



METROPOLREGION
MITTELDEUTSCHLAND

Potenzialpapier

CO₂-KREISLAUF – CCUS-INITIATIVE OSTDEUTSCHLAND

(Stand: 01/2026)

Autor:

Johannes Gansler

Telefon: 0341 / 600 16 – 264

gansler@mitteldeutschland.com

Ansprechpartner:



METROPOLREGION
MITTELDEUTSCHLAND

Metropolregion Mitteldeutschland

Management GmbH

Schillerstraße 5

04109 Leipzig

Johannes Gansler

Telefon: 0341 / 600 16 – 264

gansler@mitteldeutschland.com

Inhaltsverzeichnis

Ausgangslage und Zielsetzung.....	1
Ausgangslage	1
Zielsetzung	2
CO₂-Emissionen	3
Fossile Kraftwerke	3
Chemieindustrie.....	4
Eisen und Stahl	5
Mineralverarbeitung.....	5
Nichteisenmetalle	6
Papier und Zellstoff.....	6
Raffinerien	7
Sonstige Verbrennungsanlagen	8
Biogasanlagen und Bioraffinerien.....	8
Carbon Capture and Storage (CCS).....	9
CO ₂ -Abscheidung.....	9
CO ₂ -Transport	11
CO ₂ -Speicherung	11
Überwachung und Langzeitmanagement.....	12
Carbon Capture and Utilization (CCU).....	14
Energieträger und Kraftstoffe (Power-to-X)	14
Chemieindustrie	16
Baustoffindustrie.....	17
Landwirtschaft und biologische Nutzung	17

Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS) in Mittel-/Ostdeutschland.....	19
CCUS im Gesamtenergiesystem	19
CCUS-Potenziale in Mittel-/Ostdeutschland	20
Fazit und Ausblick.....	24
Regulatorik.....	24
Technologie	25
Wirtschaftlichkeit.....	25
Exkurs: Ostdeutschland	26
Literaturverzeichnis	27

Ausgangslage und Zielsetzung

Ausgangslage

Mit der angestrebten Energiewende ist in Deutschland ein umfassender Transformationsprozess hin zu einem nachhaltigen Energiesystem in Gang gesetzt worden. Dieser beinhaltet vor allem den Ausbau erneuerbarer Energien, welche die fossilen Brennstoffe weitgehend ersetzen und somit zu einer weitgehenden Defossilisierung der Wirtschaft führen sollen. Dies geht mit einer immensen Reduktion von Treibhausgasen – allen voran der energie- und prozessbedingten **Kohlendioxid (CO₂)-Emissionen** – einher. Eine Defossilisierung mit einer daraus folgenden Dekarbonisierung der Wirtschaft ist allerdings dahingehend problematisch, dass kohlenstoffhaltige Rohstoffe bisher die wichtigsten Ausgangsstoffe sowohl für den Energie- als auch den Industriesektor – allen voran für die Chemie- und Stahlindustrie sowie weitere Industriezweige – darstellen. Daher wurde das Thema **CCS (Carbon Capture and Storage)** und **CCU (Carbon Capture and Utilization)** – nachfolgend mit **CCUS (Carbon Capture, Utilization and Storage)** abgekürzt – erneut aufgegriffen, um zumindest einen Teil dieser Lücke im Wirtschaftssystem schließen zu können. CCS bezieht sich dabei auf die Abscheidung von CO₂ aus Industrieabgasen oder Kraftwerken und die anschließende Speicherung in geologischen Formationen, wie etwa in tiefen Gesteinsschichten oder ehemaligen Erdgasfeldern. Der Zweck von CCS ist es, das CO₂ dauerhaft aus dem atmosphärischen Kreislauf zu entfernen. CCU bietet hingegen eine alternative Nutzung des abgeschiedenen und nunmehr lediglich zwischengespeicherten CO₂, anstatt es dauerhaft unter der Erdoberfläche zu verpressen. Bei CCU wird das abgeschiedene und zwischengespeicherte CO₂ als Rohstoff verwendet, um daraus Produkte, wie synthetische Kraftstoffe, Chemikalien, Kunststoffe oder Baumaterialien, herzustellen und somit u.a. kohlenwasserstoffbasiertes Erdöl in der Chemieindustrie, Koks (reiner Kohlenstoff) in der Stahlindustrie oder Kohle und Erdgas im Energiesektor erheblich zu vermindern. Dafür muss eine umfassende CO₂-Infrastruktur aufgebaut werden, in der CO₂ aus Energie- und Industrieprozessen abgeschieden und per Pipeline zu den entsprechenden Speicherstätten sowie potenziellen Bedarfsträgern transportiert werden kann.

CCS geriet in Deutschland, insbesondere um das Jahr 2010, stark in die Kritik. Es gab zahlreiche Bedenken seitens der Öffentlichkeit und von Umweltgruppen, deren Hauptkritikpunkte Sicherheitsrisiken, langfristige Haftung und fehlende Akzeptanz waren. CCS wurde zwar nicht direkt verboten, aber durch das im Jahr 2012 in Kraft getretene "Gesetz zur Demonstration der dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid" (KSpG) stark reguliert und auf Pilotprojekte begrenzt. Politischer und gesellschaftlicher Widerstand sowie rechtliche Einschränkungen haben die praktische Umsetzung bisher praktisch verhindert. Das Thema CCU hat in den letzten Jahren jedoch dazu beigetragen, dass die Diskussion um CCS wieder offener geführt wird, da es aufzeigt, dass die wirtschaftliche Abscheidung von CO₂ nicht nur eine Belastung, sondern auch eine Chance sein kann. Es kombiniert die Speicherung und Nutzung von CO₂, anstatt dieses nur in ein so genanntes Endlager mit den eventuell damit einhergehenden Risiken zu verbringen.

Zielsetzung

Ziel im Rahmen einer zu erstellenden Machbarkeitsstudie sowie eines zu gründenden CCUS-Clusters ist es v.a., potenzielle Pipeline-Nutzer zu identifizieren und deren CO₂-Bedarfe sowie mögliche Trassenverläufe zu ermitteln. Darüber hinaus sollen potenzielle CO₂-Quellen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Energieerzeugungs- und Industrieproduktionsprozessen ermittelt sowie Ansätze und Konzepte für die wirtschaftliche Tragfähigkeit und möglicher Finanzierungsmöglichkeiten entwickelt werden. Auch biogenes CO₂ aus der Aufbereitung von Biogas zu Biomethan sowie aus der Herstellung von Bioethanol, biobasierter Feinchemikalien sowie höherwertigen Alkoholen und Futtermitteln in Bioraffinerien resultierend sollte gespeichert werden, um dann z.B. als Ausgangsstoff zur Herstellung von erneuerbarem Methan (Methanisierung/Power-to-Gas) und synthetischen Treibstoffen (Methanol- und Fischer-Tropsch-Synthese/Power-to-Liquid) mittels Reaktion mit grünem Wasserstoff (H₂) zu dienen.

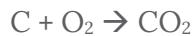
Inhalt dieses Papieres ist es, aufzuzeigen, welche CCUS-Anwendungsmöglichkeiten existieren. Dazu gehören die Darstellung des Spektrums möglicher speicher- und nutzungsfähiger CO₂-Emissionen, technologische Grundlagen zu CCUS sowie das Aufzeigen von CCUS-Bedarfen und -Potenzialen in Mittel- bzw. Ostdeutschland.

CO₂-Emissionen

Gemäß [Kircher/Schwarz 2020] steht eine hohe Auswahl an CO₂-Punktquellen zur Verfügung, die das technische Potenzial haben, in der nahen Zukunft alle Optionen zur stofflichen Nutzung von CO₂ in der Prozessindustrie decken zu können. Unter diesen stellen Anlagen der Herstellung von Ethylenoxid, Ammoniak und Wasserstoff sehr reine CO₂-Ströme zur Verfügung, die entsprechend kostengünstig abgeschieden werden können (siehe Kapitel Chemieindustrie und Raffinerien). Allerdings ist die Zahl und damit das CO₂-Angebot dieser Anlagen im Vergleich zu Quellen großer Kohlekraftwerke, der Stahlproduktion und der Herstellung von Zement relativ gering. Letztere weisen zwar Emissionsströme geringerer CO₂-Konzentration auf, sind aber mit mehr Großanlagen verteilt (siehe Kapitel Eisen und Stahl sowie Kapitel Mineralverarbeitung). Außerdem resultieren hohe CO₂-Emissionen aus der Erdgasförderung und der damit einhergehenden Erdgasveredlung [Kircher/Schwarz 2020].

Fossile Kraftwerke

Die höchsten spezifischen CO₂-Emissionen resultieren aus **Kohle**, da diese hauptsächlich aus Kohlenstoff (C) besteht und dieses wiederum bei der Verbrennung im Wärmekraftwerk unter Sauerstoffzufuhr (O₂) zu CO₂ reagiert [Lumitos 2024]:



Im mittleren Bereich hinsichtlich der spezifischen CO₂-Emissionen liegt **Erdöl**, welches sich aus verschiedenen Kohlenwasserstoffen zusammensetzt. Ein Beispiel dafür stellt Octan (C₈H₁₈) dar, welches bei der Verbrennung zu CO₂ reagiert und wobei erhebliche Mengen an Wasserdampf (H₂O) freigesetzt werden:



Unter den fossilen Energieträgern verursacht **Erdgas** (Methan/CH₄) die geringsten CO₂-Emissionen, da dieses einen deutlich höheren Wasserstoffanteil aufweist und daher bei der Verbrennung mehr H₂O als CO₂ freigesetzt wird:



Zwar setzt die Bundesregierung im Bereich der Stromerzeugung auf den beschleunigten Ausbau von erneuerbaren Energien, jedoch wird CCUS auch bei Energieerzeugungsanlagen auf Basis von Erdgas u.a. gasförmigen Energieträgern sowie Biomasse ermöglicht, wenn auch nicht gefördert. Damit es aber beim Kohleausstieg bleibt, werden CO₂-Emissionen aus Kohlekraftwerken für den Zugang zu CO₂-Pipelines ausgeschlossen [BMWK 2024].

Chemieindustrie

In der Chemieindustrie sowie anderen Industriezweigen muss zwischen energiebedingten und prozessbedingten Emissionen unterschieden werden. Die energiebedingten Emissionen resultieren aus dem Energieeinsatz in den Produktionsprozessen und entsprechen den zuvor unter Fossile Kraftwerke dargestellten.

