Leopoldina
Nationale Akademie
der Wissenschaften

acatech
DEUTSCHE AKADEMIE DER
TECHNIKWISSENSCHAFTEN

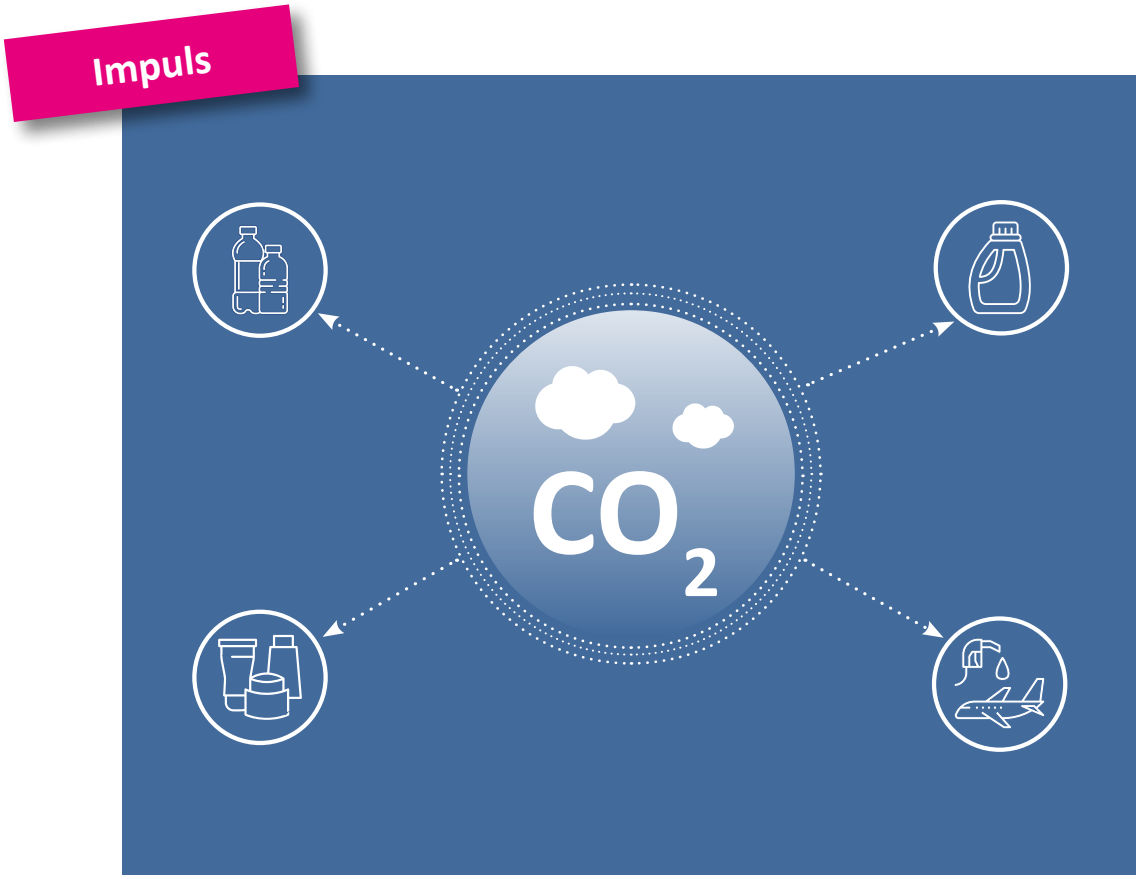
UNION
DER DEUTSCHEN AKADEMIEN
DER WISSENSCHAFTEN

Dezember 2024
Impuls

CO_2 als Rohstoff

Baustein einer klimaneutralen Kohlenstoffwirtschaft

Berit Erlach | Jörn Gierds | Manfred Fischedick | Ellen Matthies | Karen Pittel | Dirk Uwe Sauer



Inhalt

Glossar 4

1 Einleitung 7

2 Zukünftige Kohlenstoffbedarfe 9

2.1 Für welche Produkte wird künftig Kohlenstoff benötigt? 9

2.2 Wovon hängt der zukünftige Kohlenstoffbedarf ab? 9

Exkurs: Wirtschaftliche Bedeutung und Klimabilanz der chemisch-pharmazeutischen Industrie in Deutschland 11

3 Zukünftige Kohlenstoffquellen 13

3.1 Welche fossilen und mineralischen Kohlenstoffquellen gibt es? 13

Exkurs: Produktionsrouten zur Herstellung von Basischemikalien unter Verwendung von CO_2 15

3.2 Was sind klimaneutrale Kohlenstoffquellen? 15

3.3 Wie kann Kohlenstoff im Kreislauf geführt werden? 17

4 Potenzieller Beitrag von CCU zu einer klimaneutralen Wirtschaft 19

4.1 Wieviel CCU ist möglich, nötig und sinnvoll? 19

Exkurs: Kohlenstoffströme in Klimaneutralitätsszenarien 22

4.2 Wie ist die Klimabilanz von CCU? 22

4.3 Welche Rolle könnte fossiles/mineralisches CO_2 zukünftig spielen? 24

4.4 Wie hängen CCU und CCS zusammen? 25

5 Politisch-regulatorische Umsetzung: Markthochlauf für CCU ermöglichen, Klimaschutzbeitrag sicherstellen 28

5.1 Welche Rahmenbedingungen wären für CCU erforderlich? 28

5.2 Wie kann die Klimabilanz von CCU regulatorisch erfasst und bepreist werden? 29

6 Fazit 31

Literatur 34

Mitwirkende 37

Leopoldina
Nationale Akademie
der Wissenschaften

acatech
DEUTSCHE AKADEMIE DER
TECHNIKWISSENSCHAFTEN

UNION
DER DEUTSCHEN AKADEMIEN
DER WISSENSCHAFTEN

Factsheet / Stand Dezember 2024

CO_2 als Rohstoff

Baustein einer klimaneutralen Kohlenstoffwirtschaft

CO_2 als zukünftige Kohlenstoffquelle

Kohlenstoffhaltige Produkte wie Kunststoffe und Waschmittel stellt die chemische Industrie heute überwiegend aus Erdöl her. Am Ende der Produktlebensdauer gelangt der Kohlenstoff aus dem Erdöl als CO_2 in die Atmosphäre.
Zukünftig braucht es für solche Produkte **nichtfossile Kohlenstoffquellen oder geschlossene Kohlenstoffkreisläufe**. Biogene Quellen und Recycling werden dafür voraussichtlich nicht ausreichen, daher kommt auch der Bereitstellung von Kohlenstoff aus CO_2 zukünftig eine Bedeutung zu. Dies bezeichnet man als **Carbon Capture and Utilization (CCU)**. Das CO_2 kann direkt aus der Atmosphäre oder aus Bioenergieanlagen stammen. Schwer vermeidbare Emissionen aus fossilen oder mineralischen Quellen könnten vor allem für eine Übergangszeit eine Rolle als Kohlenstoffquelle spielen.

CCS und CCU ergänzen sich

Die Abscheidung und geologische Speicherung von CO_2 (**Carbon Capture and Storage, CCS**) hält schwer vermeidbares CO_2 aus Industrieprozessen aus der Atmosphäre fern. Speichert man atmosphärisches oder biogenes CO_2, erhält man negative Emissionen. **CCU hat eine andere Funktion:** Es erschließt eine Kohlenstoffquelle und ersetzt so fossile Rohstoffe für industrielle Produktionszwecke.

Für eine klimaneutrale Industrie wird voraussichtlich beides benötigt. Fachleute erwarten zwar, dass hauptsächlich CCS zum Einsatz kommen wird. Bei der **Planung der Infrastrukturen** für den CO_2-Transport sollten CCS und CCU aber in jedem Fall zusammengedacht werden.

Komplexe Klimabilanz

CCU ersetzt fossile Rohstoffe und kann damit unter bestimmten Bedingungen zum Klimaschutz beitragen. CCU ist **nicht per se klimaneutral**: Wird abgeschiedenes CO_2 aus fossilen oder mineralischen Quellen verwendet, so verzögert CCU lediglich dessen Freisetzung um die Produktlebensdauer beziehungsweise um die Verweildauer in geschlossenen Recyclingkreisläufen. Um verschiedene CCU-Lösungen bestmöglich für die Industrietransformation zu nutzen, muss deren **Klimawirkung differenziert bewertet und über ökonomische Anreize gesteuert** werden. Dies ist regulatorisch herausfordernd – vor allem, wenn der administrative Aufwand begrenzt bleiben soll.

Hoher Energiebedarf

Neben CO_2 erfordert CCU Wasserstoff, um zum Beispiel den für die chemische Industrie zentralen Rohstoff Methanol herzustellen. Diesen per Elektrolyse klimaneutral zu erzeugen, benötigt viel Strom. Bei Nutzung von atmosphärischem CO_2 kommt ein hoher Energiebedarf für die CO_2-Abscheidung hinzu. Fachleute sehen die Verfügbarkeit von Wasserstoff beziehungsweise von erneuerbarem Strom als größten limitierenden Faktor für CCU an. Daher stellt sich die Frage, **in welchem Umfang CCU in Deutschland umgesetzt werden wird**, und inwieweit sich Teile der chemischen Industrie an Standorte mit kostengünstigen erneuerbaren Energien verlagern werden und „grüne“ Rohstoffe nach Deutschland importiert werden.

