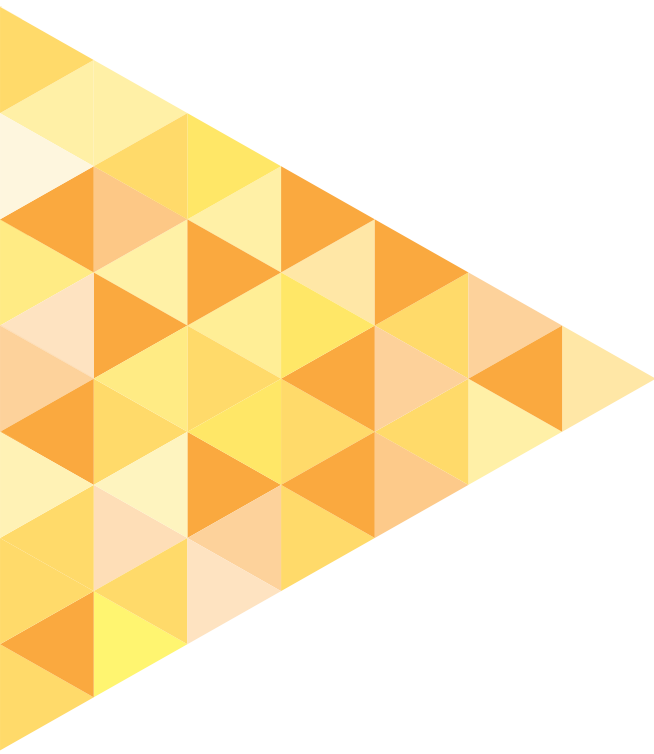


Anke Mönnig | Linus Ronsiek | Christian Schneemann |
Alexander C. Schur | Johanna Zenk

CCS/CCU-Technologie – Stand, Potentiale und mögliche Kosten der Speicherung (CCS) und Nutzung (CCU) von Kohlendioxid in Deutschland



BIBB Discussion Paper

VET | 0 | 1 | 1 | 0 | 1 | 0 | 0 | 1 |
REPOSITORY
| 0 | 1 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 |

Ein Gemeinschaftsprojekt von



Zitiervorschlag:

Mönnig, Anke; Ronsiek, Linus; Schneemann, Christian; Schur, Alexander C.; Zenk, Johanna: CCS/CCU-Technologie : Stand, Potentiale und mögliche Kosten der Speicherung (CCS) und Nutzung (CCU) von Kohlendioxid in Deutschland. Version 1.0 Bonn, 2025.

Online: https://res.bibb.de/vet-repository_783533.

© Bundesinstitut für Berufsbildung, 2025

Version 1.0
Mai 2025

Herausgeber

Bundesinstitut für Berufsbildung
Friedrich-Ebert-Allee 114-116
53113 Bonn
Internet: www.vet-repository.info
E-Mail: repository@bibb.de

Trotz sorgfältiger inhaltlicher Kontrolle übernimmt das BIBB keine Haftung für die Inhalte externer Links. Für den Inhalt der verlinkten Seiten sind ausschließlich deren Betreiber verantwortlich.



CC Lizenz

Der Inhalt dieses Werkes steht unter Creative-Commons-Lizenz (Lizenztyp: Namensnennung - Weitergabe unter gleichen Bedingungen 4.0 International).

Weitere Informationen finden sie im Internet auf unserer Creative-Commons-Infoseite

<https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0>.

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Diese Netzpublikation wurde bei der Deutschen Nationalbibliothek angemeldet und archiviert:

urn:nbn:de:0035-vetrepository-783533

CCS/CCU-Technologie – Stand, Potentiale und mögliche Kosten der Speicherung (CCS) und Nutzung (CCU) von Kohlendioxid in Deutschland

Anke Mönnig¹, Linus Ronsiek¹, Christian Schneemann², Alexander C. Schur³, Johanna Zenk²

Abstract:

Mit dem Entwurf einer Carbon Management Strategie rücken Verfahren zur Nutzung (CCU) und Speicherung (CCS) von Kohlenstoffdioxid (CCU/CCS) zunehmend in den Fokus der deutschen Klimaschutzpolitik. Damit ist ein weiteres Element für die Erreichung von CO₂-Neutralität auf den Weg gebracht worden, das vor allem und insbesondere nur in diesen Industrien angewendet werden soll, in deren Produktionsprozessen unvermeidbare CO₂-Emissionen entstehen. Mit diesem Papier soll ein Überblick über den heutigen Status Quo der CCS/CCU-Anwendungen und Technologien vermittelt, die Verbindung zum Thema Wasserstoff beleuchtet, sowie die einzelnen CCS/CCU-Prozessketten im Einzelnen betrachtet werden. Dabei stehen die möglichen Kosten und Bedarfe der Technologieanwendung im Mittelpunkt.

¹ Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH, Bereich „Wirtschaft und Soziales“

² Institut für Arbeitsmarkt und Berufsforschung, Forschungsbereich „Prognosen und gesamtwirtschaftliche Analysen“

³ Bundesinstitut für Berufsbildung, Arbeitsbereich 1.2, „Qualifikation, berufliche Integration, Erwerbstätigkeit“

Inhaltsverzeichnis

1	EINLEITUNG	3
2	STATUS QUO	4
3	CCS/CCU UND POTENZIELLE CO₂-ABSORBTION	5
4	CCS/CCU UND WASSERSTOFF	5
5	DIE CCS/CCU PROZESSKETTE	7
5.1	CO₂-ABSCHEIDUNG	7
5.2	CO₂-TRANSPORT	9
5.3	CO₂-SPEICHERUNG (CCS)	10
5.4	CO₂-NUTZUNG (CCU)	10
6	POTENZIELLE KOSTENABSCHÄTZUNG	13
7	ZUSAMMENFASSUNG UND FAZIT	15
8	LITERATURVERZEICHNIS.....	17

1 Einleitung

Die Speicherung (Carbon Capture and Storage - CCS) und Nutzung (Carbon Capture and Utilization - CCU) von Kohlendioxid (CO₂) ist jüngst auf die Liste der Klimaschutzmaßnahmen in Deutschland gerückt. Hierfür gibt es mehrere Gründe: Zum einen ist eine CO₂-neutrale Produktion für bestimmte Industriezweige ohne CCS/CCU-Technik nach aktuellem Technologie- und Forschungsstand nicht möglich. Zum anderen ist blauer Wasserstoff – also Wasserstoff, hergestellt aus Erdgas unter Anwendung von CCS/CCU-Technologie – als Übergangstechnologie Teil der deutschen Wasserstoffstrategie. Außerdem wird es auch in einer klimaneutralen Wirtschaft Kohlenstoffbedarfe geben – ob als Rohstoff in der Chemieindustrie oder in Form synthetischer Kraftstoffe im Mobilitätssektor – weshalb das Abfangen und die Weiterverwendung von Kohlendioxid (CCU) zukünftig eine wichtige Rolle spielen könnte.

Bislang hat in Deutschland das Thema Speicherung und Nutzung von Kohlendioxid außerhalb von Forschungs- und Testzwecken eine untergeordnete Rolle gespielt. Nachdem die EU-Kommission im Februar 2024 eine Strategie zum industriellen Kohlenstoffmanagement vorgelegt hat (vgl. EUROPÄISCHE KOMMISSION 2024), hat auch die Bundesregierung im Mai 2024 Eckpunkte für eine „Carbon Management-Strategie“ (CMS) beschlossen. Darin werden erstmalig die Speicherung und Nutzung von CO₂ jenseits von Testzwecken geregelt. Eine ausgearbeitete Strategie liegt bislang nicht vor. Folgende wichtige Punkte sind bisher bekannt (vgl. BUNDESREGIERUNG 2024):

- Die Hürden zum Transport und zur Speicherung von Kohlendioxid sollen beseitigt werden. Auch sollen Regeln zur Anwendung von CCS/CCU festgelegt werden.
- Die CO₂-Speicherung auf hoher See soll unter bestimmten Bedingungen, wie außerhalb von Meeresschutzgebieten, erlaubt werden. Eine generelle Erlaubnis der Speicherung an Land in Deutschland wird aller Voraussicht nach nicht erfolgen. Allerdings können die Bundesländer eigenständig hierfür Gebiete freigeben (sogenanntes „Opt-in“).
- Die Anwendung von CCS/CCU soll bei gasförmigen Energieträgern („blauer Wasserstoff“) oder Biomasse als Übergangstechnologie erlaubt werden.
- Die Anwendung von CCS/CCU-Technologie für Emissionen aus der Energieerzeugung aus Kohle wird nicht erlaubt.
- Die Anwendung von CCS/CCU-Technologien bei Gaskraftwerken wird nicht gefördert.
- Förderfähig sind alleinig CCS/CCU-Anwendungen für schwer oder nicht vermeidbare CO₂-Emissionen.

Hintergrund ist die Erkenntnis, dass in bestimmten Bereichen nur durch das Auffangen, die Speicherung und/oder die Wiederverwendung von Kohlendioxid CO₂-Neutralität erreicht werden kann, wenn die Aufrechterhaltung der Produktion nicht gefährdet werden soll. Dies ist insbesondere in solchen Industriezweigen der Fall, bei denen CO₂-Emissionen nur schwer zu verhindern oder gar unvermeidbar ist. Dies trifft vor allem für die Kalk- und Zementindustrie zu, bei der rund zwei Drittel der CO₂-Emissionen beim Brennvorgang des Rohmaterials (Kalkstein) zur Herstellung von Zementklinker entstehen (vgl. UMWELTBUNDESAMT 2020).

Aufgrund der langen ungeklärten, rechtlichen Lage bezüglich der Anwendung von CCS/CCU in Deutschland, sind heute weder Technologien in Betrieb, die CO₂ abscheiden, noch Kohlendioxid in größerem Umfang transportieren oder speichern können. Vor über zehn Jahren wurden die letzten industriellen Speichervorhaben in Deutschland aufgegeben (vgl. WELTENERGIERAT 2021). Deutschland steht somit ganz am Anfang bei der Umsetzung seiner Carbon Management Strategie. Gleichwohl es sich hierbei nicht um eine völlig neuartige Technologie handelt. Zu allen Stufen der CCU/CCS-Prozesskette liegen durch weltweite Projekte Erfahrungen vor (vgl. PFEIFFER u.a. 2024).

