



Leitlinien für eine Carbon Management Strategie 2.0

JANUAR 2025

IMPRESSUM

TITEL

Leitlinien für eine Carbon Management Strategie 2.0

HERAUSGEBER

EPICO Klimainnovation (Energy and Climate Policy and Innovation Council e. V.)

Friedrichstraße 79 – 10117 Berlin, Germany

Rue du Commerce 72 – 1040 Brussels, Belgium

Decision Advisory Group

Döblergasse 4/Top 6 – 1070 Wien, Österreich

AUTOREN

Joachim Schmitz-Brieber, Daniel Dantine, Dr. Bernd Weber, Holly Attwell, Julian Parodi, Markus Möller, Matthias Poralla, Georg Hiemann

DANKSAGUNG

Fabian Liss, Dr. Lukas Daubner, Dr. Berit Erlach, Sandra Reus

ANERKENNUNGEN

Wir möchten einigen Personen und Organisationen besonders danken, die zum Erfolg des Projekts maßgeblich beigetragen haben. Die Decision Advisory Group hat in unserem Auftrag vertiefte Interviews zum Kohlenstoffmanagement in Deutschland mit insgesamt fünfundzwanzig Vertretern von Industrie, Wissenschaft und Zivilgesellschaft geführt. Die Ergebnisse sind ein wesentlicher Bestandteil des vorliegenden Papiers. Danken möchten wir auch dem rund Dutzend Experten und zwei High-Level Challenger – Oliver Grundmann, MdB und Malte Bornkamm, BMWK – an unserem Policy Accelerator-Workshop. Auf Basis der dortigen Diskussionen sind die Handlungsempfehlungen entstanden. Der abschließende Dank geht an die AutorInnen des Berichts, die mit ihrer Fachkenntnis dieses Papier vertieft und bereichert haben.

ZITATANGABE

Schmitz-Brieber, J., Dantine, D., Weber, B., Attwell, H., Parodi, J., Möller, M., Poralla, M., Hiemann, G. (2025). "Leitlinien für eine Carbon Management Strategie 2.0". Policy Report, EPICO Klimainnovation. Berlin.

GESTALTUNG UND UMSETZUNG

Arthur Dubois. Brussels, Belgium.

INHALTSVERZEICHNIS

EINORDNUNG: EINE VERPASSTE CHANCE – UND ZUGLEICH EINE CHANCE FÜR DIE NÄCHSTE LEGISLATURPERIODE	1
I. AUSGANGSLAGE UND ZIELSETZUNG DES PROJEKTS	3
1. Zielsetzung und Hintergrund des Projekts.....	3
2. Ausgangslage des Kohlenstoffmanagements in Deutschland	4
3. Herausforderungen in den Bereichen Infrastruktur und Geschäftsmodelle und Implikationen für die Carbon Management Strategie.....	5
II. EINSCHÄTZUNG VON MARKTTEILNEHMERN UND STAKEHOLDERN (ERGEBNISSE DER INTERVIEWS).....	9
1. Übersicht und Herangehensweise an die Interviews.....	10
2. Die Bedeutung von CCS, CCU und CDR für die Transformation der deutschen Industrie.....	10
3. Die Rolle von CCS, CCU und CDR für die Dekarbonisierung für die deutsche Industrie in den betroffenen Branchen.....	10
4. Status der Implementierung von CCS, CCU und CDR	12
5. Herausforderungen und Unsicherheiten.....	14
6. Sonstige Infrastruktur	18
7. Wirtschaftlichkeit	20
8. Sonstige Unsicherheiten	22
III. POLITIKEMPFEHLUNGEN FÜR DIE DEUTSCHE CARBON MANAGEMENT STRATEGIE.....	25
<i>Infrastruktur</i>	25
1. Genehmigungsprozesse beschleunigen, Rechtssicherheit schaffen.....	25
2. Aufbau der Infrastruktur starten, Thema Level-Playing-Field nicht aus den Augen verlieren ...	26
3. Ein IPCEI für eine grenzüberschreitende CO2-Infrastruktur.....	27
4. Finanzierung der Transportinfrastruktur auf eine solide(re) Basis stellen, Kosten fair verteilen	28
5. Bei der Speicherung vorangehen.....	29
<i>Geschäftsmodelle</i>	30
6. Anschubförderung konsequent nutzen, CCU- und CCS-Verfahren zum Durchbruch verhelfen...	30
7. Umgang mit Negativemissionen und CCU im ETS klären	32
8. Schaffung von Leitmärkten für CCU- und CCS-Projekte und Geschäftsmodelle.....	34
<i>Akzeptanz</i>	35
9. Informationen transparent bereitstellen, Lernen von europäischen „Best Practices“	35
ZUSAMMENFASSUNG	36

EINE VERPASSTE MÖGLICHKEIT – UND ZUGLEICH EINE CHANCE FÜR DIE NÄCHSTE LEGISLATURPERIODE

Mit dem vorzeitigen Ende der Bundesregierung aus SPD, Grünen und FDP sind auch die Arbeiten an der Carbon Management Strategie (CMS) kurz vor ihrem Abschluss zum Erliegen gekommen.

Das heißt, dass sich ein politisches „Möglichkeitenfenster“ für Carbon Capture and Storage (CCS) und Carbon Capture and Utilisation (CCU) in Deutschland nun (erstmal) im Zuge der Bundestagswahl wieder schließt. Fachliche Vorarbeiten, beispielsweise der Entwurf für ein Kohlendioxid-Speicherungs- und Transportgesetz, welches unter anderem wichtige Verfahrensbeschleunigungen im Bereich der CO₂-Infrastruktur erwirkt hätte, liegen nun brach. Und dies, obwohl und ungewöhnlich genug, die größte Oppositionspartei im aktuellen Bundestag ihre grundsätzliche Zustimmung zum Gesetzesentwurf signalisiert hatte. Zahlreiche zivilgesellschaftliche und wissenschaftliche Gruppen sowie Industrievertreter, beispielsweise aus der Zementwirtschaft oder der chemischen Industrie, haben den Prozess in den letzten Jahren konstruktiv begleitet.

Angesichts der langwierigen Diskussion um CCU und CCS, welche zudem auch lange sehr kritisch in der öffentlichen Debatte beäugt wurden, ist dies eine verpasste Chance. Auch mit Blick auf die Herausforderungen der Dekarbonisierung der Industrie und die Diskussion um das Klimaneutralitätsziel 2045 sollte das Vorlegen einer weitergedachten „CMS 2.0“ eine Priorität für den Beginn der Legislaturperiode sein. Dort müsste dann auch beispielsweise ein dauerhafter Förderrahmen verankert werden – in der ablaufenden Legislaturperiode war eigentlich geplant, CCU- und CCS-Projekte in die Ausschreibung zu den Klimaschutzverträge aufzunehmen; dies wird nun nicht mehr geschehen. Auch sollte der Staat perspektivisch eine wichtigere Rolle beim Aufbau der CO₂-Pipeline-Infrastruktur haben als dies in der „CMS 1.0“ vorgesehen war. Andere Aspekte, zum Beispiel die Verfahrensvereinfachung und -beschleunigungen, die im Kohlendioxid-Speicherungs- und Transportgesetz (KSpTG) vorgesehen waren, sollten hingegen aus der CMS 1.0 in ihre Nachfolgestrategie „hinübergerettet“ werden. Dieses Policy Paper leistet für die Weiterentwicklung der CMS auf Basis eines „Reality Checks“ zu einer CMS 2.0 einen inhaltlichen Beitrag. Es zeigt auf, welche Pläne Wirtschaft und Stakeholder mit Kohlenstoffmanagement in Deutschland haben und welche

Unsicherheiten und Probleme sie beim Einsatz von CCU- und CCS-Technologien in Deutschland sehen. Außerdem formuliert es acht konkrete Handlungsempfehlungen für die nächste Legislaturperiode in den Bereichen „Infrastruktur“ und „Geschäftsmodelle“.

Die Chancen des Auflegens einer CMS 2.0 stehen nicht schlecht. Die Wahlprogramme von CDU/CSU, Grünen und FDP äußern sich grundsätzlich unterstützend mit Blick auf CCU und CCS, zumindest in bestimmten Anwendungsfeldern und die SPD spricht sich zumindest nicht dagegen aus. Eine CMS 2.0 könnte also ein wichtiges klima- und industriepolitisches Vorzeigeprojekt für die ersten 100 Tage werden.

Dabei gilt es, einige Leitplanken zu beachten: Es muss der Grundsatz „Vermeidung vor Abscheidung“ gelten. CCS und CCU sind keine „Silver Bullet“ in der Klima- und Industriepolitik. Und auch wenn CCU und CCS oft auf die gleiche Infrastruktur zugreifen, liegen dahinter doch anders gestrickte, eher komplementäre Geschäftsmodelle.

Eine offene Frage, die in diesem Papier nicht im Detail behandelt wird – da sie nicht spezifisch für CCU und CCS ist – betrifft die Zukunft der Industrie in Deutschland angesichts hoher Energiepreise. Die Wettbewerbsfähigkeit von Technologien wie CCS, CCU und von technischen Verfahren zur CO₂-Entnahme aus der Atmosphäre zur Erzeugung von Negativemissionen Carbon Dioxide Removal hängt maßgeblich von den Energiepreisen ab. CCU in der chemischen Industrie erfordert die Verfügbarkeit von Wasserstoff zu wettbewerbsfähigen Preisen. Ob entsprechende energiepolitische Rahmenbedingungen geschaffen werden, muss zu Beginn der kommenden Legislaturperiode geklärt werden.

I.

AUSGANGSLAGE UND ZIELSETZUNG DES PROJEKTS

1. ZIELSETZUNG UND HINTERGRUND DES PROJEKTS

Als die aktuelle Bundesregierung im Frühjahr 2024 erste Eckpunkte zu ihrer Carbon Management Strategie veröffentlichte, entschloss sich EPICO Klimainnovation, gemeinsam mit der Decision Advisory Group einen „Reality Check“ der CMS durchzuführen. In 25 vertieften Interviews wurden Vertreterinnen und Vertreter aus Industrie, Wissenschaft und Zivilgesellschaft zu Rahmenbedingungen und Verbesserungsvorschlägen für den Hochlauf eines Kohlenstoffmanagements in Deutschland befragt.

An die 25 Interviews anschließend richtete EPICO Klimainnovation im November 2024 einen ‚Policy Accelerator‘ zur CMS aus. Auf Basis der Ergebnisse der vorangegangenen Interviews wurden mit rund einem Dutzend ausgewählten ExpertInnen aus Politik, Wirtschaft, Wissenschaft und Zivilgesellschaft konkrete politische Handlungsempfehlungen für die deutsche CMS diskutiert. Der Schwerpunkt lag auf den Handlungsfeldern „Infrastruktur“ und „Geschäftsmodelle“.

Das vorliegende Papier stellt eine Bündelung dieser Arbeiten dar. Es ist wie folgt aufgebaut: Das vorliegende Kapitel 1 erläutert die Hintergründe des Projekts und die Ausgangslage zum Kohlenstoffmanagement in Deutschland. Die Interviews Ergebnisse und Erläuterungen zur Wahrnehmung der

ursprünglich geplanten CMS sind in Kapitel 2 zusammengetragen. Daran schließen sich die politischen Handlungsempfehlungen für eine CMS 2.0 in Kapitel 3 an.

Ein Beitrag für eine „CMS 2.0“

Der Aufbau eines Kohlenstoffmanagement war zweifellos ein wichtiges Vorhaben der Bundesregierung aus SPD, Grünen und FDP, das aber vor dem Hintergrund des Zusammenbruchs der „Ampel“ nun nicht mehr zu Ende geführt wird. Viele Fragen, beispielsweise zum genauen Einsatzbereich in Deutschland von CCU und CCS, bleiben somit weiter offen. Gleichzeitig drängt die Industrie darauf, Klarheit über die Rahmenbedingungen zu erhalten. Das vorliegende Policy Paper ist ein Beitrag für eine strukturierte Debatte, wie eine „CMS 2.0“ aussehen sollte.

Die Veröffentlichung soll aufzeigen, wo es sinnvoll ist, auf die Vorarbeiten der aktuellen Legislaturperiode aufzubauen. Die Interviews wie auch teilweise die Handlungsempfehlungen rekurrieren daher an einigen Stellen auf der „geleakten“ Fassung der CMS, die im Sommer/Herbst 2024 diskutiert wurde und die die Eckpunkte vom Frühjahr weiter ausbuchstabierte (zum Status der verschiedenen Dokumente siehe den folgenden Abschnitt).

Der Fokus der Interviews und der Handlungsempfehlungen liegt auf CCU und CCS. Das Thema Carbon Dioxide Removal

(CDR), wiewohl elementarer Bestandteil eines künftigen Kohlestoffmanagements in Deutschland, wird demgegenüber nur schlaglichtartig bei den Interview-Ergebnissen und Handlungsempfehlungen für das Ermöglichen von entsprechenden Geschäftsmodellen beleuchtet. Begründet liegt dies vor allem darin, dass zum Thema CDR eine eigene Strategie angestoßen wurde (Langfriststrategie Negativemissionen zum Umgang mit unvermeidbaren Restemissionen (LNe)) – siehe auch den nächsten Abschnitt zur Abgrenzung der verschiedenen Technologien.

2. AUSGANGSLAGE DES KOHLENSTOFF- MANAGEMENTS IN DEUTSCHLAND

Zunächst ist es wichtig, die verschiedenen Technologien der Kohlenstoffabscheidung zu unterscheiden. CCS umfasst die Abscheidung von Kohlendioxid (CO₂) aus Industrieprozessen und dessen dauerhafte Speicherung, beispielsweise in geologischen Formationen. CCU bezieht sich hingegen auf die Abscheidung und anschließende Nutzung von CO₂, beispielsweise um mithilfe von Wasserstoff Kohlenstoff als Basis für chemische Prozesse bereitzustellen. Ebenso kann CO₂ als Rohstoff bei der Betonherstellung genutzt werden. CDR beschreibt Methoden, die Kohlendioxid direkt aus der Atmosphäre entfernen, um die Gesamtmenge an Treibhausgasen zu reduzieren.

Gängige Bezeichnungen für entsprechende Nutzungsketten sind DACC(U)(S): CO₂-Abscheidung aus der Luft, anschließend Speicherung (S) oder Nutzung (U) und BECC(U)(S): CO₂-Abscheidung bei der Nutzung von Bioenergie, anschließend Speicherung (S) oder Nutzung (U). Im Falle der Speicherung kommt es zu sogenannten Negativemissionen. Der „Leak“ der CMS vom Sommer/Herbst 2024

thematisiert BECCS und DACCS nur am Rande, da diese in der (parallelen) **Langfriststrategie Negativemissionen (LNe)** behandelt werden. Entsprechend werden diese Verfahren auch im vorliegenden Papier nur punktuell thematisiert. Naturnahe CDR-Methoden wie LULUCF (Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft), Ozeandüngung, Algenanbau, Biokohle oder gesteigerte Verwitterung (IPCC, 2022) werden im vorliegenden Papier überhaupt nicht berücksichtigt.

Lange Zeit spielten CCU-, CCS- und CDR-Technologien in Deutschland keine Rolle. Seit einiger Zeit ist jedoch eine neue Offenheit erkennbar ([Gemeinsames Thesenpapier von BDI, DGB, NABU und WWF, 2024](#)). Dies rührt zum einen daher, dass sich verstärkt die Erkenntnis durchgesetzt hat, dass es unmöglich sein wird, Klimaziele ohne CO₂-Abscheidung und Speicherung beziehungsweise Negativemissionen zu erreichen. Für bestimmte Bereiche der Industrieproduktion bestehen abseits von CCU und CCS kaum realistische Dekarbonisierungsoptionen. Des Weiteren besteht die Herausforderung, in einer fossilfreien Welt auch langfristig Kohlenstoff für bestimmte industrielle Prozesse bereitzustellen. Der Aufbau eines Kohlenstoffmanagements – von Abscheidung, Transport, Speicherung teilweise bis hin zur Nutzung – ist daher mehr und mehr im Fokus.

Folgerichtig beschloss **die Bundesregierung im Mai 2024 Eckpunkte zur CMS**. Diese Eckpunkte gingen zurück auf umfassende Stakeholder-Beratungen im Jahr 2023. Ein Gesetzentwurf für eine Novelle des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes (KSpG, künftig: Kohlendioxid-Speicherungs- und Transportgesetz, KSpTG) enthält Änderungen in den Bereichen Speicherung, Transport und Verfahrensbeschleunigung und wurde dem Gesetzgeber zur Entscheidung vorgelegt. Ebenso wurden die Eckpunkte der

Langfriststrategie Negativemissionen veröffentlicht. Im **Sommer 2024 wurde zudem der Entwurf einer ausformulierten CMS**, welche dem Vernehmen nach in der interministeriellen Abstimmung weit fortgeschritten ist, durch einen „Leak“ öffentlich. All dies wurde durch zahlreiche Veröffentlichungen und Diskussionsbeiträge verschiedener Stakeholder begleitet.