Markthochlauf ermöglichen, fossilen Lock-in vermeiden

Ein regulatorischer Rahmen für CCU sollte zeitnah entwickelt werden und folgende Punkte berücksichtigen:

- Der Markthochlauf von CCU braucht gezielte Förderung.
- Inwieweit fossiles/mineralisches CO_2 für CCU-Anwendungen übergangsweise sinnvoll sein kann, ist genauer zu untersuchen.
- CCU ist in gewissem Umfang notwendig, aufgrund des hohen Energiebedarfs aber auch langfristig eine teure Klimaschutzoption. Den Bedarf an Kohlenwasserstoffen zu reduzieren, sollte daher unbedingt Vorrang haben: etwa durch Intensivierung von Recycling und eine sparsamere Verwendung kohlenstoffhaltiger Produkte.

Akademienprojekt „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS) | Ansprechperson: Claire Stark (energiesysteme@acatech.de)

Glossar

Atmosphärisches CO_2	Aus der Atmosphäre mittels Direct Air Carbon Capture gewonnenes CO_2.
Basischemie	Die Basischemie bezeichnet die Herstellung chemischer Grundstoffe. Sie bildet damit die Grundlage für die Chemieindustrie und die nachfolgende industrielle Wertschöpfung.
Biogenes CO_2	CO_2, welches bei der Verarbeitung von Biomasse abgeschieden wird, zum Beispiel aus dem Abgas der Biomasseverbrennung oder aus der Biomethanerzeugung. Das biogene CO_2 stammt ursprünglich aus der Atmosphäre und wird dann durch Photosynthese von den Pflanzen aufgenommen.
BECC – Bioenergy with Carbon Capture	Bioenergie mit CO_2-Abscheidung. Die Funktionsweise: Pflanzen nehmen durch Photosynthese CO_2 aus der Atmosphäre auf und bilden daraus energiereiche Kohlenstoffverbindungen. Diese werden zur Erzeugung von Strom, Wärme oder Kraftstoff genutzt. Das wieder freigesetzte CO_2 wird nicht zurück in die Atmosphäre entlassen, sondern abgetrennt und dauerhaft unterirdisch gelagert (BECCS - Bioenergy with Carbon Capture and Storage) oder genutzt (BECCU - Bioenergy with Carbon Capture and Utilization).
CBAM – Carbon Border Adjustment Mechanism	Der Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) ist das CO_2-Grenzausgleichssystem der Europäischen Union, welches CO_2-intensive Importe durch eine Abgabe in Höhe des in der EU geltenden Emissionspreises besteuert. Der CBAM soll Wettbewerbsnachteile für die europäische Industrie gegenüber Ländern mit weniger ambitionierten Klimaschutzmaßnahmen ausgleichen.
CCS – Carbon Capture and Storage	CO_2-Abscheidung und -Speicherung. CO_2 wird aus Energie- oder Industrieanlagen abgeschieden und dauerhaft unterirdisch eingelagert. Als Speicher kommen vor allem leergeförderte Erdöl- und Erdgaslagerstätten sowie tiefliegende, salzwasserführende Aquifere infrage.
CCU – Carbon Capture and Utilization	CO_2-Abscheidung und -Verwendung. CO_2 wird beispielsweise aus einem Industrieprozess oder aus der Atmosphäre abgeschieden, um es in chemischen Prozessen zu verwenden. Mit CCU können verschiedene kohlenstoffhaltige Produkte hergestellt werden, beispielsweise Kunststoffe, Chemikalien oder sogenannte E-Fuels, also synthetische Kraftstoffe, die aus Wasserstoff und CO_2 gewonnen werden. Das CO_2 ersetzt Erdöl oder Erdgas als Kohlenstoffquelle. CO_2 wird darüber hinaus direkt genutzt (zum Beispiel in der Getränkeindustrie) und eingesetzt, um die Ausbeute fossiler Kohlenstoffwasserstoffe zu erhöhen („Enhanced Hydrocarbon Recovery“). Zudem kann CO_2 in Baustoffen karbonatisch gebunden werden.
CDR – Carbon Dioxide Removal	CO_2-Entnahme aus der Atmosphäre, beispielsweise durch Bioenergie mit CCS oder Aufforstung, um verbleibende Restemissionen auszugleichen und den CO_2-Gehalt der Atmosphäre zu senken.
Commodity	Bezeichnung für eine standardisierte Handelsware.
DACC – Direct Air Carbon Capture	CO_2-Entnahmetechnologie, bei der CO_2 in technischen Anlagen mit chemischen Bindemitteln aus der Umgebungsluft aufgefangen wird. Das CO_2 kann anschließend geologisch gespeichert (DACCS – Direct Air Carbon Capture and Storage) oder genutzt (DACCU – Direct Air Carbon Capture and Utilization) werden.
E-Fuels	Synthetische Kraftstoffe, die unter Einsatz von elektrischem Strom aus Wasser und CO_2 hergestellt werden. Durch den Einsatz von erneuerbarem Strom kann durch die Nutzung von E-Fuels im Vergleich zu herkömmlichen Kraftstoffen eine Klimaschutzwirkung erzielt werden.
End of Life-Emissionen	End of Life-Emissionen beziehen sich auf die Emissionen eines Produktes, die nach dessen Nutzung entstehen, sprich während der Entsorgung, dem Recycling oder der Deponierung.
Feedstock	Als Feedstocks werden hier chemische und biogene Energieträger (Wasserstoff und Kohlenwasserstoffe) bezeichnet, die nicht zur Energiebereitstellung, sondern rohstofflich genutzt werden, etwa als Ausgangstoffe zur Erzeugung von Kunststoffen oder Chemikalien. Heute werden größtenteils fossile Feedstocks wie Erdgas oder Raffinerienebenprodukte wie Naphtha verwendet.
Fischer-Tropsch-Synthese	Chemisches Verfahren, bei dem durch die Reaktion von Kohlenmonoxid und Wasserstoff bei hohen Temperaturen und Drücken Kohlenwasserstoffe wie Paraffine und Olefine hergestellt werden, welche weiter als synthetische Kraftstoffe oder Chemikalien Verwendung finden können.
Fossiles CO_2	Fossiles CO_2 entsteht durch die Verbrennung fossiler Brennstoffe wie Öl, Erdgas oder Kohle und trägt zur Erhöhung der Treibhausgaskonzentration in der Atmosphäre bei.

Grün	Der Begriff „grün“ bezeichnet hier Produkte, die unter Verwendung erneuerbarer Energiequellen und umweltfreundlicher Verfahren hergestellt werden, wie etwa durch den Einsatz von grünem Wasserstoff bei der Produktion von grünem Ammoniak, Methanol oder Naphtha.
Grundstoffchemie	Umwandlung von organischen und anorganischen Rohstoffen in Grundchemikalien, welche weitergehend als Basis für endproduktspezifische Verarbeitungsschritte genutzt werden.
HVC – High Value Chemicals	Die Hauptprodukte des Steamcracking-Verfahrens, Olefine und Aromaten, werden unter dem Begriff High Value Chemicals (hochwertige Chemikalien) zusammengefasst. Sie werden als sogenannte Plattformchemikalien zur Herstellung von Kunststoffen, Lacken, Lösungsmitteln und anderen Produkten verwendet. Beim Steamcracking werden längerkettige Kohlenwasserstoffe, vor allem Naphtha aus Erdölraffinerien, aufgespalten. Um künftig HVC klimaneutral herstellen zu können, braucht es alternative Produktionsrouten basierend auf Wasserstoff und klimaneutral bereitgestelltem Kohlenstoff.
Kohlenstoffmanagement	Kohlenstoffmanagement (auch Carbon Management) zielt darauf ab, entstandenes CO_2 aus der Atmosphäre fernzuhalten oder zu entfernen, damit es nicht zur Erderwärmung beiträgt oder verbleibende Treibhausgas-Emissionen ausgeglichen werden können. Ein weiteres Ziel ist es, Kohlenstoff für die Herstellung von Produkten bereitzustellen, ohne dabei fossile Rohstoffe zu nutzen.
Lock-in-Effekte	Lock-in-Effekte treten auf, wenn eine Technologie oder Struktur aufgrund der Umstände (beispielsweise bestehender Infrastrukturen oder bereits getätigter Investitionen) dauerhaft beibehalten werden, selbst wenn bereits bessere Alternativen verfügbar sind.
Market-Pull-Mechanismen	Market-Pull-Mechanismen beschreiben den Prozess, bei dem die Nachfrage des Markts und Anforderungen an ein Produkt Innovationen und Produktentwicklungen vorantreiben.
Methanol	Methanol, ein brennbarer Alkohol, ist ein wichtiger Grundstoff der chemischen Industrie. Es wird unter anderem zu Formaldehyd weiterverarbeitet, das wiederum Ausgangsstoff für Arzneimittel, Harze und Farbstoffe ist. Es kann auch zu Aromaten und Olefinen weiterverarbeitet werden. Zudem kann es als Kraftstoff eingesetzt werden, zum Beispiel als Ersatz von Schweröl in der Schifffahrt. Methanol wird als „grün“ bezeichnet, wenn bei der Herstellung ausschließlich erneuerbare Energiequellen zum Einsatz kommen.
Mineralisches CO_2	Mineralisches CO_2 bezeichnet CO_2, welches bei der Verarbeitung von Mineralien wie Kalkstein freigesetzt wird. Eine wesentliche Quelle ist das Brennen von Zementklinker. Ähnlich wie bei der Verbrennung fossiler Rohstoffe wird dabei Kohlenstoff, der zuvor in Gesteinen stabil gebunden war, in CO_2 umgewandelt. Dessen Freisetzung erhöht die CO_2-Konzentration in der Atmosphäre und trägt zum Klimawandel bei.
Naphtha	Naphtha ist das unbehandelte Erdöldestillat aus der Raffination von Erdöl oder Erdgas und wird häufig als Rohstoff für die Petrochemie eingesetzt. Naphtha wird als „grün“ bezeichnet, wenn es aus erneuerbaren Rohstoffen wie Biomasse oder Pflanzenöl gewonnen wird und bei der Herstellung ausschließlich erneuerbare Energiequellen zum Einsatz kommen.
Netto-Emissionen	Menge an Treibhausgasen, welche nach Abzug von CO_2-Entnahmen aus der Atmosphäre (etwa durch Aufforstung oder DACCS) in die Atmosphäre abgegeben wird. Netto-negative Emissionen bedeuten, dass mehr CO_2 aus der Atmosphäre entnommen wird als im gleichen Zeitraum ausgestoßen wird.
Polymer	Polymere sind chemische Stoffe, die aus Makromolekülen mit sich wiederholenden Strukturelementen bestehen. Sie kommen natürlich vor, werden in der Praxis aber auch synthetisch hergestellt. Kunststoffe bestehen aus Polymeren.
RCF – Recycled Carbon Fuels	RCFs sind in der Erneuerbare-Energie-Richtlinie der EU (RED II) definiert als Kraftstoffe aus fossilen Abfällen, die nicht vermieden, für die Wiederverwendung aufbereitet oder anderweitig recycelt werden können. Sie müssen mindestens 70 Prozent Treibhausgasemissionen gegenüber einem in der RED II definierten fossilen Referenzkraftstoff einsparen und können nach Maßgabe der EU Mitgliedsstaaten auf die nach RED II vorgegebenen Quoten für erneuerbare Energien im Verkehrssektor angerechnet werden.