Mit diesem Papier soll ein Überblick über den heutigen Status Quo in CCS/CCU-Anwendungen und Technologien vermittelt, kurz die Verbindung zum Thema Wasserstoff beleuchtet, sowie die einzelnen CCS/CCU-Prozessketten im Einzelnen betrachtet werden. Dabei stehen die möglichen Kosten und Bedarfe der Technologieanwendung im Mittelpunkt.

2 Status Quo

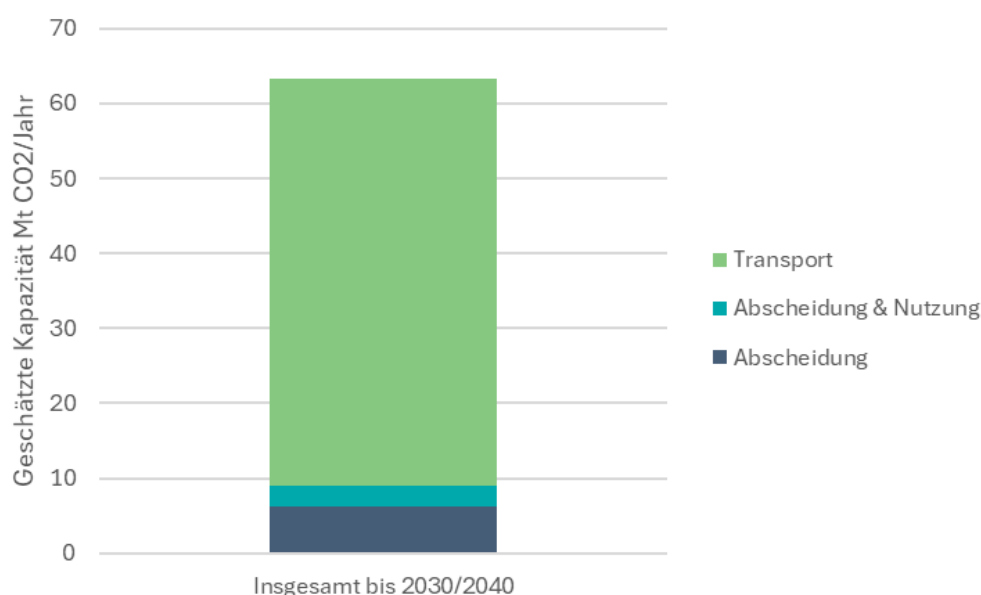
Gemäß der Projektliste der Internationalen Energieagentur (vgl. IEA 2024) gibt es derzeit 16 CCS/CCU-Projekte in Deutschland – die zum Teil in mehrere Phasen geteilt sind – und vier CCS/CCU-Projekte, in denen Deutschland zusammen mit Partnerländern (Belgien-Deutschland, Belgien-Deutschland-Niederlande-Schweiz-USA und zwei Projekte Deutschland-Norwegen) aktiv ist.

Die Projekte innerhalb Deutschlands sind fast ausschließlich Projekte, die in Planung stehen. Kein einziges Projekt widmet sich der Speicherung von Kohlendioxid. Die Mehrzahl der 16 Projekte (sieben insgesamt) widmen sich der CO₂-Abscheidung. Vier weitere der 16 deutschen Projekte befassen sich mit dem Transport von CO₂. Die verbleibenden fünf gelisteten Projekte sind CCU-Projekte. Davon befindet sich ein einziges Projekt derzeit im Bau; kein einziges ist in Betrieb. Die meisten Projekte sollen bis 2030 fertiggestellt sein. Die Wirtschaftsbereiche, in denen die gelisteten Projekte verortet sind, sind gegenwärtig vor allem der Transportsektor beziehungsweise die Netzbetreiber, sowie die Zement- und Chemieindustrie.

Die vier Partnerprojekte mit Belgien, den Niederlanden, Norwegen, der Schweiz und den USA sind alles Projekte, die sich auf den CO₂-Transport konzentrieren. Alle vier Projekte sind noch im Planungsstand. Das letzte wird voraussichtlich erst 2030 in Betrieb gehen.

Alle deutschen Projekte zusammen erreichen eine CO₂-Kapazität von 63,3 Mt CO₂ pro Jahr. Die geplanten Transportkapazitäten (54,2 Mt CO₂) übersteigen dabei bei Weitem die geplanten Kapazitäten für Abscheidung (6,2 Mt CO₂) sowie Abscheidung und Nutzung (2,9 Mt CO₂). Vorausgesetzt, dass das Abscheidungs- und Nutzungsvolumen vollständig transportiert werden müsste, ergäben sich freie Transportkapazitäten in Höhe von 45,1 Mt CO₂ pro Jahr.

Abbildung 1: CCS/CCU-Projekte nach Projekttyp und geschätzter Kapazität in Mt CO₂/Jahr in Deutschland



Quelle: IEA (2024), eigene Darstellung

3 CCS/CCU und potenzielle CO₂-Absorption

Aufbauend auf den in Kapitel 2 gezeigten CCS/CCU-Projekten in Deutschland und die daraus ableitbaren CCS/CCU-Kapazitäten lassen sich potenzielle Rückschlüsse auf die aus heutiger Sicht zu erwartende CO₂-Absorption durch CCS/CCU-Technologie ziehen.

Die mit den Projekten zur Abscheidung sowie Abscheidung und Nutzung verbundenen CO₂-Kapazitäten können zusammen - bei Realisierung aller Projekte - 9,1 Mt CO₂ pro Jahr absorbieren bzw. kann diese Menge an CO₂-Emission vermieden werden. Werden die CO₂-Emissionen der Industrie (Stand 2023: 143 Mt CO₂) zu Grunde gelegt, würden lediglich 6,4 Prozent alleine durch diese heute bekannten Projekte (vorläufig) vermieden werden.⁴ Wird allerdings unterstellt, dass die hohen Transportkapazitäten - die aufgebaut werden sollen - irgendwann auch genutzt werden, ergibt sich ein deutlich höheres Einsparpotential durch CCS/CCU-Technologien: Angenommen die genannte Kapazität aus Projekten zur Abscheidung sowie Abscheidung und Nutzung (9,1 Mt CO₂ pro Jahr) besetzen einen Teil der gesamten verfügbaren Transportkapazität (54,2 Mt CO₂ pro Jahr), verbleiben freie Transportkapazitäten von knapp 45,1 Mt CO₂ pro Jahr. Werden diese Transportkapazitäten vollständig genutzt, könnte sich das anteilige CO₂-Einsparpotential der Industrie auf 38 Prozent erhöhen.

Da gegenwärtig keine Speicherstätten für CO₂ in Deutschland geplant sind, ist anzunehmen, dass die Projektkooperation mit anderen Ländern für den Weitertransport von CO₂ zu Lagerstätten konzipiert wurde. Auch ist der CO₂-Transit aus Ländern wie der Schweiz oder Österreich denkbar. Die vier o.g. Kooperationsprojekte haben eine geschätzte Kapazität von 102 Mt CO₂ pro Jahr (vgl. IEA 2024). Dieses Volumen erhöht die rein innerdeutschen Transportkapazitäten. Könnten diese ebenfalls vollständig genutzt werden, würde sich das CO₂-Einsparpotential nochmals erhöhen.

Daraus ergibt sich ein hohes Potential zur CO₂-Absorption, allerdings nur, wenn die geplanten Transportkapazitäten auch vollständig umgesetzt und genutzt werden könnten. Dies ist aus dem jetzigen Stand der Projektliste noch nicht zu erkennen, da es eine deutliche Lücke zwischen Transport, Abscheidung sowie Abscheidung und Nutzung gibt. Sollten lediglich die Projekte zur Abscheidung sowie Abscheidung und Nutzung realisiert werden, ist das Einsparpotential überschaubar. Zudem ist auch hier aus der IEA-Projektliste nicht eindeutig ablesbar, ob es zu Doppelzählungen bei den Kapazitäten kommt. Der Beitrag von CCS/CCU-Technologien dürfte somit aus heutiger Sicht zur Erreichung der CO₂-Neutralität für die Industrie nur einen geringen Beitrag leisten.