Beispiele für chemische Prozesse mit prozessbedingten CO₂-Emissionen sind folgende [Lumitos 2024]:

- ▶ **Dampfreformierung (Steam Reforming)** zur Herstellung von (grauem) **Wasserstoff** (H₂) aus Erdgas (CH₄):
$$\text{CH}_4 + 2 \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + 4 \text{H}_2$$
- ▶ **Ammoniakproduktion (Haber-Bosch-Verfahren)** zur Herstellung von Ammoniak (NH₃) für Düngemittel, wobei in großem Umfang H₂ benötigt und dafür häufig aus fossilem Erdgas gewonnen wird (siehe Dampfreformierung):
$$\text{N}_2 + 3 \text{H}_2 \rightarrow 2 \text{NH}_3$$
- ▶ **Ethylenproduktion (Steamcracking)** zur Herstellung von Ethylen (C₂H₄), welches ein Hauptbestandteil zahlreicher Kunststoffe darstellt, beispielsweise aus Butan (C₄H₁₀):
$$\text{C}_4\text{H}_{10} \rightarrow \text{C}_2\text{H}_4 + \text{H}_2 + \text{CO}_2$$
- ▶ **Herstellung von Soda (Solvay-Verfahren)**, bei welchem Kalziumkarbonat (CaCO₃) und Kochsalz (NaCl) zur Herstellung von Soda verwendet, dafür CaCO₃ thermisch zersetzt und dabei CO₂ freigesetzt wird (siehe auch Kapitel Mineralverarbeitung):
$$\text{CaCO}_3 \rightarrow \text{CaO} + \text{CO}_2$$

Beispiele für besonders energieintensive Prozesse, welche entsprechend mit hohen energiebedingten CO₂-Emissionen einhergehen, sind folgende [Lumitos 2024]:

- ▶ **Chlor-Alkali-Elektrolyse** zur Herstellung von Chlor (Cl₂) und Natriumhydroxid (NaOH), bei welcher hohe Mengen Strom (bisher überwiegend aus fossilen Kraftwerken) benötigt wird:
$$2 \text{NaCl} + 2 \text{H}_2\text{O} \rightarrow 2 \text{NaOH} + \text{Cl}_2 + \text{H}_2$$
- ▶ **Raffinerien/Petrochemische Industrie (Cracking)**; ein zentrales Verfahren hierbei ist das Cracking, bei dem Kohlenwasserstoffketten unter hohen Temperaturen, aus deren Bereitstellung energiebedingt hohe CO₂-Emissionen resultieren, zerbrochen werden, um leichtere, wertvollere Produkte zu erhalten (siehe auch Kapitel Raffinerien).
- ▶ **Herstellung von Schwefelsäure** z.B. für die Düngemittelproduktion, wobei Schwefelsäure (H₂SO₄) durch Oxidation von Schwefel (S) zu Schwefeldioxid (SO₂) und Schwefeltrioxid (SO₃) unter hohem Brennstoffeinsatz produziert wird:
$$\text{S} + \text{O}_2 \rightarrow \text{SO}_2 \quad | \quad 2 \text{SO}_2 + \text{O}_2 \rightarrow 2 \text{SO}_3 \quad | \quad \text{SO}_3 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2\text{SO}_4$$

Eisen und Stahl

Die Eisen- und Stahlindustrie stellt einen der größten CO₂-Emittenten dar, da dort besonders kohlenstoffbasierte Prozesse zur Anwendung kommen. Haupt-CO₂-Quellen sind in der Stahlproduktion die Verwendung von Koks (reines C) und der Einsatz fossiler Brennstoffe in Hoch- und Schachtöfen [Lumitos 2024].

Im **Hochofen-Prozess** erfolgt in der traditionellen Stahlerzeugung die Reduktion von Eisen (Fe) aus Eisenerz – hauptsächlich Eisen(III)-oxid (Fe₂O₃) – mittels Koks (C). Dies wird in den folgenden zwei Schritten vollzogen:

- ▶ **Reduktion des Eisenoxids (Fe₂O₃) mittels Koks (C) zu Eisen (Fe) und Kohlenmonoxid (CO):**
$$\text{Fe}_2\text{O}_3 + 3 \text{ C} \rightarrow 2 \text{ Fe} + 3 \text{ CO}$$
- ▶ **weitere Reduktion des Eisenoxids (Fe₂O₃) mittels Kohlenmonoxid (CO), aus der die höchsten CO₂-Emissionen resultieren:**
$$\text{Fe}_2\text{O}_3 + 3 \text{ CO} \rightarrow 2 \text{ Fe} + 3 \text{ CO}_2$$

Das **Direktreduktionsverfahren (DRI - Direct Reduced Iron)** stellt eine weitere Methode zur Reduktion von Eisenerz in einem **Schachtofen** unter Einsatz von **Erdgas (Methan / CH₄)** als Reduktionsmittel dar [Lumitos 2024]:

- ▶ **Spaltung von Methan (CH₄) mittels Wasserdampf (H₂O) zu Wasserstoff (H₂) und Kohlenmonoxid (CO):**
$$\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO} + 3 \text{ H}_2$$
- ▶ **Reduktion von Fe₂O₃ mittels CO und H₂:**
$$\text{Fe}_2\text{O}_3 + 3 \text{ CO} \rightarrow 2 \text{ Fe} + 3 \text{ CO}_2 \quad | \quad \text{Fe}_2\text{O}_3 + 3 \text{ H}_2 \rightarrow 2 \text{ Fe} + 3 \text{ H}_2\text{O}$$

Mineralverarbeitung

Zwei der wichtigsten Bereiche der Mineralverarbeitung sind die **Kalk- und Zementherstellung**. Kalk (CaO) wird beim so genannten Kalkbrennen aus Kalkstein (CaCO₃) gewonnen, wobei – neben den energiebedingten Emissionen infolge des Einsatzes fossiler Brennstoffe – die hohen prozessbedingten CO₂-Emissionen entstehen [Lumitos 2024]:



Gebrannter Kalk wiederum dient als Ausgangsstoff für **Zement** und **Gips**, so dass die Prozesse für die Herstellung dieser Produkte ebenso für die CO₂-Emissionen verantwortlich sind (Abbildung 1). Darüber hinaus werden Kalk und andere Mineralien auch in der Keramik- und Glasherstellung verwendet.

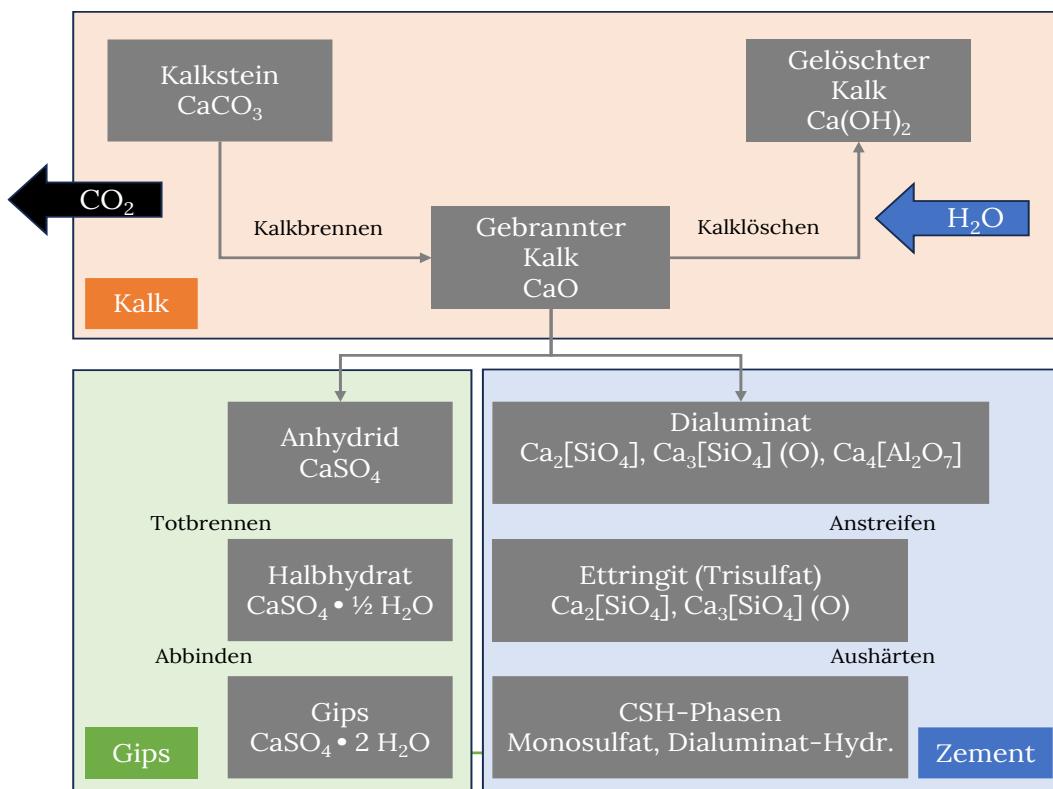
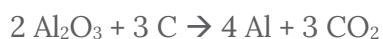


Abbildung 1: Schema zur Kalk-, Zement- und Gipsherstellung
[Uni Freiburg 2002; Darstellung: Gansler/EMMD]

Nichteisenmetalle

Die Herstellung von Nichteisenmetallen, wie **Aluminium**, **Kupfer**, **Nickel** und **Zink**, verursacht erhebliche CO₂-Emissionen, einerseits durch den hohen Energieverbrauch und andererseits wegen der chemischen Prozesse, die zur Gewinnung und Raffinierung der Metalle notwendig sind.

Vor allem bei der Aluminiumherstellung werden CO₂-Emissionen frei, da Aluminium (Al) im Hall-Héroult-Prozess aus Aluminiumoxid (Al₂O₃) in einer elektrolytischen Zelle bei hohen Temperaturen reduziert wird und dabei Kohlenstoffanoden verwendet werden:



Bei der Kupfer-, Nickel- und Zinkherstellung kommen die CO₂-Emissionen hauptsächlich durch den Einsatz von Koks zur Herstellung der benötigten hohen Temperaturen zu stande [Lumitos 2024].

Papier und Zellstoff

Neben ebenso hohen energiebedingten CO₂-Emissionen infolge des Einsatzes fossiler Brennstoffe, ist ein wesentlicher prozessbedingter CO₂-Emittent der **Kochprozess** (insbesondere beim Kraft- oder Sulfatverfahren). Innerhalb dieses Prozesses werden Chemikalien, wie Natriumhydroxid (NaOH) und Natriumsulfid (Na₂S) genutzt, um das Lignin aus dem Holz zu lösen und somit den Zellstoff zu isolieren. Dabei wird unter anderem Holz

(hauptsächlich Zellulose, Hemizellulose und Lignin¹) unter Einsatz von Chemikalien gekocht, wobei sich CO₂ bildet [Lumitos 2024].

Ein weiterer Bereich, der prozessbedingte CO₂-Emissionen verursacht, ist die Verbrennung der Schwarzlauge – ein Nebenprodukt, welches aus gelöstem Lignin und den Reststoffen des Kochprozesses besteht. Diese wird in einem Rückgewinnungskessel verbrannt, um Energie zu gewinnen und die verwendeten Chemikalien zurückzugewinnen. Die genaue Zusammensetzung der Schwarzlauge variiert, aber sie enthält überwiegend organische Verbindungen, die bei der Verbrennung CO₂ freisetzen [Lumitos 2024].

Darüber hinaus resultieren prozessbedingte CO₂-Emissionen indirekt aus dem Einsatz von Kalk in der Papier- und Zellstoffindustrie (siehe Kapitel Mineralverarbeitung).

Raffinerien

In Raffinerien steht die Verarbeitung von Rohöl im Vordergrund. Rohöl wird durch Destillation und nachgelagerte Prozesse in verschiedene Endprodukte, wie Benzin, Diesel, Heizöl und Kerosin, umgewandelt (siehe Abbildung 2). Hauptquellen der CO₂-Emissionen sind dabei Verbrennungsprozesse zur Energieerzeugung (z. B. Heizen von Destillationskolonnen) sowie beim Steam Reforming und beim Cracken (siehe Kapitel Chemieindustrie).