RFNBO – Renewable Fuel of Non-Biological Origin	RFNBOs sind in der Erneuerbare-Energie-Richtlinie der EU (RED II) definiert als Kraftstoffe, welche aus anderen erneuerbaren Energiequellen als Biomasse hergestellt werden. Sie müssen mindestens 70 % Treibhausgasemissionen einsparen gegenüber einem in der RED II definierten fossilen Referenzkraftstoff und können auf die nach RED II vorgegebenen Quoten für erneuerbare Energien im Verkehrssektor angerechnet werden.
Rezyklate	Rezyklate sind Materialien, die aus recyceltem Abfall gewonnen werden und anschließend wieder als Rohstoffe in die Produktion von neuen Produkten eingeführt werden.
Scope 3-Emissionen	Scope 3 ist der dritte und umfangreichste Geltungsbereich für die Emissionsbilanzierung von Unternehmen und umfasst alle indirekten Treibhausgasemissionen aus Quellen, die das bilanzierende Unternehmen nicht besitzt oder direkt kontrolliert. Sie entstehen durch vor- und nachgelagerte Aktivitäten entlang der Wertschöpfungskette, wie beispielsweise durch den Transport von Waren oder die Entsorgung von Produkten durch die Endverbraucher*innen (auch End of Life-Emissionen genannt).
Steamcracking	Thermisches Verfahren, bei dem Kohlenwasserstoffe unter hoher Temperatur und Druck mit Dampf gespalten werden, um kleinere Moleküle wie Ethen, Propen und andere Olefine zu erzeugen.

1 Einleitung

Viele alltägliche Produkte enthalten Kohlenstoff – etwa Kunststoffe, Waschmittel und Kosmetika. Heute werden sie größtenteils aus den fossilen Rohstoffen Erdöl und Erdgas hergestellt. Am **Ende der Lebensdauer** der Produkte gelangt der Kohlenstoff meist in Form von Kohlenstoffdioxid (CO_2) in die Atmosphäre und trägt so zum Klimawandel bei. Schätzungen gehen davon aus, dass der in den Produkten der chemischen Industrie enthaltene Kohlenstoff 50 bis 55 Prozent der gesamten über den Lebenszyklus dieser Produkte anfallenden CO_2-Emissionen ausmacht. [1; 2] Diese sogenannten End of Life-Emissionen von Erzeugnissen der chemischen Industrie waren der Studie „Roadmap Chemie 2050“ zufolge im Jahr 2020 für circa 7,8 Prozent der Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) in Deutschland verantwortlich. [1]

Um bis 2045 in Deutschland treibhausgasneutral zu werden, braucht es zukünftig alternative Kohlenstoffquellen, die sich klimaneutral nutzen lassen. Neben der stofflichen Nutzung von Biomasse und chemischem wie mechanischem Recycling kommt dabei das sogenannte **Carbon Capture and Utilization (CCU)** in Frage: die Nutzung von aus industriellen Prozessen oder der Atmosphäre abgeschiedenem CO_2.

CCU ist einer der drei Bestandteile des sogenannten **Kohlenstoffmanagements** (siehe Abbildung 1). In Deutschland stellte die Bundesregierung im Februar 2024 Eckpunkte zur Carbon Management Strategie (CMS)[1] vor [3], auf deren Basis die CMS entwickelt werden soll. Die EU-Kommission setzt unter anderem mit der im Februar 2024 erschienenen Industrial Carbon Management Strategy [4] ehrgeizige Ziele für den Aufbau einer klimaneutralen Kohlenstoffwirtschaft in Europa.

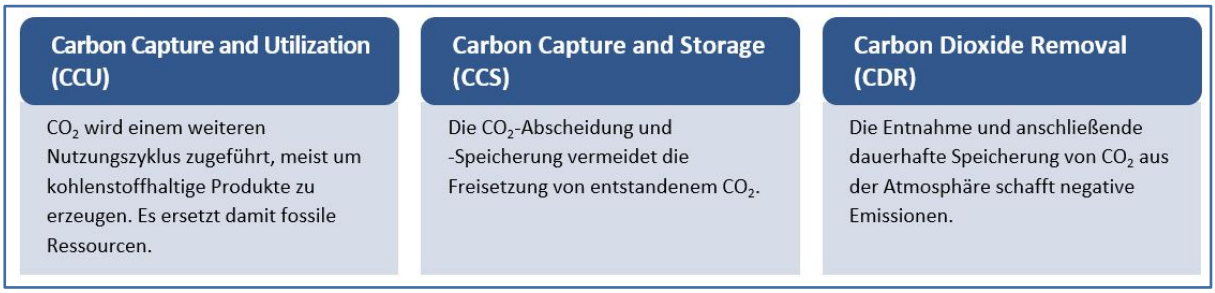


Abbildung 1: Bestandteile des Kohlenstoffmanagements. Quelle: eigene Darstellung.

Wird von CCU gesprochen, ist in der Regel der **Einsatz als Feedstock in der chemischen Industrie** und für die **Erzeugung synthetischer Kraftstoffe** gemeint, wenngleich der Großteil des heute aufgefangenen und genutzten CO_2 dafür eingesetzt wird, die Ausbeute bei der Förderung fossiler Kohlenstoffwasserstoffe zu erhöhen („Enhanced Hydrocarbon Recovery“). Angesichts des absehbaren Endes der Erdöl- und Erdgasförderung wird dieser Nutzungspfad jedoch in wenigen Jahrzehnten obsolet werden. CO_2 wird darüber hinaus in geringen Mengen direkt genutzt, etwa in der Getränkeindustrie oder in der Landwirtschaft. Zudem kann CO_2 in Baustoffen karbonatisch gebunden werden. Da CO_2 hier in der Regel über einen langen Zeitraum gespeichert wird und das CO_2-intensive Produkt Zement substituiert wird, sind die Klimawirkungen vielversprechend. [5] Die vorliegende Publikation fokussiert sich auf den Einsatz von CO_2 als Kohlenstoffquelle in der chemischen Industrie und für die Erzeugung synthetischer Kraftstoffe.

Das Akademienprojekt ESYS veröffentlichte im April 2024 ein Impulspapier zum Kohlenstoffmanagement, das insbesondere Herausforderungen und Nachbesserungsbedarfe bei den Eckpunkten zur CMS diskutiert. [6] Ein wesentlicher Kritikpunkt der ESYS-Fachleute war, dass die Eckpunkte nicht ausreichend

1 Bis Anfang Dezember 2024 lagen nur regierungsinterne Entwürfe vor.

zwischen CCU und Carbon Capture and Storage (CCS) differenzieren. Auch fokussierten sich die Eckpunkte der deutschen CMS nicht auf die Potenziale von CO_2 als Rohstoff – anders als die Strategie der EU-Kommission, die eine Vision für einen Binnenmarkt für abgeschiedenes CO_2 entwickelt und industrielles Kohlenstoffmanagement nach 2040 als „integralen Bestandteil des Wirtschaftssystems der EU" begreift. [4] Nach vorliegenden Informationen ist allerdings davon auszugehen, dass die industriepolitische Bedeutung von CCU zur Deckung des Kohlenstoffbedarfs der chemischen Industrie in der CMS ebenfalls stärker adressiert werden wird. Dennoch sind in Bezug auf eine mögliche klimaneutrale stoffliche Nutzung von Kohlenstoff und insbesondere die Rolle von CCU noch **viele Fragen offen**. In der Öffentlichkeit ist CCU noch wenig bekannt und Szenariostudien für ein klimaneutrales Deutschland geben der Diskussion des Themas bis jetzt relativ wenig Raum, obwohl in den Szenarien teils in großem Umfang mit CCU hergestellte Produkte importiert werden.

Um das Thema näher zu beleuchten, hat ESYS aus Interviews und einem Workshop mit Fachleuten aus Wissenschaft, Industrie und Umweltverbänden (siehe Mitwirkende) den Wissensstand und offene Fragen zusammengetragen.[2] Die Ergebnisse sind in diesem Impulspapier zusammengefasst. Parallel dazu erscheint die von ESYS beauftragte und von DECHEMA e.V. durchgeführte Studie „Verfahren zur klimaneutralen Bereitstellung und Verarbeitung von Kohlenstoff" [7], die die heutigen Kohlenstoffströme und deren Entwicklungstrends analysiert und einen Überblick über den Stand relevanter CCU-Technologien gibt.