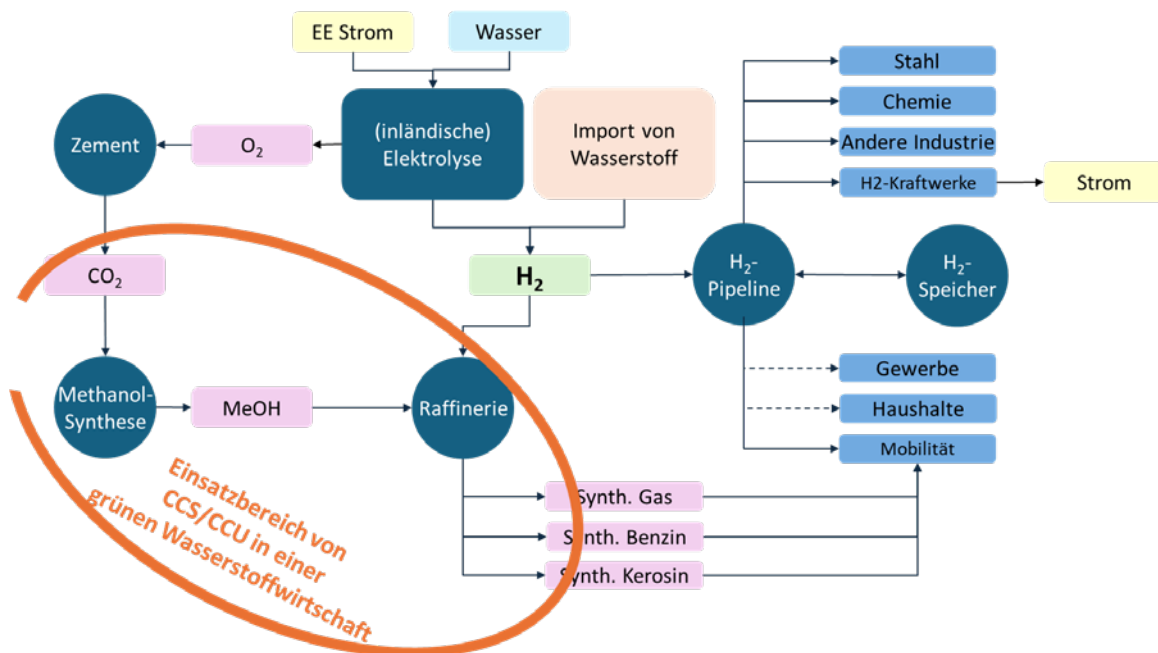
4 CCS/CCU und Wasserstoff

Eine beispielhafte Prozesskette im Rahmen einer grünen Wasserstoffwirtschaft ist in Abbildung 2 dargestellt. In einer solchen defossilen Welt wird grüner Wasserstoff insbesondere als Brenn- und Rohstoff in der Industrie benötigt sowie als Backup-Technologie zur Stromerzeugung in H₂-Gaskraftwerken in Dunkel-Flauten. Weiterhin kann Wasserstoff auch als Heizmittel in Gewerbe und Haushalten angewendet werden – wobei dies aus heutiger Sicht aufgrund mangelnder Effizienz sowie Knappheit als unwahrscheinlich gilt (vgl. HERPICH u.a. 2023; vgl. MERTEN/SCHOLZ 2023). Heute schon existent, wenn auch in einem sehr geringen Ausmaß, sind mit Wasserstoff betriebene Kraftfahrzeuge. Dieser, auf der rechten Seite der Abbildung dargestellte Teil der Wasserstoffwirtschaft liegt der Wasserstoffstrategie der Bundesregierung zugrunde und wird mit verschiedenen Förderinstrumenten vorangetrieben. Grundsätzlich entscheidend für den Verwendungsumfang sind die Menge des verfügbaren Wasserstoffs sowie dessen Preis.

⁴ Daten des Umweltbundesamtes: Emissionsübersichten KSG-Sektoren 1990-2023
<https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/treibhausgas-emissionen>

Die linke Seite der Abbildung zeigt einen Teilbereich einer grünen Wasserstoffwirtschaft, in der CCS/CCU-Anwendungen zum Tragen kommen können. Würden nur CCS-Anwendungen genutzt werden, wäre die CO₂-Speicherung in Industrien wie der Zementindustrie bereits das Ende des Kreislaufes. Werden auch CCU-Anwendungen genutzt, kann das in den Industrien abgefangene CO₂ weiterverarbeitet und bspw. in Raffinerien zusammen mit grünem Wasserstoff zu synthetischen Kraftstoffen verarbeitet werden. Diese könnten wiederum als alternative Kraftstoffe zu Strom oder Wasserstoff für die Mobilität genutzt werden. Die synthetischen Kraftstoffe könnten außerdem - zumindest teilweise - in Deutschland hergestellt werden (vgl. KOPERNIKUS-PROJEKT 2023). Dabei ist zu beachten, dass bei der Verwendung als Kraftstoff das erneut freigesetzte CO₂ wieder aus der Luft gefiltert werden müsste – da sich ansonsten die Freisetzung nur verzögert. Dies ist aus heutiger Sicht wesentlich aufwendiger als das Abfangen von CO₂ bei der Entstehung in industriellen Prozessen.

Abbildung 2: Schematische Darstellung eines Teilbereichs einer grünen Wasserstoffwirtschaft



Quelle: eigene Darstellung

Neben der dargestellten Prozesskette können synthetische Kraft- und Kohlenwasserstoffe auch mittels Fischer-Tropsch-Synthese hergestellt werden. Die entstehenden Erzeugnisse aus der Methanol- bzw. Fischer-Tropsch-Synthese finden auch Anwendung in der Chemieindustrie, was in Kapitel 5.4 thematisiert wird.

In der aktualisierten Nationalen Wasserstoffstrategie (vgl. BMWK 2023) werden für den Übergang neben grünem Wasserstoff auch andere „Farben“ von Wasserstoff berücksichtigt. Außer grünem Wasserstoff wird allerdings keine andere „Wasserstofffarbe“ vom Staat gefördert. Andersfarbiger Wasserstoff könnte allerdings zum Hochlauf eines Wasserstoffmarktes beitragen, indem die Angebotsknappheit gelindert wird. Außerdem könnte die dafür notwendige Infrastruktur – sobald genügend grüner Wasserstoff vorhanden ist – für diesen genutzt werden. Mit den Eckpunkten der CMS wurde der Weg auch für die Produktion von blauem Wasserstoff in Deutschland geebnet, welche bislang auch aufgrund der rechtlichen Bedingungen nicht möglich war (vgl. BMWK 2024). Dabei ist allerdings zu beachten, dass es klare politische Rahmenbedingungen bedarf, um ungewollte Pfadabhängigkeiten und technologische Lock-in-Effekte zu vermeiden.

Blauer Wasserstoff bezeichnet die Herstellung von Wasserstoff mittels Dampfreformierung auf Basis von Erdgas (grauer Wasserstoff), wobei die durch den Herstellungsprozess entstehenden CO₂-

Emissionen abgefangen und gespeichert werden – dabei handelt es sich um das sogenannte Carbon Capture and Storage (CCS). Auch kann der abgefangene Kohlenstoff für die Weiterverarbeitung in synthetische Kraft- und Kohlenwasserstoffe genutzt werden (CCU). Blauer Wasserstoff kann daher als kohlenstoffarm klassifiziert werden.

5 Die CCS/CCU Prozesskette

Abbildung 3 zeigt die Prozesskette von CCS/CCU-Verfahren. Während die Abscheidung und der Transport von CO₂ in beiden Verfahren notwendig sind, ist die Endnutzung des CO₂ unterschiedlich. Das abgeschiedene und transportierte Kohlendioxid kann entweder gespeichert (CCS) oder weiterverwendet (CCU) werden. In den folgenden Abschnitten wird auf die jeweiligen Prozessketten näher eingegangen.

Abbildung 3: CCS/CCU Prozesskette



Quelle: eigene Darstellung

5.1 CO₂-Abscheidung

Die Abscheidung von CO₂ kann entweder über Luft (Direct Air Capture, DAC) oder an der Emissionsquelle direkt erfolgen. Um CO₂-Neutralität zu erreichen, wird das Verfahren der Abscheidung direkt an der Emissionsquelle wahrscheinlich das dominierende sein, da insbesondere Emissionen aus Industrieprozessen, aus Müllverbrennungsanlagen und aus Biomassenanlagen vermieden werden sollen (vgl. DENA 2022, S. 4). DAC dürfte vor allem dann wichtig sein, wenn Kohlenstoff für die Produktion notwendig ist (vgl. Ausführung in Kapitel 5.4). Je nach Verfahren und CO₂-Quelle können unterschiedliche Technologien angewendet werden (vgl. UMWELTBUNDESAMT 2006).

Für die CO₂-Abscheidung in Industrieprozessen stehen grundsätzlich drei Verfahren zur Verfügung – Post-Combustion Capture, Oxyfuel Combustion Capture und Pre-Combustion Capture – wobei die ersten zwei die dominierenden Verfahren sein dürften (vgl. DEUTSCHER BUNDESTAG, 2018).

- Im Post-Combustion-Capture-Verfahren wird das CO₂ im Rauchgasreinigungsprozess nach dem eigentlichen Verbrennungsprozess abgetrennt. Dabei wird das CO₂-haltige Abgas auf 40-60 Grad abgekühlt und kann dann abgefangen werden kann. Der herkömmliche Verbrennungsprozess bleibt unverändert.
- Im Oxyfuel-Combustion-Capture Verfahren wird das CO₂ während des Verbrennvorgangs mittels reinem Sauerstoff verbrannt. Es entsteht ein Gasgemisch aus CO₂ und Wasserdampf. Durch Kondensation entsteht reines CO₂.
- Das Pre-Combustion-Capture-Verfahren folgt dem Prinzip einer physikalischen Absorption und wird primär in der Verstromung von Kohle in Gas- und Dampfturbinen-Kombikraftwerken angewendet.

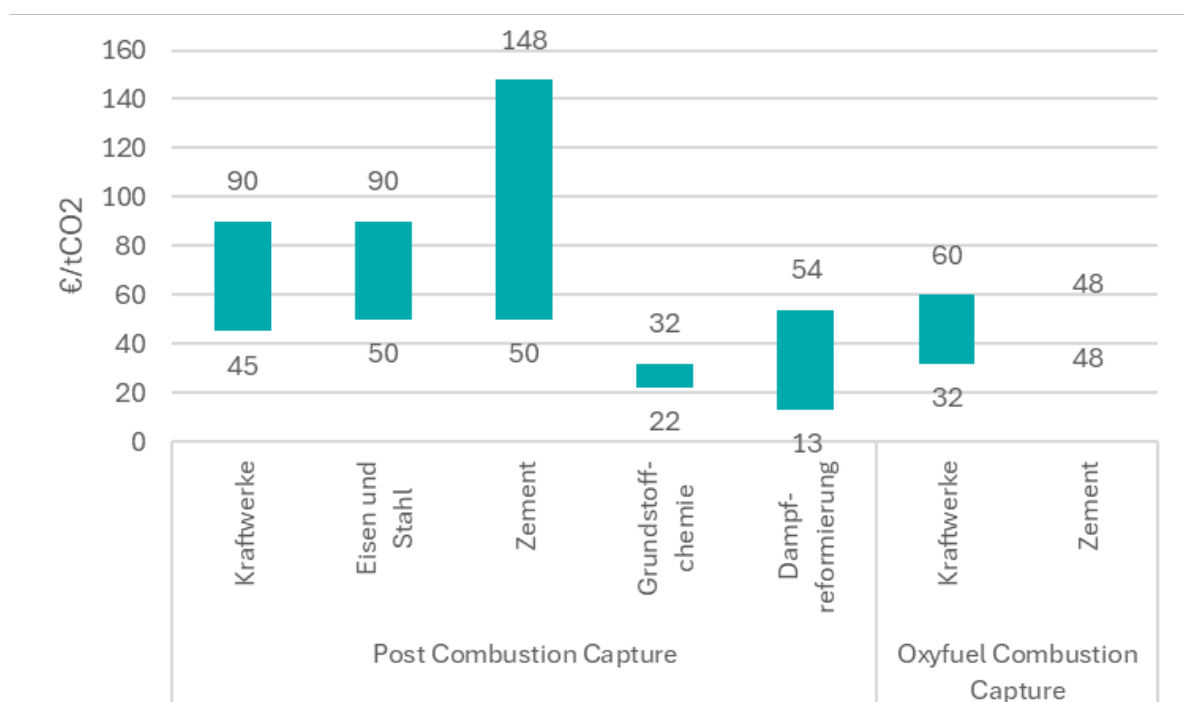
Den ersten beiden Verfahren gemein ist, dass sie chemische Prozesse sind und hohe zusätzliche Energiebedarfe benötigen. Dabei ist von einem Wirkungsgradverlust von 8-18 Prozent auszugehen (vgl. UMWELTBUNDESAMT 2006, S. 12). Heutzutage dürften die Wirkungsgradverluste etwas niedriger