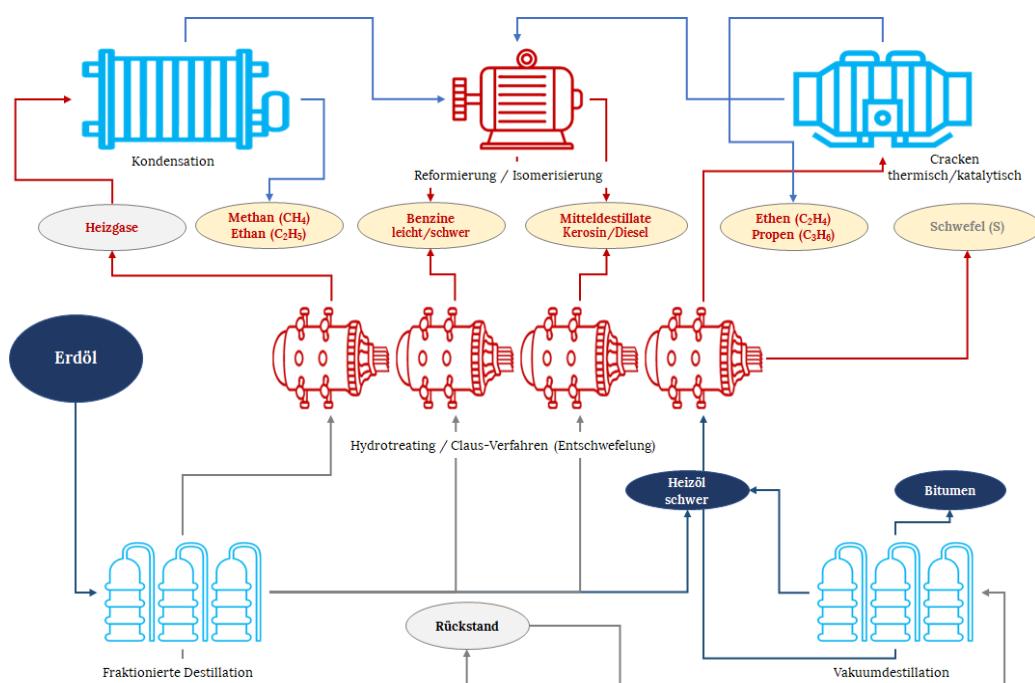


Abbildung 2: Vereinfachtes Schema der Erdölaufbereitung [Krimbacher 2005/
Darstellung: Gansler/EMMD]

¹ **Zellulose, Hemizellulose und Lignin** sind die Hauptbestandteile pflanzlicher Zellwände. Sie bilden die strukturelle Grundlage und erfüllen unterschiedliche Funktionen.

Sonstige Verbrennungsanlagen

Unter "Sonstige Verbrennungsanlagen" sind industrielle Anlagen zu verstehen, in welchen durch die Verbrennung verschiedener Brennstoffe Energie erzeugt wird, die aber nicht zu den klassischen Großanlagen, wie Kohlekraftwerken oder Raffinerien, gehören. Beispiele sind Biomasse- und Müllverbrennungsanlagen sowie industrielle Heizkraftwerke, die zur Produktion von Prozesswärme und Strom für Betriebe verwendet werden.

Biogasanlagen und Bioraffinerien

Das in **Biogasanlagen** produzierte Biogas besteht typischerweise aus 50–70 % Methan (CH_4) und 30–50 % Kohlendioxid (CO_2) sowie Spuren anderer Gase (wie z.B. H_2S). Um das Biogas auf Erdgasqualität zu bringen, muss der CO_2 -Gehalt erheblich reduziert werden, wodurch Biomethan entsteht, das über 95 % CH_4 enthält. Die dafür benötigten Abscheideprozesse werden unter dem Kapitel CO₂-Abscheidung behandelt.

CH_4 und CO_2 entstehen bei der Biogasherstellung in der Fermentationsphase, in welcher organische Biomasse – beispielhaft Glukose ($\text{C}_6\text{H}_{12}\text{O}_6$) – durch Mikroorganismen anaerob (also unter Sauerstoffabschluss) – durch Mikroorganismen abgebaut wird:



Nach der CO_2 -Abtrennung könnte das abgeschiedene CO_2 für CCUS genutzt werden.

Auf biogener Basis wird CO_2 zudem teilweise gezielt in **Bioraffinerien** hergestellt. Ein Beispiel dafür ist die Bioraffinerie Zeitz der CropEnergies Bioethanol GmbH, wo pro Jahr erneuerbares Ethanol ($\text{C}_2\text{H}_5\text{OH}$; 400.000 m³), hochreiner Neutralalkohol ($\text{C}_2\text{H}_5\text{OH}$; 60.000 m³), Eiweißfuttermittel (> 300.000 t) und biogenes CO_2 (100.000 t verflüssigt) auf Basis von Getreide unter Zugabe von Zucker und Hefe mittels der in Abbildung 3 dargestellten verfahrenstechnischen Prozessschritte produziert werden [CropEnergies 2022]:

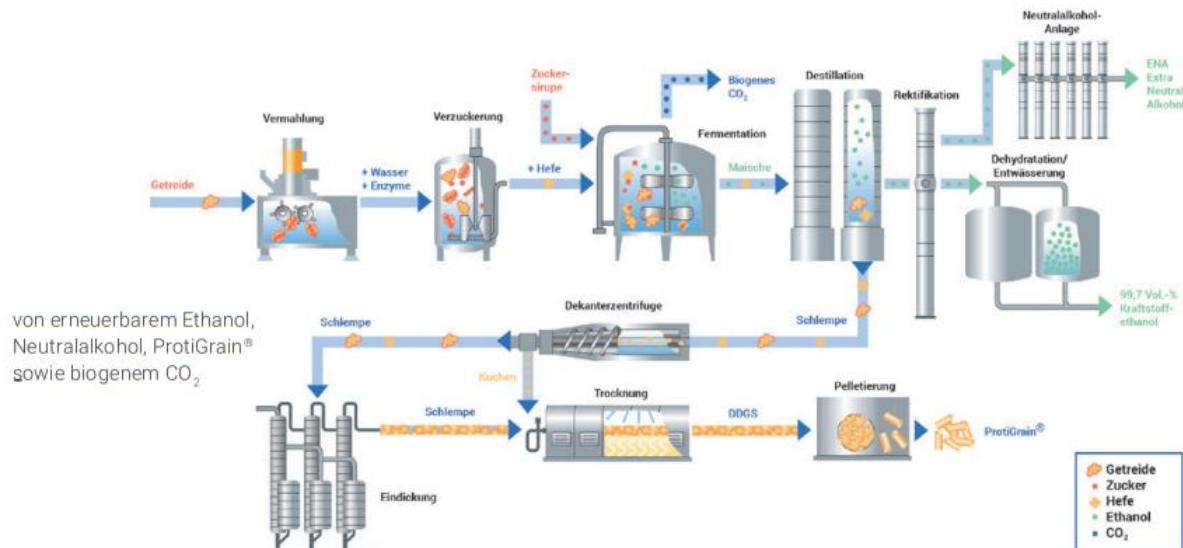


Abbildung 3: Bioraffinerie Zeitz [CropEnergies 2022]

Carbon Capture and Storage (CCS)

CO₂-Abscheidung

In der Vergangenheit konzentrierten sich die F&E-Aktivitäten zur CO₂-Abscheidung vorwiegend auf den Einsatz von Kraftwerken, da fossile Kraftwerke auf Basis von Kohle, Erdöl und Erdgas einen großen Anteil der weltweiten CO₂-Emissionen verursachen. Diese nachfolgend aufgezeigten Abscheideverfahren (Abbildung 4) können aber auch für industrielle Prozesse genutzt werden [FZ Jülich 2012]:

► **Post-combustion-Verfahren | Aminwäsche**

Dieses Verfahren beinhaltet die CO₂-Abscheidung nach dem Verbrennungsprozess inklusive der nachgeschalteten Rauchgasreinigung (Entstaubung, Entschwefelung und Entstickung). Dabei wird das im Rauchgas befindliche CO₂ mittels eines geeigneten Lösungsmittels chemisch absorbiert², bevor es durch einen Temperatur- und/oder Druckwechsel aus dem beladenen Lösungsmittel desorbiert³ wird. Es erfolgt anschließend eine Aufbereitung und Komprimierung des CO₂ für den Transport zu einer Speicherstätte oder Pipeline. Für das nun wieder in den Kreislauf zurückzuführende Lösungsmittel kommen organische Substanzen, wie Aminalkohole/Alkanolamine (v.a. Monoethanolamin/MAE C₂H₇NO), sowie anorganische Stoffe, wie z.B. Erdalkalilösungen (z.B. Calciumhydroxid-Lösung/Kalkwasser/Ca(OH)₂) oder Ammoniak (NH₃)) in Frage; daher der alternative Begriff Aminwäsche.

► **Oxyfuel-Verfahren**

Bei diesem Verfahren wird eine hohe CO₂-Konzentration (ca. 89-Vol.-% gegenüber 12-15 Vol.-% bei herkömmlichen Kraftwerken) erreicht, indem die Verbrennung von C-haltigen Brennstoffen mit reinem Sauerstoff (O₂) erfolgt. Nach der Rauchgasreinigung und -wäsche resultiert ein CO₂/Wasserdampf-Gemisch und nach dem Auskondensieren⁴ des Wasserdampfes ein CO₂-reiches Rauchgas. Das O₂ für den Verbrennungsprozess wird wiederum mittels einer kryogenen⁵ Luftzerlegungsanlage gewonnen, in welcher es aus der Umgebungsluft durch Kondensation bei tiefen Temperaturen (< -182 °C) abgeschieden wird.

² **Absorption** ist ein physikalisch-chemischer Prozess, bei dem ein Stoff (Gas oder Flüssigkeit) von einem anderen Stoff, dem Absorbens, aufgenommen wird. Dabei wird der absorbierte Stoff im Inneren des Absorbens verteilt.

³ **Desorption** ist der Prozess, bei dem ein Stoff, der zuvor durch **Absorption** oder **Adsorption** von einer Oberfläche oder in einem Medium aufgenommen wurde, wieder freigesetzt wird.

⁴ **Kondensation** ist der physikalische Prozess, bei dem Gas oder Dampf in den flüssigen Aggregatzustand übergeht. Dieser Phasenübergang erfolgt, wenn das Gas abgekühlt oder der Druck erhöht wird, wodurch seine Moleküle weniger kinetische Energie aufweisen und sich in der flüssigen Phase zusammenlagern.

⁵ **Kryogene Verfahren** werden eingesetzt, um Gase zu verflüssigen oder Materialien auf sehr niedrige Temperaturen abzukühlen. In der Industrie werden Gase wie Stickstoff, Sauerstoff, Wasserstoff und Helium kryogenisch verflüssigt, um sie effizient zu lagern und zu transportieren. Ein bekanntes Beispiel ist die Verflüssigung von Erdgas (LNG).

► Pre-combustion-Verfahren | Rectisol-/Selexol-Wäsche

In IGCC-Kraftwerken⁶ werden Kohle oder andere Stoffe, wie z.B. Raffinerierückstände, bei hoher Temperatur und hohem Druck partiell oxidiert und in ein Rohgas bestehend aus CO, H₂ und CO₂ umgewandelt. Das Kohlenmonoxid (CO) wird mit Wasserdampf (H₂O) als Oxidationsmittel anschließend in einer CO-Shift-Reaktion⁷ zu CO₂ und H₂ umgewandelt. Für die CO₂-Abscheidung bietet sich auf diesem hohen Druckniveau eine physikalische Absorption an. Dabei kann dies mittels Rectisol-Wäsche auf Basis von Methanol (CH₃OH) oder Selexol-Wäsche auf Basis von Dimethylether (C₂H₆O) erfolgen.