2 Das vorliegende Papier gibt nicht die Einschätzung einzelner Interviewpartner*innen oder Workshopteilnehmender wieder. Es wurde von den für das Papier genannten Autor*innen im Nachgang der Interviews und des Workshops unter Berücksichtigung der Ergebnisse aus den Interviews und dem Workshop verfasst.

2 Zukünftige Kohlenstoffbedarfe

2.1 Für welche Produkte wird künftig Kohlenstoff benötigt?

Ein Großteil des weltweit im Umlauf befindlichen Kohlenstoffs wird heute für die Energiebereitstellung und im Mobilitätssektor genutzt (siehe Abbildung 2). Fast der gesamte dabei eingesetzte Kohlenstoff stammt aus fossilen Quellen (Kohle, Erdöl, Erdgas). Etwa zehn Prozent des genutzten Kohlenstoffs werden in **Materialien** verwendet. Davon wird wiederum etwas mehr als die Hälfte (710 Millionen Tonnen aus „Chemikalien und abgeleitete Materialien“ und „Schwerölanteil“) in der **chemischen Industrie** genutzt. Der Kohlenstoff stammt heute überwiegend aus fossilen Quellen. Zudem enthalten Holzkonstruktionen und Möbel, Papier und Zellstoff sowie Textilien Kohlenstoff, der auf Biomasse basiert. [8]

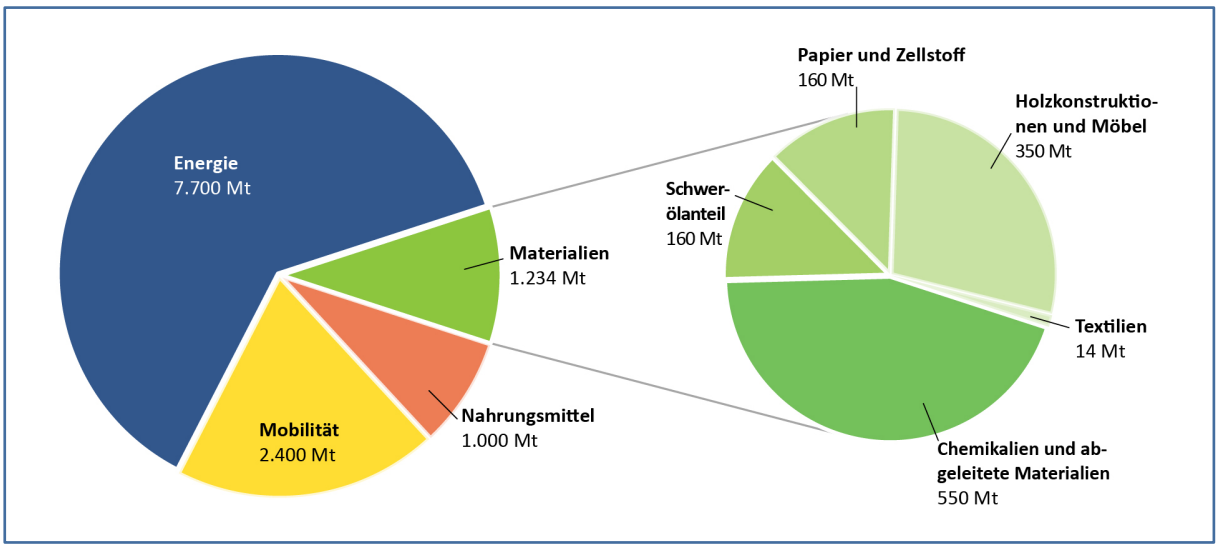


Abbildung 2: Jährliche globale Kohlenstoffflüsse in Millionen Tonnen (Mt) nach Verbrauchssektoren (Referenzjahre 2015 – 2022). „Schwerölanteil“ umfasst Bitumen, Schmierstoffe und Paraffinwachse, die in der chemischen Industrie genutzt werden. Quelle: Kähler et al. 2023 [8]; Eigene Darstellung.

Kohlenstoffhaltige Produkte der chemischen Industrie werden auch in einer klimaneutralen Welt benötigt: **Polymere**, insbesondere Kunststoffe, sind vielseitig einsetzbar und werden auch langfristig benötigt werden, beispielsweise im Bau, in der Fahrzeugherstellung, für Verpackungen oder in der Elektronik. Auch **Fein- und Spezialchemikalien**, wie zum Beispiel Farbstoffe, **Wasch- und Körperpflegemittel** werden in Zukunft weiterhin nachgefragt werden. Auch **pharmazeutische Erzeugnisse** werden künftig benötigt.

Zudem ist absehbar, dass zukünftig vermehrt **synthetische Kraftstoffe** zum Einsatz kommen werden – neben Ammoniak kommen hierfür eine Vielzahl kohlenstoffhaltiger synthetischer Kraftstoffe in Frage. Szenariostudien für ein klimaneutrales Deutschland [9; 10; 11; 12; 13; 14; 15] gehen davon aus, dass vor allem die interkontinentale Luft- und Schifffahrt synthetische Kraftstoffe für die klimaneutrale Transformation benötigt. Mit den EU-Verordnungen „ReFuelEU Aviation“ und „FuelEU Maritime“ gibt es ab 2025 verbindliche Vorgaben für den Einsatz synthetischer Kraftstoffe in diesen Sektoren.

2.2 Wovon hängt der zukünftige Kohlenstoffbedarf ab?

Eine genaue Prognose der künftigen Kohlenstoffbedarfe ist angesichts einer Vielzahl an Einflussfaktoren und Unsicherheiten kaum möglich. Die folgenden maßgeblichen Faktoren können ausgemacht werden:

- **Sozio-technische Entwicklungen**: Beispielsweise können veränderte Konsummuster zu einer Zu- oder Abnahme der Kohlenstoffbedarfe führen.
- **Technologische Entwicklungen:** Zum Beispiel ist der Einsatz synthetischer Kraftstoffe im Verkehrssektor maßgeblich davon abhängig, in welchen Bereichen direktelektrische Antriebe eine wirtschaftlichere Alternative bieten werden.
- **Umsetzung der Kreislaufwirtschaft:** Recycling deckt einen Teil des Kohlenstoffbedarfs ab und reduziert die Menge an Kohlenstoff, die dem System neu zugeführt werden muss. Neben Recycling sind weitere zirkuläre Ansätze von Bedeutung: Von der Reduktion des Bedarfs an Produkten (etwa durch Sharing-Lösungen oder Reparierbarkeit) über materialsparende Fertigung bis hin zur Wiederverwendung von Bauteilen.
- **Ökonomische Entwicklungen:** Die Nachfrage nach Produkten der chemischen Industrie hängt stark von der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung ab: 18 Prozent der Produkte werden beispielsweise in der Bauwirtschaft genutzt, 12 Prozent in der Stahl- und Metallindustrie und 8 Prozent im Fahrzeugbau. [16]

Der Kohlenstoffbedarf der Industrie in Deutschland und der EU ist auch davon abhängig, **wo künftig chemische Wertschöpfungsprozesse stattfinden** werden. Eine offene Frage ist, ob – und falls ja bis zu welcher Wertschöpfungsstufe – industrielle Prozesse künftig von Deutschland/der EU ins Ausland verlagert werden (siehe Exkurs: Wirtschaftliche Bedeutung und Klimabilanz der chemisch-pharmazeutischen Industrie in Deutschland). Werden kohlenstoffhaltige Produkte (beispielsweise grünes Naphtha) importiert, müssen weniger Feedstocks in Deutschland hergestellt werden.

Bestehende Szenarien der chemischen Industrie gehen davon aus, dass die Basischemie – und damit die Menge an verarbeitetem Kohlenstoff – **in Deutschland** bis zum Jahr 2050 auf dem heutigen Niveau bleibt („Roadmap Chemie 2050“ [1]) oder leicht sinkt („Chemistry4Climate“ [17; 18]). In den drei Szenarien der von ESYS beauftragten und von DECHEMA e.V. durchgeführten Studie werden für die Szenariorechnungen verschiedene Wachstumsraten angenommen.

Auf **globaler Ebene** geht das Nova-Institut davon aus, dass die Menge an Kohlenstoff in Produkten der chemischen Industrie von derzeit 710 Millionen Tonnen bis 2050 auf circa 1.500 Millionen Tonnen jährlich steigen und sich damit mehr als verdoppeln wird. [8] Auch die von ESYS im Rahmen des Projekts befragten Expert*innen erwarten einen globalen Anstieg der chemischen Produktion und des Kohlenstoffbedarfs. Angesichts der Vielzahl an Einflussfaktoren und Ungewissheiten ist eine Quantifizierung der künftigen Kohlenstoffbedarfe jedoch mit **erheblichen Unsicherheiten** verbunden.