ausfallen (vgl. DEUTSCHER BUNDESTAG 2022). Bei beiden Verfahren wird keine hundertprozentige Abscheidung erreicht. Bei Post-Combustion Capture sind Abscheidungsraten von 85-95 Prozent möglich. Bei Oxyfuel Combustion Capture liegen sie mit 98 Prozent höher (vgl. UMWELTBUNDESAMT 2006, S. 12; vgl. PFEIFFER u.a. 2024).

Abbildung 4 zeigt Abscheidungskosten in €/tCO₂ nach Abscheidungsverfahren und Industrieprozess gemäß Zukunft Gas (2024a) auf. Die Kosten können je nach Industrieprozess unterschiedlich hoch sein. Nach diesen Angaben scheint das Post-Combustion Capture Verfahren tendenziell leicht teurer zu sein als das Oxyfuel Combustion Capture Verfahren. Auch zeigt sich, dass die Kostenspanne sehr hoch sein kann. Gemäß Umweltbundesamt (2006, S. 12) beziffern sich die zusätzlichen Abscheidungskosten in einer Bandbreite zwischen 20-50 €/tCO₂. Da 2006 allerdings noch mit niedrigeren Stromkosten als heute kalkuliert wurde, sind die Angaben des Umweltbundesamtes (2006) aus heutiger Sicht möglicherweise zu gering. Demgegenüber könnten sich heute niedrigere Investitionskosten für die Anlagen aufgrund von Lernkurven-Effekte ergeben.

Die Abscheidungskosten setzen sich aus zusätzlichen Anlagenkomponenten für die Abscheidung und die Kompression, aus dem erhöhten Bedarf an Brennstoffen, der sich aus dem verminderten Wirkungsgrad ergibt und aus zusätzlichem Bedarf an Betriebsmitteln für die CO₂-Abscheidung zusammen. Auch ist zu berücksichtigen, dass aufgrund des geringeren Gesamtwirkungsgrades bzw. aufgrund des höheren zusätzlichen Energiebedarfes spezifisch größere Anlagen benötigt werden, so dass die gleiche Anlagen-Leistung erzeugt werden kann (vgl. UMWELTBUNDESAMT 2006, S. 16).

Abbildung 4: Kostenspanne der Abscheidungskosten in €/tCO₂ nach Abscheidungsverfahren und Industrieprozess



Quelle: Zukunft Gas (2024a)

Bei der aktiven Entnahme von CO₂ aus der Luft (DAC) wird die Umgebungsluft angesaugt. Das CO₂ wird mittels chemischer Prozesse und unter Zugabe weiterer Materialien und Stoffe von der Luft getrennt. DAC ermöglicht Negativemissionen, ist aber sehr energieintensiv. Zudem kann aufgrund der niedrigen CO₂-Konzentration in der Luft nur wenig CO₂ pro Kubikmeter Luft abgefangen werden (vgl. ZUKUNFT GAS 2024a). Wie in Kapitel 5.4 weiter ausgeführt, könnte das DAC-Verfahren jedoch eine zentrale Rolle für die Anreicherung von CO₂ für Produktionszwecke (CCU) einnehmen.

5.2 CO₂-Transport

Neben der Abscheidung von CO₂ entstehen auch Kosten für dessen Transport. Diese fallen immer an, egal ob CO₂ gespeichert oder weiterverwendet wird, unterscheidet sich jedoch in der Transportdistanz. Große Mengen von CO₂ (ab über eine Million Tonnen pro Jahr) sind am besten per Pipeline oder Schiff zu transportieren (vgl. UMWELTBUNDESAMT 2006, S. 17). Der Transport per Lkw oder Bahn ist möglich, dürfte aber nur für kleinere Mengen in Betracht kommen.

Für den Pipelinetransport muss das CO₂ verdichtet werden (> 100 bar). „Der Energiebedarf für die Kompression von CO₂ [...]“ liegt gemäß Umweltbundesamt (2006, S. 17) „[...] von atmosphärischem Druck auf 110 bar [...] bei ca. 0,12 kWh/kg CO₂.“ (UMWELTBUNDESAMT 2006, S. 17)

CO₂ gilt im Vergleich zu anderen Gasen (Erdgas, Wasserstoff) als ungefährlich, da es weder explosiv noch brennbar oder giftig ist. In hoher Konzentration kann CO₂ allerdings gefährlich werden, da es die Sauerstoffaufnahme im menschlichen Körper hemmt. Diese Gefahr wird aber als vergleichsweise gering eingeschätzt (vgl. UMWELTBUNDESAMT 2006, S.17).

In Deutschland besteht aktuell kein CO₂-Transportnetz. Ein Pipelinenetz müsste hierfür vollständig neu errichtet werden. Dies bedeutet neben den Kosten zur Verdichtung erhebliche Kosten für den Aufbau der Infrastruktur.

Bislang gibt es kein Planfeststellungsverfahren für ein CO₂-Transport. Netzbetreiber und CO₂-Emittenten haben bislang lediglich unabhängig voneinander Schätzungen dazu abgegeben. Gemäß Zukunft Gas (2024b) wird von einem CO₂-Startnetz mit einer Länge von ca. 964 Kilometer ausgegangen, das 18,8 Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr transportieren könnte. Gemäß einer Studie des VDZ (2024, S. 46) wird zur Deckung des CO₂-Transportbedarfs mit einem fast viermal so langen CO₂-Netz (4.800 km) bis 2045 gerechnet. In dem Szenario KN2045 wird mit einem jährlichen Transportbedarf über Pipelines in Höhe von 40 Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr ab 2045 gerechnet (VDZ 2024, S. 45).

Zukunft Gas (2024b) als auch VDZ (2024) gehen beide davon aus, dass das CO₂-Netz komplett neu errichtet werden muss – anders als das Wasserstoffkernnetz kann hier aus technischen Gründen nicht mit Umwidmungen von bestehenden Gasleitungen gearbeitet werden (vgl. VDZ 2024, S. 37).

Die Trassenführung steht mit Stand heute nicht fest und wird sich voraussichtlich an den Standorten der CO₂-Emittenten, der CO₂-Verbraucher und der CO₂-Speicher orientieren. Zudem muss der Transport von überschüssigen CO₂-Mengen an Exporthäfen wie bspw. Wilhelmshaven eingeplant werden.

Der VDZ (2024, S.46) geht in seiner Studie von kumulierten Gesamtkosten für sein unterstelltes CO₂-Netz von 14 Mrd. Euro aus. Umgelegt auf die geschätzte Transportmenge ergeben sich Kosten pro transportierte Tonne CO₂ in Höhe von 35 Euro. Die Betriebskosten des Netzes schätzt der VDZ (2024, S. 47) als gering ein. Die Kosten würden sich bei einem deutlich kleineren CO₂-Netz gemäß den Angaben von Zukunft Gas (2024b) verringern.

Um den in der Carbon Management Strategie (CMS) favorisierte Speicherung von CO₂ im Meeresgrund zu ermöglichen, ist zudem ein transnationaler CO₂-Transport notwendig. Pipelines vom Seehafen Wilhelmshaven oder Rostock in die Ozean-Speicherstätten müssen gelegt werden. Das Projekt CO2nnectNow der Wintershall Dea plant beispielsweise die Zwischenspeicherung von CO₂ und den anschließenden Weitertransport in Speicherstätten in Dänemark und Norwegen. Hier könnten die Transporte 2028 beginnen und eine Kapazität von 10 Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr ermöglichen. Die für den Weitertransport vorgesehene NOR-GE-Pipeline soll eine Länge von 900 Kilometer umfassen (vgl. ZUKUNFT GAS 2024b).

5.3 CO₂-Speicherung (CCS)

Die technische CO₂-Senke (CCS) steht in Konkurrenz zu den natürlichen Senken (Wälder, Moore etc.). CCS sollte daher gemäß Umweltbundesamt nur verfolgt werden, wenn die natürlichen Senken nicht ausreichen, um CO₂-Neutralität zu erreichen. Die CMS erlaubt die Speicherung von CO₂ unter dem Meeresgrund, aber nicht an Land – es sei denn die Bundesländer entscheiden anders. Für die Speicherung an Land kommen Aquifere oder leere Erdöl- und Erdgaslagerstätten in Frage.