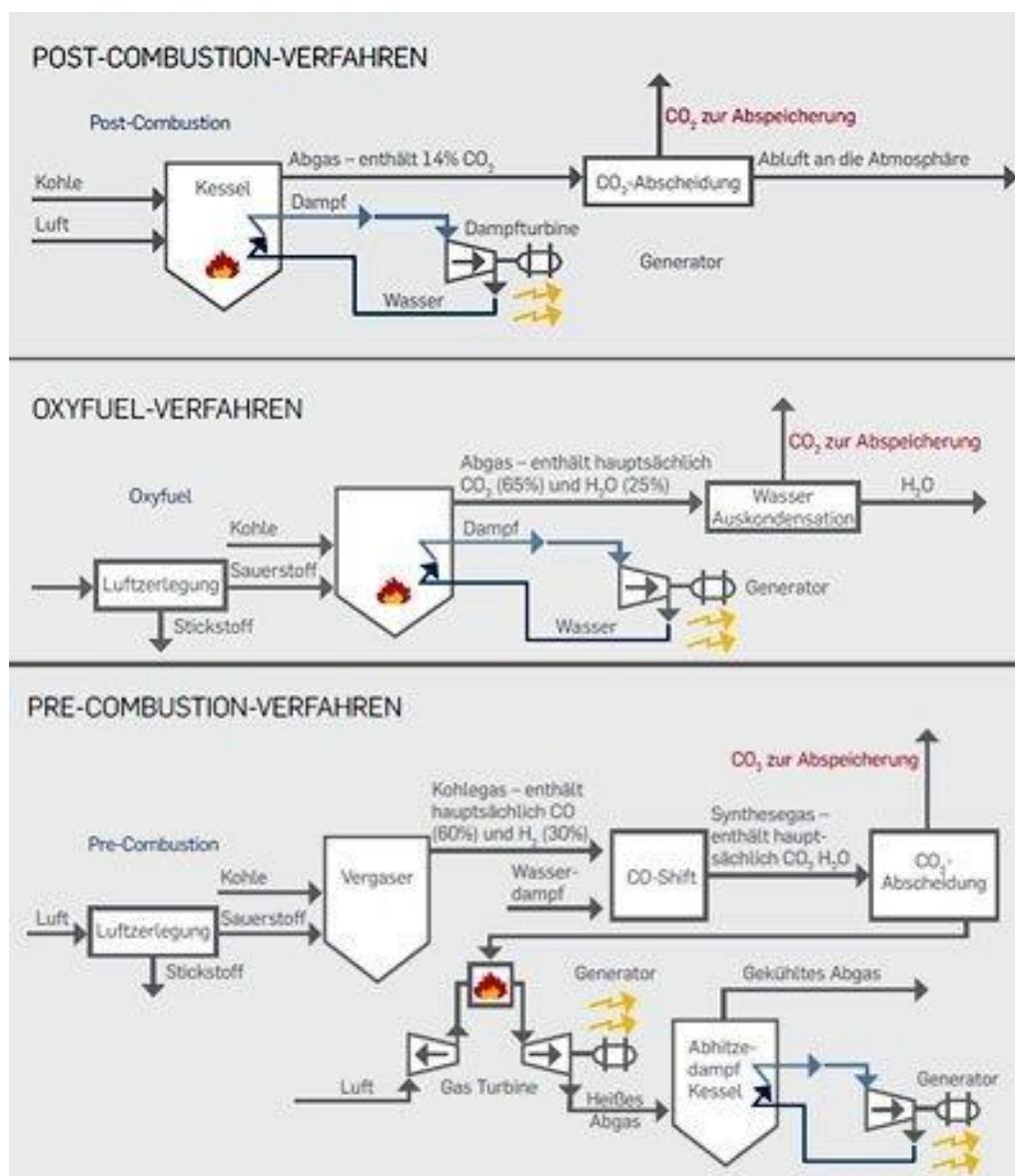


Abbildung 4: CO₂-Abscheidungsverfahren im Überblick [MMCD 2010]

⁶ Der **Integrated Gasification Combined Cycle** (IGCC, deutsch: Kombi-Prozess mit integrierter Vergasung) ist ein Gas- und Dampf-Prozess mit vorgesetzter Brennstoffvergasung.

⁷ Die **CO-Shift-Reaktion**, auch **Wassergas-Shift-Reaktion** genannt, ist ein Verfahren zur Konvertierung von CO zu CO₂ und H₂.

CO₂-Transport

Um CO₂ zuverlässig und sicher vom Ort der Entstehung zum Ort der Speicherung (CCS) oder Nutzung (CCU) zu verbringen, ist der Aufbau einer CO₂-Transportinfrastruktur notwendig – möglichst mit einer multimodalen Ausgestaltung der Transportwege entsprechend der zu transportierenden CO₂-Menge und den Transportentfernung.

CO₂ ist als natürlicher Bestandteil der Luft nicht brennbar, giftig oder wassergefährdend und kann thermodynamisch – je nach Druck- und Temperaturniveau – in gasförmigem, flüssigem und festem Aggregatzustand sowie in einer dichten bzw. überkritischen Phase vorliegen. Im überkritischen Zustand⁸ – das heißt bei einer Temperatur von 31 °C und einem Druck von 73 bar – weist CO₂ ein ähnliches Fließverhalten wie Flüssigkeiten auf und kann über mehrere 100 km in einer Pipeline transportiert werden, wobei es am Anfang auf mindestens 150 bar verdichtet werden muss, um die Druckverluste entlang der Pipeline zu kompensieren. Der CO₂-Transport via Pipeline ist Stand der Technik und eignet sich besonders für große Industrieanlagen sowie Industriecluster. Für kleinere CO₂-Mengen kann der Transport jedoch auch per Lkw, Schiff und Bahn wirtschaftlich sein. Laut IEA sind Pipelines und Schiffe die am besten skalierbaren Optionen mit den niedrigsten Kosten pro transportierter Tonne CO₂, wobei der Schiffstransport aber erst bei Entfernung von über 1.000 km eine wirtschaftliche Alternative zum Pipelinetransport darstellt [ZukunftGas 2024].

Der Fernleitungsnetzbetreiber OGE (Open Grid Europe GmbH) arbeitet derzeit auf nationaler Ebene am Aufbau eines CO₂-Startnetzes. In den kommenden Jahren soll eine Netzstruktur mit einer Länge von 964 Kilometern entstehen, die den Transport von jährlich 18,8 Mio. t CO₂ ermöglicht. Die genaue Trassenführung des CO₂-Startnetzes sowie der geplanten Erweiterungsrouten wird OGE in Abstimmung mit den späteren Nutzern flexibel an deren Transportbedarfe anpassen, wobei das Unternehmen aktuell von einem kompletten Neubau der Infrastruktur ausgeht.

Das Startnetz soll CO₂-Emittenten mit CO₂-Verbrauchern verbinden, wobei im Rahmen einer Kreislaufwirtschaft abgeschiedene CO₂-Mengen von Standorten der Zement- und Kalkindustrie zu Standorten der Chemieindustrie transportiert werden können. Zusätzlich ist eine Anbindung relevanter Hafenstandorte, wie Wilhelmshaven, geplant, um überschüssiges CO₂ zu geologischen Speicherstätten zu transportieren [ZukunftGas 2024].

CO₂-Speicherung

Für die Behandlung dieses Themas bietet es sich an, dies anhand eines bestehenden Konzeptes zu erläutern. Das **Sleipner-CCS-Projekt** ist eines der ersten und erfolgreichsten kommerziellen Projekte zur Abscheidung und Speicherung von CO₂. Es befindet sich im Sleipner-Gasfeld in der Nordsee, das von Norwegen betrieben wird. Das Projekt wurde 1996 von der norwegischen Firma Statoil (heute Equinor) gestartet und nutzt die CCS-

⁸ Der **Überkritische Zustand** eines Stoffes, insbesondere bei Kohlendioxid (CO₂), spielt eine wichtige Rolle im Rahmen der CCS-Technologie. In diesem Zustand zeigt das Fluid sowohl dichteähnliche Eigenschaften einer Flüssigkeit als auch diffusionsähnliche Eigenschaften eines Gases.

Technologie, um CO₂, das bei der Erdgasförderung freigesetzt wird, abzuscheiden und in unterirdischen geologischen Formationen zu speichern [UBA 2008], [Vattenfall 2024].

Das Erdgas im Sleipner-Gasfeld enthält etwa 9 % CO₂, welches abgeschieden werden muss, da das an alle Kunden zu liefernde Endprodukt nur geringe CO₂-Anteile enthalten darf. In Sleipner erfolgt diese Abscheidung üblicherweise mittels Aminwäsche. Nach der Abscheidung liegt das CO₂ in gasförmigem Zustand vor. Um es in unterirdische Speicherformationen zu injizieren, muss es jedoch komprimiert werden. Das CO₂ wird auf einen Druck von etwa 80 bis 100 bar komprimiert, wodurch es in den superkritischen Zustand übergeht. In diesem Zustand hat das CO₂ sowohl die Dichte einer Flüssigkeit als auch die Diffusionsfähigkeit eines Gases, was einerseits den Transport und andererseits die Einspeicherung erleichtert [UBA 2008], [Vattenfall 2024].

Das komprimierte CO₂ wird direkt vor Ort im Sleipner-Feld durch eine Pipeline in geologische Formationen tief unter dem Meeresboden transportiert. Die Speicherformation im Sleipner-Projekt ist die Utsira-Formation, eine poröse Sandsteinschicht, die sich in etwa 1.000 m Tiefe befindet, und wird durch eine dichte Gesteinsschicht, welche als Deckschicht (Caprock) fungiert, abgedichtet, sodass das CO₂ nicht wieder an die Oberfläche entweichen kann.

Das CO₂ wird in die Utsira-Formation injiziert, wo es sich in den Poren des Sandsteins verteilt. Im Laufe der Zeit sorgen verschiedene Mechanismen dafür, dass das CO₂ dauerhaft gespeichert wird [UBA 2008], [Vattenfall 2024]:

- ▶ Strukturelle Speicherung: Das CO₂ wird durch die Deckschicht eingeschlossen und verbleibt dort als Gas oder Flüssigkeit.
- ▶ Restliche Sättigung: Ein Teil des CO₂ wird in den winzigen Poren des Gesteins eingeschlossen.
- ▶ Mineralisierung: Langfristig kann das CO₂ mit dem Gestein chemisch reagieren und sich in stabile Mineralien umwandeln.
- ▶ Lösliche Speicherung: Ein Teil des CO₂ wird sich in das im Gestein vorhandene Wasser lösen.

Überwachung und Langzeitmanagement

Da es sich beim CCS-Prozess um eine langfristige Speicherung handelt, sind umfassende Überwachungsmaßnahmen und ein wirksames Langzeitmanagement unerlässlich, um mögliche Leckagen zu verhindern und die Umweltauswirkungen zu kontrollieren.

Dazu gehört die Überwachung der geologische Formationen, in denen das CO₂ gespeichert wird, eine seismische Überwachung der Bewegungen und Veränderungen in der Gesteinsformation sowie Druck- und Temperaturmessungen in der Lagerstätte, um Anomalien frühzeitig zu erkennen.

Zur Überwachung potenzieller Leckagen wird eine Gasdetektion⁹ an der Oberfläche oder in Bohrlöchern vorgenommen, um CO₂-Austritte aufzuspüren. Dazu werden Bodenproben, Satellitendaten oder Laser-Scans genutzt. Mittels Bodenwasserüberwachung wird zudem geprüft, ob CO₂ aus der Speicherstätte in Grundwasserleiter eindringen und deren Qualität beeinträchtigen kann.

Auch nach dem Ende der Injektion muss das CO₂ über Jahrzehnte hinweg überwacht werden, um sicherzustellen, dass es in der Formation verbleibt und keine Umweltschäden verursacht. Darüber hinaus müssen nach der Stilllegung einer Speicherstätte regelmäßige Kontrollen und das Management potenzieller Langzeitschäden erfolgen [UBA 2008].

⁹ **Gasdetektion** bezeichnet die Erkennung und Messung von Gasen in der Luft oder in industriellen Prozessen.

