangen und an Orte der Verpressung oder der Nutzung im Rahmen von CCU verbringen, werden Industriebetriebe die hierfür notwendigen Aktivitäten und Investitionen ggf. Dienstleistern überlassen.

Beispiele für solche neuen Dienstleistungsmodelle sind:

- z.B. Acorn Project in Schottland
- Langskip (Longship) Project in Norwegen¹⁷, das CO₂-Erzeuger an der Süd- und Südwestküste Norwegens verbindet und in einer Erweiterung auch Städte Südschwedens und an der Ostsee und sogar Stahlwerke in Hamburg, Gent und Dunkerque integrieren möchte, die Kosten für den Service ab Schiffsterminal würden ab 2030 30 – 55 €/t CO₂¹⁸ betragen,
- Porthos und Aramis in den Niederlanden, Dartagnan in Nord-Frankreich.

Das abgeschiedene CO₂ wird an Produktionsstätten aufgenommen, per Schiff transportiert und der Endlagerung zugeführt – in allen genannten Beispielen findet diese in ausgebeuteten Ölfeldern in der Nordsee statt. Die neuen Geschäftsmodelle erhalten ggf. eine staatliche Anschubfinanzierung wie beim Projekt Langskip und darüber hinaus eine (Teil-) Übernahme der Betriebskosten. In einigen Regionen, etwa um die Häfen Rotterdam und Antwerpen, um Liverpool und Teeside in UK, werden neue Infrastrukturen geplant und teilweise schon realisiert, um Energie- und Wasserstoffherzeugung mit Industriebetrieben einerseits und Entsorgung von CO₂ andererseits zusammen zu bringen. Wegen einer besseren Kostensituation sind Industriestandorte mit kostengünstiger Anbindung an bestehende Transportinfrastruktur wie z.B. Pipelines oder Verladeterminals für den Schiffstransport bevorzugt,

¹⁷ Vgl. Massey, J. (2021)

¹⁸ Vgl. TAZ „Der nächste Bodenschatz“, 08.01.22

weshalb obige Beispiele stets an Standorten mit Meeresnähe realisiert werden.

Zusammenfassung

IPCC betrachtet Carbon Capture als effektives Verfahren, CO₂ aus der Atmosphäre fernzuhalten bzw. als DAC nachträglich aus der Atmosphäre zu entfernen, um die Klimaänderungen in Grenzen zu halten. Nach dem Studium verschiedener internationaler Veröffentlichungen können wir erkennen, dass die Verpressung des in Industrieprozessen abgeschiedenen CO₂ (CCS) international als sichere Methode angesehen wird, das abgefangene CO₂ umweltverträglich einzulagern. Insbesondere wird das Verpressen von in Wasser gelöstem CO₂ in Basalt als sicher betrachtet, da das CO₂ sich innerhalb kurzer Zeit zu Carbonaten verfestigt.

In verschiedenen Ländern bilden sich mittlerweile Industrie-Cluster mit dem Ziel, CO₂ abzufangen, zu transportieren und unterirdisch oder unterseeisch zu lagern. Die Zurückhaltung und Unentschlossenheit der Bundesregierung, den Markt in Deutschland für CCS durch Freigabe von Speicherorten und einer klaren Regelung hinsichtlich der CO₂-Abgaben zu fördern, bedeutet, dass deutschen Industriebetrieben diesbezüglich keine Perspektive gezeigt wird, wie die drohenden und teilweise die Existenz gefährdenden CO₂-Abgaben vermieden werden können. Da weltweit anders mit diesem Thema umgegangen wird, sollte darauf hingewiesen werden, dass in der Erklärung der Staats- und Regierungschefs der G20 in Rom CCS als Mittel zur Reduktion des CO₂-Ausstosses bei Kraftwerken angesehen wird.

Zumindest in Rechtsstaaten bedarf die CO₂-Lagerung der Akzeptanz durch die in der Nähe von Lagerstätten lebende Bevölkerung, die durch die Entwicklung verlässlicher Sicherheitsstandards und derzeit noch fehlender Überwachungsmöglichkeiten der CO₂-Lager sicher leichter zu erlangen wäre.

Literaturverzeichnis

- Global CCS Institute: Global Status of CCS 2021, Australia
- Global CCS Institute (2014): CO2 Pipeline Infrastructure
- IPCC (2005) srccs technical summary-1, Carbon Dioxide Capture and Storage
- Madhu, K. et al (2021): Understanding environmental trade-offs and resource demand of direct air capture technologies through comparative life-cycle assessment, NatEnergy
<https://doi.org/10.1038/s41560-021-00922-6>
- Markewitz, P. et al (2010): „Weltweite Innovation bei der Entwicklung von CCS-Technologien und Möglichkeiten der Nutzung und des Recyclings von CO₂“, Schriften des Forschungszentrums Jülich
- Massey, J (2021):. Carbon Capture, Utilisation & Storage (CCUS), A Green power Global event Dec 7th-9th
- NETL National Energy Techn. Lab (2021); Carbon Capture and Storage Database, <http://netl.doe.gov>
- Our World in data: <https://ourworldindata.org/co2-emissions#global-co2-emissions>
- Qi Li (2021): China's CCUS Pathways: From Carbon Storage to Carbon Neutrality, Chinesisch-Deutsche Kooperation, Chinese Academy of Science Dez 2021
- Snoebjörnsdottir, S. O., Sigfusson, B. et al (2020) „Carbon Dioxide storage through mineral carbonization“, Nature Reviews Vol 1 p.90-102