„Aquifere sind poröse Gesteinsformationen im Untergrund, die aufgrund ihrer Porosität und Permeabilität die Eigenschaft besitzen, Flüssigkeiten und Gase transportieren und speichern zu können“ (UMWELTBUNDESAMT 2006, S. 19). Aquifere, die für die CO₂-Speicherung in Frage kommen, liegen in der Regel über 800 Meter tief. Mit der Zeit löst sich das CO₂ und mineralisiert sich mit den Gesteinen. Die Nutzung von Aquiferen steht allerdings in Konkurrenz zur Nutzung von geothermischer Energie. Für Erdöl- und Erdgasspeicherstätten liegen ähnlich gute Voraussetzungen für die CO₂-Speicherung wie bei Aquiferen vor.

Die Ozean-Speicherung erfolgt durch die Einbringung von CO₂ in die Wassersäule. Je nach Tiefe der Einbringung wird von einer Lösung des CO₂ im Wasser oder von der Bildung von CO₂-Seen ausgegangen (vgl. UMWELTBUNDESAMT 2006, S. 20). Allerdings ist die Speicherung von CO₂ im Wasser durch internationale Verträge bis dato nur eingeschränkt möglich. Während die CO₂-Speicherung in der Wassersäule verboten ist, ist die Speicherung im Meeresgrund grundsätzlich möglich (vgl. UMWELTBUNDESAMT 2024a).

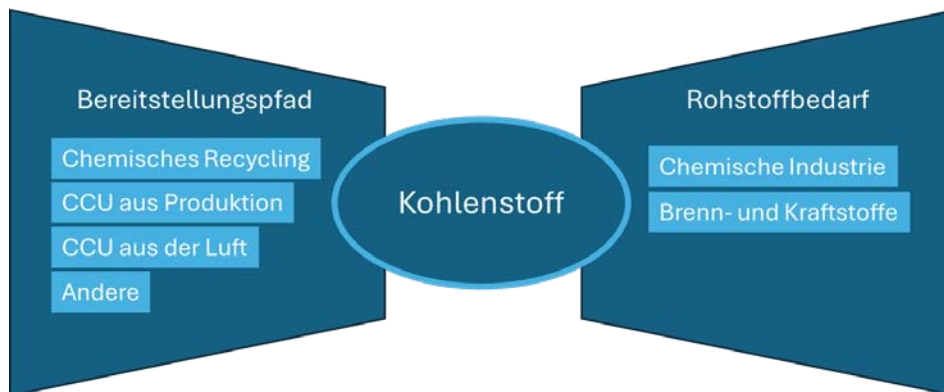
Gemäß Weltenergieat ist die Speicherung von CO₂ allein nicht wirtschaftlich. Je nach Anlagentechnologie, Region und Speichertyp können Kosten zwischen 50 und 100 €/t CO₂ anfallen (vgl. WELTENERGIERAT 2021, S. 61). Mit zunehmender Durchdringung und Weiterentwicklung der Technologie dürfte langfristig auch Preise unter 40 €/t CO₂ möglich sein. Auch kann die Wirtschaftlichkeit durch geeignete Maßnahmen erzielt werden, die sich bspw. durch Steuerersparnisse (CO₂-Steuer) oder den Handel mit Emissionszertifikaten ergeben. In jedem Fall spielt der künftige CO₂-Preis eine Rolle bei der Bewertung der Wirtschaftlichkeit von CCS-Anlagen.

5.4 CO₂-Nutzung (CCU)

Auch in einer klimaneutralen Welt wird Kohlenstoff noch als Rohstoff gebraucht. Bislang wurde der Kohlenstoff aus fossilen Rohstoffen gewonnen. Der Wechsel der Kohlenstoffquelle wird auch Defossilisierung genannt. Mittels geeigneter Verfahren kann CO₂ entweder aus der Luft oder aus Produktionsprozessen abgefangen (vgl. Kapitel 5.1) und anschließend einer (meist chemischen) Verwendung („utilization“) zugeführt werden.

CCU kann neben der Vermeidung von CO₂-Emissionen den Kohlenstoffbedarf anderer Branchen, insbesondere der Chemieindustrie, decken, um fossile Kohlenstoffquellen zu ersetzen (vgl. VCI 2023). CCU ist aus klimapolitischer Sicht somit nur relevant, solange das abgeschiedene CO₂ den Kohlenstoffbedarf in anderen Branchen ersetzen kann, die CO₂ für ihre Produktion benötigen. Kohlenstoff als Rohstoff wird zum einen in einigen Anwendungen direkt benötigt wie bspw. in Feuerlöschanlagen oder als Kohlensäure in der Getränkeindustrie. Kohlenstoff wird aber vor allem indirekt gebraucht: Sei es für die Synthese von Grundchemikalien oder Zwischenprodukten der chemischen Industrie (z.B. Harnstoff) oder für die Herstellung von Endenergieträgern, die im Verkehr, in der Industrie oder bei der Wärmeversorgung (Power to Gas/ Liquid/ Solid) eingesetzt werden können (vgl. Abbildung 5). Darunter wird beispielsweise die Bereitstellung von synthetischem Methan (Gas), von flüssigen (Liquid) oder von festen (Solid) Kohlenwasserstoffen mit Hilfe von elektrischer Energie (Power) verstanden. Für alle drei Produktarten ist meist die Wasserstoffelektrolyse als vorgelagerter Schritt erforderlich (vgl. Abbildung 2).

Abbildung 5: Defossile Bereitstellungspfade und Bedarfe von Kohlenstoff



Quelle: angelehnt an Umweltbundesamt (2021, S.26)

Die Nutzung von CO₂ wird gemäß Umweltbundesamt der CO₂-Speicherung (vgl. Kapitel 5.2) vorgezogen. Auch die Bundesregierung gibt der Nutzung der Speicherung den Vorrang. Eine Bedarfsanalyse ergab, dass vor allem folgende Branchen für CCU geeignet sind (vgl. DENA, 2022):

- Glasindustrie
- Kalk- und Zementindustrie
- Grundstoffchemie
- Papierindustrie
- Thermische Abfallbehandlung

Für andere Branchen, die zwar ebenfalls starke, prozessbedingte CO₂-Emittenten sind, könnte CCU theoretisch auch in Frage kommen. Allerdings stehen für diese Branchen andere Technologien zur Verfügung, die eine günstigere und effizientere CO₂-neutrale Produktion erlauben. Die Energiewirtschaft kann bspw. durch die Umstellung auf erneuerbare Energien und die Speicherung von grünem Strom in Form von Wasserstoff Kohlenstoff als Energieträger ersetzen. Die Stahlindustrie kann den Hochofen durch auf grünen Wasserstoff laufende Direktreduktion ersetzen. In beiden Branchen ist die CCU-Anwendung somit nicht zwingend notwendig.

Insbesondere die Kalk- und Zementindustrie kommt für CCU-Anwendungen in Frage. Hier ist auch bereits ein Großteil der in der Datenbank der IEA gelisteten Projekte verortet (vgl. IEA 2024). Diese Branche kann fast 5 Millionen Tonnen Kohlenstoff aus CCU herstellen, wenn die heutige prozessbedingte Emission von fast 18 Millionen Tonnen CO₂ aufgefangen und wiederverwendet werden würde. Auch die Chemieindustrie hat CCU-Potential. Aus den gut 4 Millionen Tonnen prozessbedingter CO₂-Emissionen können 1,2 Millionen Tonnen Kohlenstoff gezogen werden (vgl. Tabelle 1).

Dem steht gleichzeitig ein hoher Bedarf an Kohlenstoff gegenüber. Allein die Chemieindustrie verbraucht jährlich rund 10 Mio. Tonnen Kohlenstoff als Rohstoff. Der Großteil wird gegenwärtig durch die Verbrennung von fossilen Rohstoffen zur Energiegewinnung freigesetzt und weiterverwendet. Würden die fossilen Energieträger in einer defossilen Welt nicht mehr benötigt, würde automatisch die Kohlenstoffquelle wegfallen.

Neben der Chemieindustrie wird insbesondere die Luftfahrt langfristig kohlenstoffhaltige Kraftstoffe benötigen, da hier die Elektrifizierungsrouten zur Dekarbonisierung nur bedingt funktioniert und Wasserstoff zu geringe Energiedichten pro Volumen aufweisen. Synthetische Kraftstoffe sind die klimafreundlicheren Alternativen. Zwischenzeitlich wird auch für den Individualverkehr die Nutzung von synthetischen Kraftstoffen diskutiert.

Der Gesamtbedarf an Kohlenstoff wird auf mindestens 20 Millionen Tonnen geschätzt; kann aber über alle Wirtschaftsbereiche hinweg auch bis zu 40 Millionen Tonnen oder mehr betragen (vgl. UMWELTBUNDEAMT 2021, S. 25). D.h. es werden Kapazitäten von mindestens 73,3 bzw. 146,6 Millionen Tonnen CO₂ zur Verfügung stehen müssen, um genügend Kohlenstoff inländisch herstellen zu können.⁵ Der VCI (2023) geht in seiner 100-Prozent-Route von einem Bedarf allein für die Chemieindustrie von maximal 52 Millionen Tonnen CO₂ aus (vgl. VCI 2023, S. 84).

Grundsätzlich kann ein Teil davon aus den prozessbedingten CO₂-Emissionen gewonnen werden, wie Tabelle 1 für eine ausgewählte Anzahl an Wirtschaftszweigen aufzeigt, die ein relativ hohes Volumen an prozessbedingten Emissionen aus heutiger Sicht ausweisen⁶. Da CCS/CCU-Technologie allerdings nur als letzte Option hin zur Klimaneutralität angewendet werden soll, muss unterstellt werden, dass heute anfallende, prozessbedingte Emissionen in Zukunft durch Elektrifizierung o.ä. nicht mehr anfallen werden. Das realistische Potential in Tabelle 1 bezieht sich somit lediglich auf die Branchen, die in der Bedarfsanalyse der Bundesregierung (vgl. DENA 2022) genannt wurden.