Carbon Capture and Utilization (CCU)

Energieträger und Kraftstoffe (Power-to-X)

Power-to-X (PtX)-Prozesse spielen eine zentrale Rolle im Rahmen von CCU, da sie es ermöglichen, CO₂ in wertvolle Produkte umzuwandeln und so zur Defossilisierung von energieintensiven Sektoren beizutragen. Power-to-X bezeichnet eine Reihe von Technologien, bei denen überschüssige erneuerbare Energie genutzt wird, um verschiedene Energieträger oder Chemikalien herzustellen.

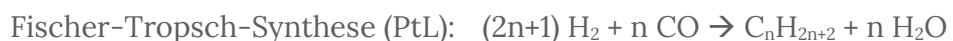
Eine **Power-to-Gas (PtG)**-Anlage dient zur Umwandlung elektrischer in chemische Energie, um eine Langzeitspeicherung von Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energien zu realisieren. Der von Windenergie- bzw. Photovoltaikanlagen erzeugte fluktuierende Strom wird über einen Transformator und einen Gleichrichter in einen Elektrolyseur eingespeist. Gleichzeitig wird Speisewasser aus einem Tank einen Elektrolytfilter passierend dem Elektrolyseur zugeführt, worin mit Hilfe elektrischer Energie eine Spaltung von Wasser (H₂O) in Wasserstoff (H₂) und Sauerstoff (O₂) erfolgt. Die dabei freiwerdende Wärme wird mittels Wärmeübertrager in einem Wärmespeicher gespeichert, um diese für weitere Prozesse nutzbar machen zu können. Im Elektrolyseur sind für beide Produktgase (H₂ und O₂) Gasabscheider installiert, um die Gase voneinander zu trennen.

Für den PtG-Prozess ist lediglich eine Weiterverwendung von Wasserstoff (H₂) erforderlich. Nach dem Abscheiden des H₂ folgt die Gasreinigung einschließlich Gastrocknung, bei der im Gasabscheider unvollständig abgetrennter Sauerstoff (O₂) entfernt wird. Anschließend kann das H₂ gespeichert oder direkt ins Gasnetz eingespeist werden. Eine zweite Option stellt die Möglichkeit dar, H₂ in einem weiteren Prozessschritt mit Hilfe von CO₂ mittels so genanntem Sabatier-Prozess in Vergasungsreaktoren zu methanisieren und nach einer darauffolgenden Gastrocknung und Konditionierung in Form von erneuerbarem Methan (CH₄) mit Erdgasqualität ins Gasnetz einzuspeisen.



Bei einer **Power-to-Liquid (PtL)**-Anlage wird der aus der Elektrolyse gewonnene grüne Wasserstoff (H₂) hingegen ebenfalls mit Hilfe von CO₂/CO mittels sog. Methanolsynthese zu Methanol (CH₃OH) oder mittels Fischer-Tropsch-Synthese zu langkettigen Kohlenwasserstoffen (z.B. C_nH_{2n+2}) umgesetzt, so dass diese flüssigen Produkte als Kraftstoffe im Verkehrssektor oder als Edukte in der chemischen Industrie verwendet werden können.

In einer weitgehend defossilisierten Energiewirtschaft kann das benötigte CO₂ idealerweise aus Biogasanlagen oder Bioraffinerien gewonnen werden (siehe Kapitel Biogasanlagen und Bioraffinerien).



Durch die Nutzung von CO₂ als Rohstoff in PtX-Prozessen wird ein geschlossener Kohlenstoffkreislauf geschaffen, bei dem das CO₂ aus industriellen Prozessen oder der Atmosphäre eingefangen und wiederverwendet wird, anstatt umgehend wieder in die Atmosphäre freigesetzt zu werden. Dies trägt zur langfristigen Reduktion der Netto-CO₂-Emissionen bei. Gleichzeitig ermöglicht die Speicherung von erneuerbarer Energie in synthetischen Brennstoffen oder Chemikalien eine flexible Nutzung von Wind- und Solarstrom, was die Integration erneuerbarer Energien in das Energiesystem fördert (Abbildung 5).

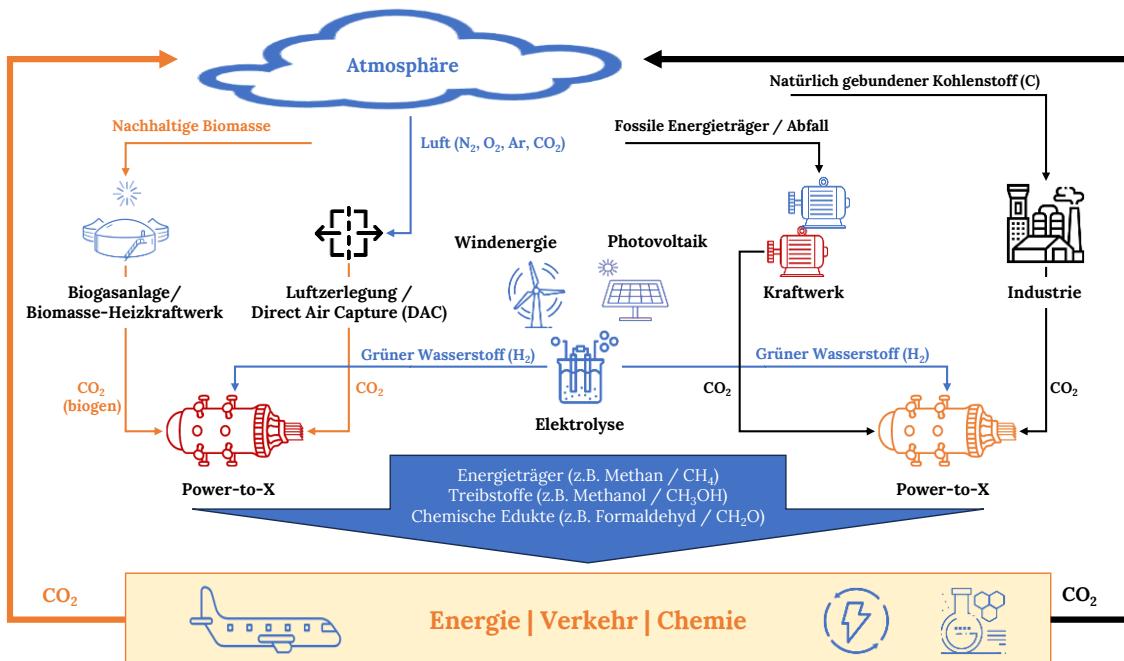


Abbildung 5: Kohlenstoffkreislauf – fossiler und biogener Pfad [UBA 2021 / Darstellung: Gansler/EMMD]

Welche stofflichen Speicher zukünftig von Bedeutung sein werden, lässt sich heute noch nicht endgültig festlegen, da noch ungeklärt ist, wie hoch die über eine direkte Elektrifizierung abdeckbaren Anteile im Verkehrssektor sein werden und welche Kraftstoffmengen zukünftig noch erforderlich sind. Zumindest beim Flug-, Schiffs- und Lastverkehr wird noch auf die Verwendung von Treibstoffen mit hoher Energiedichte zurückgegriffen werden müssen.

Sollen die Speicherstoffe zur Vermeidung von Strommangelsituationen, die bei zu geringen Windangeboten oder zu wenig Solareinstrahlung auftreten können, eingesetzt werden, ist die direkte Nutzung von Wasserstoff mit deutlich geringeren Energieverlusten verbunden als z.B. die Verwendung von erneuerbarem Methan. Für die Verwendung von Methan spricht jedoch die vorhandene Infrastruktur, welche sich aus dem Erdgasverteilernetz und den entsprechend geeigneten Energieanlagen zusammensetzt [Kircher/Schwarz 2020].

Chemieindustrie

CCU bietet zahlreiche Möglichkeiten, CO₂ in chemische Prozesse zu integrieren. Die Umwandlung von CO₂ zu Polycarbonaten, Polyolen oder Harnstoff reduziert den Einsatz fossiler Rohstoffe und trägt zur nachhaltigen Entwicklung der Industrie bei. Die wichtigsten Anwendungen von CO₂ als Ausgangsstoff in der Chemieindustrie sind nachfolgend dargestellt [Lumitos 2024]:

- ▶ **Herstellung von Polycarbonaten**, welche in zahlreichen Produkten (CDs, DVDs, Brillen oder Elektronikgehäusen) verwendet werden und wobei CO₂ mit Epoxiden (z.B. Propylenoxid, C₃H₆O) reagiert, um Polycarbonate zu bilden:
$$\text{CO}_2 + \text{Epoxid (C}_3\text{H}_6\text{O)} \rightarrow \text{Polycarbonat (C}_4\text{H}_6\text{O}_3)_n$$
- ▶ **Herstellung von Polyolen und Polyurethanen**, welche in Schaumstoffen, Beschichtungen und Dichtstoffen verwendet werden und wo CO₂ mit Epoxiden reagiert, um Polyole zu bilden, die wiederum mit Isocyanaten zu Polyurethanen weiterverarbeitet werden:
$$\text{Polyol (R'-OH)} + \text{Isocyanat (R-NCO)} \rightarrow \text{Polyurethan (R'-O-C(O)-N-R)}$$
- ▶ **Harnstoffproduktion**, wobei Harnstoff (CO(NH₂)₂) gewonnen wird, welcher hauptsächlich als Stickstoffdünger verwendet und aus einer Synthese aus CO₂ und Ammoniak (NH₃) gewonnen wird (siehe auch Kapitel Landwirtschaft und biologische Nutzung):
$$2 \text{ NH}_3 + \text{CO}_2 \rightarrow \text{CO(NH}_2)_2 + \text{H}_2\text{O}$$
- ▶ **Salicylsäureproduktion**, bei der Salicylsäure (C₇H₆O₃) als Vorprodukt von Aspirin in der Pharmazie in der Kolbe-Schmitt-Reaktion mit Natriumphenolat (C₆H₅ONa) und CO₂ hergestellt wird. Es folgt eine Ansäuerung des Zwischenproduktes Natriumsalicylat (C₇H₅O₃Na) mit einer starken Säure (z.B. Natriumchlorid/HCl):
$$\text{C}_6\text{H}_5\text{ONa} + \text{CO}_2 \rightarrow \text{C}_7\text{H}_5\text{O}_3\text{Na}$$

$$\text{C}_7\text{H}_5\text{O}_3\text{Na} + \text{HCl} \rightarrow \text{C}_7\text{H}_6\text{O}_3 + \text{NaCl}$$

Für die chemische Industrie ist CO₂ als Rohstoff von besonderem Interesse, weil CO₂ und Biomassen die einzige verfügbaren Alternativen zu fossilen Kohlenstoffträgern darstellen. Technologien, welche CO₂ umwandeln, sind dabei eine wichtige Option, Kohlenstoff, der in einer primären Anwendung bereits verarbeitet wurde, erneut zu nutzen und so den Bedarf an fossilen Rohstoffen und damit verbundene Emissionen in anderen Sektoren zu vermindern. Allerdings müssen mit dem Ziel einer „grünen Wirtschaft“ erhebliche Mengen erneuerbarer Energien bereitgestellt werden [Kircher/Schwarz 2020].

Baustoffindustrie

CCU in der Baustoffindustrie bietet vielversprechende Wege, das CO₂-Problem anzugehen, indem CO₂ in Baumaterialien, wie Zement und Beton, eingebunden wird. Der Vorteil dieser Prozesse besteht darin, dass CO₂ nicht nur reduziert, sondern langfristig in festen Produkten gespeichert wird.