Aktuell – im Januar 2025 – ist nicht davon auszugehen, dass eine ausformulierte CMS in der auslaufenden Legislaturperiode noch veröffentlicht wird; oder, dass das KSpTG durch den Bundestag beschlossen wird, bevor es im Februar zu Neuwahlen kommt. Dabei hatte sogar die Opposition signalisiert, das KSpTG mitzutragen. **Das heißt, dass die Bemühungen für eine deutsche CMS und für eine Überarbeitung des dazugehörigen Rechtsrahmens kurz vor der Finalisierung zum Erliegen kommen. Es bleibt abzuwarten, welche Rolle das CMS in der kommenden Legislaturperiode spielen wird. Die Erwartung besteht, dass die neue Regierung den Prozess nicht von Grund auf neu eröffnet, sondern auf den bisher erarbeiteten Inhalten aufbaut.**

Losgelöst von dieser komplexen politischen Konstellation ist zu konstatieren, dass der Einsatz von CCU- und CCS-Technologien in Deutschland noch relativ am Anfang steht. Allerdings sind auch bereits einige Pilot- und Demonstrationsprojekte erfolgreich abgeschlossen oder befinden sich in der Bauphase (siehe Box 1 im nächsten Kapitel). Trotz des Fortschritts stehen diese Technologien vor bedeutenden regulatorischen, infrastrukturellen und wirtschaftlichen Herausforderungen. Gesellschaftliche Akzeptanz ist ein zusätzliches Thema. Der nachfolgende Abschnitt beleuchtet einige dieser Aspekte, bevor diese dann vertieft in den Kapitel 2 und 3 erörtert werden.

3. HERAUSFORDERUNGEN IN DEN BEREICHEN INFRASTRUKTUR UND GESCHÄFTSMODELLE UND IMPLIKATIONEN FÜR DIE CARBON MANAGEMENT STRATEGIE

Infrastruktur

Die Schaffung der notwendigen infrastrukturellen Voraussetzungen gilt mithin als größte Herausforderung für ein erfolgreiches Kohlenstoffmanagement in Deutschland. Diesbezügliche Sorgen sind, wie die Ergebnisse der Interviews (siehe Kapitel 2) zeigen, stärker ausgeprägt als beispielsweise Sorgen und Unsicherheiten bezüglich der grundsätzlichen Verfügbarkeit von CCU-/CCS-Technologien; hier geht es oft darum, bestehende Lösungen hochzuskalieren.

Grundsätzlich gilt, dass Verbesserungen im Handlungsfeld Infrastruktur sowohl auf die Entwicklung von CCU wie auch von CCS „einzahlen“ beziehungsweise es erforderlich ist, beide Technologien parallel im Blick zu haben, wenn Entscheidungen zum Aufbau der CO₂-Infrastruktur getroffen werden.

Der Aufbau der CO₂-Transportinfrastruktur, also vor allem der Bau eines Pipelinenetzes, um den Bedarf an wesentlich teurerem Schienen- oder Straßentransport zu minimieren, stellt eine der größten Herausforderungen dar. Ungeklärt ist beispielsweise die Finanzierung des Netzes und es besteht ein Koordinationsproblem zwischen dem Bau der Transportinfrastruktur, der Entwicklung von Abscheideprojekten auf Industrieseite und dem Aufbau von Speicherkapazitäten. Grundsätzliche Bedenken bestehen auch hinsichtlich der Verfahrensdauer bei der Genehmigung und Bau des Transportnetzes, ähnlich wie für andere Infrastrukturprojekte im Rahmen der Energiewende (z.B. Ausbau der Stromnetze).

Zusätzlich gibt es Unsicherheiten bezüglich der Tarifstruktur (Entgelte) für die Nutzung des (künftigen) CO₂-Transportnetzes, aus Sicht der potenziellen Betreiber von Pipelines kommen Fragen der Reinheit, Zusammensetzung und Spezifikation des zu transportierenden CO₂ hinzu (siehe Kapitel 2, Abschnitt 5 zu „Herausforderungen und Unsicherheiten“).

Das KSpTG und der Entwurf der CMS adressieren diese Punkte. Es ist jedoch zu bezweifeln, ob die vorgeschlagenen Lösungsansätze ausreichend sind. Teilweise werden nur „Prüfaufträge“ formuliert. Im Entwurf der CMS wird beispielsweise festgehalten, dass die Bundesregierung von einer privatwirtschaftlichen Finanzierung der CO₂-Infrastruktur, insbesondere des Transportnetzes, ausgeht. Mit Blick auf die Koordinierung des Aufbaus des CO₂-Transportnetzes mit dem Umbau der Gas-, Strom- und Wasserstoff-Infrastruktur (H₂-Infrastruktur) wird in der CMS auf eine neu einzurichtende AG CO₂-Infrastruktur“ verwiesen. Und bezüglich der Onshore-Speicherung sieht das KSpTG eine sogenannte Opt-in-Regelung für die Bundesländer vor. Zu all diesen (und weiteren) Aspekten finden sich in Kapitel 3 konkrete Vorschläge, bei denen, aus unserer Sicht, noch Verbesserungsmöglichkeiten bestehen.

Geschäftsmodelle

Im Handlungsfeld „Geschäftsmodelle“ zeigen sich, anders als beim Aufbau der Infrastruktur, deutliche Unterschiede zwischen den Herausforderungen für CCU und CCS. Dies liegt vor allem daran, dass die Integration von CCS in den Europäischen Emissionshandel (ETS) bereits deutlich weiter fortgeschritten ist als im Falle von CCU.

Im Zusammenhang mit der Dekarbonisierung setzen derzeit die **Zement-, Kalk- und Abfallwirtschaft** auf die Nutzung von CCS als primäre oder zumindest wesentliche CO₂-Vermeidungsstrategie. CCS ist derzeit auch eine mögliche Option u.a. für den **Stahl- und Energiesektor¹, CCU für die Power-to-Fuels-Industrie (P2X), die Gas-für-Stahl-Prozesse und die chemische Industrie**. Es gibt auch Branchen, die sowohl CCS wie auch CCU in den Blick nehmen².

CCU-Geschäftsmodelle in Deutschland stehen vor (noch) größeren Herausforderungen als CCS-Geschäftsmodelle. Das liegt unter anderem daran, dass sie sehr energie- und damit kostenintensiv sind. Um einen hohen Klimanutzen zu erzielen, muss die eingesetzte Energie ebenfalls klimaneutral sein. Aus einer klimapolitischen Perspektive muss beachtet werden, dass die Klimaschutzwirkung von CCU umso größer ist, je länger das CO₂ in Materialien wie Beton oder Polymeren wie Polycarbonaten und Polyurethanen gebunden ist und so eine Rückführung in die Atmosphäre verhindert wird; beziehungsweise es braucht geschlossene Kohlenstoffkreisläufe und/oder CCU-Verfahren müssen auf CO₂ aus nicht-fossilen Rohstoffen basieren, um einen klimapolitischen Mehrwert zu haben. All dies sind substanzielle Einschränkungen.

Wie die Interview-Ergebnisse zeigen (siehe Kapitel 2) und auch die CMS nahelegt, rechnen Marktteilnehmer mit einer wirtschaftlichen Tragfähigkeit CCU- und CCS-basierter Geschäftsmodelle in Deutschland nicht vor den 2030er Jahren. Entsprechend spielen Förderprogramme eine große Rolle, um Geschäftsmodelle in einem Übergang anzuschieben. In der deutschen Förderkulisse sind bislang die Klimaschutzverträge (KSV oder

¹ CCS in der Energiewirtschaft ist ein sehr kontroverses Thema, welches in diesem Projekt nicht vertieft betrachtet wurde.

² Siehe beispielsweise: [CO als Rohstoff: Heidelberg Materials und Linde bauen weltweit erste CCU-Großanlage in einem Zementwerk | Heidelberg Materials Deutschland](#), 2023.

CCfDs auf Englisch)³ und die Bundesförderung Industrie und Klimaschutz (BIK) die wichtigsten Beispiele hierfür, welche allerdings auch nicht unumstritten sind. Der geleakte Entwurf der CMS sah vor, dass bestimmte Branchen und Arten von Emissionen (technisch nicht vermeidbare Emissionen bzw. CCU/CCS in der Zementindustrie und der thermische Abfallbehandlung) vorrangig Zugang zu den einschlägigen Förderprogrammen erhalten sollten. Diese Einteilung erfolgte auf Basis einer Hierarchie, die u. a. berücksichtigt, welche alternativen Vermeidungstechnologien für die Branchen jeweils bestehen⁴.

Wie oben bereits angeklungen, stellt die Integration in den EU-ETS ebenfalls einen zentralen Aspekt für die Entwicklung langfristig tragfähiger Geschäftsmodelle dar. Während CCS im ETS bereits anerkannt ist, gilt dies für CCU nur sehr grobschlächtig (siehe auch nachfolgende Box zum Europäischen Kontext). Die zentrale Frage für CCU-Geschäftsmodelle ist, wie die Klimaschutzwirkung bei kürzerer Speicherdauer erfasst und honoriert werden kann. Hier steht für 2026 ein *Review* der aktuellen Regelungen durch die Europäische Kommission an. Ein weiterer Ansatz zur

Etablierung von Geschäftsmodellen ist die Schaffung von Anreizen durch Leitmärkte.

Diese ambitionierte Strategie wird unter anderem durch signifikante EU-weite Finanzmittel unterstützt, darunter 1,3 Mrd. EUR aus dem Innovationsfonds und über 400 Mio. EUR aus der Connecting Europe Facility (CEF). Mit diesen Mitteln sollen Projekte in den Mitgliedstaaten gefördert werden, darunter CO₂-Transport- und Speicherinfrastrukturen, um einen integrierten europäischen Kohlenstoffmarkt aufzubauen. Beispiele sind das niederländische Porthos-Projekt zur CO₂-Speicherung in Rotterdam, der CCS-Hub Ravenna in Italien, sowie das französische D'Artagnan-Projekt. Deutschland treibt auch mehrere CCS-Projekte voran, darunter H2GE Rostock (blauer Wasserstoff bis 2029), Leilac 2 (CO₂-Abscheidung im Zementsektor bis 2025) und die Cemex-Zementfabrik (CO₂-Abscheidung bis 2026). Zu Deutschlands größten CCU-Projekten zählen das CAP2U-Projekt von Heidelberg Materials und Linde (CO₂-Abscheidung von 70.000 Tonnen jährlich zur Nutzung in der Lebensmittel- und Chemieindustrie ab 2025, siehe Fußnote 1 oben), die Power-to-Liquid-Anlage von

HINTERGRUNDINFORMATION: EUROPÄISCHER KONTEXT

Die EU hat im vergangenen Jahr bedeutende Schritte zur Dekarbonisierung der Industrie unternommen und dabei die zentrale Rolle des industriellen Kohlenstoffmanagements (ICM) betont. Die im Februar 2024 vorgestellte Strategie der Europäischen Kommission für ICM gibt einen klaren Rahmen vor. Gemäß der Strategie strebt die EU an, bis 2030 jährlich mindestens 50 Mio. Tonnen CO₂ zu binden und dieses Volumen bis 2040 auf 280 Mio. Tonnen sowie bis 2050 auf 450 Mio. Tonnen zu steigern. Sie standardisiert die Kohlenstoffabscheidung und -speicherung, schafft Anreize und gewährleistet offenen Zugang zu CO₂-Netzen in der gesamten EU. Der Net-Zero Industry Act (NZIA) von Mai 2024 bestätigt die Vorgabe von 50 Mio. Tonnen CO₂-Speicherkapazität, indem er die Öl- und Gasindustrie einbindet, die mit ihrer Expertise in geologischer Speicherung und Subsurface-Technologien eine Schlüsselrolle beim Aufbau der CCS-Infrastruktur spielt, und fördert technologischen Fortschritt gezielt mit Mitteln aus dem Innovationsfonds.

³ In der vorgesehenen zweiten Runde der KSV.

⁴ Eine ähnliche Herangehensweise findet sich beispielsweise in der „CCS-Leiter“, die von Bellona und E3G entwickelt wurde. Siehe [E3G & Bellona, Carbon Capture and Storage Ladder](#), 2023.

INERATEC in Industriepark Höchst (synthetische Kraftstoffe aus biogenem CO₂ und grünem Wasserstoff) sowie das Westküste100-Projekt (grüner Wasserstoff und CO₂-Nutzung für klimafreundliche Kraftstoffe).

Die Finanzierung durch den Innovationsfonds (IF) und die CEF ist zwar ein ermutigender Schritt, bleibt jedoch auf Pilotprojekte beschränkt. Eine bereits angesprochene, größere Debatte dreht sich um die Frage, wer die Kosten für den Aufbau der CCS-Infrastruktur tragen soll. Das Joint Research Centre (JRC) der Europäischen Kommission schätzt, dass die CO₂-Infrastruktur in Europa bis 2030 eine Länge von 7.000 km erreichen und Kosten von 6 bis 19 Milliarden Euro verursachen wird, während bis 2050 eine Ausweitung auf 15.000 km und Kosten von 9 bis 23 Milliarden Euro erwartet werden⁵.

Der freiwillige Zertifizierungsrahmen für CO₂-Entnahme und Carbon Farming (CRCF), am 19. November 2024 verabschiedet, soll EU-weit hochwertige Kohlenstoffentnahmeaktivitäten zertifizieren und sicherstellen, dass strenge Standards in den Bereichen Quantifizierung, Zusätzlichkeit, Langzeitspeicherung und Nachhaltigkeit eingehalten werden. Erste Methoden werden ab 2026 verfügbar sein, während die Zertifizierung der ersten Anlagen im Rahmen des CRCF für 2026/2027 erwartet wird. Die Europäische Kommission arbeitet derzeit an delegierten Rechtsakten zu Zertifizierungsmethoden für DACCS und BECCS.

CCS und CCS im EU-ETS: Für mittels CCS abgeschiedene und dauerhaft gespeicherten CO₂-Mengen müssen Unternehmen seit 2021 keine Emissionszertifikate erwerben. Ebenfalls ab 2021 gilt (grundsätzlich), dass CO₂, welches dauerhaft chemisch in Produkten gebunden ist (= CCU), unter bestimmten

Bedingungen von der Pflicht zur Abgabe von ETS-Zertifikaten ausgenommen werden kann. Allerdings greift dies bislang nur, wenn das CO₂ für mehrere hundert Jahre gesichert im Produkt verbleibt, was de facto nur auf sehr wenige Fälle zutrifft (Aufnahme in den Anhang der Delegierten Verordnung 2024/2620). Der für 2026 geplante *Review* soll unter anderem die Nachverfolgung des CO₂ bei komplexen Wertschöpfungsketten (z. B. Recycling) und die Frage, was der am besten geeigneter Zeitpunkt für die Erfassung des CO₂ ist (zum Zeitpunkt der Abscheidung oder Zeitpunkt der Emission in die Atmosphäre), adressieren.

⁵ Tumara, D., Uihlein, A. and Hidalgo Gonzalez, I., [Shaping the Future CO₂ Transport Network for Europe](#), Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2024.

II.

EINSCHÄTZUNG VON MARKTTTEILNEHMERN UND STAKEHOLDERN

1. ÜBERSICHT UND HERANGEHENSWEISE AN DIE INTERVIEWS

Anhand eines einheitlichen Fragebogens wurden mit Ansprechpartnern aus verschiedenen Branchen rund einstündige, strukturierte Interviews geführt. Dabei wurden sowohl geschlossene Fragen zur erwarteten Entwicklung für das Kohlenstoffmanagement hierzulande gestellt als auch offene Fragen, die eine qualitative Bewertung der Erwartungen zuließen.

Darüber hinaus wurden zahlreiche Kriterien anhand skaliertener Fragen mit diskreten Auswahlmöglichkeiten hinsichtlich der Relevanz und Zuversicht über das Eintreten abgefragt. Abschließend wurden Prognosen für verschiedene zentrale Werte der Energiewende, etwa die erwartete Höhe

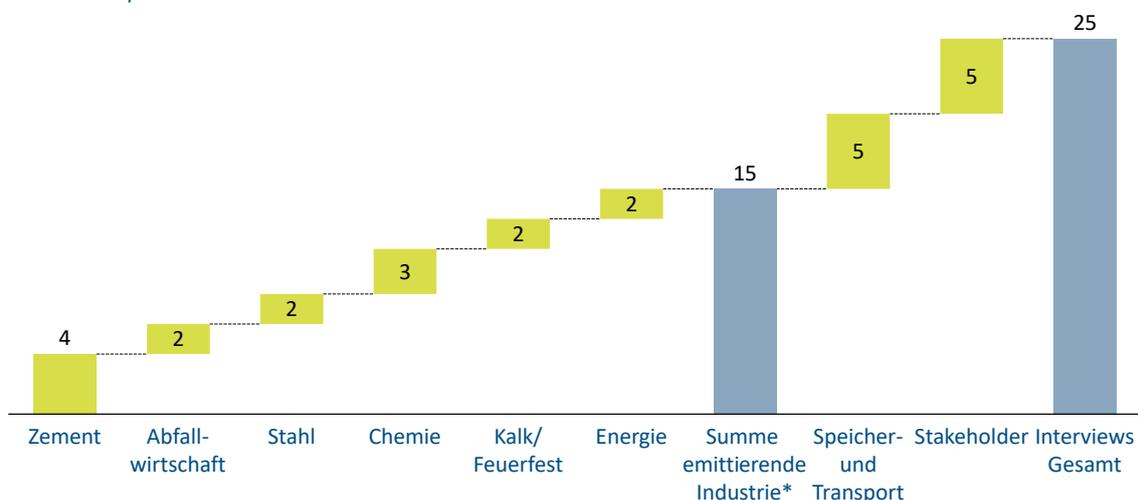
der CO₂-Bepreisung, erhoben und damit die Größenordnung der Unsicherheit hinsichtlich der damit zusammenhängenden Entwicklungen abgefragt.

Zusätzlich wurden zehn weitere Unternehmen bzw. Stakeholder befragt, die ergänzende Perspektiven einbrachten (z. B. CO₂-Speicher- und Transportunternehmen, Umweltverbände etc.).

Im Folgenden werden die Aussagen der Interviewpartner deskriptiv wiedergegeben bzw. zusammengefasst. Auf die Wiedergabe in indirekter Sprache wird dabei aus Gründen der Lesbarkeit weitgehend verzichtet.