Exkurs: Wirtschaftliche Bedeutung und Klimabilanz der chemisch-pharmazeutischen Industrie in Deutschland

Die chemisch-pharmazeutische Industrie3 nimmt in Deutschland eine herausragende Stellung ein. Im Jahr 2023 generierte sie in Deutschland einen Umsatz von etwa 225 Milliarden Euro. [19] Dies entspricht einem Anteil von etwa 9 Prozent des Umsatzes des verarbeitenden Gewerbes in Deutschland. [20] Nach Automobilindustrie und Maschinenbau nimmt sie damit den dritten Rang unter den größten Industriezweigen in Deutschland ein. Die chemisch-pharmazeutische Industrie in Deutschland trägt 4,4 Prozent zum weltweiten Umsatz bei und belegt damit den dritten Platz hinter China (40,1 Prozent) und den USA (12,0 Prozent). [19] Im Jahr 2023 waren in der chemisch-pharmazeutischen Industrie in Deutschland etwa 480.000 Menschen beschäftigt. [19]

Die chemisch-pharmazeutische Industrie ist in besonderem Maße durch internationale Verflechtungen gekennzeichnet. Chemische Erzeugnisse, allen voran Basischemikalien, werden als weitgehend homogene Handelsware global gehandelt (sogenannte Commodities). Die chemisch-pharmazeutische Industrie in Deutschland konnte in der Vergangenheit davon profitieren: 62 Prozent des Umsatzes des Industriezweigs stammten im Jahr 2023 aus Exporten. Deutschland stellt damit 10,3 Prozent der globalen Exporte im chemisch-pharmazeutischen Sektor zur Verfügung – der weltweit höchste Wert. [19]

Der globale Wettbewerb birgt jedoch auch das Risiko von Produktionsverlagerungen. Beispielsweise hat BASF im Jahr 2023 die Schließung von Produktionsstätten in Deutschland angekündigt, die im Gegensatz zu ihren im Ausland befindlichen Pendants keinen Gewinn erzielt haben. [21] Dies ist maßgeblich auf gestiegene Kosten fossiler Energieträger und Feedstocks zurückzuführen. Im Kontext der globalen Transformation der Industrie hin zur Klimaneutralität ist absehbar, dass die Verfügbarkeit und die Kosten erneuerbarer Energien zentrale Faktoren für Investitionsentscheidungen sein werden. Regionale Unterschiede in Potenzialen und Gestehungskosten erneuerbarer Energien könnten einen Anreiz für Produktionsverlagerungen bieten („renewables pull“). [22] schätzen, dass die Produktionskosten für die Chemieerzeugnisse Harnstoff und Ethen um bis zu circa ein Drittel sinken würden, wenn die Produktion von Deutschland in Regionen mit niedrigen Gestehungskosten erneuerbarer Energien verlegt würde. Die meisten Kosteneinsparungen werden dabei erzielt, indem die in der Studie betrachteten Zwischenprodukte (Harnstoff: grüner Ammoniak, Ethen: grünes Methanol) im Ausland erzeugt und importiert werden. [22] Der Import der CCU-Produkte ist auch einfacher und aller Voraussicht nach kostengünstiger, als Wasserstoff zu importieren und diesen in Deutschland zu CCU-Produkten zu verarbeiten. Jedoch könnte CCU in Deutschland beziehungsweise der EU die Importabhängigkeit verringern und so zur Versorgungssicherheit beitragen. Diese Resilienzaspekte sind gegen die wirtschaftlichen Argumente abzuwägen.

Die energiebedingten CO_2-Emissionen der chemisch-pharmazeutischen Industrie in Deutschland beliefen sich im Jahr 2022 auf 39,6 Millionen Tonnen CO_2. [19] Dies entspricht etwa 5,3 Prozent der THG-Emissionen, die 2022 in Deutschland ausgestoßen wurden. Für die Senkung dieser produktionsbedingten CO_2-Emissionen spielt die Elektrifizierung der Prozesse in der chemischen Industrie eine entscheidende Rolle. [2] Daneben sorgt der in den Produkten der chemischen Industrie gebundene Kohlenstoff für einen beträchtlichen CO_2-Ausstoß, wenn diese am Ende ihrer Nutzungsphase energetisch verwertet werden (End of Life-Emissionen). Um die ökologische Bedeutung des Feedstock-Wechsels in der chemischen Industrie abzuschätzen, sind die End of Life-Emissionen zentral, wenngleich

3 In vielen Statistiken wird über das Aggregat beider Wirtschaftszweige (chemische und pharmazeutische Industrie) berichtet. Die chemische Industrie verbuchte im Jahr 2023 74 Prozent (167 Milliarden Euro) der Umsätze der chemisch-pharmazeutischen Industrie. Beziehen sich Angaben konkret auf die chemisch-pharmazeutische Industrie, wird in diesem Papier der Begriff „chemisch-pharmazeutische Industrie“ verwendet. Ist dies nicht der Fall, werden die Begriffe „chemische Industrie“ oder „Chemieindustrie“ genutzt.

sie nach dem in den beispielsweise für den Emissionshandel und die nationalen THG-Bilanzen geltenden Accountingkonventionen verwendeten Quellprinzip der Müllverbrennung (und damit der Abfall- oder Energiewirtschaft) zugerechnet werden. Schätzungen gehen davon aus, dass die End of Life-Emissionen circa 50 [1] bis 55 Prozent [2] der aktuellen CO_2-Emissionen der chemischen Industrie in Deutschland ausmachen. In der Studie „Roadmap Chemie 2050“ wird für das Jahr 2020 angenommen, dass sich die End of Life-Emissionen auf 56,5 Millionen Tonnen CO_2-Äquivalente belaufen, was 7,8 Prozent des THG-Ausstoßes in Deutschland im Jahr 2020 ausmacht. Die End of Life-Emissionen stellen einen beträchtlichen Anteil der Scope 3-Emissionen der chemischen Industrie dar, sind mit diesen aber nicht gleichzusetzen, da letztere unter anderem auch vorgelagerte Emissionen einbeziehen, zum Beispiel aus der Förderung und dem Transport fossiler Rohstoffe. Internationale Schätzungen gehen davon aus, dass circa 75 Prozent der Emissionen der chemischen Industrie zu Scope 3-Emissionen zählen. [23] Für die klimaneutrale Transformation der chemischen Industrie muss somit der gesamte Lebenszyklus der Produkte adressiert werden.

3 Zukünftige Kohlenstoffquellen

Heute stammt der weltweit in Chemikalien und Polymeren gebundene Kohlenstoff zu 85 Prozent aus **fossilen Rohstoffen**, während Biomasse mit 10 Prozent und Recycling mit 5 Prozent eher kleine Anteile liefern. [12] Um den Einsatz fossiler Rohstoffe zu beenden, ist es einerseits erforderlich, die klimaneutralen Kohlenstoffquellen **Biomasse** und **Recycling** (vor allem von Kunststoffen) verstärkt zu nutzen. Andererseits kommt die **Nutzung von CO_2** (CCU) in Frage. Abbildung 3 zeigt einen Überblick über die verschiedenen Kohlenstoffquellen und die damit zusammenhängenden Kohlenstoffströme am Beispiel von Kunststoffprodukten. Die Klimabilanz ist bei der Nutzung von CO_2 davon abhängig, ob das CO_2 aus fossilen/mineralischen Quellen, aus Biomasse oder aus der Atmosphäre stammt (siehe Kapitel 4.2). Prinzipiell ist auch in einer klimaneutralen Zukunft eine Nutzung fossiler Rohstoffe denkbar, wenn am Ende der Lebensdauer der Produkte (zum Beispiel an der Müllverbrennung) das CO_2 abgeschieden und geologisch gespeichert wird, oder wenn die verursachten CO_2-Emissionen durch CO_2-Entnahme aus der Atmosphäre ausgeglichen werden.

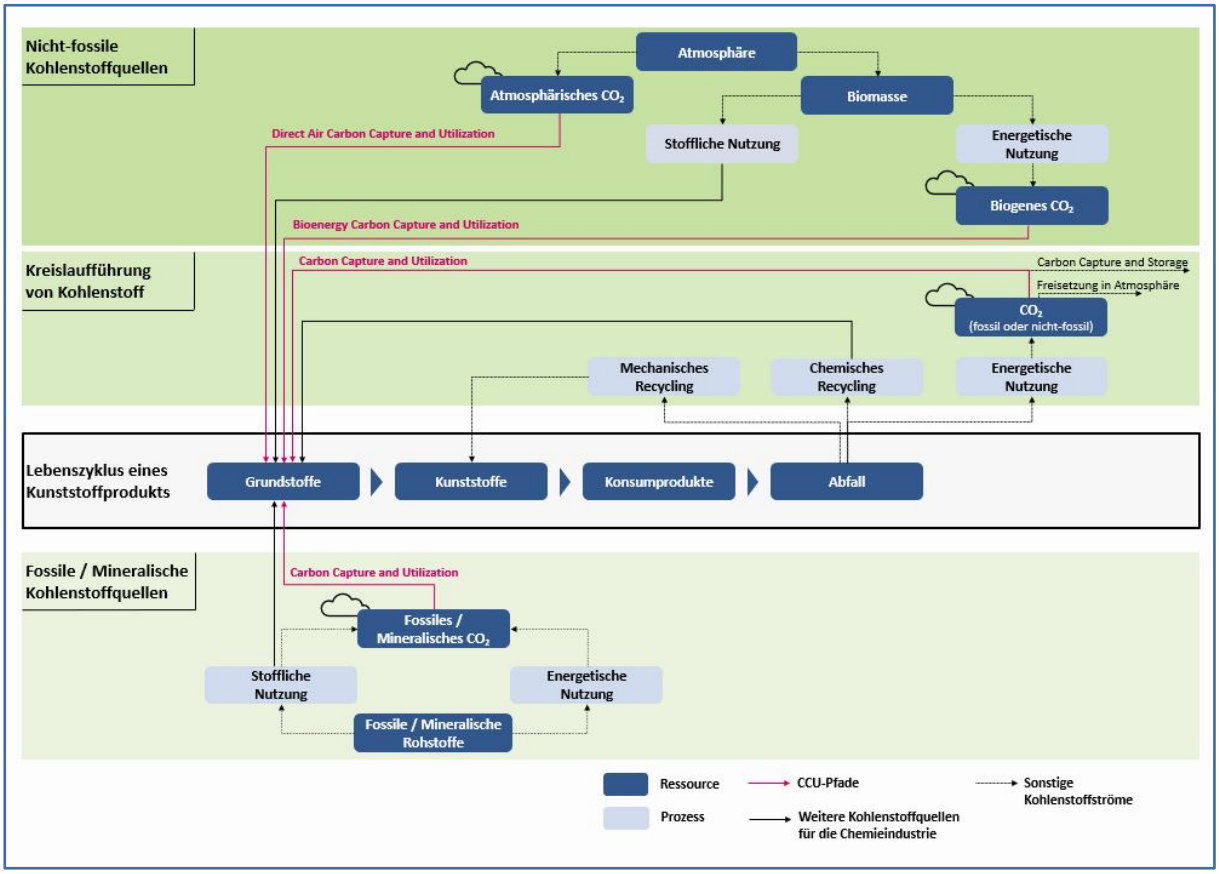


Abbildung 3: Mögliche Kohlenstoffquellen und -ströme am Beispiel von Kunststoffprodukten. Pfade mit Nutzung von CO_2 (CCU) sind farblich (pink) gekennzeichnet. Quelle: Eigene Darstellung.