Die wichtigsten Anwendungen von CO₂ als Ausgangs- und/oder Zusatzstoff in der Baustoffindustrie sind nachfolgend dargestellt [Lumitos 2024]:

- ▶ **Karbonatisierung von Beton**, wobei CO₂ gezielt eingebracht wird, um das Calciumsilikathydrat (C-S-H) im Beton zu stärken; in diesem Prozess wird CO₂ mit Calciumhydroxid (Ca(OH)₂), einem Nebenprodukt der Zementhydratation, zu Calciumcarbonat (CaCO₃) umgesetzt:
$$\text{Ca(OH)}_2 + \text{CO}_2 \rightarrow \text{CaCO}_3 + \text{H}_2\text{O}$$
- ▶ **CarbonCure-Technologie**, wobei CO₂ mit Zement reagiert, in fester Form als Calciumcarbonat (CaCO₃) im Beton eingeschlossen wird und dadurch die mechanischen Eigenschaften des Betons verbessert:
$$\text{CO}_2 + \text{CaO} \rightarrow \text{CaCO}_3$$
- ▶ **Magnesiabasierter Zement** - ein alternativer Ansatz, bei dem Magnesiumoxid (MgO) anstelle von Calciumoxid (CaO) als Hauptbestandteil des Zements eingesetzt wird und wobei bei der Aushärtung CO₂ aus der Atmosphäre aufgenommen und mit MgO zu Magnesiumcarbonat (MgCO₃) reagiert:
$$\text{MgO} + \text{CO}_2 \rightarrow \text{MgCO}_3$$
- ▶ **Verwertung von industriellen Nebenprodukten** – Nutzung von Flugasche oder Schläcken aus Kraftwerken und der Stahlindustrie; diese Nebenprodukte enthalten hohe Mengen an Calciumverbindungen, die mit CO₂ reagieren können, um stabile Carbonate zu bilden, was wiederum zur CO₂-Speicherung und zur Verwertung von Abfallprodukten beiträgt

Landwirtschaft und biologische Nutzung

Auch in der Landwirtschaft bietet CCU einige Möglichkeiten zur CO₂-Nutzung und dauerhaften Bindung von CO₂. Dies reicht von der Herstellung von Düngemitteln über die gezielte CO₂-Düngung in Gewächshäusern bis hin zu landwirtschaftlichen Praktiken zur Kohlenstoffbindung im Boden. Nachfolgend sind die Prozesse aufgeführt, welche sich für die CCU-Anwendung eignen [Lumitos 2024]:

- ▶ **Produktion von Harnstoff (CO(NH₂)₂)**, der hauptsächlich als Stickstoffdünger verwendet und aus einer Synthese aus CO₂ und Ammoniak (NH₃) gewonnen wird:
$$2 \text{NH}_3 + \text{CO}_2 \rightarrow \text{CO(NH}_2\text{)}_2 + \text{H}_2\text{O}$$
- ▶ **CO₂-Düngung in Gewächshäusern**, wobei CO₂ oft künstlich eingebracht wird, um das Pflanzenwachstum durch erhöhte Photosynthese – also der Umwandlung von CO₂ und H₂O mittels Lichteinstrahlung zu Glukose (C₆H₁₂O₆) und Sauerstoff (O₂) – zu stärken:
$$6 \text{CO}_2 + 6 \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{C}_6\text{H}_{12}\text{O}_6 + 6 \text{O}_2$$

- ▶ **Verwertung von CO₂ zur Herstellung von Bodenverbesserungsmitteln**, wie z.B. Bio-kohle durch Pyrolyse¹⁰ von Biomasse, wobei der Kohlenstoff im Boden verbleibt, sich dadurch die Bodenfruchtbarkeit verbessert und das CO₂ dauerhaft gespeichert wird
- ▶ **Carbon Farming und CO₂-Speicherung im Boden** zielt darauf ab, den C-Gehalt des Bodens zu erhöhen: Direktsaat, Deckfrüchte und Humusaufbau

Erneuerbare Kohlenstoffquellen (Agrar-, Forst-, marine Biomasse und deren Derivate) werden im Rahmen der Bioökonomie produziert und verarbeitet, welche deshalb von der EU als unverzichtbarer Baustein einer klimaneutralen Wirtschaft genannt wird. Von daher kann die Bioökonomie ebenso wie die fossilbasierte Wirtschaft Energie und Chemieprodukte bereitstellen, wobei das Rohstoffpotenzial allerdings wegen ökologischer Bedingungen begrenzt ist [Kircher/Schwarz 2020].

¹⁰ **Pyrolyse** ist ein thermochemischer Prozess, bei dem organische Materialien unter hohen Temperaturen (zwischen 300 und 900 °C) ohne oder unter sehr geringem Sauerstoffanteil zersetzt werden. Dabei entstehen verschiedene Produkte wie Gase, Flüssigkeiten und feste Rückstände.

Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS) in Ostdeutschland

CCUS im Gesamtenergiesystem

Wie bereits aufgezeigt, resultieren abscheidungsfähige und speicherbare CO₂-Emissionen insbesondere in Kraftwerken und Industrieprozessen. Bei den Industrieprozessen wird CO₂ vor allem in der Chemieindustrie freigesetzt; u.a. bei der Dampfreformierung zur Herstellung von Wasserstoff aus Erdgas/Methan, welcher bei einer entsprechenden CO₂-Abscheidung und -Speicherung als blauer Wasserstoff bezeichnet wird. Darüber hinaus kann biogenes CO₂ aus Biogasanlagen und Bioraffinerien sowie direkt mittels Luftzerlegungsanlage im Lindeverfahren aus der Atmosphäre gewonnen werden.

Mit der anschließenden Nutzung des abgeschiedenen und gespeicherten CO₂ können verschiedene Zukunftssektoren, welche schwerpunktmaßig in der EMMD untersucht werden, miteinander gekoppelt werden (Abbildung 6):

- ▶ **Erneuerbare Energien:**
Windenergie & Photovoltaik (grüne H₂-Erzeugung) | Biogasanlagen (CO₂(biogen)-Abscheidung → CCS)
- ▶ **Grüner Wasserstoff** (Ausgangsstoff für PtX-Prozesse → CCU, indirekt) | **Blauer Wasserstoff** (CO₂-Abscheidung → CCS)
- ▶ **Grüne Wärme:**
Wärmeerzeugung aus erneuerbarem Methan (Power-to-Gas/Methanisierung → CO₂-Nutzung → CCU) | Nutzung exothermer Reaktionswärme aus PtX-Prozessen und Abwärme aus der Elektrolyse (→ CCU, indirekt)
- ▶ **Grüne Treibstoffe:** Power-to-Liquid/E-Fuels (CO₂-Nutzung → CCU)
- ▶ **Bioökonomie:** Bioraffinerien (CO₂(biogen)-Abscheidung → CCS)

Mit dem angestrebten Ausbau der erneuerbaren und fluktuiierenden Energien – Windenergie und Photovoltaik – kann eine gezielte Herstellung grünen Wasserstoffs mittels Elektrolyse erfolgen. Dieser wiederum kann mit dem gespeicherten CO₂ zu grünen Treibstoffen / E-Fuels synthetisieren (siehe Kapitel Energieträger und Kraftstoffe (Power-to-X)). Ein weiterer Pfad zur Nutzung von grünem Wasserstoff und CO₂ ist die Herstellung von erneuerbarem Methan, welches wiederum als Brennstoff für den Wärmesektor genutzt werden kann. Auch die bei den Power-to-X-Prozessen entstehende exotherme Reaktionswärme sowie die Abwärme aus der Elektrolyse zur H₂-Herstellung sollte versucht werden, als Grüne Wärme nutzbar zu machen.

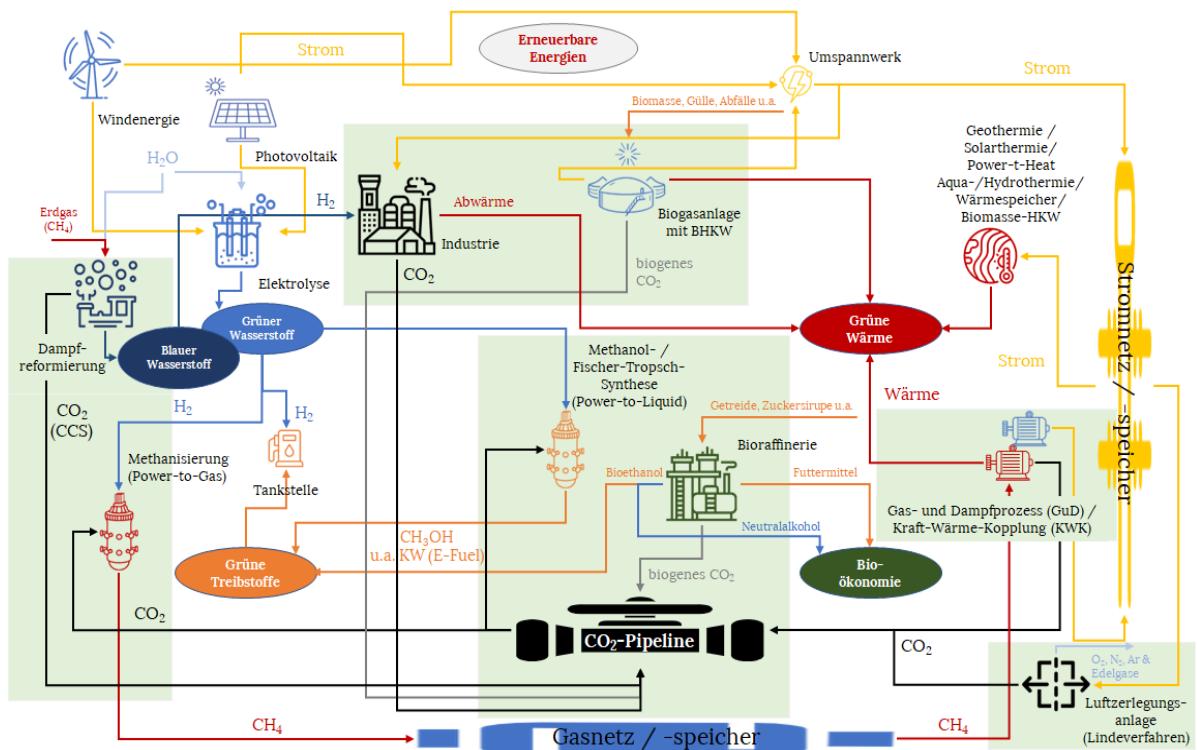


Abbildung 6: Kohlenstoffdioxid (CO_2) mit CCUS im Gesamtenergiesystem
(Quelle: Gansler/EMMD)

CCUS-Potenziale in Ostdeutschland

Der Standort Ostdeutschland steht bei der Defossilisierung vor besonderen Herausforderungen. So geraten viele Unternehmen durch die festgelegte Verteuerung der Zertifikate des Europäischen Emissionshandels zunehmend unter Kostendruck. An dieser Stelle können effiziente CCUS-Technologien entscheidend zur Sicherung der Wettbewerbsfähigkeit beitragen. Zum anderen benötigt die ostdeutsche Chemieindustrie auf dem Transformationspfad hin zu einer „grünen Chemie“ eine alternative Kohlenstoffquelle, welche die Substitution der bisherigen fossilen Rohstoffgrundlage in Form von Erdöl und Erdgas ermöglicht. Hier kann das aus Industrieprozessen abgeschiedene CO_2 zum Ausgangsstoff für die Produktion von Chemikalien, Kunststoffen, synthetischen Kraftstoffen und grünem Methan werden. Für beide Szenarien muss eine umfassende Infrastruktur aufgebaut werden, um das CO_2 per Pipeline zu den entsprechenden Speicherstätten sowie potenziellen Bedarfsträgern zu transportieren [Chemie+ 2024].