*Neben Auswertungen der Antworten werden in dieser Studie auch wörtliche Zitate aus den Interviews wiedergegeben. Zur deutlichen Unterscheidung erfolgt deren Abdruck in **Fett**.*

Grafik 1: Die Interviewpartner nach Branchen



* Inkl. 3 Verbandsvertreter der angeführten Branchen

2. DIE BEDEUTUNG VON CCS, CCU UND CDR FÜR DIE TRANSFORMATION DER DEUTSCHEN INDUSTRIE

Klimaneutralität und CO₂-Ziele der Unternehmen

Im Rahmen der Interviews wurden Industrieunternehmen zu ihren kurz- und mittelfristigen CO₂-Reduktionszielen sowie zu ihren langfristigen Klimaneutralitätsstrategien befragt, da sich die Nutzung von CCU und CCS und CDR in entsprechende Gesamt-Strategien einfügen sollte. Alle befragten Unternehmen verfolgen CO₂-Reduktionsziele für Scope 1 und Scope 2, wobei die durchschnittliche Reduktionsquote für das Jahr 2030 bei 57 % liegt und in einem Fall sogar 100 % beträgt. Alle Unternehmen haben zudem Net-Zero-Ziele definiert, die zwischen 2030 und 2050 erreicht werden sollen, 2045 war das am häufigsten genannte Jahr für die Zielerreichung.

Herausforderungen ergeben sich vor allem durch Unsicherheiten in den regulatorischen Rahmenbedingungen und die Verfügbarkeit von Technologien. Die Zusammenarbeit mit Lieferanten spielt eine wichtige Rolle bei der Umsetzung von Reduktionsmaßnahmen in einigen Branchen für Scope 3 Emissionen. Der betrachtete Emissionsumfang bezieht sich in der Regel auf Produktionsstätten in Deutschland.

3. DIE ROLLE VON CCS, CCU UND CDR FÜR DIE DEKARBONISIERUNG FÜR DIE DEUTSCHE INDUSTRIE IN DEN BETROFFENEN BRANCHEN

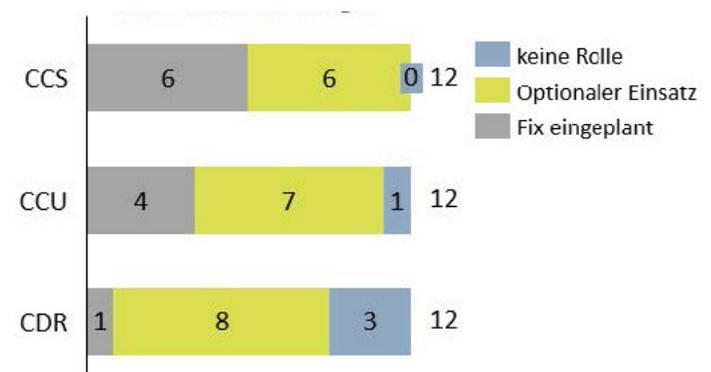
Unternehmen aus den Branchen Zement, Kalk und Abfallwirtschaft setzen fest auf CCS.

CCS wird im Stahl- und Energiebereich als eine mögliche Option betrachtet, insbesondere wenn nicht ausreichend Wasserstoff zu akzeptablen Preisen verfügbar ist, um die „dominanten“ Dekarbonisierungsoptionen umzusetzen (z.B. Direktreduktion in der Stahlbranche oder der Umstieg auf fossilfreie Brennstoffe bzw. EE-basierte Stromerzeugung im Energiesektor). Insbesondere der Einsatz von CCS im Energiesektor ist hoch umstritten, vor allem wegen der Sorge um Lock-in-Effekte. Der Einsatz von CCS im Energiesektor war nicht Thema des Projekts.

Vertreter der Stahlindustrie wiesen darauf hin, dass selbst bei der vollständigen Implementierung anderer Dekarbonisierungsoptionen in der Stahlproduktion 5-10 % unvermeidbare prozessbedingte Emissionen entstehen werden, was den Bedarf an weiteren Maßnahmen unterstreicht.

In den Interviews wurde jedoch von fast allen Unternehmen klar betont, dass die *Vermeidung* von CO₂-Emissionen gegenüber der CO₂-*Abscheidung* bevorzugt wird. Für diejenigen Unternehmen, die in CCU potenziell einen Business Case sehen und für die dieser Business Case insgesamt besser ist als die Speicherung, ist die Umwandlung von CO₂ zu einem verkaufsfähigen Produkt natürlich gegenüber der Speicherung wirtschaftlich zu bevorzugen. In den meisten Fällen wird das aber nicht der Fall sein.

Grafik 2: Anzahl der Nennungen von CCS, CCU, und CDR der Interviewpartner



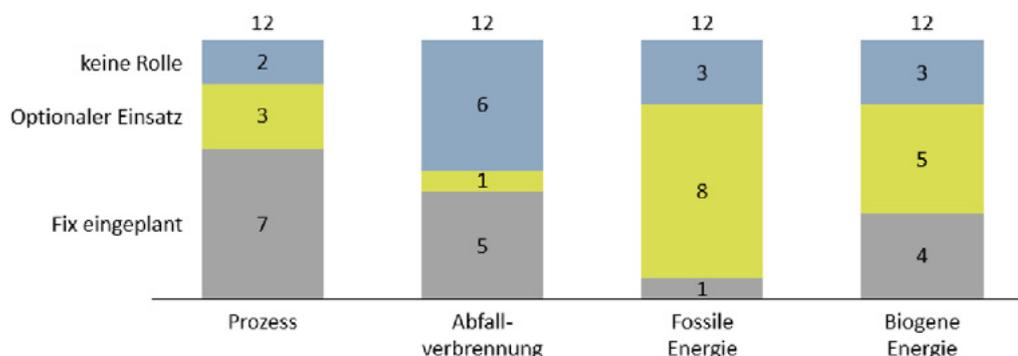
Die aktive Entnahme von CO₂ aus der Atmosphäre (CDR) wird von neun sieben der befragten Unternehmen in Betracht gezogen. Dies bezieht sich ausschließlich auf BECCS (Bioenergie mit CO₂-Abscheidung und -Speicherung). Die Unternehmen sehen eine Möglichkeit, durch den Einsatz biogener Brennstoffe oder durch den biogenen Anteil im Abfall in Kombination mit einer CCS-Infrastruktur Negativemissionen zu erzielen.

Der Einsatz von Direct Air Capture and Storage (DACCS) wird von keinem der Interviewpartner als realistische Option für Deutschland gesehen beziehungsweise aktuell erwogen, vor allem aufgrund der hohen Energiepreise, die diese Technologie derzeit unwirtschaftlich machen. Davon unbenommen bleibt die polit-ökonomische Ambition einer Technologieführerschaft deutscher und europäischer Unternehmen für DACCS-Technologien.

Quellen der CO₂-Abscheidung

Die geplanten Aktivitäten zur CO₂-Abscheidung in der Industrie konzentrieren sich vor allem auf schwer vermeidbare Emissionen aus industriellen Prozessen (u. a. Zementproduktion) sowie auf Emissionen aus der thermischen Abfallverwertung.

Grafik 3: Quellen der CO₂-Abscheidung



Fossile Energien werden von den meisten befragten Industrievertretern als eine **optionale** Quelle für Carbon Capture in Betracht gezogen, was auf das Verständnis von CCS als Backup-Lösung hinweist. Der geplante Einsatz von CCS im Zusammenhang mit fossilen Energieträgern bezieht sich vor allem auf den Einsatz von alternativen Roh- und Brennstoffen (AFR), darunter auch Kunststoffe.

Die Abscheidung von CO₂ aus biogenen Energiequellen¹ wird als eine Möglichkeit zur Generierung von Negativemissionen betrachtet. Allerdings ist nicht jede Aktivität, in der CO aus biogenen Quellen mit CCS abgeschieden wird, automatisch eine Negativemission. Vielmehr ist der Charakter der biogenen Quelle der Biomasse entscheidend, ob dies tatsächlich in Negativemissionen resultiert.

Abhängigkeiten bzw. Wechselwirkungen im Zeitverlauf

Für bestimmte Prozesse und Verfahren ist CCS nach aktuellem Wissensstand die „dominante“ Dekarbonisierungsoptionen, in anderen Bereichen steht CCS eher in direkter Konkurrenz zu anderen Transformationspfaden (siehe Rolle von CCS, CCU und CDR oben). Im Folgenden soll aufgezeigt, dass es sich

¹ Biogene Energiequellen umfassen Biomasse, Biogas und Biomethan, die aus biologischen Prozessen wie der Zersetzung von Pflanzen, der Verbrennung von Holz oder der Vergärung organischer Abfälle gewonnen werden.

hierbei um „dynamische“ Prozesse handelt, d. h. die Attraktivität von CCS (und CCU) variiert auch damit, wie günstig sich die anderen Dekarbonisierungsoptionen entwickeln:

- Für Branchen, die aktuell primär auf den Brennstoffwechsel hin zu grünem Wasserstoff als Dekarbonisierungsoption setzen und die CCU und CCS aktuell außen vorlassen, könnten solche Technologie dennoch später ein relevanter Ansatz sein. Das wäre beispielsweise der Fall, falls nicht genügend grüner Wasserstoff zur Verfügung steht und stattdessen zwar weiter ein Brennstoffwechsel stattfindet, hierfür aber blauer Wasserstoff in den Blick genommen wird. Blauer Wasserstoff setzt definitionsgemäß auf CCS, um die anfallenden Emissionen zu speichern.
- In der Zementindustrie können der vermehrte Einsatz von alternativen Bindemitteln (SCMs), moderne Verbrennungstechnologien oder die Einbindung von Abwärme in Fernwärmenetze die Umweltbilanz der Produktion weiter verbessern und somit den Umfang des notwendigen Einsatzes von CCUS verringern. Gleichwohl sind sich Stakeholder einig, dass die Dekarbonisierung in diesen Sektoren wesentlich vom Einsatz von CCU und CCS abhängen wird.
- Im Bereich der chemischen Industrie ist CCU eine mögliche Quelle für CO₂. Das CO₂ könnte, unter Zuhilfenahme von Wasserstoff, genutzt werden für die Herstellung von Kohlenstoff, welcher dann wiederum als Basis für sogenannte Plattformchemikalien

genutzt wird. Wie wichtig ist diese „Route“ sein wird, hängt wesentlich davon ab, inwiefern alternative Routen zur Gewinnung von CO₂ – insbesondere chemisches Recycling und Nutzung von Biomasse – „gezogen“ bzw. ausgeweitet werden können. Ferner ist auch hier entscheidend, ob tatsächlich auch genügend Wasserstoff zu wettbewerbsfähigen Preisen zur Verfügung steht².

„CCUS ist ein Ausweg, wenn nicht genügend grüner Wasserstoff zur Verfügung steht. Dann wird blauer Wasserstoff eingesetzt, bei dem mit CCS die Emissionen adressiert werden.“

— Interviewpartner, 2024

4. STATUS DER IMPLEMENTIERUNG VON CCS, CCU UND CDR

Langfristige Roadmap für CCS, CCU und CDR

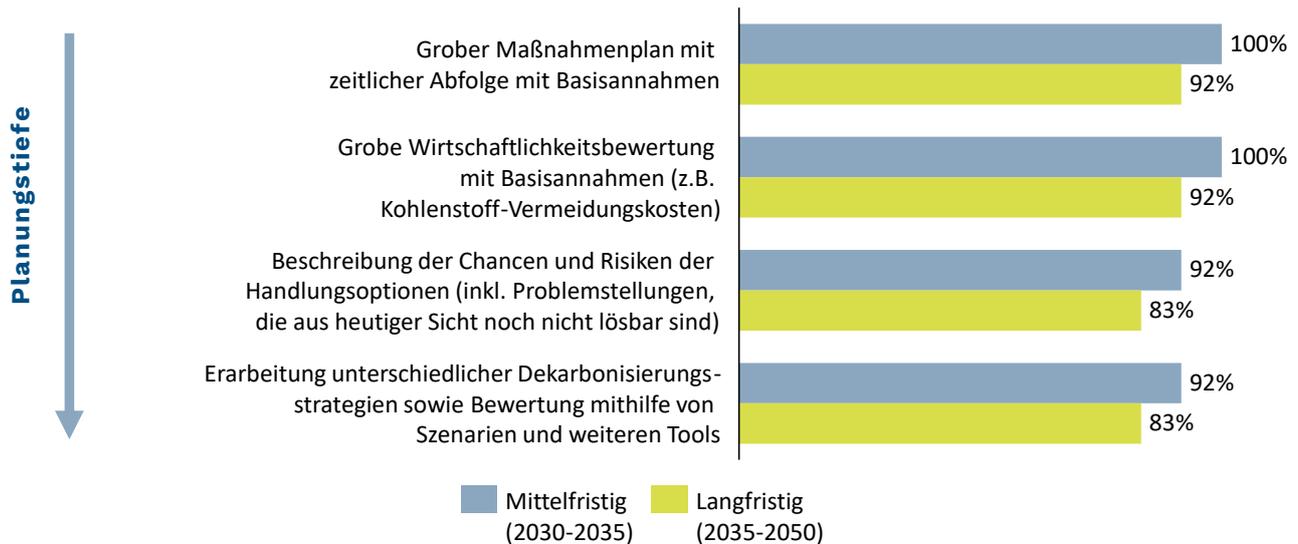
Die meisten befragten Unternehmen betrachten für den langfristigen Planungshorizont bis 2050 verschiedene Dekarbonisierungsstrategien und bewerten dabei sowohl Chancen als auch Risiken. Für den mittelfristigen Zeitraum bis 2035 verfügen alle Unternehmen über klare Maßnahmenpläne. Die hohe Unsicherheit bezüglich der zukünftigen Entwicklung der Wasserstoffpreise wird dabei als Grund genannt, warum Unternehmen verschiedene, parallele Strategien entwickeln.

Grobe Zeitpläne und Meilensteine für die Implementierung von CCS, CCU und CDR

Die Interviewpartner betonten durchweg, dass klare rechtliche Vorgaben notwendig sind, um standortbezogene

² Siehe auch beispielsweise: Erlach, B., Gierds, J., Fishedick, M., Matthies, E., Pittel, K., Sauer, D. U.: „CO₂ als Rohstoff. Baustein einer klimaneutralen Kohlenstoffwirtschaft“ (Impuls), Schriftenreihe „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS), 2024.

Grafik 4: Mittel- und langfristige Planungstiefe der Unternehmen bezüglich Dekarbonisierung



Technologieentscheidungen zu treffen. Dies betrifft nicht nur die Rahmenbedingungen für CCS, CCU und CDR unmittelbar, sondern auch die Rahmenbedingungen in der Energiewirtschaft, beispielsweise mit Blick auf Themen wie die Netzentgeltreform, die Strommarktreform und die Importstrategie für Wasserstoff. Begründet liegt dies in den vielfältigen Wechselbeziehungen zwischen den energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen einerseits und der Attraktivität von CCS und CCU für bestimmte Branchen andererseits³.

Entsprechende Entscheidungen sollen in den nächsten 24 bis 36 Monaten getroffen werden, wobei eine frühzeitige Klarstellung

der Rahmenbedingungen als äußerst wichtig angesehen wird. Insofern wiegt schwer, dass mit dem vorzeitigen Ende der „Ampel“-Regierung zahlreiche Gesetzesvorhaben im Energiebereich – von der Reform des Strommarktdesigns bis zur Netzentgeltreform und/oder der Bezuschussung von Netzentgelten aus dem Bundeshaushalt – auf der Strecke blieben. Da eine Stabilisierung der Erwartungen auf regulatorischer Ebene damit ausbleibt, werden vielfach Investitionsentscheidungen nicht getroffen oder gar verworfen.

Einige Unternehmen sind aufgrund ihrer Standorte nicht auf CO₂-Pipelines

³ Also beispielsweise: Die Höhe Strompreise bestimmt maßgeblich, wie kostenintensiv der Betrieb von Abscheideanlagen ist. Die Verfügbarkeit beziehungsweise der Preis von Wasserstoff ist gleich in mehrerer Hinsicht relevant: Für den Preis alternativer Dekarbonisierungsoptionen, beispielsweise den Brennstoffwechsel in Richtung grüner Wasserstoff. Oder als „komplementäres“ Produkt, um CCU in der chemischen Industrie betreiben zu können.

NOTWENDIGE INFRASTRUKTUR: STANDORTSPEZIFISCHE UNTERSCHIEDE

Ein weiterer wesentlicher Punkt ist die notwendige CO₂-Infrastruktur. Hier gibt es, ausgehend von den Ergebnissen der Interviews, standortspezifische Unterschiede in Bezug auf die erwartete Verfügbarkeit:

- In Norddeutschland wird mit dem Anschluss an die CO₂-Transportinfrastruktur bis Ende der 2020er Jahre gerechnet.
- In Nordrhein-Westfalen (NRW) ist der Anschluss um 2030 geplant.
- Für den Süden Deutschlands wird der Anschluss zu Beginn der 2030er Jahre erwartet, wobei unterschiedliche Angaben zum Zeitpunkt gemacht wurden (2032–2037). Ein Unternehmen betonte die Notwendigkeit einer Onshore-Speicherung in Bayern.

angewiesen und/oder planen, zumindest in der Anfangsphase, aufgrund des bislang fehlenden Pipeline-Netzes auf alternative Transportmodi wie Schiffe oder Bahnen zurückzugreifen. CEMEX ist hier bereits in der konkreten Anberaumung von großskaligem Transport per Bahn, auch wenn dies deutlich kostenintensiver ist als der perspektivische Transport per Pipeline.