3.1 Welche fossilen und mineralischen Kohlenstoffquellen gibt es?

Das Raffinerienebenprodukt Naphtha ist mit einem Anteil von 71,5 Prozent [17] der derzeit wichtigste Feedstock der organischen Chemie. Naphtha wird mittels Steamcracking in kürzerkettige Kohlenwasserstoffverbindungen und Aromaten aufgespalten. Diese als High Value Chemicals (HVC) oder Plattformchemikalien bezeichneten Produkte (zum Beispiel Ethen) werden dann zu Kunststoffen, Farben, Lacken, Lösungsmitteln und anderen Produkten weiterverarbeitet. Weil durch den Ausbau der

Elektromobilität der Kraftstoffbedarf zukünftig zurückgehen wird, wird auch die Produktion fossilen Naphthas in Raffinerien abnehmen. Somit ergibt sich auch vor diesem Hintergrund die Notwendigkeit, auf alternative Feedstocks umzusteigen. Da teilweise ein sehr enges Zusammenspiel zwischen verschiedenen Industriezweigen und Produktionsverfahren besteht, greift die anstehende Transformation der Industrie tief in die Wertschöpfungsketten der Grundstoffchemie ein.

Eine Alternative zur direkten Nutzung von fossilen Rohstoffen als Feedstock ist die **Verarbeitung von schwer vermeidbarem CO_2 aus fossilen oder mineralischen Quellen**, vor allem aus der Zement- und Kalkproduktion sowie der thermischen Müllverwertung. Mit der Bindung des CO_2 in Produkten wird dessen Freisetzung zwar nicht vollständig vermieden, aber in jedem Fall zeitlich verschoben. Die Klimaschutzwirkung hängt daher einerseits sehr stark von der Verweilzeit des CO_2 im Produkt (und somit der Nutzungsdauer des Produkts) ab und andererseits davon, was mit dem Produkt (und damit auch dem CO_2) am Ende der Lebenszeit passiert (siehe Kapitel 4.2). Da eine vollständige Abscheidung des CO_2 in der Regel nicht möglich ist, fallen zudem in gewissem Umfang Restemissionen an, die in der Klimabilanz berücksichtigt werden müssen. Untersuchungen zur chemischen Absorption von CO_2 aus Abgasen mit Monoethanolamin zeigen, dass CO_2-Abscheideraten von über 95 Prozent technisch möglich sind. [24] Da Energieverbrauch und Kosten mit der Abscheiderate steigen, sind die in der Praxis realisierten Abscheideraten nicht zuletzt eine Frage der Wirtschaftlichkeit.

Exkurs: Produktionsrouten zur Herstellung von Basischemikalien unter Verwendung von CO_2

Für die Herstellung von HVC mit CO_2 kommen grundsätzlich zwei Routen in Betracht, wie in Abbildung 4 dargestellt. Einerseits kann durch die Fischer-Tropsch-Synthese Naphtha erzeugt werden, das heute überwiegend als Feedstock in der Chemieindustrie zum Einsatz kommt. Andererseits kann Methanol synthetisiert werden und als Ausgangsstoff für weitere Verwendungen dienen.

Welche Route vorteilhaft ist, hängt von den herzustellenden Produkten ab. Das Fischer-Tropsch-Naphtha lässt sich als direkter Ersatz für fossiles Naphtha in bestehende Prozessrouten eingliedern. [17] Für einige Produkte kann aber Methanol, das auch heute schon eine wichtige Basichemikalie darstellt, vorteilhaft sein. [17; 25] Unter anderem lässt sich Methanol direkt als Kraftstoff oder Kraftstoffzusatz (zum Beispiel als Ersatz für Schweröl in der Schifffahrt) einsetzen. [25]

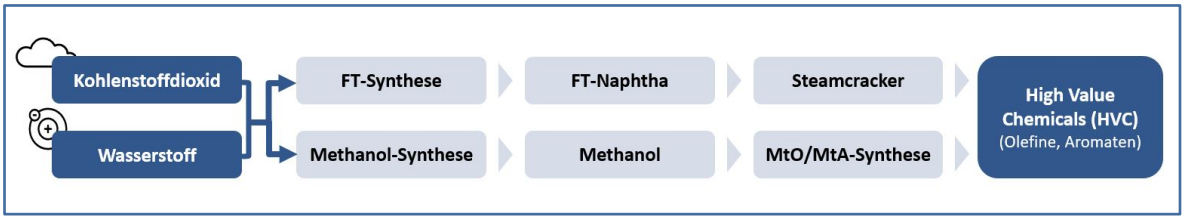


Abbildung 4: Routen für die Erzeugung von Basischemikalien durch den Einsatz von CO_2 und Wasserstoff. FT steht für Fischer-Tropsch. MtO steht für Methanol-to-Olefines. MtA steht für Methanol-to-Aromates) Quelle: Eigene Darstellung, angepasst auf Basis von FfE [26].

In Szenariostudien für ein klimaneutrales Deutschland steigt der Methanolbedarf in allen betrachteten Szenarien bis 2045 an, da in der HVC-Produktion Naphtha zunehmend durch Methanol ersetzt wird. [27] In einigen Szenarien wird auch im Jahr 2045 noch fossiles Naphtha in der Chemieindustrie eingesetzt.

Neben CO_2 sind für die Verfahren auch große Mengen Wasserstoff erforderlich. Dieser wird durch Elektrolyse aus Wasser erzeugt, was sehr viel Energie erfordert. Auch die Reaktion von Wasserstoff und CO_2, die letztlich die Kohlenwasserstoffe erzeugt, braucht Energie. Dies ist unabhängig von der Effizienz der verwendeten Verfahren, deren Energieverluste zusätzlich gedeckt werden müssen, und ist ein inhärenter Nachteil von CCU.

3.2 Was sind klimaneutrale Kohlenstoffquellen?

Klimaneutrale Kohlenstoffquellen basieren auf CO_2 aus der Atmosphäre, das entweder von Pflanzen durch Photosynthese in Biomasse umgewandelt oder durch Direct Air Carbon Capture (DACC) technisch gewonnen wurde. Im Folgenden wird mit DACC gewonnenes CO_2 als atmosphärisch, aus der Biomasseverarbeitung gewonnenes CO_2 als biogen bezeichnet, obwohl auch letzteres von den Pflanzen ursprünglich aus der Atmosphäre aufgenommen wurde.

Biomasse als Kohlenstoffquelle hat den großen Vorteil, dass sie aus energiereichen Kohlenwasserstoffverbindungen besteht, ähnlich wie fossile Rohstoffe. Daher wird für die Verarbeitung zu Chemieprodukten viel weniger zusätzliche Energie benötigt als bei der Nutzung von CO_2 als Kohlenstoffquelle. Ein weiterer Vorteil ist, dass es heute bereits vielfältige Anwendungen in der chemischen Industrie und daher Erfahrung mit der Verarbeitung von Biomasse gibt. Zudem ist die Umstellung auf Biomasse in einigen Verfahren der Chemieindustrie schrittweise möglich, da Biomasse beispielsweise in Steamcrackern oder Synthesegasanlagen bis zu einem bestimmten Anteil zu den fossilen Feedstocks zugegeben werden kann, ohne technische Änderungen an den Anlagen zu erfordern. Die **Potenziale an nachhaltig nutzbarer Biomasse** sind allerdings wegen der für deren Anbau notwendigen Landfläche

begrenzt. Zudem ist die Verwendung von Biomasse über den gesamten Lebenszyklus betrachtet in der Regel nicht klimaneutral. Insbesondere die Art der Landbewirtschaftung und -nutzung hat große Auswirkungen auf die Klimabilanz. So entstehen etwa beim Anbau von Agrarpflanzen wie Mais oder Raps Treibhausgasemissionen aus der landwirtschaftlichen Bewirtschaftung (zum Beispiel Lachgasemissionen aus Düngemittel, Emissionen aus der Nutzung von Energieträgern für Bewirtschaftung, Ernte etc.). Auch eine Abnahme des in Vegetation und Boden gespeicherten Kohlenstoffbestandes führt zu Treibhausgasemissionen. Dies ist beispielsweise der Fall, wenn einem Wald mehr Holz entnommen wird als nachwächst, oder wenn Grünland in Ackerland umgewandelt wird. [28]