Tabelle 1: Prozessbedingte Emissionen, Kohlenstoffangebot und -bedarfe nach Wirtschaftszweigen

	Anteil an prozessbedingten Emissionen an Gesamt-emissionen der Branche, 2022	Tonnen prozessbedingter CO ₂ -Emissionen, 2022	Theoretisches Potential an Kohlenstoffangebot in Tonnen (CO ₂ /3,664)	Realistisches Potential an Kohlenstoffangebot in Tonnen	Bedarf an Kohlenstoff in Tonnen
Landwirtschaft (WZ 01)	18%	2.551.910	696.482	0	Keinen
Kokerei	12%	656.309	179.124	0	10.000.000
Papierindustrie (WZ 17)	0,04%	6.012	1.640	1.640	Keinen
Grundstoffchemie (WZ 20)	15%	4.362.333	1.190.593	1.190.593	10.000.000
Gummi- und Kunststoffwaren (WZ 22)	3%	52.497	14.328	14.328	Keinen
Glasindustrie (WZ 231)	21%	812.441	221.736	221.736	Keinen
Kalk- und Zementindustrie (WZ 232)	56%	17.908.741	4.887.756	4.887.756	Keinen
Erzeugung Stahl (WZ 241)	30%	15.099.065	4.120.924	0	Keinen
Erzeugung NE-Metalle (WZ 244)	29%	752.583	205.399	0	Keinen
Abfallentsorgung (WZ38)	0,11%	7.835	2.138	2.138	Keinen
Summe		42.209.726	11.520.120	6.318.191	20.000.000
Anteil aus Eigenproduktion					31,6%
Importanteil oder Anteil der über DAC hergestellt werden muss					68,4%

Quelle: Prozessbedingte Emissionen: GENESIS-Online Datenbank 85111-0005; Bedarf an Kohlenstoff: UMWELTBUNDEAMT (2021); Realistisches Potential: DENA (2022)

Aus Tabelle 1 wird deutlich, dass die Kohlenstoffbedarfe bei weitem die mögliche inländische Kohlenstoffproduktion aus Punktquellen übersteigen. Lediglich knapp ein Drittel des potenziellen Kohlenstoffbedarfes könnte aus inländischer CCU-Technologie gewonnen werden, der Rest müsste

⁵ Gemäß Umweltbundesamt (2021, S. 24) kann folgender Umrechnungsfaktor näherungsweise angewendet werden: Eine Tonne Kohlenstoff entspricht 3,664 Tonnen Kohlendioxid. In realen Anlagen kann dieser Wert aufgrund von technischen Wirkungsgraden nicht immer erreicht werden.

⁶ GENESIS-Online Datenbank 85111-0005

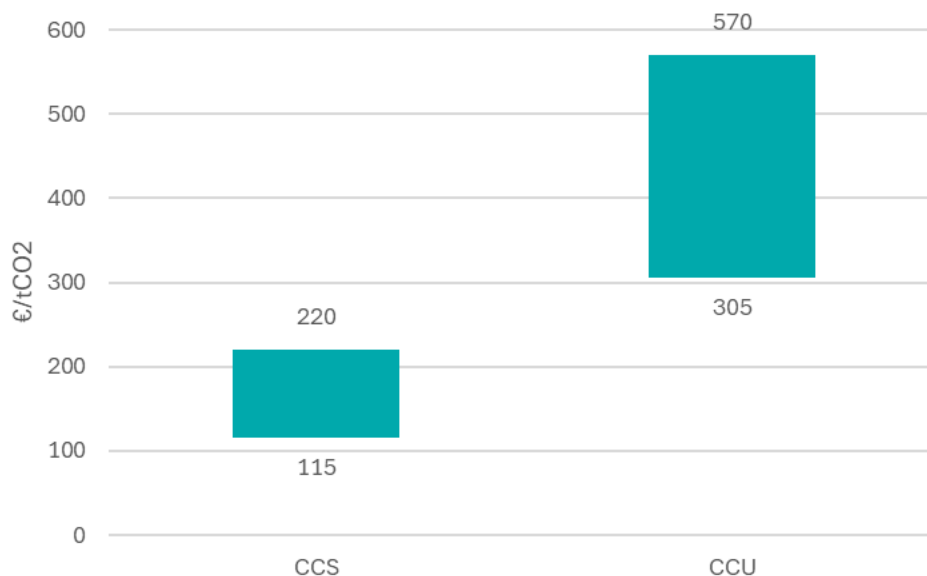
importiert oder über Direct Air Capturing generiert werden. Auch das Umweltbundesamt (2023, S. 19) stellt fest, dass „ein erheblicher Anteil dafür (...) aus der Atmosphäre gedeckt werden“ muss und empfiehlt die großtechnische Anwendung von Direct Air Capture-Anlagen (UMWELTBUNDESAMT 2023, S. 19). Alternativ zu DAC-Verfahren kann der benötigte Kohlenstoff auch importiert werden – oder die kohlenstoffhaltigen Produkte (z.B. synthetische Kraftstoffe) – was zu einem Wertschöpfungsverlust bzw. nicht ausgeschöpften Wertschöpfungspotentialen in Deutschland führen könnte.

Da CCU sehr viel Energie braucht und diese nicht aus fossilen Energieträgern stammen sollte, empfiehlt das Umweltbundesamt CCU Anwendungen erst ab einem Anteil erneuerbarer Energien am Strom von über 80 Prozent (vgl. UMWELTBUNDESAMT 2021). Diese Zielgröße ist gegenwärtig noch nicht erreicht. Erst 2030 soll nach den Vorstellungen der Bundesregierung 80 Prozent des Stroms aus erneuerbaren Energien generiert werden (vgl. UMWELTBUNDESAMT 2024b).

6 Potenzielle Kostenabschätzung

Abbildung 6 zeigt angelehnt an VDZ (2024) die potenziellen Kostenspannbreiten nach Technologie – ohne Berücksichtigung der Kosten für DAC im Prozess der CO₂-Abscheidung. Eindeutig ist, dass die CCS-Technologie deutlich günstiger ausfällt als die CCU-Technologie, was auf den kostspieligen Herstellungsprozess von Kohlenstoff aus Kohlendioxid zurückzuführen ist. Dabei ist der Transport im Vergleich zur Abscheidung, Zwischenspeicherung und Nutzung der günstigste Kostenpunkt. Die CO₂-Abscheidung ist wiederum teurer als die Speicherung von CO₂. Insgesamt kann gemäß VDZ (2024, S. 47) mit einer Kostenspanne zwischen 115 und 570 € pro Tonne CO₂ gerechnet werden. Unter Berücksichtigung der CO₂-Abscheidung mittels DAC-Verfahren würden sich sowohl CCS also auch CCU deutlich im Preis erhöhen.

Abbildung 6: Mögliche Kostenspanne von CCS/CCU-Prozesskette pro Tonne CO₂



Quelle: VDZ (2024, S. 47); Abscheidungskosten ohne Kosten für DAC

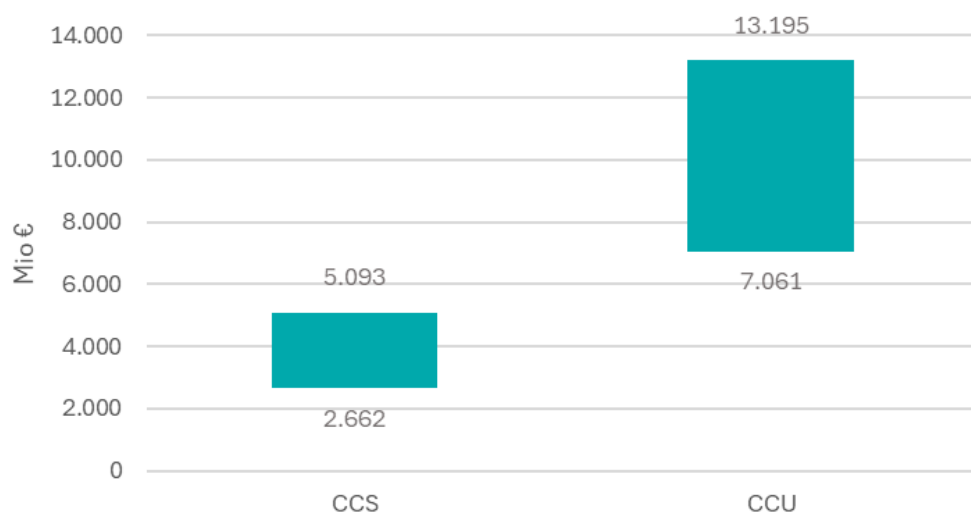
Würden die in Tabelle 1 unterstellten prozessbedingten Emissionen von den potenziell geeigneten Wirtschaftszweigen entweder durch CCS oder durch CCU-Technologien abgeschöpft werden, würden sich unter den in Abbildung 6 angegebene Kostenspannen je nach Verfahren unterschiedliche Aufwendungen ergeben (Abbildung 7), wobei die Nutzung von CO₂ deutlich mehr kosten würde als die reine Speicherung. So läge die Spanne zwischen 2,7 und 13,2 Mrd. Euro. Diese Beträge beziehen sich vorwiegend auf einmalig zu errichtende Investitionssummen für den Aufbau der Infrastruktur. Würden die CCS/CCU-Technologien lediglich auf die Zementindustrie angewendet werden, würde sich die

Kostenspanne nur leicht auf 2,1 bis 10,2 Mrd. Euro senken. Bei einem Beschäftigtenstand von achttausend Beschäftigten⁷ im Jahr 2022 in der Kalk- und Zementindustrie (WZ-23.2) würde pro Kopf zwischen 257 Tsd. Euro und 1.276 Tsd. Euro anfallen.

Würden dagegen alle heutigen prozessbedingten Emissionen des produzierenden Gewerbes mittels CCS/CCU-Technologie vermieden werden, würde die Investitionssumme zwischen 5 und 23,5 Mrd. Euro liegen. Sollten dagegen alle CO₂-Emissionen der Wirtschaftszweige mittels dieser Technologie absorbiert werden, würden die Investitionsbedarfe zwischen 72 und 356 Mrd. Euro liegen.