CO₂-Abscheidung

Alle befragten Unternehmen haben sich intensiv mit Technologien zur CO₂-Abscheidung und deren Wirtschaftlichkeit auseinandergesetzt. Vier Unternehmen haben bereits Projekte in der Bauphase oder erfolgreich abgeschlossen. Weitere fünf Unternehmen befinden sich in der konkreten Projektplanung, wobei es sich meist um Pilot- oder Demonstrationsanlagen handelt. Einige Unternehmen haben sich auch bereits erfolgreich auf Förderprogramme wie den EU-Innovationsfonds beworben.

CO₂-Transport und -Speicherung

Alle Unternehmen gaben an, bereits Gespräche mit Anbietern für Transport- und Speicherleistungen zu führen. Diese Gespräche sind unterschiedlich formalisiert, zeigen jedoch, dass der Aufbau einer entsprechenden Infrastruktur ein gemeinsames Anliegen ist.

CCU

Elf der zwölf emittierenden Unternehmen haben CCU fest oder als Option in ihren Strategien eingeplant. Von den vier Unternehmen, die CCU fest eingeplant

haben, sind bereits konkrete Projekte in der Umsetzung, teilweise sogar im Bau. Die sieben Unternehmen, die CCU als Option betrachten, befinden sich in unterschiedlichen Planungsphasen – von der Auswahl der Technologien bis hin zur konkreten Projektplanung. Diese Projekte sind meist Forschungsanlagen und stark auf Förderungen angewiesen. Die Befragten betonten die Herausforderungen in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit und den hohen Energiebedarf.

CO₂-Entnahme aus der Atmosphäre (CDR)

Nur wenige Unternehmen beschäftigen sich aktiv mit der Entnahme von CO₂ aus der Atmosphäre und auch diese befinden sich noch im frühen Stadium der Technologie- und Wirtschaftlichkeitsanalyse.

5. HERAUSFORDERUNGEN UND UNSICHERHEITEN

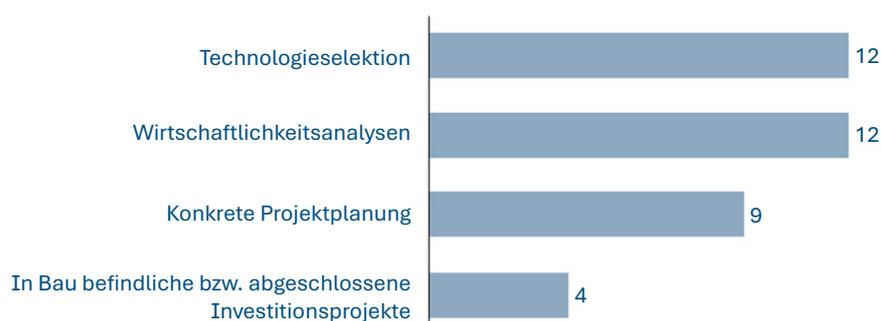
Regulatorik

Fehlender Rechtsrahmen und Anreize

Die befragten Unternehmen betonten eine Reihe von regulatorischen Hürden, die die Implementierung von CCS, CCU und CDR erschweren:

- Fehlender Rechtsrahmen für CO₂-Transport und -Export: Insbesondere das London-Protokoll behindert derzeit die rechtliche Grundlage für den grenzüberschreitenden Transport von

Grafik 5: Wo stehen die Unternehmen bei der Planung für die der CO₂ Abscheidung



CO₂. Daneben gibt es viele weitere offene Fragen zum Thema Infrastruktur (siehe „Transport“ unten).

- Unsicherheit über Förderprogramme: Es besteht Unklarheit hinsichtlich der Höhe und des Ziels der verfügbaren Förderprogramme.
- Mangelnde Anreize für Negativemissionen im EU-ETS: Vor allem für biogene Emissionen fehlen im Emissionshandelssystem ausreichende Anreize zur Schaffung von Negativemissionen.
- Mit Blick auf CCU wird kritisiert, dass die derzeit gelten Vorgaben für eine „Bindung“ des CO₂ in Produkten zu strikt ist (d. h. dass das CO₂ für einen unverhältnismäßig langen Zeitraum im Produkt verbleiben muss); mithin, dass CCU mit fossilem CO₂ eben aufgrund dieser strikten Vorgaben eben doch i. d. R. zertifikatepflichtig ist. Grundsätzlich herrscht der Eindruck vor, dass die verschiedenen für CCU relevanten Vorgaben (EU-ETS, EU-ETS 2, RED II, Unionsrahmen für die Zertifizierung von CO₂-Entnahme (CRCF-Regulierung)) inkonsistent seien⁴.

Genehmigungen und behördliche Verantwortung mit Blick auf Speicher und Infrastruktur

- Lange Dauer der Genehmigungsverfahren: Die Unternehmen berichteten, dass Genehmigungsverfahren aufgrund von Einspruchsverfahren erheblich verzögert werden können (Einspruch bis zum Europäischen Gerichtshof als „Show-Stopper“).

- Behördliche Organisation: Die Verantwortung für CCU und CCS und CDR ist nicht einheitlich geregelt. Während NRW bereits eine klare Struktur etabliert hat, herrscht in anderen Bundesländern Unklarheit darüber, welche Behörde für Genehmigungen zuständig ist.

Sonstige Rahmenbedingungen

- Absicherung gegen Leckagen und Unfallverluste: Es gibt keine klaren Regelungen zur Absicherung gegen Leckagen und Verluste bei Unfällen.
- Anpassung der Messung anderer Industrieabgase: Durch die Entnahme von CO₂ aus dem Abgasstrom verringert sich dessen Volumen um etwa 20 %. Dadurch verändern sich die Konzentrationen der anderen Bestandteile im Abgas, was Anpassungen der Grenzwerte für Spurenelemente wie SO_x und NO_x im Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) erforderlich macht.

Transport

Finanzierung und Aufbau eines CO₂-Transportnetzes

Die Finanzierung des CO₂-Transportnetzes, insbesondere in der Anfangsphase, stellt eine große Herausforderung dar. Es besteht Unsicherheit darüber, ob das Netz privat oder öffentlich finanziert werden sollte und welche Möglichkeiten der Zwischenfinanzierung oder des Risikomanagements (De-Risking) es gibt. Ein Hauptproblem ist, dass der erste Akteur, der investiert, nicht alleine die Kosten für den Bau einer Pipeline tragen kann. Zudem besteht Unsicherheit über das

⁴ Siehe beispielsweise: Erlach, B., Gierds, J., Fishedick, M., Matthies, E., Pittel, K., Sauer, D. U.: „[CO₂ als Rohstoff. Baustein einer klimaneutralen Kohlenstoffwirtschaft](#)“ (Impuls), Schriftenreihe „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS), 2024.

zukünftige CO₂-Aufkommen und die damit verbundenen Verbindlichkeiten, was die Planbarkeit erschwert.

„Der Erste, der hier was macht, kann ja nicht die Pipeline allein bezahlen.“

— Interviewpartner, 2024

„Eine große Unsicherheit ist das Aufkommen und die Verbindlichkeit des Aufkommens.“

— Interviewpartner, 2024

Ein weiteres Thema ist die Dimensionierung der Pipelines. Es muss sichergestellt werden, dass die Pipelines weder zu klein noch zu groß ausgelegt sind, um auch langfristig die Transportkapazitäten für Negativemissionen gewährleisten zu können. Eine nationale Bedarfsermittlung und Koordinierung der Pipelinekapazitäten werden als dringend notwendig erachtet, da eine alleinige Koordinierung durch die Bundesländer als unzureichend angesehen wird.

„Man braucht auch Kapazitäten, die dann in 30 Jahren die Negativemissionen zum Speicherort transportieren.“

— Interviewpartner, 2024

Der Aufbau der CO₂-Transportkette ist grundsätzlich durch ein „Henne-Ei-Problem“ geprägt. Die Investitionen für CO₂-Abscheidung, Transport und Speicherung müssen von unterschiedlichen Akteuren entlang der Wertschöpfungskette getätigt werden. Das Risiko für mögliche *Sunk Costs* liegt hierbei insbesondere bei den Netzbetreibern, die mit einem regulierten Geschäft und einem entsprechend hohen Risiko konfrontiert sind. Transportunternehmen benötigen langfristige Kundenverträge (10–15 Jahre oder mehr), da sie Investitionsentscheidungen für die Pipelines

vor den Investitionsentscheidungen der Kunden treffen müssen.

„Als Transportunternehmen brauchen wir langfristige Commitments der Kunden (10–15 Jahre plus); das größte Spannungsfeld ist, dass das Transportunternehmen die Investitionsentscheidung für die Pipeline zeitlich vor den Investitionsentscheidungen der Kunden treffen muss.“

— Interviewpartner, 2024

Bei der Frage nach den Standorten, die an das CO₂-Netz angeschlossen werden, wird die Herausforderung der standort-spezifischen Benachteiligung betont. Besonders in Regionen ohne große Emittentencluster stellt sich die Frage, wie sie von einem Kernnetz erreicht werden. Es müssen auch die überall in Deutschland verteilten Müllverbrennungsanlagen angeschlossen werden.

„Wo ist das Kernnetz und erreicht es tatsächlich auch große Emittenten, vor allem in Süddeutschland, wo Emittenten nicht unbedingt in Clustern sind?“

— Interviewpartner, 2024

Zeitlicher Rahmen für den Netzanschluss

Der Ausbau der ersten Cluster und kurzen Verbindungen durch private Akteure wird wahrscheinlich schneller vorangehen, während größere Routen, insbesondere im Süden Deutschlands, länger benötigen werden. Der Zeitdruck, der durch den EU-Emissionshandel entsteht, ist ebenfalls ein entscheidender Faktor: Ab 2039 werden keine neuen Zertifikate mehr ausgegeben, weshalb der CO₂-Netzausbau bis dahin weitgehend abgeschlossen sein muss. Aufgrund der Schwierigkeiten beim Pipelinebau wird zumindest vorübergehend

auch Bahnverkehr als Transportoption in Betracht gezogen, wobei die Belastbarkeit des Schienennetzes kritisch gesehen wird.

„Eine Pipeline ist unumgänglich, aber wir werden sicherlich auch aufgrund der Schwierigkeiten des Aufbaus einer Pipeline-Infrastruktur erstmal für eine gewisse Zeit mit dem Bahnverkehr rechnen müssen. Die Mehrbelastung des Schienennetzes ist aber fragwürdig.“

— Interviewpartner, 2024

Kosten, Netzentgeltstruktur und technische Anforderungen für den CO₂-Transport

Ein wichtiger Aspekt sind die Kosten für den Transport. Die Netzentgelte dürfen nicht prohibitiv hoch sein und sollten distanzunabhängig („Briefmarkenentgelt“) gestaltet werden, um einen wirtschaftlichen Betrieb sicherzustellen. Bei den technischen Anforderungen wurde betont, dass bestehende Wasserstoff- oder Gasleitungen (mit 100 bar Druck) CO₂-Leitungen nicht ersetzen werden können, da für CO₂-Leitungen ein höherer Druck von 150 bar erforderlich ist. Es gibt auch Unsicherheiten bezüglich der EU-weiten Standards für die Reinheit von CO₂ in den Leitungen.

Speicher

Verfügbare Onshore- und Offshore-Speicherkapazitäten

Die Unternehmen erwarten, dass Onshore-Speicherung im Vergleich zur Offshore-Option kostengünstiger ist, doch gibt es Herausforderungen wie die Konkurrenz mit potenziellen Wasserstoffspeichern und Bedenken von Wasserversorgern. Die breite Nutzung der Onshore-Speicher könnte helfen, das Transportnetz zu entlasten und damit die Kosten zu begrenzen.

Generell werden jedoch zumindest von einzelnen Interviewpartnern geologische Risiken bei CO₂-Speichern gesehen, obwohl Speicherbetreiber auf ihre langjährige Erfahrung hinweisen. Offshore gibt es ebenfalls Herausforderungen, insbesondere durch die Konkurrenz um Flächen mit Naturschutzgebieten und Windkraftanlagen. Einige Unternehmen plädieren dafür, bestimmte Speicherkapazitäten langfristig für CDR vorzuhalten. Zeitverzögerungen bei der Einrichtung von Speichern sind aufgrund der langen Genehmigungsverfahren und technischen Herausforderungen ebenfalls ein Risiko.

„Eine großflächigere Onshore Nutzung ist sinnvoll, um das Transportnetz zu entlasten und somit die Kosten begrenzt zu halten.“

— Interviewpartner, 2024

Kosten und Markttransparenz

Ungeachtet der grundsätzlichen Einschätzung zum Kostenverhältnis von Offshore und Onshore (s. o.) gilt: Kostenprojektionen existieren zwar, die tatsächlichen Kosten werden erst im Betrieb vollumfänglich ersichtlich sein. Insgesamt wird der Markt als intransparent beschrieben. Ein weiteres Risiko besteht in möglichen „Lock-in-Effekten“, wenn Unternehmen nur an einen einzigen Speicheranbieter gebunden sind. Sollte Onshore-Speicherung ausgeschlossen werden, sind Unternehmen auf eine begrenzte Anzahl von Offshore-Anbietern angewiesen, was höhere Preise und damit höhere Produktkosten zur Folge haben könnte.

Koordination der Infrastrukturprojekte

Der Hochlauf der CO₂-Speicherung muss in enger Abstimmung mit der gesamten Wertschöpfungskette erfolgen, damit alle beteiligten Akteure – von Emittenten bis hin zu Logistikpartnern – synchron arbeiten. Ein großes Risiko ist die Abhängigkeit der

Speicherbetreiber von internationalen CO₂-Pipelineprojekten, was zu Volumenrisiken führen kann, falls die notwendige Infrastruktur nicht parallel entwickelt wird.

„Die Entwicklung der Storage Site muss immer mit der Entwicklung der gesamten Value Chain einhergehen. Alle (z. B. Emittenten, aber auch die Logistikseite) müssen sich im Gleichtakt entwickeln.“

— Interviewpartner, 2024

Versicherungsrisiken und langfristige Verantwortung

Die Risiken von Leckagen und Unfallverlusten stellen eine bedeutende Herausforderung dar. In der Gesellschaft herrscht eine starke Skepsis gegenüber CCS, weshalb strengeres Monitoring erforderlich ist, um die Akzeptanz zu erhöhen. Eine zentrale offene Frage ist, wer das langfristige Risiko und die Kosten für Leckagen und Monitoring trägt. Während in Norwegen die Speicherfirmen alle Risiken übernehmen, fehlt in Deutschland eine klare Regelung, was zu Unsicherheit bei potenziellen Investoren führt. Die Verantwortung für Emissionen während der Speicherung bleibt ebenfalls ungeklärt; es wird betont, dass der Grundeigentümer nicht für diese Emissionen haften kann.

„Ein offenes Thema ist die Frage, wer das langfristige Risiko für Leckagen und Unfallverluste und die Kosten für das Monitoring trägt. In Norwegen gibt es z. B. die Regelung, dass Speicherfirmen alle Risiken übernehmen („Blankoscheck“). In Skandinavien gibt es aber auch ein großes Vertrauen ineinander und in die Technologie. Die langfristigen Kosten und Risiken werden aktuell bei der wirtschaftlichen Betrachtung nicht mitberücksichtigt. Die Frage

ist gesellschaftlich: Unter welchen Bedingungen sind Unternehmen bereit, Investitionen zu schaffen.“

— Interviewpartner, 2024

Anforderungen an die CO₂-Qualität

Die Risikethemen sind die spezifischen Anforderungen an die Reinheit des Gases für die Speicherung von CO₂. Diese Anforderungen sind notwendig, um die Sicherheit und Effektivität der Speicherung zu gewährleisten. Herausforderungen und Unsicherheiten

6. HERAUSFORDERUNGEN UND UNSICHERHEITEN

Abstimmung der Infrastrukturprojekte (CO₂, H₂, Strom)

Die erfolgreiche Dekarbonisierung durch den Aufbau von CO₂-, Wasserstoff- und Strominfrastrukturen erfordert eine enge Abstimmung und einen synchronen Hochlauf entlang der gesamten Wertschöpfungskette (siehe Kapitel 3, „Grobe Zeitpläne und Meilensteine für die Implementierung von CCS, CCU und CDR“ und Kapitel 2, „Wechselwirkungen“). Es besteht das Risiko, dass einzelne Teile der Kette, wie Transport, Speicherung oder die Strominfrastruktur, zu unterschiedlichen Zeiten fertiggestellt werden, was zu erheblichen Kosten führen könnte. Investitionen in die Infrastruktur sind eng miteinander verknüpft und Verzögerungen in einem Bereich können Auswirkungen auf andere Bereiche haben. Um dies zu vermeiden, müssen die Planung und der Bau der Strom-, Wasserstoff- und CO₂-Infrastrukturen parallel erfolgen. Die Integration dieser drei Elemente in die Planungsprozesse ist entscheidend, um die Projekte erfolgreich abzuschließen.

„Synchroner Hochlauf über die gesamte CO₂-Wertschöpfungskette sowie Ausfallsrisiken: was ist, wenn ein Teil der Kette zu spät kommt oder

Ausfallrisiken (kosten von 1 Mio. EUR pro Tag) – das Risiko beschäftigt aktuell am meisten, einige Risiken kann man versichern, aber nicht alles.“

— Interviewpartner, 2024

„Wichtig sind Gleichzeitigkeitseffekte. Alle wollen Wasserstoff und CO2 und Strom, aber wollen dann trotz-dem die Anlage ganz zum Schluss erst bauen. Es gibt mehrere integrierte Investitionsentscheidungen, die voneinander abhängen.“

— Interviewpartner, 2024

„Wird der Wasserstoff zum CO2 gebracht, um vor Ort E-Fuels zu produzieren, oder wird andersrum das CO2 zum Wasserstoff gebracht?“

— Interviewpartner, 2024

Bereitstellung des Energiebedarfs für CO2-Abscheideanlagen

Wie schon wiederholt angeklungen, erwarten die Unternehmen, dass die CO2-Abscheidung einen erheblichen Energieverbrauch umfasst. So wird der Stromverbrauch eines Zementwerks durch den Einsatz von CCS etwa dreimal so hoch sein wie bisher. Der zusätzliche Stromverbrauch müsste, wollte man nicht absurde klimapolitische Effekte produzieren, durch zusätzlichen EE-Ausbau gedeckt werden. Dies unterstreicht auch noch einmal die Bedeutung des Ausbaus der Stromnetze.