Aufgrund der problematischen ökologischen Auswirkungen des Anbaus von Energiepflanzen und einer steigenden Nutzung von Waldholz sprechen sich Fachleute dafür aus, vorrangig **biogene Abfall- und Reststoffe** zu nutzen. [29] Dies bietet auch ein besonders hohes Potenzial zur Einsparung von Treibhausgasen [28]. Eine verstärkte Nutzung von Klärschlamm oder Lebensmittelabfällen könnte dafür zusätzliche Potenziale erschließen. Zudem bestehen beträchtliche Nutzungskonkurrenzen um Biomasse (unter anderem für die Prozesswärmebereitstellung in der Industrie). Die von ESYS interviewten Fachleute halten daher eine Priorisierung der stofflichen Nutzung für sinnvoll. Interessant ist vor allem eine stärker kaskadisch angelegte Nutzung – erst stofflich, dann energetisch. In Klimaneutralitätsszenarien für Deutschland verringert sich bis 2045 vor allem die Erzeugung von Strom und Heizwärme aus Biomasse, während Biomasse als Energieträger im Verkehr (insbesondere für die internationale Luft- und Schifffahrt) und zur Erzeugung von Prozesswärme teils in erheblichem Umfang eingesetzt wird. [25]

Eine Alternative zur direkten stofflichen Nutzung von Biomasse ist die Verwendung von **CO_2 aus Bioenergieanlagen** für CCU (Bioenergy with Carbon Capture and Utilization, BECCU). Etwa zwei Millionen Tonnen CO_2 werden weltweit derzeit aus BECC-Anlagen abgeschieden. [30] Die Kosten der CO_2-Abscheidung sind abhängig vom Verfahren zur Nutzung der Biomasse sowie von lokalen Gegebenheiten, aber wesentlich niedriger als bei der Abscheidung von CO_2 aus der Atmosphäre. [25]

- In einigen Klimaneutralitätsszenarien wird Biomasse in großem Umfang zur Erzeugung von **Hochtemperatur-Prozesswärme in der Industrie** eingesetzt. [10] Hier bietet sich eine CO_2-Abscheidung an, da relativ große Mengen an CO_2 anfallen. Zudem werden die Industriestandorte gegebenenfalls ohnehin an eine CO_2-Transportinfrastruktur angebunden sein. Auch können vor Ort Nutzungsmöglichkeiten für das CO_2 bestehen.
- Technisch gut geeignet für die CO_2-Abscheidung sind auch **Biogasanlagen**, da die Konzentration von CO_2 im Biogas mit 25 bis 45 Prozent [31] wesentlich höher ist als in Verbrennungsabgasen. Bei Anlagen mit Einspeisung von Biomethan ins Erdgasnetz muss das CO_2 bei der Aufbereitung des Biomethans ohnehin abgeschieden werden. Fraglich ist jedoch die Wirtschaftlichkeit dieser CO_2-Quelle: Die pro Biogasanlage anfallenden CO_2-Mengen sind relativ gering. Die Anbindung an eine CO_2-Pipeline wäre aufgrund der Standorte in ländlichen Regionen in vielen Fällen voraussichtlich zu aufwändig. Inwieweit LKW-Transport eine wirtschaftliche Option darstellt, wäre zu prüfen. Auch ist unklar, inwieweit Biomethan im zukünftigen Energiesystem eine Rolle spielen wird.
- Eine weitere Option sind **Bioethanolanlagen**, bei denen CO_2 in hoher Reinheit anfällt. Über neunzig Prozent der weltweit in Betrieb befindlichen BECC-Anlagen sind Bioethanolanlagen. [30]

Die direkte **Abscheidung von CO_2 aus der Atmosphäre mit DACC-Anlagen** ist die heute bei weitem teuerste und energieaufwändigste Option der CO_2-Gewinnung. Dies liegt vor allem am niedrigen CO_2-Gehalt der Luft, aber auch am noch niedrigen technologischen Entwicklungsstand und den bisher realisierten Größen der

Abscheideanalagen: Um einen Kubikmeter CO_2 zu gewinnen, müssen mindestens 2.500 Kubikmeter Luft „gefiltert“ werden. Bisher gibt es weltweit nur 27 DACC-Anlagen, die zusammen weniger als 0,1 Millionen Tonnen CO_2 pro Jahr filtern. 130 DACC-Anlagen befinden sich derzeit in der Planung, davon jedoch nur 15 in einem fortgeschrittenen Entwicklungsstadium. [32] Die Abscheidekosten liegen nach Angaben von Unternehmensvertreter*innen heute bei 600 bis 900 Euro pro Tonne CO_2. Von ESYS befragte Fachleute hoffen, dass diese durch Weiterentwicklung und Skalierung der Technologie bis zum Jahr 2050 auf 150 bis 200 Euro pro Tonne reduziert werden können. Kostenprojektionen weisen aber auf hohe Unsicherheiten bei der langfristigen Entwicklung der Kosten hin. [33; 34] Angesichts des hohen Energiebedarfs halten es die von ESYS befragten Fachleute für eher unwahrscheinlich, dass CCU mit atmosphärischem CO_2 bis 2050 in Deutschland zum Einsatz kommt. Bei DACC-Verfahren, die Wärme auf niedrigen Temperaturniveaus als Energiequelle nutzen, könnte allerdings ein Teil des Energiebedarfs mit Abwärme gedeckt werden. Die verschiedenen DACC-Verfahren unterscheiden sich hinsichtlich der benötigten Temperatur sowie des Verhältnisses aus Strom und Wärmebedarf.

3.3 Wie kann Kohlenstoff im Kreislauf geführt werden?

Die Kreislaufführung von Kohlenstoff kann den Bedarf an „frischem“ Kohlenstoff (aus fossilen Rohstoffen, Biomasse oder atmosphärischem CO_2) für die Produktion von HVC reduzieren. Heute kommt fast ausschließlich **mechanisches Recycling** zum Einsatz, wobei sortierte Kunststoffabfälle eingeschmolzen und zu neuen Produkten verarbeitet werden: Im Jahr 2021 wurden in Deutschland etwa 35 Prozent aller gesammelten Kunststoffabfälle stofflich verwertet, davon wurden 34,6 Prozent mechanisch recycelt. [35] Hochwertige Rezyklate lassen sich heute allerdings nur aus sortenreinen Abfallströmen mit geringen Verunreinigungen gewinnen. Zudem können die Kunststoffe bisher noch nicht beliebig lange im Kreislauf gehalten werden, da mit jedem Recyclingvorgang die Polymerketten beschädigt werden.

Neben mechanischem Recycling gibt es verschiedene **chemische Recyclingverfahren**, bei denen Kunststoffabfälle in ihre chemischen Grundbestandteile zerlegt werden. Je nach Verfahren werden die Kunststoffe mehr oder weniger stark aufgespalten, in Polymere, Monomere, oder (bei der Gasifizierung) in wasserstoff- und kohlenmonoxidhaltiges Synthesegas. [2]

Die **Kosten** von Recyclingverfahren unterscheiden sich in Abhängigkeit des genutzten Verfahrens und des recycelten Produkts stark. [36] Chemische Recyclingverfahren befinden sich zudem noch in der Entwicklung, sodass eine Kostenabschätzung oft nicht oder nur ungenau möglich ist.

Die Erhöhung der Recyclingquote ist auch deshalb wichtig, weil der **Energiebedarf** dafür häufig wesentlich geringer ist als für die Produktion aus primären Rohstoffen wie Erdöl oder Biomasse. So wird der überwiegende Anteil der produktionsbedingten THG-Emissionen der Grundstoffchemie durch den hohen Energiebedarf des Steamcrackings von Naphtha verursacht, welches Temperaturen von etwa 800 Grad Celsius benötigt. [14] Die chemischen Recyclingverfahren haben einen höheren Energiebedarf als mechanisches Recycling, stellen aber niedrigere Ansprüche an die Qualität des zu recycelnden Materials. Grundsätzlich gilt: Je niedriger der Energiebedarf des Verfahrens, desto höher die Anforderungen an die Sortenreinheit der Abfälle und desto niedriger die Toleranz gegenüber Verunreinigungen. [2]

Szenariostudien für ein klimaneutrales Deutschland gehen davon aus, dass durch eine Steigerung der Recyclingquote bei Kunststoffen der Bedarf an Primärproduktion von HVC abnimmt. [27] Während heute mehr als die Hälfte des Plastikabfalls in Müllheizkraftwerken verbrannt wird, wird beispielsweise in einem Szenario des Forschungszentrums Jülich angenommen, dass im Jahr 2045 40 Prozent des in Deutschland anfallenden Plastikabfalls mechanisch und 60 Prozent chemisch recycelt werden. [15] Die DECHEMA e.V.

geht davon aus, dass im Jahr 2045 theoretisch 2,3 Millionen Tonnen Kunststoffabfälle in Deutschland chemisch recycelt werden könnten. Dies entspricht 26 Prozent der heutigen Kunststoffproduktion beziehungsweise 38 Prozent der heute gesammelten Kunststoffabfälle. Dabei ist davon auszugehen, dass zukünftig mehr Kunststoffabfälle separat gesammelt werden. [7] Ansätze der Circular Economy, die bei den Verbraucher*innen ansetzen und darauf abzielen, die Nachfrage nach Kunststoffprodukten zu reduzieren, spielen in den Szenarien hingegen kaum eine Rolle. Dazu gehören unter anderem eine längere und intensivere Nutzung von Produkten, etwa durch höhere Qualität, Reparierbarkeit und Service- oder Leistungsmodelle (Sharing). [27]

Trotz des zunehmenden Recyclings weisen Szenarien auch im Jahr 2045 noch einen substanziellen Bedarf an Feedstocks aus Primärproduktion aus. So könnte Schätzungen zufolge der Bedarf der Chemieindustrie an frisch zugeführtem Kohlenstoff durch die vollständige Mobilisierung der Recyclingpotenziale nur um knapp ein Viertel auf jährlich 8,8 Millionen Tonnen reduziert werden. [2] Das liegt unter anderem daran, dass 62 Prozent der Chemieprodukte exportiert werden und somit dem deutschen Recyclingsystem nicht zur Verfügung stehen. [2] Andererseits werden kohlenstoffhaltige Produkte wie Fahrzeuge, Elektrogeräte und Spielwaren in großem Umfang importiert. Ein Überblick über die grenzüberschreitenden Kohlenstoffströme wäre nicht zuletzt im Hinblick auf die Recyclingpotenziale hilfreich (siehe Exkurs: Kohlenstoffströme in Klimaneutralitätsszenarien).