Die dargestellten Kostenspannen beinhalten noch keine Betriebs- und Wartungskosten, zumal vor allem für den Betrieb hohe Energiebedarfe anfallen würden. Auch die Speicherung des CO₂ dürfte die Kosten nochmal steigern, gerade wenn sich der Speicherort nicht in Deutschland befindet, da dann die Transportkosten in das Ausland hinzugerechnet werden müssten. Sollte zudem das DAC-Verfahren angewendet werden, dürften die Gesamtkosten noch höher ausfallen. Pfeiffer u.a. (2024) kommen zu dem Schluss, dass vor allem CCS nur mit Förderungen, beziehungsweise in geförderten Bereichen umfänglich eingesetzt werden würde. Ohne staatliche Förderungen bestünde zudem die Gefahr, dass private Unternehmen technologische Weiterentwicklungen nicht weiter voranbringen, obwohl diese die Kosten perspektivisch reduzieren könnten. Zudem ist es fraglich, ob für die Speicherung dieser enormen Menge an Kohlenstoff langfristig überhaupt genügend Speicher zur Verfügung stehen.

Abbildung 7: Mögliche Kostenspanne für die CO₂-Abschöpfung ausgewählter prozessbedingter Emissionen des Jahres 2022



Quelle: prozessbedingte Emissionen: GENESIS-Online Datenbank 85111-0005; eigene Berechnungen

Sollte sich die Anwendung der CCS/CCU-Technologie auf den realistischen Anwendungsbereich der Kalk- und Zementindustrie beschränken, würden die veranschlagten Investitionskosten deutlich unter dem Niveau der Kosten für eine Wasserstofftransformation (vgl. RONSIEK u.a. 2024, S. 43) und noch deutlicher unter dem Niveau der Kosten für die Umstellung auf Elektromobilität bei der Automobilindustrie (vgl. VDA 2022) liegen. Sollte das DAC-Verfahren auch in Deutschland angewendet werden, müssten sich die Investitions- und Betriebskosten deutlich erhöhen. Dieser Fall wird allerdings in der Literatur nicht berücksichtigt, da der für DAC-Verfahren notwendige Energieinput zu hoch ausfallen sollte.

⁷ Monatsbericht des Verarbeitenden Gewerbes Stand 2022, GENESIS Online

7 Zusammenfassung und Fazit

Mit dem Entwurf einer Carbon Management Strategie im Mai 2024 wurden die Weichen für die Anwendung von CCS/CCU-Verfahren in Deutschland gelegt. Damit ist ein weiteres Element für die Erreichung von CO₂-Neutralität auf den Weg gebracht worden, das vor allem und insbesondere nur in diesen Industrien angewendet werden soll, in deren Produktionsprozessen unvermeidbare CO₂-Emissionen entstehen. Der Anwendungsbereich von CCS/CCU-Technologien wird daher begrenzt sein.

Tabelle 2: SWOT-Matrix zum Aufbau von CCS/CCU-Technologien

	Stärken (Strengths)	Schwächen (Weaknesses)
interne Faktoren	• Mit der Carbon Management-Strategie wurden erste Weichen für die Anwendung von CCS/CCU-Verfahren in Deutschland gelegt. • Geplante CCS/CCU Projekte haben hohes Potential zur CO₂ Absorption.	• Bislang existiert keine ausgearbeitete Strategie für CCS/CCU - Technologien. • Bislang existiert kein Planfeststellungsverfahren für den Neubau eines CO₂-Transportnetzes. • Keine bundeseinheitliche Regelung für die Speicherung von CO₂ an Land. • Bislang existieren keine in Betrieb befindlichen kommerziellen CCS/CCU-Technologien in Deutschland. • Voraussichtlich mit hohe Investitions- und Abscheidungskosten verbunden.
	Chancen (Opportunities)	Risiken (Threats)
externe Faktoren	• Auch in einer klimaneutralen Wirtschaft existieren weiterhin Kohlenstoffbedarfe, die bei weitem die mögliche inländische Kohlenstoffbereitstellung aus Punktquellen übersteigen. • Industriezweige wie die Kalk- und Zementindustrie, bei denen CO₂-Emissionen nur schwer zu verhindern sind, können durch CCS/CCU - Technologien CO₂-Neutralität erreichen. • Würden fossile Energieträger in einer defossilen Welt nicht mehr verwendet, würden die damit verbundenen Kohlenstoffquellen wegfallen. Die Schaffung eines Kohlenstoffkreislaufes wird umso wichtiger, je weniger fossile Kohlenstoffquellen im Umlauf sind. • Gerade CCU-Prozesse können in einer Kreislaufwirtschaft eine wichtige Rolle spielen und die Abwanderung von (Teil-) Prozessen in den auf Kohlenstoff angewiesenen Industrien vermeiden. • CCS/CCU könnte als Übergangstechnologie bei der Verwendung von blauem Wasserstoff zum Hochlauf eines Wasserstoffmarktes beitragen.	• Zu langsamer Ausbau an erneuerbaren Energien kann den energieintensiven Hochlauf von CCS/CCU-Technologien ausbremsen. • Vor allem bei CCS könnten ausbleibende staatliche Förderungen verhindern, dass private Unternehmen technologische Weiterentwicklungen vorantreiben, obwohl diese die Kosten perspektivisch reduzieren könnten. • Alternativ zu DAC-Verfahren kann der benötigte Kohlenstoff – oder die kohlenstoffhaltigen Produkte – auch importiert werden, was zu einem Wertschöpfungsverlust bzw. nicht ausgeschöpften Wertschöpfungspotentialen in Deutschland führen könnte. • Die Speicherung von CO₂ an in Aquiferen steht in Konkurrenz zur Nutzung von geothermischer Energie. • CCU aus fossilem CO₂ kann zu CO₂-Emissionsverlagerung führen, wenn das gebundene CO₂ zu einem späteren Zeitpunkt wieder in die Atmosphäre gelangt.

Um die Aufrechterhaltung der betroffenen Industrien in Deutschland zu gewährleisten, ist die Anwendung von CCS/CCU nach aktuellem Technologie- und Forschungsstand aber unvermeidbar (vgl. Tabelle 2, Stärken und Chancen).

Stand heute sind in Deutschland noch keine CCS/CCU-Technologien zur industriellen Nutzung in Betrieb. Der Planungsprozess hat gerade erst begonnen. Andere Länder, insbesondere Dänemark, die Niederlande, Belgien und Norwegen, aber auch die USA, Kanada und China sind hier viel weiter. Neben Anlagen zur Abscheidung von CO₂ aus Industrieprozessen ist der Aufbau eines CO₂-Transportnetzes unabdingbar für den Weitertransport des CO₂ in Speicherstätten oder zu CO₂-Nutzern. Zwar wird das benötigte CO₂-Netz aller Voraussicht nach deutlich kleiner ausfallen als das Wasserstoff-Kernnetz, angesichts langer Planungsverfahren sollte aber frühzeitig mit der Ermittlung des CO₂-Startnetzes begonnen werden – zumal nach einhelliger Meinung das CO₂-Netz vollständig neu gebaut werden muss und nicht auf bestehende Gaspipelines zurückgegriffen werden kann. Das BMWK (2024) geht von einem Hochlauf der Anwendung der Technologie in Deutschland nicht vor 2030 aus. Angesichts des aus heutiger Sicht begrenzten Anwenderkreises dürfte die Errichtung der Infrastruktur grundsätzlich möglich sein. Sollte die Anwendung von CCS/CCU-Technologie allerdings über das in der CMS erläuterte Maß hinaus gehen, dürfte es wesentlich schwieriger sein in der verbleibenden Zeit die notwendigen Strukturen aufzubauen. Ob sich die voraussichtlich hohen Investitions- und Betriebskosten der Anlagen auch für die Anwender lohnen wird, bleibt abzuwarten (vgl. Tabelle 2, Chancen und Risiken). Ob sich die zusätzlichen Kosten für den Infrastrukturausbau (Anlagen, Netz) wirtschaftlich rentieren, wird sich ebenfalls noch zeigen. Die potentiellen Investitionen bewegen sich im Bereich von 2,7 bis 13,2 Mrd. Euro und fallen somit deutlich geringer aus als andere Transformationskosten in Deutschland. Auch hier ist abzusehen, dass der Aufbau der CCS/CCU-Verfahren ohne staatliche Förderung kaum stattfinden wird (vgl. Tabelle 2, Risiken). Eine Förderung von CCS/CCU-Technologien im Rahmen der Klimaschutzverträge ist deshalb für spätere Förderaufrufe vorgesehen. Gleichzeitig ist festzuhalten, dass die Schaffung eines Kohlenstoffkreislaufes umso wichtiger wird, je weniger fossile Kohlenstoffquellen im Umlauf sind. Gerade CCU-Prozesse können in einer Kreislaufwirtschaft eine wichtige Rolle spielen und die Abwanderung von (Teil-)Prozessen in den auf Kohlenstoff angewiesenen Industrien vermeiden (vgl. Tabelle 2, Chancen).

Auch können neue Geschäftsmodelle für Industriezweige geschaffen werden, die ansonsten im Zuge der Dekarbonisierung der Wirtschaft an Bedeutung verlieren würden. So zum Beispiel Öl- und Erdgasfeldbetreiber: Erschöpfte fossile Lagerstätten können als Speicher für CO₂ genutzt werden (vgl. WELTENERGIERAT 2021, S. 59). Auch Kokereien und Raffinerien können mit der Produktion von synthetischem Kraft- und Kohlenwasserstoff ihren wegfallenden Umsatz in der Benzin-, Diesel- oder Kerosinproduktion zumindest teilweise kompensieren. Da voraussichtlich auch mehr Kohlenstoff als Rohstoff benötigt wird, als durch CCU inländisch zur Verfügung stünde, eröffnen sich auch neue Geschäftsfelder für die Abscheidung von CO₂ aus der Luft. Angesichts der hohen Energieintensität dieses Verfahrens dürften hier allerdings die Potentiale nicht in Deutschland liegen, sondern in Ländern mit hohem Angebot an erneuerbaren Energie zu günstigen Preisen (vgl. Tabelle 2, Chancen und Risiken). Ob sich durch den Auf- und Ausbau einer CCS/CCU-Prozesskette neben dem Erhalt von bestehenden Industrien ein wirtschaftlicher Vorteil erwirtschaften lassen kann, ist aus heutiger Sicht nicht mit Gewissheit zu sagen. Neben zusätzlichen Investitionen in den Aufbau der Infrastruktur ist mit höheren Kosten für die Speicherung und Weiterverwendung von Kohlendioxid zu rechnen. Sollte hierfür allerdings der Erhalt von Industrien ermöglicht und gegebenenfalls neue Geschäftsmodelle entwickelt werden, könnten sich die Investitionen in diese Technologien durchaus lohnen.