Fachkräftemangel in Behörden

Der Mangel an qualifizierten Fachkräften in den Behörden im Rahmen der Genehmigungsverfahren stellt eine weitere Hürde dar. Dieser Fachkräftemangel muss adressiert werden, um die notwendigen Infrastrukturen rechtzeitig und erfolgreich aufbauen zu können.

Technologie

CO2-Abscheideprozess

Die Technologien zur CO2-Abscheidung sind grundsätzlich verfügbar, aber für den großskaligen Einsatz in verschiedenen Industrien wie Zement und Müllverbrennung sind Anpassungen erforderlich. Um diese Skalierung zu ermöglichen, werden Pilot- und Demonstrationsanlagen installiert. Der Ansatz lautet „Learning by doing“, wobei die Technologie laufend weiterentwickelt wird. Mit dem Ausbau der CO2-Abscheidung wird erwartet, dass sich die Energieeffizienz, die Abscheideraten und die Kosten kontinuierlich verbessern. Gegen Ende der 2020er Jahre werden durch neue Verfahren wie Membrantechnologie oder Oxyfuel weitere Fortschritte erwartet. Skaleneffekte und inkrementelle Verbesserungen, etwa bei der Amine-Abscheidung von 90 auf 95 % Effizienz, sollen den Einsatz erleichtern und verbessern.

„Es gibt nichts aus dem Regal, Technologie ist aber da – Projekte in großem Maßstab werden geplant.“

— Interviewpartner, 2024

„Learning by doing. Erstmal machen und dann gegebenenfalls nachjustieren.“

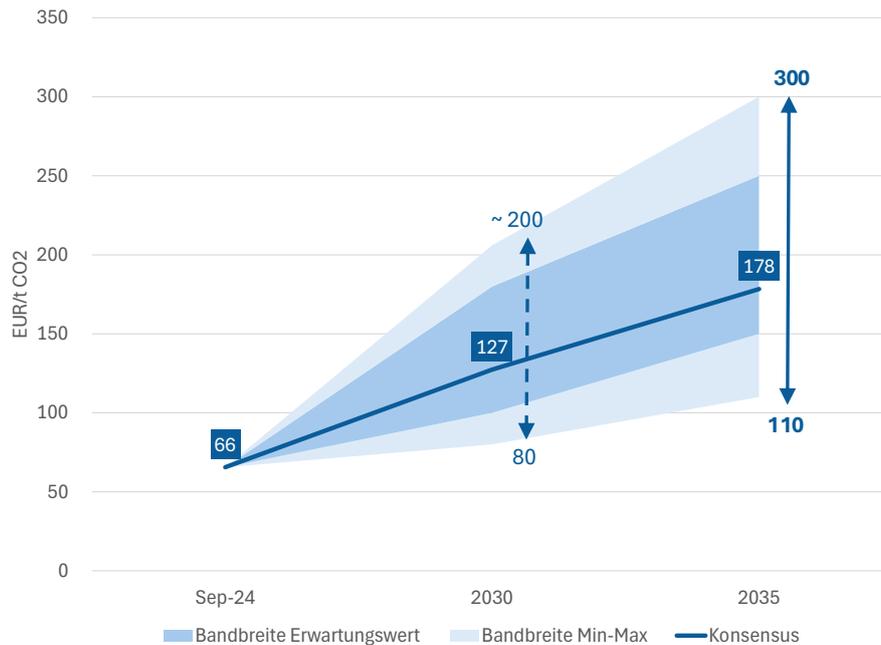
— Interviewpartner, 2024

Transport und Speicherung von CO2 (CCS)

Es wurden keine wesentlichen Unsicherheiten beim CO2-Transport und -Speichern festgestellt. Unternehmen verweisen auf langjährige Erfahrungen in den USA (Transport) und Norwegen (Speicherung).

Carbon Capture and Utilisation (CCU)

Es existieren skalierte Verfahren für CCU, vor allem bei einfachen Anwendungen. Einige Technologien sind gut entwickelt, während andere, wie die Methanol-zu-Aromaten-Route, noch in der Entwicklung sind.

Grafik 6: Die Einschätzung der zu erwartenden Höhe der CO₂-Bepreisung für 2030 und 2035

Carbon Dioxide Removal (CDR)

Bei BECCS gibt es Unsicherheiten in Bezug auf die Biomasse-Verfügbarkeit. Für DACCS stellen der niedrige Reifegrad und der hohe Energiebedarf große Herausforderungen dar. Einige Verfahren, zum Beispiel Enhanced Weathering, sind noch in der Forschung und ihre Auswirkungen sind unklar. Der technologische Fortschritt und die Effizienzgewinne sind schwer vorherzusagen.

„Es gibt einfach grundlegende Fragen in Bezug darauf, ob theoretische Effizienzgewinne tatsächlich erreicht werden können; und zwar sowohl in Bezug auf technologische als auch in Bezug auf energetische Effizienzgewinne. Denn schließlich handelt es sich um eine große Vakuummaschine, die viel Energie benötigt und es geht um eine Art von Effizienzniveau und es geht um eine Größenordnung, die nicht sehr attraktiv erscheint; oder das Preis-Leistungs-Verhältnis scheint nicht gegeben zu sein.“

— Interviewpartner, 2024

7. WIRTSCHAFTLICHKEIT

Wirtschaftliche Hebel

Ein entscheidender Hebel für die Wirtschaftlichkeit von CCS-Projekten ist ein ausreichend hoher CO₂-Preis im EU-ETS. Fast alle befragten Teilnehmer nannten dies als die wichtigste Voraussetzung. Die Angaben zur notwendigen Höhe des CO₂-Preises variierten: Während einige einen Preis von mindestens 100 EUR pro Tonne CO₂ angaben, nannten andere eine Spanne von 150–250 EUR, ein Teilnehmer sprach von einem Preis deutlich über 200 EUR pro Tonne.

Zum Vergleich wurde auch nach der Einschätzung der **zu erwartenden** Höhe der CO₂-Bepreisung für 2030 und 2035 gefragt. Die Spannweite der Erwartungen ist in der Graphik unten dargestellt.

Relevant für die Wirtschaftlichkeit ist neben dem CO₂-Preis auch die Frage, bis wann ETS-Zertifikate gratis zugeteilt werden, aktuell werden diese jährlich um einen Reduktionsfaktor von rund 4 % reduziert. Für die Periode nach 2030 gibt es zwar Pläne, aber noch keine rechtsgültigen Regelungen. Die

meisten der befragten Interviewteilnehmer erwarten ein Auslaufen der kostenlosen Zuteilung von ETS-Zertifikaten im Jahr 2034, parallel mit der Umsetzung des „Carbon Border Adjustment Mechanism“ (CBAM). Während einige wenige Teilnehmer auch ein früheres Auslaufen der Gratiszuteilung mit 2030 für möglich halten, hielten fast alle Interviewpartner ein Verschieben dieses Termins auf das Ende der 2030er Jahre für möglich, ein paar Teilnehmer gehen sogar davon aus.

Neben dem ETS-Preis wurden weitere Faktoren genannt, die die Wirtschaftlichkeit beeinflussen könnten. Dazu zählen die Transportkosten, die je nach Transportmodus (Bahn oder Pipeline) und der Distanz zur Speicherlagerstätte stark variieren. Ein weiterer wichtiger Faktor ist das sogenannte „Green Premium“ – die Bereitschaft der Kunden, höhere Kosten für grüne Produkte zu akzeptieren. Hier geht es um die Frage, ob regulatorische Maßnahmen notwendig wären, um Preisdifferenzen auszugleichen und die Nachfrage zu stimulieren. Darüber hinaus wurde die Vergütung von Negativemissionen sowie der Zugang zu günstiger Energie (niedrige Strom- und Wasserstoffpreise sowie verfügbare Abwärme) als wichtige Hebel genannt. Auch Förderprogramme, zum

Beispiel Klimaschutzverträge, spielen eine zentrale Rolle.

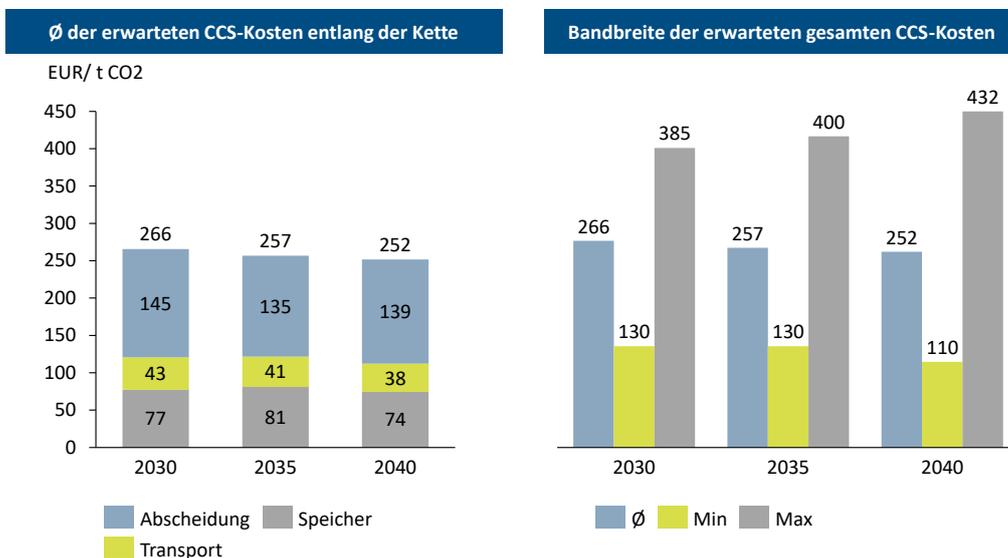
Erwartete Kosten für CCS

Rund die Hälfte der teilnehmenden Industriebetriebe waren trotz der Sensitivität der Daten bereit, eine Schätzung ihrer erwarteten Kosten für CCS entlang der unterschiedlichen Wertschöpfungsstufen von Abscheidung und Verflüssigung, Transport bis zur Speicherung für die Jahre 2030, 2035, 2040 anzugeben.

Die durchschnittlichen erwarteten Kosten für die gesamte Kette liegen für 2030 bei 266 EUR/t CO₂ und bleiben in dieser Größenordnung mit 252 EUR/t CO₂ im Jahr 2040. Der größte Kostenblock in dieser Betrachtung betrifft die Abscheidung, gefolgt von den Speicherkosten.

Es gibt aber eine große Bandbreite innerhalb der Antworten. Die Durchschnittswerte für 2030 schwanken zwischen 130 bis 385 EUR/t CO₂. Differenzen ergeben sich durch branchenspezifische Unterschiede in den Abscheidungskosten, unterschiedlich lange Transportwege und -modi (Bahn/Pipeline) sowie Art der angenommenen Speicherstätte (On- vs. Offshore). Insbesondere bei den

Grafik 7: Einschätzungen der Interviewpartner zu den zu erwartenden CCS-Kosten



* Antworten der emittierenden Industrie

Speicherkosten gibt es eine große Bandbreite der einzelnen Kostenerwartungen mit Werten zwischen 10 bis 150 EUR/t CO₂, was auch am frühen Stadium und der mangelnden Transparenz im Speichermarkt liegen dürfte.

Die im Vergleich zu anderen Dekarbonisierungsoptionen recht hohen Kosten unterstreichen noch einmal, was bereits weiter oben herausgearbeitet wurde: CCS wird von vielen Branchen als „Back-up“ gesehen, und die Unternehmen gehen grundsätzlich von „Vermeidung vor Abscheidung“ aus.

Zusammenfassend: Erwartete Wirtschaftlichkeit

Angesichts der vielen Unsicherheiten und Parameter waren die meisten Interviewteilnehmer vorsichtig bei der Prognose eines möglichen Zeitpunkts der Wirtschaftlichkeit. Der Zeitraum zwischen 2035 und 2040 wurde am häufigsten genannt. Nur ein Teilnehmer erwartet die Wirtschaftlichkeit bereits ab 2030, während ebenso nur ein anderer Teilnehmer diese auf absehbare Zeit (20 Jahre) nicht als erreichbar ansieht. Begründet wurde diese pessimistische Einschätzung damit, dass politisch keine dauerhaft hohen CO₂-Preise durchsetzbar seien (siehe auch Darstellung oben zu den erwarteten ETS-Preisen). Ein weiterer Punkt, der betont wurde, ist die Notwendigkeit, dass die gesamte Wertschöpfungskette wirtschaftlich funktioniert – es reicht nicht aus, lediglich eine einzelne Komponente wie die Transportinfrastruktur zu entwickeln, wenn andere Teile der Kette nicht rentabel sind.

8. SONSTIGE UNSICHERHEITEN

Gesellschaftliche Akzeptanz für Transport und Speicherung sowie fehlende Nachfrage nach grünen Produkten

Die mangelnde gesellschaftliche Akzeptanz für CCU und CCS wurde von den meisten

Interviewteilnehmern als ein großes Hindernis genannt. Die öffentliche Wahrnehmung, insbesondere in Bezug auf CCS und Pipeline-Infrastrukturen, ist seit den 2010er Jahren negativ behaftet, obwohl CCS oft die einzige Option für prozessbedingte CO₂-Emissionen darstellt. Ohne ausreichende Anreize auf der Nachfrageseite, sei es durch eine erhöhte Zahlungsbereitschaft oder durch Regulierungen, gibt es außerdem kaum Signale aus dem Markt, klimafreundliche Produkte wie beispielsweise „grünen Zement“ mittels CCS und CCU herzustellen.

Chancen einer ambitionierten Klimapolitik im weltweiten Wettbewerb

Viele Teilnehmer äußerten Sorgen hinsichtlich der Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie, insbesondere wenn Maßnahmen zum Klimaschutz hauptsächlich auf Europa beschränkt bleiben. Die Wettbewerbsfähigkeit könnte gefährdet sein, wenn sich andere Länder nicht in gleichem Maße zur Dekarbonisierung verpflichten. In diesem Fall drohen Produktionsverlagerungen in andere Regionen, insbesondere bei Unsicherheiten über die Fertigstellung der Infrastruktur und den regulatorischen Rahmen. Diese Einsicht gilt nicht „exklusiv“, aber eben auch, für das Kohlenstoffmanagement.

„Es ist nicht sicher, dass sich die Industrien für CCS entscheiden, sie könnten die Produktionen z. B. auch verlagern. Das Risiko besteht v. A. bei einer zu späten Fertigstellung der Pipeline und unklarer Regulatorik.“

— Interviewpartner, 2024

Politische Rahmenbedingungen und Stabilität

Die Stabilität politischer Ziele und Rahmenbedingungen stellt eine weitere Unsicherheit dar. Unterschiedliche Schwerpunktsetzungen beeinflussen

insbesondere die Definition schwer vermeidbarer Emissionen und führen zu Konflikten, insbesondere mit Umweltverbänden, die pragmatischere Ansätze als Verlängerung fossiler Energien kritisieren. Ein Teilnehmer betonte, dass „Klimaschutz in der Wirtschaft nur funktionieren wird, wenn es nicht zu einem Wohlfahrtsverlust kommt“, da steigende Produktpreise durch CCS und Speicherung auf Akzeptanzprobleme stoßen könnten.

„Die Unterstützung der Schwerindustrie ist teuer und man braucht langen Atem.“

— Interviewpartner, 2024

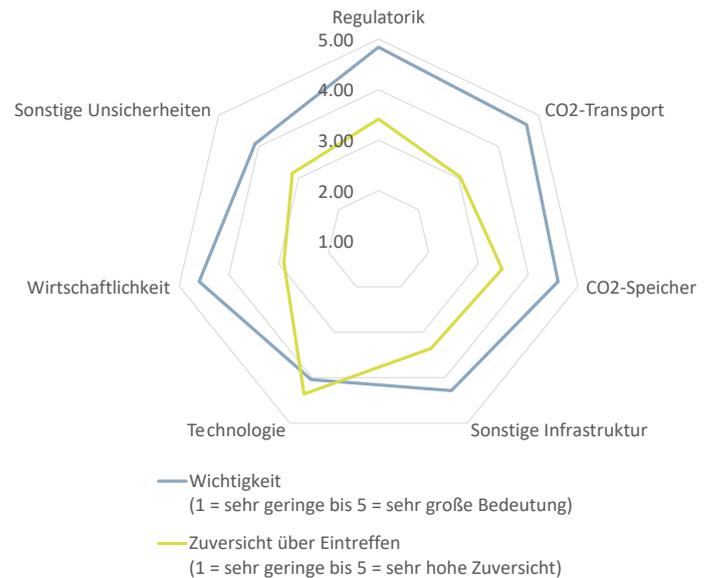
Verantwortlichkeit für CDR

Ein weiteres Thema war die unklare Verantwortung für CDR und damit die Unsicherheit bezüglich Geschäftsmodellen und der Umsetzung. Es gibt klare Ziele für Negativemissionen, jedoch keine definierte Verantwortung, wer diese erreichen soll. Teilnehmer nannten zwei mögliche Wege: entweder massive und nachhaltige öffentliche Subventionen, da negative Emissionen als öffentliches Gut gesehen werden, oder es müssen Anreize geschaffen werden, die private Akteure zur Teilnahme motivieren.