Im Jahr 2021 haben daher die führenden Unternehmen des Rohstoffverbundes im mitteldeutschen Chemiedreieck mit dem Projekt „**CapTransCO2**“ (Abbildung 7) die Gesamtlage analysiert. Zu den zentralen Säulen des Verbundes zählen die Raffinerie der **TotalEnergies** in Leuna mit Deutschlands größter Methanolanlage, der Cracker von **Dow Olefinverbund** in Böhmen samt Kunststoffproduktionsstätten in Schkopau und Leuna, das **Linde-Gasezentrum** in Leuna mit seinem standortübergreifenden Pipelinesystem sowie die größte deutsche Produktionsstätte für Ammoniak und Harnstoff der **SKW Piesteritz**. An

dem Projekt war auch die Zementindustrie durch die **Thomas Gruppe** und das **Werk Karsdorf** vertreten, während **VNG**, **ONTRAS** und **DBI** ihre Expertise im Bereich Gastransport und -speicherung beisteuerten. **Linde** als Betreiber des Gasezentrums in Leuna war zwar nicht direkt beteiligt, blieb jedoch als Partner für Carbon-Capture stets informiert, während das Kooperationsnetzwerk **Chemie+** diese Aktivitäten unterstützte und begleitete [Chemie+ 2024].

Ergebnis war u.a., dass ca. drei Viertel der in der Region ausgestoßenen Treibhausgasemissionen aus industriellen Anlagen (u.a. aus Kalk- und Zementindustrie sowie Müllverbrennung) stammen, die für etwa 12 % der gesamtdeutschen Emissionen verantwortlich sind. Damit würden ca. 9 Mio. t CO₂ pro Jahr für CCUS und über 5 Mio. t CO₂ pro Jahr für CCS zur Verfügung stehen [DBI/VNG 2024].

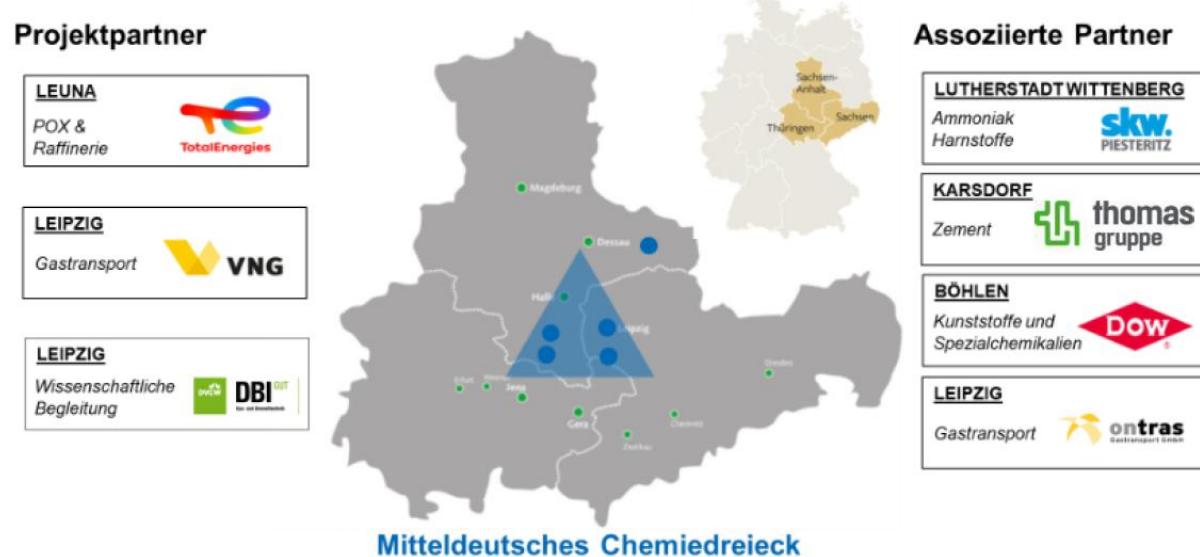


Abbildung 7: Projekt CapTransCO₂ [DBI/VNG 2024]

Ein darauf aufbauender **Projektvorschlag** besteht in der CO₂-Trassenplanung im Rahmen einer weiterführenden privatwirtschaftlich finanzierten **Gemeinschaftsstudie** unter Be- trachtung der bereits vorhandenen und in Abbildung 9 dargestellten Trassenvarianten. Diese soll folgende inhaltliche Schwerpunkte beinhalten:

- ▶ Identifizierung von CO₂-Punktquellen entlang bzw. in räumlicher Nähe der unterschiedlichen geplanten CO₂-Pipeline-Trassenvarianten (u.a. CapTransCO₂, OGE, VNG)
- ▶ kartografische Verschneidung von bestehenden CO₂-Trassenplanungen mit existierenden CO₂-Punktquellen
- ▶ Betrachtungsraum: Mittel-/Ostdeutschland
- ▶ Pipeline-Anbindung über Ostdeutschland hinaus zu den CO₂-Lagerstätten in der Nordsee
- ▶ Untersuchung zur Anbindung an die Hafenstandorte an Nordsee (u.a. Stade) und Ostsee (Rostock) zum CO₂-Transport mittels Schiff zu den Nordseespeicherstätten

In Abbildung 8 ist die Anzahl von bisher identifizierten Industriestandorten und somit CO₂-Emittenten unterteilt in die bereits zuvor vorgenommenen Kategorien dargestellt.

Daraus ergeben sich 151 CO₂-Punktquellen mit einem möglichen Anschluss an CO₂-Pipelines zur Speicherung (CCS) und Nutzung (CCU) des dort emittierten CO₂:

- ▶ **Chemische Industrie (18):** Dabei handelt es sich vorwiegend um Unternehmen zur Herstellung von organischen Grundchemikalien, gefolgt von der Herstellung von Ammoniak, Soda, Salpetersäure, Adipinsäure sowie Wasserstoff und Synthesegas.
- ▶ **Eisen und Stahl (10):** Dies betrifft vor allem die Herstellung von Roheisen und Stahl, gefolgt von der Verarbeitung von Eisenmetallen.
- ▶ **Mineralverarbeitende Industrie (77):** Besonders dominant ist hier die Herstellung von Keramik und Glas, aber auch von Kalk und Zement. Eine zahlenmäßig untergeordnete Rolle spielen zudem die Herstellung von Gips und Mineralfasern.
- ▶ **Nichteisenmetalle (3):** Bei den lediglich drei Unternehmen zur Verarbeitung von Nichteisenmetallen handelt es sich um die Befesa Zinc Freiberg GmbH, Hydro Aluminium Gießerei Rackwitz GmbH und KME Mansfeld GmbH.
- ▶ **Papier und Zellstoff (26):** Dies betrifft fast ausschließlich die Herstellung von Papier; nur zweimal die Herstellung von Zellstoff.
- ▶ **Raffinerien (3):** Bei diesen drei Großemittenten handelt es sich um die TOTAL Raffinerie Mitteldeutschland GmbH in Leuna, die ROMONTA GmbH in Amsdorf und die PCK Raffinerie GmbH in Schwedt.
- ▶ **sonstige Verbrennungsanlagen (14):** Hier gibt es aktuell keine Angaben zu den eingesetzten Energieträgern.



Abbildung 9: Untersuchungsraum, Pipelineplanungen und CO₂-Punktquellen
Gemeinschaftsstudie „CO₂-Sammelnetz Ostdeutschland“
(Quelle und Darstellung: DBI GUT 2024)

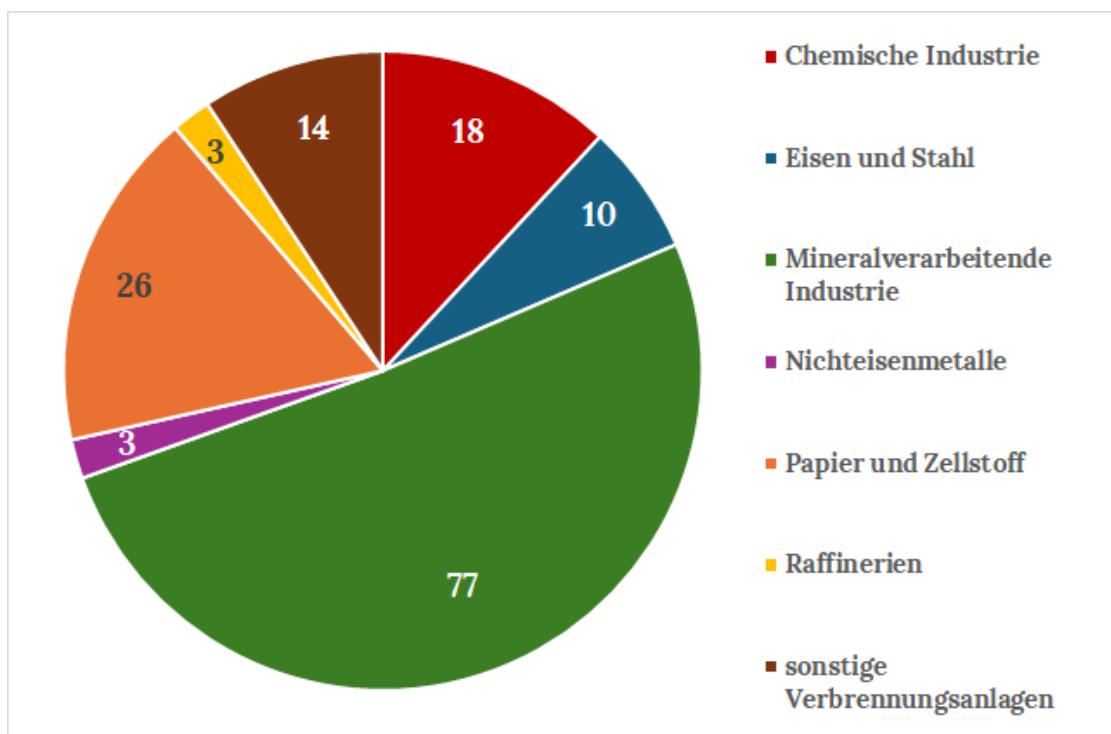


Abbildung 8: Anzahl der Unternehmensstandorte bzw. CO₂-Emittenten in Ostdeutschland nach Kategorien (Quelle: DBI GUT / Darstellung: Gansler/EMMD)

Fazit und Ausblick

Regulatorik

Im aktuellen Klimaschutzgesetz hat sich Deutschland dem Ziel verpflichtet, bis zum Jahr 2045 als Volkswirtschaft die Netto-Treibhausgasneutralität zu realisieren. Dazu wurden zahlreiche Maßnahmen zur Vermeidung von CO₂-Emissionen initiiert. Trotz dieser Anstrengungen verbleiben eine Reihe von Branchen, in denen die Vermeidung von CO₂-Emissionen nach aktuellem Stand der Technik nicht oder nur mit wirtschaftlich unverhältnismäßig hohem Aufwand zu erreichen ist. Um auch diesen Wirtschaftszweigen, zu denen u.a. die Zement- und Kalkindustrie, Bereiche der Grundstoffchemie und die Abfallverbrennung gehören, eine Perspektive auf ein klimaneutrales Wirtschaften zu eröffnen und gleichzeitig die industrielle Wertschöpfung zu sichern, ist die Nutzung von Technologien zur Abscheidung, Speicherung und Nutzung von Kohlendioxid unabdingbar. So geht der Weltklimarat IPCC inzwischen davon aus, dass die globalen Klimaziele ohne den Einsatz von CCUS nicht erreicht werden können. Auch die Bundesregierung hat diesem Konsens in der internationalen Klimapolitik Rechnung getragen und mit ihrer Carbon Management Strategie und der Novelle des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes die Rahmenbedingungen für CCUS in Deutschland geschaffen. So sollen die momentan bestehenden Hürden für die CCUS-Anwendung in Deutschland beseitigt und der Hochlauf CCUS in Einklang mit den Treibhausgasminderungszielen des deutschen Klimaschutzgesetzes (KSG) sowie dem Erreichen der Klimaneutralität 2045 gebracht werden [BMWK 2024].