Mit Blick auf den geschlossenen Koalitionsvertrag zwischen Union und SPD, gemäß dem CCS/CCU-Technologien „als unerlässliche Instrumente für das Ziel der Klimaneutralität“ gelten, soll der Bau von CCS/CCU-Anlagen ein überragendes öffentliches Interesse erhalten (CDU/CSU/SPD 2025, S. 34).

Insbesondere vor dem Hintergrund des noch vom 20. Bundestag beschlossenen Sondervermögen in Höhe von 500 Milliarden Euro „für zusätzliche Investitionen in die Infrastruktur und für zusätzliche Investitionen zur Erreichung der Klimaneutralität bis 2045“ (Art. 143h Abs. 1 Grundgesetz) besteht für dieses Vorhaben auch der notwendige finanzpolitische Handlungsspielraum.

8 Literaturverzeichnis

BMWK (2023): Fortschreibung der nationalen Wasserstoffstrategie – NWS 2023. Berlin. URL <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Wasserstoff/Downloads/Fortschreibung.html> (Stand: 08.04.2025)

BMWK (2024): FAQ zu CCS und CCU. Stand 29.05.2024. URL: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/F/faq-ccs-ccu.pdf?__blob=publicationFile&v=40 (Stand: 08.04.2025)

BUNDESREGIERUNG (2024): Die Carbon-Management-Strategie. Dienstag, 6. August 2024. URL: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/carbon-management-strategie-2289146> (Stand: 09.04.2025)

CDU; CSU; SPD (2025): Verantwortung für Deutschland. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. 21. Legislaturperiode. URL: https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Koalitionsvertrag2025_bf.pdf (Stand: 16.04.2025)

DEUTSCHER BUNDESTAG (2018): Erkenntnisse aus der Erprobung von Technologien zur CO₂-Abscheidung und CO₂-Speicherung (CCS) in Deutschland. Ausarbeitung des Wissenschaftlichen Dienstes des Deutschen Bundestages. WD 8-3000-055/18. URL: <https://www.bundestag.de/resource/blob/567342/f356ac5bb411dca92e8a18c8c3037c28/wd-8-055-18-pdf-data.pdf> (Stand: 09.04.2025)

DEUTSCHER BUNDESTAG (2022): Evaluierungsbericht der Bundesregierung zum Kohlendioxid-Speicherungsgesetz. Drucksache 20/5145. URL: <https://dserver.bundestag.de/btd/20/051/2005145.pdf> (Stand: 09.04.2025)

DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH (DENA) (2022): Nutzung von wasserstoffbasierten CCU-Verfahren in der Industrie. Ergebnispapier zum NWS-Industriedialog. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (Hrsg.). Berlin. URL: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Industrie/20220913-nutzung-von-wasserstoff-basierten-ccu-verfahren-in-der-industrie.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (Stand: 09.04.2025)

EUROPÄISCHE KOMMISSION (2024): Towards an ambitious Industrial Carbon Management for the EU. Strassburg. URL: [IMMC.COM%282024%2962%20final.ENG.xhtml.1 EN ACT part1 v14.docx](https://www.immc.com/2024/2962/20final.ENG.xhtml.1_EN_ACT_part1_v14.docx) (Stand: 09.04.2025)

HERPICH, Philipp; HOLZ, Franziska; LÖFFLER, Konstantin (2023): Wärmewende in Berlin: Versorgungssicherheit nach dem Erdgas mit erneuerbaren Energien gewährleisten. DIW Wochenbericht 90 (49) S. 685-693. Berlin. URL: <https://www.econstor.eu/bitstream/10419/281000/1/1877157007.pdf> (Stand: 09.04.2025)

IEA (2024): CCUS Projects Database 15/03/2024. URL: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/ccus-projects-database> (Stand: 09.04.2025)

KOPERNIKUS-PROJEKT (2023): Optionen für ein nachhaltiges Energiesystem mit Power-To-X-Technologien. 4. Roadmap des Kopernikus-Projektes P2X Phase II. Ausfelder, Florian; Tran, Dinh (Hrsg.). URL: <https://www.kopernikus->

projekte.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/EC7C18F68BCE7C0DE0537E695E86F60F/live/document/221025_DEC_P2X4_V08_Web.pdf (Stand: 09.04.2025)

MERTEN, Frank; SCHOLZ, Alexander: Metaanalyse zu Wasserstoffkosten und -bedarfen für die CO₂-neutrale Transformation. Studie für den Landesverband Erneuerbare Energien NRW 2023. URL: https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/8344/file/8344_Wasserstoffkosten.pdf (Stand: 09.04.2025)

PFEIFFER, Johannes; ERLACH, Berit; FISCHEDICK, Manfred; FUSS, Sabine; GEDEN, Oliver; LÖSCHEL, Andreas; PITTEL, Karen; RAGWITZ, Mario; STEPHANOS, Cyril; WEIDLICH, Anke (2024): Kohlenstoffmanagement integriert denken: Anforderungen an eine Gesamtstrategie aus CCS, CCU und CDR. In: Schriftenreihe „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS). URL: https://doi.org/10.48669/esys_2024-5 (Stand: 09.04.2025)

RONSIK, Linus; SCHNEEMANN, Christian; MÖNNIG, Anke; SAMRAY, David; SCHROER, Jan Philipp; SCHUR, Alexander Christian; ZENK, Johanna (2024): Arbeitskräftebedarf und Arbeitskräfteangebot entlang der Wertschöpfungskette Wasserstoff – Szenario-v2.1. In: IAB-Forschungsbericht (7 | 2024). Nürnberg. URL: <https://iab.de/publikationen/publikation/?id=2209756> (Stand: 09.04.2025)

SPIEGEL (2024): Friedrich Merz glaubt nicht an grünen Stahl – und erntet Widerspruch. 14.1.2025. URL: <https://www.spiegel.de/politik/deutschland/friedrich-merz-cdu-chef-glaubt-nicht-an-gruenen-stahl-und-erntet-widerspruch-a-50955acc-f6d8-4e30-afb5-88f0384f0c92> (Stand: 09.04.2025)

UMWELTBUNDESAMT (2006): Verfahren zur CO₂-Abscheidung und -Speicherung. Zusammenfassung. In: Radgen, Peter; Cremer, Clemens; Warkentin, Sebastian; Gerling, Peter; May, Franz; Knopf, Stephan (Hrsg.): Forschungsbericht 203 41 110. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/377/publikationen/k3075.pdf> (Stand: 09.04.2025)

UMWELTBUNDESAMT (2020): Dekarbonisierung der Zementindustrie. Stand: 10. Februar 2020. URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/dokumente/factsheet_zementindustrie.pdf (Stand: 09.04.2025)

UMWELTBUNDESAMT (2021): Diskussionsbeitrag zur Bewertung von Carbon Capture and Utilization. Hintergrund // November 2021. URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/2021_hgp_ccu_final_bf_out_0.pdf (Stand: 09.04.2025)

UMWELTBUNDESAMT (2023): Carbon Capture and Storage. Diskussionsbeitrag zur Integration in die nationale Klimaschutzstrategie. Position // September 2023. URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/230919_uba_pos_ccs_bf.pdf (Stand: 09.04.2025)

UMWELTBUNDESAMT (2024a): Carbon Capture and Storage. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/wasser/gewaesser/grundwasser/nutzung-belastungen/carbon-capture-storage#grundlegende-informationen> (Stand: 09.04.2025)

UMWELTBUNDESAMT (2024b): Mehr Strom aus erneuerbaren Energien. Anteil am Bruttostromverbrauch weiter gestiegen. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/mehr-strom-aus-erneuerbaren-energien> (Stand: 09.04.2025)

VCI (2023): Chemistry 4 Climate. Wie die Transformation der Chemie gelingen kann. Abschlussbericht 2023. URL: <https://www.vci.de/vci/downloads-vci/publikation/broschueren-und-faltblaetter/final-c4c-broschure-langfassung-es.pdf> (Stand: 09.04.2025)

VDA (2022): Jahresbericht 2022. Themen und Zahlen zur Entwicklung der deutschen Automobilindustrie. URL: https://www.vda.de/dam/jcr:228b75d9-4a44-461b-af89-0464a0225be2/VDA_5733_JB_2022_DE_WEB_RZ.pdf?mode=view (Stand: 09.04.2025)

VDZ (2024): Anforderungen an eine CO₂-Infrastruktur in Deutschland. Voraussetzungen für Klimaneutralität in den Sektoren Zement, Kalk und Abfallverbrennung. URL: https://www.vdz-online.de/fileadmin/wissensportal/publikationen/zementindustrie/VDZ-Studie_CO2-Infrastruktur-Deutschland.pdf (Stand: 09.04.2025)

Weltenergierat (2021): Energie für Deutschland. Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext | 2021. URL: https://www.weltenergierat.de/wp-content/uploads/2021/06/WEC_Energie-f%C3%BCr-Deutschland-2021.pdf (Stand: 09.04.2025)

Zukunft Gas (2024a): Erster Schritt für Carbon Management: CO₂-Abscheidung. URL: <https://gas.info/carbon-management/co2-abscheidung> (Stand: 09.04.2025)

Zukunft Gas (2024b): Infrastruktur für den Transport von CO₂. URL: <https://gas.info/carbon-management/co2-netz> (Stand: 09.04.2025)