Einschätzung über Wichtigkeit und Zuversicht des Eintreffens der einzelnen Rahmenbedingungen

Angesprochen auf die Zuversicht bezüglich des Eintreffens der erforderlichen Rahmenbedingungen, gab es bei den meisten Themen nur mittelmäßige Zuversicht, dass die notwendigen Rahmenbedingungen rechtzeitig und in der notwendigen Ausgestaltung eintreffen. Insbesondere bei der Wirtschaftlichkeit und dem Aufbau der CO₂-Transportinfrastruktur waren die Interviewteilnehmer eher skeptisch.

Grafik 8: Wichtigkeit und Zuversichtlichkeit über Eintreffen der erforderlichen Rahmenbedingungen²



Gesamtschau: Einschätzung zu Deutschland als Standort für CCU und CCS im internationalen Vergleich

Die Interview-Teilnehmer wurden abschließend gebeten, die verschiedenen wirtschaftlichen Faktoren für den Betrieb von CCUS-Verfahren zusammenfassend zu betrachten (v. a. Kosten von Transport und Speicherung und Betrieb von Anlagen, aber auch andere Faktoren). In einer solchen Betrachtung wurde der Standort Deutschland eher schlecht bewertet. Auf einer Skala von 1 (sehr gute wirtschaftliche Bedingungen für CCUS) bis 5 (sehr schlechte wirtschaftliche Bedingungen für CCUS) wurde im Durchschnitt eine Bewertung von 3,5 vergeben. Insbesondere bei Energiekosten, (potentiellen) Logistikkosten und Bürokratie (Genehmigungsverfahren) wird die Ausgangslage in Deutschland als schlechter empfunden als für die meisten Wettbewerber.

Allerdings gab es auch einige Teilnehmer, die den Standortnachteil als gering einschätzten. Diese Einschätzung war stark branchenabhängig und beruhte auf der Annahme, dass Mechanismen wie der CBAM oder andere Carbon-Leakage-Schutzmaßnahmen implementiert werden, um Wettbewerbsnachteile zu minimieren.

Maßnahmen zur Unterstützung von CCUS in Deutschland

Die Handlungsempfehlungen zur Verbesserung der CMS sind Gegenstand des folgenden Kapitels. Allerdings wurde auch während der Interviews nach Vorschlägen gefragt, um den Hochlauf von CCU und CCS in Deutschland zu beschleunigen. Teilweise wurde auf diese Vorschläge schon Bezug genommen. Die am häufigsten genannten Antworten sind im Folgenden zum Abschluss des Kapitels noch einmal zusammenfassend dargestellt:

- Schneller Ausbau der CO₂-Infrastruktur: Eine schnellere Entwicklung der notwendigen Infrastruktur für den Transport und die Speicherung von CO₂ würde die Logistikkosten senken.
Netzausbau: Ein fokussierter bzw. beschleunigter Netzausbau und -anschluss würde Planungssicherheit bedeuten, dass der durch den Einsatz von CCUS in den Unternehmen ansteigende Stromverbrauch auch tatsächlich durch das Stromsystem gedeckt werden kann.
- Quoten für grüne Produkte: Regulierungen, die eine bestimmte Quote für grüne Produkte vorschreiben, könnten die Nachfrage stimulieren und somit die Wirtschaftlichkeit der Investitionen verbessern.
- Fördermodelle und Subventionen: Dies umfasst sowohl Förderungen für Standorte, die weiter von der Infrastruktur entfernt sind, als auch Subventionen für Transportkosten oder für eine lokale Speicherung des CO₂.
- Einfachere Förderwege: Vereinfachte bürokratische Prozesse für Förderungen könnten die administrative Belastung verringern und den Zugang zu finanziellen Unterstützungen erleichtern.
- CO₂-Grenzausgleichsmechanismus (CBAM): Dieser Mechanismus könnte helfen, Wettbewerbsverzerrungen auszugleichen und die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie zu sichern.
- Industriestrompreis: Ein geringerer Strompreis für die Industrie könnte die Energiekosten senken und damit die wirtschaftliche Belastung durch CCS und CCU reduzieren.

III.

POLITIKEMPFEHLUNGEN FÜR DIE DEUTSCHE CARBON MANAGEMENT STRATEGIE

INFRASTRUKTUR

Das Handlungsfeld „Infrastruktur“ ist zentral für den Hochlauf des Kohlenstoffmanagements in Deutschland. Durch den Aufbau beispielsweise einer Pipelineinfrastruktur werden sowohl CCS- wie auch CCU-Verfahren ermöglicht (z. B. Transport zum Speicherort und/oder zum Ort der (Wieder-) Verwertung). Die folgenden Handlungsempfehlungen, welche auf den Ergebnissen unserer Interviews (siehe Kapitel 2) sowie den Beratungen des Policy Accelerator-Workshops aufbauen, geben nicht vor, die Gesamtheit des Handlungsfelds abzudecken. Gleichwohl stellen sie die wichtigsten identifizierten „Stellschrauben“ mit Blick auf die künftige CO₂-Infrastruktur dar.

1. GENEHMIGUNGSPROZESSE BESCHLEUNIGEN, RECHTSSICHERHEIT SCHAFFEN

Verfahrensbeschleunigungen – sei es für die Planung, Genehmigung und den Bau von Pipelines und Abscheideanlagen oder für die Exploration und Errichtung von Speicherstätten, oder auch für „verwandte“ Infrastrukturprojekte, wie die Umwidmung von Bahntrassen, um den Transport von CO₂ über die Schiene zu ermöglichen – sind von zentraler Bedeutung. Die diesbezüglich im KSpTG zusammengefassten Maßnahmen sind zu begrüßen. Dazu zählt beispielsweise, CO₂-Pipelines als im öffentlichen Interesse zu definieren, ebenso wie die Verkürzung

des Rechtsweges bei Einsprüchen, in dem die Oberverwaltungsgerichte als erste Instanz für Klagen sowohl für Leitung wie auch Speicher bestimmt werden. Als besonders positiv wurde beim CMS-Policy Accelerator zudem die Regelung hervorgehoben, dass in Fällen der Parallelverlegung von Wasserstoffleitungen und Kohlendioxidleitungen bei den behördlichen Prüf- und Genehmigungsverfahren eine „widerlegliche Vermutung“ besteht, dass als Folge der CO₂-Leitung keine zusätzliche Beeinträchtigung anderer Belange erfolgt. Das kann in der Praxis eine erhebliche Vereinfachung bedeuten („2 für 1“).

Das KSpTG hätte darüber hinaus auch überhaupt erstmalig die Speicherung zu kommerziellen Zwecken in Deutschland erlaubt. Insofern hätte es auch Rechtssicherheit für die Transportinfrastruktur bedeutet, denn damit wäre klar gewesen, dass auch die Durchleitung zum Zwecke der kommerziellen Speicherung zulässig ist. Die zügige Verabschiedung dieser wesentlichen Inhalte des KSpTG in der nächsten Legislaturperiode wäre vor dem Hintergrund notwendiger Verfahrensbeschleunigungen für Investitionen geboten.

Ob die zusammengetragenen Maßnahmen jedoch ausreichend wären, um die erforderliche Beschleunigung tatsächlich zu erzielen, kann gleichwohl hinterfragt werden. Weitere Schritte sollten erwogen werden. Beispielsweise könnten CCU- und

CCS-relevante Projekte sogar als im „übertragenden öffentlichen Interesse“ eingestuft werden. Im KSpTG wird „nur“ auf ein öffentliches Interesse abgestellt, und sogar in der Gesetzgebung explizit klargestellt, dass Behörden bei ihren Genehmigungsverfahren im Zweifelsfall (z. B. bei begrenzten Kapazitäten) die (noch höhere) Wertigkeit von Vorhaben, die im überragenden öffentlichen Interesse liegen, zu beachten haben. Gleichwohl gibt es bezüglich einer solchen „Hochstufung“ von CCU- und CCS-Vorhaben bis dato keinen politischen Konsens.

Weitere Hebel für Verfahrensbeschleunigung bietet die Herausbildung und Bündelung von Fachkompetenz in den Genehmigungsbehörden. Beispielsweise sollten Entscheidungsprozesse zentral bei spezialisierten Behörden wie den Landesämtern für Umwelt oder, wie beispielsweise im Falle Niedersachsens, dem Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie gebündelt werden. Hier stehen die Bundesländer in der Pflicht. Gleichwohl könnte der Bund hier in „Vorleistung“ gehen, beispielsweise in dem umfangreiche Informationsangebote über den neuen gesetzlichen Rahmen für die Landesbehörden bereitgestellt werden und/oder im Rahmen bewährter Kooperationsformen (beispielsweise Bund-Länder-Arbeitskreise) gemeinsame Ziele und Verantwortlichkeiten formuliert werden.

2. AUFBAU DER INFRASTRUKTUR STARTEN, THEMA LEVEL-PLAYING-FIELD NICHT AUS DEN AUGEN VERLIEREN

Die Bundesregierung hatte im Vorfeld der Formulierung ihrer Strategie eine Modellierung einer künftigen CO₂-Infrastruktur in Auftrag gegeben. Ergebnis war u. a. ein CO₂-Pipelinennetz, das mit Haupt- und Zuleitungen eine Gesamtlänge von über 4.500 km aufweist.

Die CMS sah jedoch keine hoheitliche, zentrale Planung des CO₂-Pipelinennetzes auf Bundesebene vor.

Stattdessen kündigte die „geleakte“ CMS die Einrichtung einer „AG CO₂-Infrastruktur“ an. Diese sollte „Stakeholder“ zusammenbringen und beispielsweise die Koordinierung des CO₂-Pipelinennetzes mit dem Ausbau der übrigen Energieinfrastruktur (bes. H₂ und Strom) sicherstellen. Im Rahmen eines umfassenden Monitorings sollte auch die Verfügbarkeit von Zwischen- und Pufferspeichern überwacht beziehungsweise bewertet werden. Die genaue Zusammensetzung und Arbeitsweise der AG blieb aber vage. Ähnlich wie bei der Finanzierung des Transportnetzes, wird deutlich, dass der Fokus auf einem „privaten“ Aufbau der Infrastruktur liegt.

Diese eher passive Rolle des Staates beim Infrastrukturaufbau wird mit Blick auf bestimmte Stellschrauben auch unter den Begrifflichkeiten Ex ante vs. Ex post diskutiert.

Ex ante meint, dass der Staat bei der Infrastrukturerichtung eine vorausschauende, hoheitliche Planung betreibt, z. B. zur Vermeidung von Monopolstellungen beziehungsweise um ein Level-Playing-Field beim Zugang zur CO₂-Infrastruktur sicherzustellen.

Der Ex-post-Ansatz, welcher Grundlage der CMS ist, setzt hingegen darauf, etwaige, korrigierende staatliche Eingriffe z. B. bei der Tarifstruktur, um beispielsweise einen diskriminierungsfreien Zugang zu ermöglichen, erst nachgelagert vorzunehmen.

Im Rahmen des Policy Accelerators wurden diese gegensätzlichen Ansätze intensiv diskutiert. Eine deutliche Mehrheit der Teilnehmer sprach sich für ein grundsätzliches „Mehr“ an hoheitlicher Planung aus. Beispiel: Um auch Standorte außerhalb der (erwarteten) CO₂-Cluster anschließen zu können

– hier wurde wiederholt die Zementbranche genannt, die sehr viele, über Deutschland verteilte Standorte hat – , könnte eine national koordinierte Bedarfsermittlung und in zweiter Instanz eine darauf basierte gesetzliche Regulierung vorgesehen werden.

Entgegen gehalten werden muss dem allerdings, dass eine zentrale, detaillierte staatliche Planung – sei es für die Planung des Pipelinenetzes oder für Zugangsregelungen – einen großen zeitlichen Vorlauf bedeuten würde. Das zeigt der Vergleich mit anderen Energieinfrastruktur-Prozessen. Dieser „Planungszuschlag“ käme auf die ohnehin schon langen Zeitläufe für Planung und Bau von CO₂-Pipelines (fünf bis acht Jahre nach Genehmigung) noch hinzu. Gerade vor dem Hintergrund, dass die Verfügbarkeit eines Pipelinenetzes ein Nadelöhr für CCU und CCS in Deutschland ist – siehe auch die Ergebnisse der Interviews in Kapitel 2 – ist dies ein schwerwiegendes Argument.

Es wird daher empfohlen:

- Den Aufbau eines CO₂-Pipelinenetzes **nicht** unter den Vorbehalt einer zentralen staatlichen Planung zu stellen. Stattdessen sollte der Aufbau so bald wie möglich starten, zur Not auch ohne eine solche Planung. Voraussetzung dafür ist die Verabschiedung des KSpTG oder eines möglichen „Nachfolgegesetzes“ in der nächsten Legislaturperiode.
- Allerdings sollte im Rahmen einer „CMS 2.0“ die geplante AG CO₂-Infrastruktur deutlich aufgewertet und möglichst zeitnah die weitere Planung des Pipelinenetzes von der dezentralen, rein privatwirtschaftlichen Planung dorthin übertragen werden. Der genaue Zeitpunkt, wann dies geschehen sollte, ist zu klären. Auf jeden

Fall bräuchte es dann auch konkrete planerische Vorleistungen, über die in der AG befunden beziehungsweise entschieden werden könnte.

- Dafür wäre es wichtig, die AG CO₂-Infrastruktur mit entsprechenden Rechten und Befugnissen auszustatten. Eine Option ist eine Orientierung an den Verfahren für die Netzentwicklungspläne (NEP) Strom und Gas, allerdings mit „strafferen“ Abläufen. Diese umfassen verschiedene Konsultationsrunden in Hoheit der Netzbetreiber, bevor der eigentliche NEP durch die BNetzA bestätigt und im Rahmen eines Bundesbedarfsplans dem Bundesgesetzgeber vorgelegt wird.

3. EIN IPCEI FÜR EINEN DIE GRENZÜBERSCHREITENDE CO₂-INFRASTRUKTUR

Eine enge Koordination mit den binnenstaatlichen Nachbarländern ist notwendig, um das Transportnetz von Anfang an in adäquater Größe zu dimensionieren. Es besteht insofern grundsätzliche Einigkeit, dass die CO₂-Infrastruktur von Anfang an auch europäisch gedacht werden muss. Das betrifft neben dem reinen Pipelinenetz auch beispielsweise die Planung von Zwischenspeichern („Hubs“). Deutschland wird absehbar ein „CO₂-Transitland“ sein. Insofern beobachten insbesondere auch die Länder Skandinaviens – als mögliche Anbieter von großvolumigen Speicherorten – die Entwicklung in Deutschland genau.

Der Entwurf der CMS wies mit Blick auf die grenzüberschreitende Zusammenarbeit grundsätzlich in die richtige Richtung. Vorgeschlagen wurde unter anderem die Schaffung einer multilateralen Plattform für die koordinierte Entwicklung des

grenzüberschreitenden CO₂-Transports. Auch wollte sich die Bundesregierung aktiv in ein von der EU-KOM angekündigtes CO₂-Transportregulierungspaket einbringen.

Um dies weiter zu befördern und auch, um konkrete grenzüberschreitende Infrastrukturprojekte umzusetzen, gibt es verschiedene Werkzeuge der europäischen Zusammenarbeit. Während des Policy Accelerators sprachen sich die Teilnehmer dafür aus, ein „IPCEI (Important Project of Common European Interest) CO₂-Infrastruktur“ so bald wie möglich anzustoßen. Sollte sich das IPCEI-Regularium als zu inflexibel erweisen, müssten andere europäische Fördermechanismen (insbesondere der EU-Innovationsfonds und die Connecting Europe Facility, siehe S. 8), genutzt werden, um den Aufbau der grenzüberschreitenden Infrastruktur anzuschieben.

4. FINANZIERUNG DER TRANSPORTINFRASTRUKTUR AUF EINE SOLIDE(RE) BASIS STELLEN, KOSTEN FAIR VERTEILEN

Die CMS setzt, ähnlich wie bei Fragen des Netzzugangs (s. o.) grundsätzlich auf einen marktbasieren Ansatz bei der Refinanzierung der künftigen CO₂-Infrastruktur. Die Gebühren für die Nutzung sollten daher frei verhandelt werden, die notwendigen Investitionen in die Transportinfrastruktur sowie in die Erkundung und Entwicklung von CO₂-Speichern sollten sich grundsätzlich über die Einnahme von Zugangs- und Nutzungsgebühren amortisieren. Bezüglich einer staatlichen Absicherung, z. B. für KfW-Instrumente, war lediglich ein Prüfauftrag in der CMS enthalten.

Dieser Ansatz ist aus einer praktischen Perspektive auf den Hochlauf der Kohlenstoffwirtschaft kritisch zu bewerten,

wie die Interviews unter Stakeholdern zeigen. Während Cluster im Ruhrgebiet privatwirtschaftlich besser erschlossen werden könnten, erfordert der Aufbau in entlegeneren Regionen wie Südbayern mehr Arbeit, Planung und Vorverträge, was zu Verzögerungen führen könnte. Generell wird es zu Beginn nur wenige Kunden geben, und somit droht sich bei einem „puren“ Umlagen-basierten Ansatz die Last absehbar auf zu wenige Schultern zu verteilen.