Zwar setzt die Bundesregierung im Bereich der Stromerzeugung auf den beschleunigten Ausbau von erneuerbaren Energien, jedoch wird CCUS auch bei Energieerzeugungsanlagen auf Basis von Erdgas u.a. gasförmige Energieträger sowie Biomasse ermöglicht, wenn auch nicht gefördert. Damit es jedoch beim Kohleausstieg bleibt, werden CO₂-Emissionen aus Kohlekraftwerken für den Zugang zu CO₂-Pipelines ausgeschlossen. Darüber hinaus ratifiziert die Bundesregierung des London-Protokolls¹¹ zur Ermöglichung des CO₂-Exports zwecks Offshore-Speicherung und nimmt die hierfür notwendigen Änderungen am Hohe-See-Einbringungsgesetz¹² vor. Außerdem wird die Erkundung von Offshore-Speicherstätten in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ)¹³ bzw. dem Festlandsockel gesetzlich ermöglicht, wobei jedoch die Injektion von CO₂ in Meeresschutzgebieten weiterhin nicht ermöglicht wird und die dauerhafte Speicherung von CO₂ im geologischen Untergrund auf dem Gebiet des deutschen Festlands (onshore) weiterhin ausgeschlossen bleibt. Nur sofern die Länder dies erbitten, könnte der Bund im KSpG eine gesetzliche Grundlage schaffen, um eine aktive Zusammenarbeit einzelner Bundesländer

¹¹ Das **London-Protokoll** ist eine bedeutende internationale Übereinkunft, die sich mit dem Schutz der Meeressumwelt vor Verschmutzung durch Einbringung von Abfällen und anderen Materialien in die Meere befasst.

¹² Das **Hohe-See-Einbringungsgesetz (HSEG)** ist ein deutsches Gesetz, das die nationale Umsetzung des internationalen Londoner Übereinkommens von 1972 sowie des London-Protokolls von 1996 regelt.

¹³ Die **Ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ)** ist ein maritimer Raum, der sich außerhalb der Hoheitsgewässer (12-Seemeilen-Zone) eines Staates erstreckt. Für Deutschland umfasst die AWZ-Gebiete in der Nordsee und Ostsee.

zur Erforschung der Onshore-Speicherung zu ermöglichen. Das KSpG wird daher so angepasst, dass in der deutschen AWZ potenzielle Speicherkapazitäten erkundet und bei nachgewiesener Standorteignung erschlossen werden können. [BMWK 2024].

Technologie

CCS umfasst die Abscheidung, den Transport und die geologische Speicherung von CO₂. Technologieentwicklungen bei der Abscheidung beinhalten Fortschritte bei der Verbesserung der Abscheidungstechnologien (z. B. chemische Absorption, Membranen, Oxyfuel-Verfahren) sowie zur Erhöhung der Effizienz und Senkung des Energiebedarfs.

Für den Transport muss der Bau von CO₂-Pipelines und die Entwicklung von CO₂-Schiffen intensiv vorangetrieben werden, um Transportkosten zu senken.

Zur CO₂-Speicherung bieten geologische Formationen, wie salzwasserführende Aquifere oder ehemalige Öl- und Gaslagerstätten ein großes Potenzial. Dafür müssen Überwachungstechnologien zur Gewährleistung der Sicherheit (z. B. seismische Überwachung) weiterentwickeln werden.

CCU-Technologien nutzen CO₂ als Rohstoff für Produkte, wie Kraftstoffe, Chemikalien oder Baumaterialien. Durch die Synthese von CO₂ mit grünem Wasserstoff (H₂) lassen sich kohlenstoffneutrale Kraftstoffe herstellen, wobei technologische Fortschritte zur Effizienzsteigerung und Kostensenkung entscheidend sind. CO₂ kann darüber hinaus in die Herstellung von Kunststoffen, Carbonbeton und anderen Baumaterialien integriert werden. Zudem ist die Nutzung von Mikroorganismen oder Algen zur CO₂-Konvertierung in Biomasse oder Biokraftstoffe möglich. Innovationstrends stellen dabei elektrochemische und photokatalytische Prozesse, in welchen CO₂ direkt in Wertstoffe umgewandelt wird, sowie die Kombination mit Power-to-X-Technologien zur Herstellung von grünem Methan, Methanol oder synthetischem Kerosin dar.

Wirtschaftlichkeit

Aktuell liegen die Kosten für die CO₂-Abscheidung und Speicherung je nach Branche und Technologie zwischen 45 und 95 € pro t CO₂. Kostensenkungspotenziale liegen in der Skalierung der Technologien, der Weiterentwicklung der Abscheidungsmethoden und der Schaffung gemeinsamer Infrastruktur (z. B. CO₂-Transportnetzwerke). Je nach CO₂-Bepreisung (z. B. im EU-Emissionshandelssystem) könnte CCS wirtschaftlich attraktiv werden.

Die Wirtschaftlichkeit von CCU hängt stark von den Endprodukten ab. Hochwertige Produkte, wie Chemikalien oder synthetische Kraftstoffe, können einen erhöhten Marktwert haben. Derzeit sind viele CCU-Produkte teurer als ihre fossilen Alternativen. Kostensenkungen könnten durch technologische Fortschritte, steigende CO₂-Preise und Skaleneffekte erreicht werden.

CCUS-Technologien müssen massiv hochskaliert werden, um signifikante Emissionsminderungen zu erzielen. Derzeit existieren nur wenige großindustrielle Projekte. Der Aufbau von CO₂-Transport- und Speicherinfrastruktur (z. B. Pipelines, Speicherstätten) ist zudem teuer und erfordert hohe Anfangsinvestitionen. Ein stabiler regulatorischer Rahmen

sowie öffentliche Akzeptanz sind entscheidend, insbesondere für die Speicherung von CO₂ im Untergrund (CCS).

Exkurs: Ostdeutschland

Der Standort Ostdeutschland steht bei der Defossilisierung vor besonderen Herausforderungen. So geraten viele Unternehmen durch die festgelegte Verteuerung der Zertifikate des Europäischen Emissionshandels zunehmend unter Kostendruck. An dieser Stelle können effiziente CCUS-Technologien entscheidend zur Sicherung der Wettbewerbsfähigkeit beitragen. Zum anderen benötigt die ostdeutsche Chemieindustrie auf dem Transformationspfad hin zu einer „grünen Chemie“ eine alternative Kohlenstoffquelle, welche die Substitution der bisherigen fossilen Rohstoffgrundlage in Form von Erdöl und Erdgas ermöglicht. Hier kann das aus Industrieprozessen abgeschiedene CO₂ zum Ausgangsstoff für die Produktion von Chemikalien, Kunststoffen, synthetischen Kraftstoffen und grünem Methan werden. Für beide Szenarien muss eine umfassende Infrastruktur aufgebaut werden, um das CO₂ per Pipeline zu den entsprechenden Speicherstätten sowie potenziellen Bedarfsträgern zu transportieren.

Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Mecklenburg-Vorpommern verfügen zudem über geologische Formationen, die potenziell für die CO₂-Speicherung geeignet sind. Ein Pilotprojekt in Ketzin (Brandenburg) – das europaweit einzige Onshore-Projekt zu CCS – demonstrierte bis 2017 erfolgreich die Machbarkeit der CO₂-Speicherung in tiefen geologischen Schichten [GFZ 2021].

Literaturverzeichnis

[BMWK 2024]	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK): Eckpunkte der Bundesregierung für eine Carbon Management-Strategie. Berlin, 2024
[Chemie+ 2024]	Kooperationsnetzwerk Chemie + (Dr. Mühlhaus, Christoph): Die industrielle Umsetzung von CCU/CCS in Ostdeutschland. Leuna, 2024
[CopEnergies 2022]	CropEnergies Bioethanol GmbH: Bioraffinerie Zeitz. Zeitz, 2022; Website: https://www.cropenergies.com/fileadmin/Resources/CropEnergies/Files/Downloads/Broschueren/CE_Flyer_Zeitz_WEB.pdf (Zugriff: 30.10.2024)
[DBI/VNG 2024]	DBI GUT/VNG AG: CapTransCO2 - Machbarkeit einer klimaneutralen mitteldeutschen Industrie durch den Aufbau einer vernetzten CO2-Transportstruktur für CCU/CCS. Leipzig, 2024
[FZ Jülich 2012]	Forschungszentrum Jülich GmbH (Hrsg.: Kuckshinrichs, W.; Hake, J.-F.): CO ₂ -Abscheidung, -Speicherung und -Nutzung: Technische, wirtschaftliche, umweltseitige und gesellschaftliche Perspektive. Jülich, 2012
[GFZ 2021]	Deutsches GeoForschungsZentrum GFZ: Pilotstandort Ketzin. Potsdam, 2021; Website: https://www.co2ketzin.de/standort-ketzin/ueberblick (Zugriff: 30.10.2024)
[Kircher/Schwarz 2020]	Kircher, M.; Schwarz, T. (Hrsg.): CO ₂ und CO – Nachhaltige Kohlenstoffquellen für die Kreislaufwirtschaft. Frankfurt/Köln, 2020
[Krimbacher 2005]	https://de.wikipedia.org/wiki/Erd%C3%B6l#/media/Datei:Schema_der_Erdoelaufarbeitung.svg (Zugriff: 30.10.2024)
[Lumitos 2024]	LUMITOS AG: https://www.chemie.de/lexikon/ (Zugriff: 30.10.2024)
[MMCD 2010]	MMCD NEW MEDIA GmbH: Drei Kraftwerkstypen – drei Konzepte. Die Verfahren der CO ₂ -Abscheidung bei Kohlekraftwerken. Düsseldorf, 2010; Website: https://www.scinexx.de/dossierartikel/drei-kraftwerkstypen-drei-konzepte/ (Zugriff: 07.11.2024)
[UBA 2008]	Umweltbundesamt (UBA): CO ₂ -Abscheidung und Speicherung im Meeresgrund – Meeresökologische und geologische Anforderungen für deren langfristige Sicherheit sowie Ausgestaltung des rechtlichen Rahmens. Dessau-Roßlau, 2008.
[UBA 2021]	Umweltbundesamt (UBA): Carbon Capture and Utilization (CCU). Dessau-Roßlau, 2021; Website: https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/klimaschutz-energiepolitik-in-deutschland/carbon-capture-utilization-ccu#Integration (Zugriff: 30.10.2024)
[Uni Freiburg 2002]	Universität Freiburg: http://ruby.chemie.uni-freiburg.de/Vorlesung/SVG/Metalle/ca_salze_b.svg (Zugriff: 30.10.2024)
[Vattenfall 2024]	Vattenfall GmbH: Sleipner in Norwegen: Wo CO ₂ seit 1996 im Gestein lagert. Berlin, 2024; Website: https://group.vattenfall.com/de/newsroom/news/2024/sleipner-in-norwegen-wo-co2-seit-1996-im-gestein-lagert (Zugriff: 01.10.2024)
[ZukunftGas 2024]	Zukunft Gas e. V.: Infrastruktur für den Transport von CO ₂ . Berlin, 2024; Website: https://gas.info/carbon-management/co2-netz (Zugriff: 01.10.2024)