Staatliche Absicherungen für die Risiken des Hochlaufs sind daher notwendig. Der schon erwähnte „Prüfauftrag“ sollte daher in einen „Umsetzungsauftrag“ umgewandelt werden. Eine Option, die dabei enger in den Blick gehört: Die Übertragung des Ansatzes eines intertemporalen „Amortisationskontos“, welches ein zentraler Hebel für den Hochlauf der H₂-Infrastruktur ist, auf die Finanzierung eines CO₂-Pipelinenetzes. Denn auch dort stellt sich die grundsätzliche Herausforderung, dass ohne eine intertemporale Verschiebung anfangs eine (zu) geringe Anzahl von Nutzer den Großteil des Infrastrukturaufbaus bezahlen müsste. Andere staatliche Förderungen, beispielsweise in Form von Garantien, sind aber ebenso denkbar, um eine planbare Finanzierung zu ermöglichen.

Darüber hinaus ist es wichtig, dass die Netzentgelte nicht prohibitiv hoch sind. Der Ansatz eines „Briefmarktentgelts“ (= distanz-unabhängige Bepreisung des Transports), um faire Bedingungen für alle Emittenten zu gewährleisten, fand beim Policy Accelerator großen Zuspruch. Es wurde allerdings auch darauf hingewiesen, dass (in moderatem Umfang) distanzabhängige Elemente eine sinnvolle Ergänzung zum Briefmarktentgelt sein könnten. Das Ziel ist es, zu verhindern, dass die Gesamt-Netzkosten durch sehr weit entfernte Standorte – insbesondere, sofern es später für jeden Standort einmal das Recht auf einen Anschluss gibt – nach oben getrieben werden.

5. BEI DER SPEICHERUNG VORANGEHEN

Als die Eckpunkte der CMS beziehungsweise das KSpTG der Öffentlichkeit vorgestellt wurden, nahm der Umgang mit der Onshore-Speicherung den breitesten Raum ein. In der Regel wurde die Opt-in-Lösung für die Bundesländer dabei als pragmatische und flexible Option bewertet, da sie den Ländern die Entscheidung überlässt, ob sie eine Speicherung von CO₂ Onshore auf ihrem Territorium ermöglichen. Die Logik dahinter: Akzeptanzprobleme würden durch eine direkte Adressierung der Speicherfrage auf Bundeslandebene und somit „vor Ort“, adressiert.

Zielführender wäre allerdings über die reine Ermöglichung der Speicherung an Land hinauszugehen. Ohne Onshore-Speicher wird es schwierig sein, ausreichend Speicherkapazitäten für CO₂ bereitzustellen. Darüber hinaus wird die Onshore-Speicherung kostengünstiger als Offshore-Optionen sein, insbesondere bei der Vermeidung teurer Transportkosten ins Ausland (z. B. Norwegen). Wenn Speicher in der Nähe von Emittenten liegen, könnten Transportkosten deutlich reduziert werden. Insbesondere für „dezentrale“ Industrien – also solche, die Standorte auch außerhalb der erwarteten Cluster haben, das betrifft vor allem die Zementwirtschaft – ist dies ein wichtiges Argument, um CCS-Technologien wirtschaftlich zu machen¹.

Deutschland verfügt laut der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) über geeignete Speicherkapazitäten in den Sole-führenden Gesteinsschichten (saline Aquifere) im Umfang von 6,3 bis 12,8 Milliarden Tonnen CO₂². Angesichts eines

Jahresausstoßes von zuletzt (2023) 674 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalenten für Deutschland (ein Großteil davon tatsächliches CO₂) sind dies substanzielle Größenordnungen. Es wurde daher mehrheitlich beim Policy Accelerator gefordert, dass die Politik mutiger handelt, um diese Standortvorteile bei der Onshore-Speicherung zu nutzen. Ein umfassendes Mapping („Kartierung“) der verfügbaren Kapazitäten in Deutschland, durchgeführt durch die öffentliche Hand, ist eine wichtige Maßnahme, um Transparenz zu schaffen. Hinzukommen könnten detaillierte, standortspezifische Erkundungsarbeiten zur Feststellung einer Speicherung. Der Entwurf der CMS ist an dieser Stelle zu vorsichtig und sprach von „begleitenden Forschungs- und Entwicklungsprojekten“. Bei einer Überarbeitung – oder bei einer komplett neu gefassten CMS – sollte dies angegangen werden.

Ein weiterer Vorschlag liegt darin, die Entscheidung über die Speicherung abschließend auf Bundesebene zu regeln. Gerade in Bundesländern wie Bayern sollte die Opt-in-Lösung dringend genutzt werden, um den Zugang zu Speicherkapazitäten sicherzustellen. Das Risiko besteht, dass Bundesländer die Opt-in-Möglichkeit ungeprüft ablehnen können, obwohl sie gegebenenfalls sinnvoll gewesen wäre. Eine Opt-out-Variante wäre daher effektiver, um in allen Bundesländern eine inhaltliche und politische Auseinandersetzung mit der CO₂-Speicherung anzustoßen.

¹ Die „Transformationspfade“-Studie im Auftrag des BDI beispielsweise nennt Kostenersparnisse durch onshore-Speicherung gegenüber offshore-Speicherung von 50%-65%. Siehe: BCG und IW Köln (2024): Transformationspfade für das Industrieland Deutschland. Studie im Auftrag des BDI, S. 111.

² Siehe: [BGR - Speichermöglichkeiten - Neue BGR-Zahlen zur CO₂-Speicherkapazität in salinaren Aquiferen](#), 2010.

GESCHÄFTSMODELLE

CCU und CCS nutzen zwar sehr weitgehend die gleiche Infrastruktur. Ihr Business Case beziehungsweise der klimapolitische Mehrwert, den sie stiften, ist jedoch sehr unterschiedlich. Während CCS auf die sehr langfristige Speicherung von CO₂ baut, steht bei CCU die (Wieder-) Verwertung von CO₂ in Produkten beziehungsweise im Produktionsprozess im Fokus.

Aus Sicht der Politik gilt: Langfristig müssen die allgemeinen Rahmenbedingungen so gesetzt werden, dass das Kohlenstoffmanagement absehbar ohne staatliche Unterstützung betrieben werden kann und profitabel ist. Kurz- und mittelfristig sind allerdings staatliche Unterstützungsmaßnahmen erforderlich – von direkter finanzieller Förderung bis zu hin indirekter Unterstützung, beispielsweise in Form der Entwicklung von Leit- oder Pioniermärkten, gibt es hier verschiedene Optionen.

Aktuell scheint es, dass mit Blick auf die allgemeinen Rahmenbedingungen CCS die Nase vorne hat. Mit der Anerkennung im EU-ETS ist ein klarer Eckpfeiler für den langfristigen regulatorischen Rahmen schon gesetzt. Bei CCU gibt es hier noch Diskussionsbedarf. CCU-Verfahren sind auch grundsätzlich energieintensiver, was angesichts der hohen Energiepreise in Deutschland eine schwere Bürde ist.

Für CDR, welches hier nur am Rande behandelt wird, stellt sich die Situation noch einmal anders dar. CDR könnte auch perspektivisch stärker als öffentliches Gut gelten und also solches (auch dauerhaft) öffentliche Mittel erhalten – sofern die dahinterstehenden Technologien denn tatsächlich großflächig in Deutschland eingesetzt werden sollen.

6. ANSCHUBFÖRDERUNG NUTZEN, CCU UND CCS-VERFAHREN ZUM DURCHBRUCH VERHELFFEN

Grundsätzlich gilt, dass die Industrie derzeit nicht in der Lage ist, CCU- und CCS-Projekte ohne staatliche Unterstützung zu finanzieren, insbesondere aufgrund der hohen Anfangsinvestitionen und der laufenden Betriebskosten. Die Interview-Partner rechnen mehrheitlich erst ab ca. Mitte der 2030er Jahre mit einem ausreichend hohen ETS-Preis, um CCS-Projekte rein marktbasiert zu realisieren. Auch in der CMS wurde klar formuliert, dass zumindest in den nächsten Jahren unterstützende Fördermaßnahmen gebraucht werden. Während des Policy Accelerators hat ein Unternehmen auch dargelegt, wie es mit Hilfe europäischer Unterstützung ein CCS-Projekt angestoßen hat (im konkreten Fall ging es um die Dekarbonisierung des CEMEX-Standorts in Rüdersdorf bei Berlin mittels CCS bis 2030, unterstützt durch den EU-Innovation Fund).

In der aktuellen deutschen Förderlandschaft sind die Klimaschutzverträge (KSV) sowie die Bundesförderung Industrie und Klimaschutz (BIK) die wichtigsten Förderprogramme für CCU und CCS. Die BIK wurde von Anfang an so konzipiert, dass die Förderung bestimmter CCU- und CCS-Projekte zulässig ist. Mit Blick auf die KSV war ursprünglich geplant, dass diese in der zweiten Ausschreibungsrunde für CCU- und CCS-Projekte geöffnet werden würden. Vor dem Hintergrund des Auseinanderbrechens der Ampel-Koalition sieht es, zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichts, nicht danach aus, dass diese zweite Runde überhaupt noch stattfindet.

Über die Zukunft der KSV nach der Bundestagswahl wird in der Politik kontrovers diskutiert. Die Aufnahme von CCU- und CCS-Projekten in die zweite KSV-Runde wäre ein wichtiger Schritt für das Voranbringen von Investitionen gewesen, zumal zahlreiche

Unternehmen hier bereits in den Startlöchern standen. Insofern die KSV durch die nächste Bundesregierung, ggf. in modifizierter Form, fortgesetzt werden, empfehlen wir, die Integration von CCU- und CCS-Projekte dort schnellstmöglich zu verankern. Werden die KSV grundsätzlich abgeschafft werden, braucht es einen alternativen Förderrahmen. Erforderlich erscheint dafür allerdings auch, zunächst die CO₂-Speicherung für kommerzielle Zwecke rechtlich überhaupt in Deutschland zu erlauben. Das KSPtG enthielt eine entsprechende Regelung.

Zwingend braucht es in jedem Fall eine Vereinfachung der Antragsverfahren und eine Beschleunigung der Entscheidungsprozesse – sei es für die KSV oder deren „Nachfolger“.

Eine immer wieder debattierte Frage ist, wie „technologieoffen“ die Förderung von CCU- und CCS-Projekten sein sollte. Es stehen sich zwei Ansätze gegenüber, angelehnt an die unterschiedlichen Meinungen zum Anwendungsgebiet von CCU und CCS: Auf der einen Seite gibt es Stimmen, die eine Förderung nur für technisch unvermeidbare Emissionen vorsehen wollen. Auf der anderen Seite gibt es auch solche Stimmen, die eine Förderung auch dann ermöglichen wollen, wenn es zwar alternative Vermeidungsoptionen gibt, diese aber (sehr) teuer sind (schwer vermeidbare Emissionen). Auch gibt es Forderungen, die Förderung überhaupt nicht technologisch einzuschränken³.

Die „geleakte“ CMS beschritt den Weg einer pragmatischen Hierarchisierung, angelehnt u. a. an die von E3G und Bellona entwickelt Carbon Ladder (2023). Vorgesehen war, dass eine Förderung von CCU- und CCS-Verfahren zwar sowohl für technisch unvermeidbare wie auch für wirtschaftlich schwer vermeidbare Emissionen möglich sein

sollte. Allerdings sollten die wirtschaftlich schwer vermeidbaren Anwendungen nur „nachrangig“ gefördert werden. Zudem wurde nur für bestimmte Branchen bzw. Anwendungen das Vorliegen technisch nicht vermeidbarer Emissionen zugestanden, mithin Förderprogramme für diese geöffnet. Konkret war dies der Fall für Zementanlagen mit Klinkerproduktion und Kalköfen sowie thermische Abfallbehandlungsanlagen. Die CMS sah Öffnungsklauseln vor, um auch die Emissionen anderer Branchen als nicht vermeidbar einzustufen. Dies erforderte jedoch einen präzisen Nachweis.

Im Umkehrschluss heißt dies, dass beispielsweise Emissionen der Stahlbranche laut CMS-Entwurf „nur“ einen nachrangigen Zugang zu KSV gehabt hätten und keinen zur BIK.

Wir empfehlen den Ansatz, die Förderung anhand einer transparenten Hierarchie, die zudem in Folge neuer Erkenntnisse über technische Möglichkeiten oder Kostenstrukturen im Zeitverlauf adaptierbar („dynamisch“) ist, zu organisieren. Ähnliche Vorschläge wurden auch in den Interviews gemacht. **Dieser Ansatz, der auch schon der CMS 1.0 zu Grunde lag, sollte also in eine CMS 2.0 „hinübergerettet“ werden.** Eine dynamische, transparente Hierarchie muss dabei auch immer im Blick haben, welche Rolle CCS und CCU in der Gesamtschau aller Instrumente haben, die zur Dekarbonisierung unserer Wirtschaft eingesetzt werden. Je schneller wir beispielsweise beim EE-Ausbau beziehungsweise bei der Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff zu wettbewerbsfähigen Preisen vorankommen, desto weniger relevant wird beispielsweise CCS als Back-up für bestimmte Branchen (vergleiche Abschnitt II.II zu „Wechselwirkungen und Alternativen“ oben).

³ Hinweis: Diese Aussagen beziehen sich ausschließlich auf den CCU und CCS-Einsatz im Industriesektor. Die – noch kontroversere – Verwendung im Energiesektor wurde während des Policy Accelerators nicht adressiert.

Darüber hinaus gibt es weitere optionale Maßnahmen, um die Förderkulisse „offener“ oder „geschlossener“ für CCU und CCS zu machen:

- Um CCU- und CCS-Technologien einen Hochlauf in der Breite zu ermöglichen, kann erwogen werden, die „Nachrangigkeit“ der Förderungen schwer vermeidbarer Emissionen gegenüber nicht vermeidbaren Emissionen aufzuheben. Letztlich wäre es auch möglich zu regeln, dass CCU- und CCS-Projekte grundsätzlich *immer* gefördert werden, sofern sie sich im konkreten Falle als die kosteneffizienteste Option zur Emissionsminderung beweisen. Um diesen Beweis anzutreten, wäre allerdings weiter ein Antragsverfahren vorzusehen.
- Um CCU- und CCS-Verfahren gezielter zu unterstützen als in der CMS angelegt, könnte der Zugang zu Förderprogrammen allerdings auch auf Branchen mit schwer vermeidbaren Emissionen reduziert werden.
- Eine alternative Maßnahme, um insbesondere den Übergangscharakter solcher Verfahren zu betonen, wäre eine zeitliche Beschränkung der Förderung wie in den Niederlanden. Der niederländische Ansatz SDE++ beschränkt neue Unterstützungsverträge auf Zusagen bis 2035, nicht aber die Förderung. Ziel dieses Ansatzes ist es, Unternehmen ein Enddatum zu nennen, ab wann sie nicht mehr mit dem Abschluss konkreter Förderverträge rechnen können. Das lässt ggf. auch noch Spielraum, die Förderung zeitlich zu dehnen, zwingt aber zu früheren

strategischen Entscheidungen zugunsten oder zuungunsten von CCS⁴.

7. UMGANG MIT NEGATIVE-MISSIONEN UND CCU IM ETS KLÄREN

Wie bereits zuvor geschildert, ist seit der letzten ETS-Revision im Jahr 2021 sowohl die Rolle von CCS wie auch CCU im EU-ETS grundsätzlich geklärt. Eine weitere Revision des ETS steht für 2026 an. Mit Blick auf CCS wird dabei beispielsweise zu adressieren sein, ob – was erwartet wird – Müllverbrennungsanlagen in den ETS-1 aufgenommen werden. Dies würde noch einmal deutlich die Bedeutung von CCS als dominante Dekarbonisierungsoption für diese Branche befördern.

Einer Einigung zuzuführen ist auch, wie **BECCS** und **DACCS** im Rahmen des EU-ETS anerkannt werden sollen, d. h. wie **Negativemissionen** in den ETS zu integrieren sind. In den Interviews wurde wiederholt betont, wie entscheidend es beispielsweise wäre, aus biogenen Quellen beziehungsweise der Atmosphäre gewonnenes und anschließend gespeichertes CO₂ im EU-ETS als „Removal“ (Entnahme) anzuerkennen. Dass eine Anerkennung erstrebenswert beziehungsweise erforderlich ist, um Geschäftsmodelle für Negativemissionen zu etablieren, ist weitgehend akzeptiert⁵.

Zu regeln ist dies auf europäischer Ebene. Aber eine Willensbildung auf nationaler Ebene sollte frühzeitig erfolgen. Dabei sind Abwägungsentscheidungen zu treffen. Es muss beispielsweise aus industriepolitischer Sicht geklärt werden, inwiefern es eine Nutzungskonkurrenz zwischen der Verwendung von biogenen und atmosphärischen CO₂ für Negativemission (=

⁴ Siehe auch: [The Industrial CCS Support Framework in the Netherlands](#), 2021.

⁵ Allerdings gibt es auch Stimmen, die darauf drängen, für CDR-Verfahren auch Mechanismen außerhalb des ETS nicht zu vernachlässigen. Siehe beispielsweise: Tagesspiegel Background, November 2024.

BECCS, DACCS) und der Verwendung desselben CO₂ für Herstellung klimaneutraler Grundstoffe (= CCU) gibt und wie mit dieser Nutzungskonkurrenz regulatorisch umgegangen werden soll, beispielsweise durch gezielte Anreizsetzung für CCU oder CDR.

Die „CMS 2.0“ sollte hier stärker integrierend wirken als die bisherige CMS. Der nationale „Flickenteppich“ aus einschlägigen Strategien wird zurecht kritisiert. Es braucht ein Forum, in dem die verschiedenen Stränge zusammengeführt werden. Denn in Deutschland ist die Debatte zu Negativemissionen in die Langfriststrategie Negativemissionen zum Umgang mit unvermeidbaren Restemissionen (LNe) „ausgelagert“. Relevant ist auch eine Verschränkung mit der Nationalen Biomassestrategie, z. B. zur Frage von oben, inwieweit die stoffliche Nutzung von Biomasse Vorrang haben soll vor energetischer Nutzung⁶.

Mit Blick auf **CCU** im **EU-ETS** besteht ebenfalls Handlungsbedarf an mehreren Stellen:

- Wenn mittels CCU gewonnenes CO₂ in Produkten eingebunden wird, entfällt im ETS nur dann die Zertifikatepflicht, wenn das Kohlenstoffdioxid dort mehrere hundert Jahre verbleibt. Diese sehr strenge Regel schiebt CCU-Geschäftsmodellen aktuell de facto einen Riegel vor. Zu diskutieren ist, wie eine ebenfalls gegebene, aber (je nach Ausgestaltung) wesentlich schwächere Klimaschutzwirkung bei kürzerer Speicherdauer erfasst und honoriert werden kann. Zentral sind die Fragen, wie man Ursprung, Transport und Nutzung von CO₂ in komplexen Wertschöpfungsketten nachverfolgen kann und welcher Zeitpunkt der beste ist zur Anrechnung

im ETS (zum Zeitpunkt der Emission in die Atmosphäre („nachgelagerte Bilanzierung“) oder zum Zeitpunkt der anfänglichen Abscheidung des CO₂ („vorgelagerte Bilanzierung“)).

- Zurzeit wird die Nutzung von CO₂, das aus CCU-Prozessen gewonnen wurde, gegenüber der Nutzung von Kohlenstoff aus fossilen Rohstoffen benachteiligt. Denn in aller Regel ist das CO₂ aus CCU Zertifikatepflichtig (s. o.). Bei der direkten stofflichen Nutzung des in fossilen Quellen enthaltenen Kohlenstoffs ist dies (sofern keine CO₂-Emissionen stattfinden) nicht der Fall. Durch die Aufnahme von Abfallverbrennungsanlagen würde diese Ungleichbehandlung adressiert. Denn dann bekäme das emittierte CO₂ einen Preis und zwar beim Zeitpunkt der Freisetzung im Rahmen der Verbrennung. Wenn dieser Weg beschränkt wird, muss gleichzeitig aber auch Sorge dafür getragen werden, dass Emissionen nicht versehentlich doppelt bepreist werden.

Auch zu diesen Punkten sollte sich die neue Bundesregierung frühzeitig eine Meinung bilden und dann auf dieser Basis entsprechend auf die Arbeiten zum Vorschlag der Europäischen Kommission einwirken. Eine entsprechende Selbst-Verpflichtung sollte Teil einer „CMS 2.0“ sein.

Grundsätzlich stellt sich die Frage, ob die Preissignale des EU-ETS auf Dauer ausreichend sein werden, um CDR-Geschäftsmodelle in Deutschland tragfähig zu machen. Der wichtigste Einwand ist die hohe Energieintensität, insbesondere bei DACCS beziehungsweise die Flächenverfügbarkeit

⁶ Durch mehr stoffliche statt energetischer Nutzung würde einerseits die CO₂-Menge, die für CDR/CCU zur Verfügung steht, reduziert. Andererseits könnte aber auch der Bedarf an CCU gesenkt werden, da Produkte wie Kunststoffe direkt aus Biomasse hergestellt werden anstatt aus CO₂.

bei BioCCS. Für andere CDR-Verfahren mag es durchaus größere Spielräume geben. Gegebenenfalls sinnvoll könnte es sein, CDR-Verfahren zusätzlich (d. h. über den ETS hinaus) zu fördern, um Kostensenkungen durch technischen Fortschritt zu erzielen und so später ein breites Portfolio an CDR-Methoden zur Verfügung zu haben. Dabei sollte ein Fokus auf solche Verfahren gelegt werden, die noch am ehesten eine Chance in Deutschland haben dürften. Eine andere Argumentationslinie wäre, Negativemissionen als öffentliches Gut zu betrachten. Dies trägt vor allem mit Blick auf den „gesellschaftlichen“ Ausgleich, d. h. wenn bereits frühzeitig absehbar ist, dass wir unser Budget zur Erreichung des 1,5-Grad-Ziels überschreiten werden. Will man diesen Weg nicht gehen, wäre die Alternative, CDR-Verfahren primär in anderen Regionen der Welt zum Einsatz zu bringen.

8. SCHAFFUNG VON LEITMÄRKTEN

Die Etablierung grüner Leit- oder Pioniermärkte ist ein zentraler Hebel, um den Markthochlauf klimafreundlicher Technologien beziehungsweise zu beschleunigen, durch die Schaffung von Nachfrageimpulsen. Das gilt auch und inklusive solcher Produkte, die mit Hilfe von CCU hergestellt wurden beziehungsweise die mit Hilfe von CCS gegenüber konventionellen Produktionsverfahren geringere Emissionen aufweisen. Was wird unter Leitmärkten verstanden? Der erste Schritt für politische Entscheidungsträger ist die Identifizierung von Sektoren mit einer geringeren Umweltprämie, höherer Zahlungsfähigkeit und größerem öffentlichem Einfluss, gefolgt von der Festlegung klarer Standards, Kohlenstoffberichterstattung und der Förderung durch öffentliche Beschaffung, Regulierung, Quoten und finanzielle Anreize.

Der Ansatz erlangte jedoch erst in jüngerer Vergangenheit mehr Aufmerksamkeit. Die Interview-Teilnehmer brachten zum Ausdruck, dass sich solche Leitmärkte nicht ohne gezielte regulatorische Maßnahmen herausbilden werden.

Die Wirksamkeit grüner Leitmärkte variiert deutlich zwischen den Branchen. Während sie bei CO₂-neutralem Zement als eine (potentiell) praktikable Maßnahme gelten, wird ihre Eignung in Industrien mit komplexen Lieferketten, etwa in der Chemiebranche, kritischer hinterfragt. Diese Unterschiede müssen bei der Gestaltung von Fördermechanismen berücksichtigt werden. Gleichzeitig sind strenge Maßnahmen gegen Greenwashing notwendig und die Förderung sollte sich auf Produkte konzentrieren, die nicht das Risiko bergen, andere kohlenstoffarme Alternativen – wie Zement mit Sekundärbindemitteln und reduziertem Klinkeranteil – zu verdrängen, die ebenfalls eine wirtschaftliche Grundlage und Nachfrage benötigen.

Die Schaffung solcher Leitmärkte könnte nicht nur die Kosten senken, sondern auch die Wirtschaftlichkeit von CCU- und CCS-Projekten erheblich verbessern, sie tragen zur langfristigen Rentabilität und Skalierbarkeit dieser Technologien bei und beschleunigen daher private Investitionen.

AKZEPTANZ

9. INFORMATIONEN TRANSPARENT BEREITSTELLEN, LERNEN VON EUROPÄISCHEN „BEST PRACTICES“

Die Akzeptanz von CCS-, CCU- und CDR-Projekten⁷ stellt eine große Herausforderung dar.

Erforderlich ist eine transparente Informationspolitik, um diese zu adressieren. Diese kann und soll nicht linear-instrumentell Akzeptanz „steigern“, sondern viel mehr die Menschen in die Lage versetzen, sich selbstständig ein Bild entsprechender Projekte zu machen und diese kritisch zu beurteilen. Konkret wird ein ausgewogener Ansatz empfohlen, der Umweltschutz, wirtschaftliche sowie energiepolitische Belange berücksichtigt. Ein Beispiel ist der Ausschluss von Projekten in Meeresschutzgebieten (wie in der CMS bzw. im KSpTG vorgesehen). Wie auch schon in den Interviews betont wurde, ist CCUS keine „Silver Bullet“ und sollte auch nicht so in der Öffentlichkeit dargestellt werden. In einigen Branchen handelt es sich um notwendige Technologien, in anderen Branchen hat CCUS eher den Charakter eines „Back-up“. Auch sind Wechselwirkungen entlang der Dekarbonisierungspfade zu beachten, so dass der Einsatz noch gar nicht final und in allen Details abgeschätzt werden kann. Vermeidung (von Emissionen) sollte in jedem Fall Vorrang vor Abscheidung und Speicherung haben und dies sollte (weiter) ein zentrales Element der Kommunikation bezüglich CCUS in Deutschland sein. Es muss klar kommuniziert werden, dass der Einsatz von CCS die Industrie bei der Transformation unterstützt und durch CCS neue Wertschöpfungsketten und damit auch industrielle Arbeitsplätze geschaffen werden.

Ein weiterer Vorschlag sind Bürgerdialoge und Austauschformate, wie sie in Dänemark genutzt werden. Obwohl diese Programme kostenintensiv sind, sind sie sinnvoll, um die Bevölkerung in konkrete Infrastrukturprojekte einzubinden. Ein „Klimatisch“, an dem unterschiedlichen Akteure aus Zivilgesellschaft, Industrie und Politik über Themen wie Carbon Management und industrielle Transformation diskutieren, ist hierfür eine Option.

Eine weitere Möglichkeit könnte eine staatliche Beteiligung an CO₂-Pipelines und Speichersystemen sein, wie es in Norwegen und Dänemark der Fall ist, wo die Gewinne dem Sozialstaat zugutekommen. Festzuhalten ist, dass eine breite Diskussion in der Bevölkerung notwendig ist. Den Impuls für eine solche Diskussion kann nur die Politik geben. Bisher hat sich nur eine kleine Community von etwa 300 Personen aus Industrie, Wissenschaft und NGOs damit beschäftigt – nun muss auch die Öffentlichkeit stärker in die Diskussion einbezogen werden.

⁷ Diese Aussage bezieht sich vor allem auf technische CDR-Verfahren; ökosystembasierte Ansätze, wie beispielsweise Aufforstung und Renaturierung von Ökosystemen werden typischerweise weniger kritisch beäugt.

ZUSAMMENFASSUNG

Carbon Capture and Storage (CCS) ist eine zentrale Technologie, um schwer vermeidbare Prozessemissionen zu reduzieren, insbesondere in der Zement-, Kalk- und Müllverbrennungsindustrie. Für diese Sektoren stellt CCS oft die einzige praktikable Lösung zur Dekarbonisierung dar. In vielen anderen Branchen wird CCS als ein Back-up gesehen, falls alternative Dekarbonisierungsoptionen wie Wasserstoff nicht in ausreichendem Maß oder nur zu hohen Kosten verfügbar sind. Carbon Capture and Utilisation (CCU) dient unter anderem dazu, in einer Welt, in der fossile Rohstoffe nicht mehr oder kaum noch genutzt werden, eine zusätzliche Kohlenstoffquelle für industrielle Prozesse beziehungsweise Produkte zu erschließen.

Die für das vorliegende Policy Paper durchgeführten Interviews mit insgesamt 25 Vertretern und Vertreterinnen wichtiger Industrie-Branchen, der Zivilgesellschaft und der Wissenschaft in Deutschland zeigen, dass die befragten Unternehmen „durch die Bank weg“ CCS und CCU in ihre Pläne für Klimaneutralität einbeziehen. Die Zahl der CCS-Projekte, die bereits aktiv sind, ist etwas größer als die der CCU-Vorhaben. Allerdings handelt es sich größtenteils um Pilotprojekte. Verfahren zur Entnahme von CO₂ aus der Luft oder aus Bioenergieanlagen mit dem Ziel der Schaffung von Negativemissionen sind dagegen noch wesentlich weniger präsent. Sie werden aktuell auch als wirtschaftlicher schwieriger durch die Unternehmen bewertet.

Es gibt starke Wechselwirkungen der Attraktivität von CCS und CCU mit den übrigen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen, insbesondere dem Strompreis und der Verfügbarkeit von Wasserstoff. Besonders die Wechselwirkungen mit Wasserstoff sind vielseitig. Einerseits ist der Brennstoff-Wechsel zu grünem Wasserstoff eine konkurrierende Dekarbonisierungsoption zu CCS. Auf der anderen Seite ist die Verfügbarkeit von Wasserstoff zu wettbewerbsfähigen Preisen auch eine Voraussetzung für CCU, beispielsweise in der chemischen Industrie.

Die befragten Unternehmen und Stakeholder erwarten eine Wirtschaftlichkeit von CCU und CCS frühestens in den 2030er Jahren und dies auch nur, sofern die Integration von CCU in den EU-ETS weiter vorangetrieben wird. Insgesamt sehen die Unternehmen den Standort Deutschland, zumindest aktuell, nicht als in einer vorteilhaften Situation mit Blick auf die Umsetzung von CCU und CCS, unter anderem aufgrund der hohen Energiepreise und regulatorischer Unsicherheiten.

Es braucht Planungssicherheit, damit Unternehmen dennoch in CCU und CCS investieren. In der zu Ende gehenden Legislaturperiode war die Bundesregierung bereits sehr weit vorgeschritten bei der Ausarbeitung einer Carbon Management Strategie (CMS), die den Rahmen für CCU und CCS setzen sollte. Vor dem Hintergrund des vorzeitigen Endes der „Ampel“ wurden diese Arbeiten nicht mehr zu Ende gebracht.

Im Rahmen eines Policy Accelerator wurden mit ausgewählten ExpertInnen Handlungsempfehlungen für eine „CMS 2.0“ entwickelt. Diese könnte in der nächsten Legislaturperiode angegangen werden. Kerninhalte sollten sein:

- Das Kohlendioxid-Speicherungs- und Transportgesetz (KSpTG), welches nicht mehr in dieser Legislaturperiode verabschiedet wird, enthielt wichtige Verfahrenserleichterungen für den Aufbau einer CO₂-Infrastruktur. Ein „Nachziehen“ dieser Vereinfachungen und die Umsetzung weitergehender Maßnahmen, beispielsweise die Herausbildung der für die Genehmigung der CO₂-Infrastruktur notwendigen Fachkompetenz in den (Länder-) Genehmigungsbehörden, wären wünschenswert für die nächste Legislaturperiode.
- Eine größere Rolle der öffentlichen Hand bei der Planung und Koordinierung der CO₂-Infrastruktur ist geboten, beispielsweise um auch solchen Standorten abseits von CO₂-Clustern Planungssicherheit zu geben, ob sie an das CO₂-Pipelinennetz angeschlossen werden.
- Bei der Speicherung sollten Onshore-Lösungen stärker in den Blick genommen werden als dies in der „CMS 1.0“ vorgesehen war. Dazu gehört auch das Umstellen von einem „Opt-in“ auf einen „Opt-out“ Ansatz für die Bundesländer, um eine fachliche und politische Auseinandersetzung mit Onshore-Speicherung anzustoßen.
- Mit Blick auf die Entwicklung von Geschäftsmodellen für CCU und CCS erscheint zumindest in den nächsten Jahren auch mit Blick auf

die erwartbare Entwicklung des CO₂-Preises eine Unterstützung in Form von Förderprogramme unabdingbar, um die zunächst noch nicht gegebene Wirtschaftlichkeit für den Einstieg auszugleichen. Wir empfehlen den Ansatz, die Förderung anhand einer transparenten Hierarchie, die zudem in Folge neuer Erkenntnisse über technische Möglichkeiten oder Kostenstrukturen im Zeitverlauf adaptierbar („dynamisch“) ist, zu organisieren. Welche Rolle Klimaschutzverträge hierfür spielen oder ob ein Nachfolgeinstrument notwendig ist, sollte schnellstmöglich geklärt werden.

AUTOREN



JOACHIM SCHMITZ-BRIEBER
Senior Policy Specialist – Industry and Energy
EPICO KlimaInnovation



DANIEL DANTINE
Managing Partner
Decision Advisory Group



BERND WEBER
Geschäftsführer
EPICO KlimaInnovation



HOLLY ATTWELL
Energy Policy Specialist
EPICO KlimaInnovation



JULIAN PARODI
EU Policy Specialist
EPICO KlimaInnovation



MARKUS MÖLLER
Public Affairs Manager
Holcim Deutschland



MATTHIAS PORALLA
Berater für internationale Klimapolitik
Perspectives Climate Research



GEORG HIEMANN
Senior Government Relations
Specialist – Germany Business Unit
Harbour Energy

DANKSAGUNGEN

FABIAN LISS

Projektkoordinator CCS Forum
Bellona Deutschland

DR. LUKAS DAUBNER

Programme Director Ökologische Moderne
Zentrum Liberale Moderne

DR. BERIT ERLACH

Wissenschaftliche Referentin
Acatech – Deutsche Akademie der
Technikwissenschaften

SANDRA REUS

Head of Climate Policy
Thyssenkrupp Steel

ÜBER UNS

EPICO KlimalInnovation ist eine unabhängige Denkfabrik, die mit klaren Konzepten und tragfähigen, ausgewogenen Lösungen eine konstruktive markt- und innovationsorientierte Klima- und Energiepolitik voranbringt. Wir schaffen ein Netzwerk, das Schlüsselakteure der Klima- und Energiepolitik zusammenbringt, um eine gesellschaftlich breit verankerte Agenda aufzustellen und umzusetzen. Wir bieten eine Plattform für Akteure aus Politik, Wirtschaft, Wissenschaft und Gesellschaft, um zielführende Ansätze einzubringen, zu beraten und voranzutreiben.

KONTAKT

Brüssel-Büro

Energy and Climate Policy and Innovation Council e.V.
Rue du Commerce 72
1040 Brussels, Belgium

Michela Sandron
EU Communications Specialist
michela.sandron@epico.org

Berlin-Büro

Energy and Climate Policy and Innovation Council e.V.
Friedrichstraße 79
10117 Berlin, Germany

Agata Gurgenedze
Germany Communications Specialist
agata.gurgenedze@epico.org

 [@EPICO_online](https://twitter.com/EPICO_online)

 [EPICO KlimalInnovation](https://www.linkedin.com/company/epico-klimalinnovation)

 [epico.org](https://www.epico.org)