Ist weder mechanisches noch chemisches Recycling möglich, kann bei der **Abfallverbrennung das CO_2 abgeschieden** und mit CCU zu neuen Produkten verarbeitet werden. Da eine vollständige Abscheidung des CO_2 in der Regel nicht möglich ist, kann der Kohlenstoffkreislauf in der Praxis nicht komplett geschlossen werden. CCU erfordert in der Regel mehr Energie als mechanisches und chemisches Recycling. [2] Der Kohlenstoff in Abfällen, die in der Müllverbrennung landen, ist derzeit etwa je zur Hälfte biogenen und fossilen Ursprungs. Durch die zunehmende Nutzung von Biomasse und biogenem/atmosphärischem CO_2 für die Herstellung von Produkten wird zukünftig der Anteil nicht-fossilen Kohlenstoffs in Abfallströmen steigen.

Bei Verbrauchsprodukten, die nicht in der Abfallverbrennung landen, unterscheiden sich die Möglichkeiten, ob und wie der Kohlenstoff wiedergewonnen werden kann. Während zum Beispiel bei Waschmitteln eine Wiedergewinnung in Kläranlagen möglich ist, besteht bei der dezentralen Verbrennung synthetischer Kraftstoffe kaum die Möglichkeit, das daraus entstehende CO_2 aufzufangen. Eine Kreislaufführung des Kohlenstoffs ist somit nicht möglich und das CO_2 gelangt in der Regel nach kurzer Zeit wieder in die Atmosphäre.

4 Potenzieller Beitrag von CCU zu einer klimaneutralen Wirtschaft

4.1 Wieviel CCU ist möglich, nötig und sinnvoll?

Bisher wird CO_2 nur in **Ausnahmefällen** als Feedstock eingesetzt: 44 Millionen Tonnen Kohlenstoff aus CO_2 werden weltweit pro Jahr für die Harnstoffproduktion eingesetzt. Etwa 0,2 Millionen Tonnen Kohlenstoff aus CO_2 werden für weitere Chemikalien (insbesondere Salicylsäure, Methanol und zyklische Carbonatester) verarbeitet. Zusätzlich werden 0,07 Millionen Tonnen Kohlenstoff aus CO_2 direkt für Kunststoffprodukte eingesetzt. [8] Die insgesamt pro Jahr global verwendeten 44,27 Millionen Tonnen Kohlenstoff aus CO_2 entsprechen etwa 161 Millionen Tonnen CO_2. Auch in Deutschland wurde CO_2 bisher nur in wenigen Projekten als Feedstock eingesetzt. Die Entwicklung großskaliger CCU-Prozesse für die Erzeugung kohlenstoffhaltiger Produkte (abgesehen von der Harnstoffproduktion) steht damit noch am Anfang. Die von DECHEMA e.V. für ESYS durchgeführte Studie gibt weitere Einblicke in CCU-Technologien. [7]

Die **begrenzte Marktdurchdringung** von CCU hat in erster Linie wirtschaftliche Gründe: CCU ist angesichts hoher Kosten derzeit kaum konkurrenzfähig und auch die zukünftige Wirtschaftlichkeit ist ungewiss. Limitierende Faktoren sind:

- **Fossile Kohlenstoffquellen** sind (noch) kostengünstig verfügbar und die derzeitigen regulatorischen Rahmenbedingungen setzen kaum Anreize für Unternehmen für den Phase-Out fossiler Feedstocks (siehe Kapitel 4.5).
- Die Kosten von CCU hängen stark von den Kosten der genutzten Energie ab. Voraussichtlich wesentlich günstiger könnten daher die bereits fertigen Feedstocks und E-Fuels direkt **aus Ländern mit höheren Windenergie- und Solarpotenzialen importiert** werden (siehe Exkurs: Wirtschaftliche Bedeutung und Klimabilanz der chemisch-pharmazeutischen Industrie in Deutschland).
- CCU erfordert eine **Transportinfrastruktur**. Derzeit bestehen keine CO_2-Netze in Deutschland. Wie ein rascher und effizienter Aufbau dieser Infrastruktur gelingen kann, ist noch Gegenstand von Diskussionen.
- Ein Ausbau von CCU in Deutschland würde mit einem hohen zusätzlichen Ausbaubedarf an Windenergie und Photovoltaik für die Erzeugung grünen Wasserstoffs einhergehen. Daher ist das Potenzial für CCU in Deutschland auch durch die **Flächenverfügbarkeit für Erneuerbare-Energie-Anlagen** begrenzt – sofern man nicht davon ausgeht, dass der für CCU notwendige Wasserstoff importiert wird. Wenn aufgrund des begrenzten Flächenpotenzials ohnehin Energie importiert werden muss, ist es voraussichtlich kostengünstiger und einfacher, die fertigen Feedstocks und E-Fuels zu importieren, als Wasserstoff zu importieren und diesen in Deutschland mit CCU weiterzuverarbeiten. Allerdings könnte CCU in Deutschland die Importabhängigkeit verringern und so zur Versorgungssicherheit beitragen. Diese Resilienzaspekte sind gegen die wirtschaftlichen Argumente abzuwägen.

Aufgrund des hohen Energiebedarfs und der hohen Kosten sehen die von ESYS interviewten Fachleute CCU als eine **nachrangige Option** gegenüber dem weiteren Ausbau des mechanischen und chemischen Recyclings und der stofflichen Nutzung von Biomasse an (siehe Kapitel 3.2 und 3.3). Zudem würde ein geringerer Bedarf an kohlenstoffhaltigen Gütern, zum Beispiel durch Anstrengungen zur Reduktion kurzlebiger Konsumprodukte und zur Verlängerung der Nutzungsdauer von Produkten (etwa durch Reparierbarkeit) helfen, die benötigten Kapazitäten an CCU und die mit dessen Ausbau einhergehenden Herausforderungen zu begrenzen.

Nach Einschätzung der meisten von ESYS befragten Fachleute können **bis 2045 CCU-Kapazitäten nur in begrenztem Umfang aufgebaut werden**. Somit wird es kaum möglich sein, zusätzlich zu Feedstocks für die Chemieindustrie und Kraftstoffen für Teile der Luft- und Schifffahrt weitere CCU-Produkte zur Verfügung zu stellen. Für weite Teile des Verkehrssektors sind mit CCU erzeugte synthetische Kraftstoffe daher eine kaum realistische Alternative zur Elektrifizierung.

Die parallel zu diesem Impuls erstellte **Studie der DECHEMA e.V.** [7] verdeutlicht, dass der Bedarf an CO_2 für die chemische Grundstoffindustrie sehr stark davon abhängt, wie viel Biomasse für die Nutzung als Feedstock zur Verfügung steht. In Deutschland können mobilisierbares Biomassepotenzial und chemisches Recycling in den Szenarien der DECHEMA e.V. den Kohlenstoffbedarf der Grundstoffindustrie alleine nicht decken, sodass CCU oder Biomasseimporte erforderlich sind. Ob und in welchem Umfang Biomasse aus anderen europäischen Ländern für die chemische Grundstoffindustrie in Deutschland importiert werden kann, wäre genauer zu analysieren. Zum einen ist die Frage, inwieweit Potenziale an ungenutzter Rest- und Abfallbiomasse erschlossen werden können. Zum anderen ist insbesondere bei Abfall- und Reststoffen gegebenenfalls eine lokale Nutzung sinnvoller, sodass die räumliche Verteilung der mobilisierbaren Biomassepotenziale und der Bedarfe gegenübergestellt werden müsste. Zudem ist der Kohlenstoffbedarf außerhalb der chemischen Grundstoffindustrie, insbesondere für klimaneutrale Kraftstoffe im Luft- und Seeverkehr, in der Studie von DECHEMA e.V. nicht berücksichtigt. Zur Deckung dieser Bedarfe kommen ebenfalls Biomasse oder CO_2 als Kohlenstoffquelle in Frage, sodass hier eine Nutzungskonkurrenz um Biomasse besteht. Insgesamt bestehen hohe Unsicherheiten, wie viel Biomasse für die chemische Grundstoffindustrie in Deutschland genutzt werden kann.

Szenariostudien für ein klimaneutrales Deutschland zeigen, dass neben klimaneutralen Feedstocks für die Chemieindustrie auch weiterhin in erheblichem Umfang kohlenstoffhaltige Energieträger notwendig sein werden, vor allem im Luft- und Seeverkehr und für die Bereitstellung von Prozesswärme in der Industrie. In welchen dieser Bereiche der Großteil der Biomasse eingesetzt wird, unterscheidet sich in den Szenarien. Insgesamt reicht die verfügbare Biomasse aber nicht aus, um den gesamten Bedarf an kohlenstoffhaltigen Energieträgern und Feedstocks zu decken. Daher ist neben Recycling und der stofflichen Nutzung von Biomasse langfristig CO_2 als Kohlenstoffquelle erforderlich. [27]

Die Studien unterscheiden sich zudem in der Frage, inwieweit treibhausgasneutrale Feedstocks mit chemischem Recycling oder aus abgeschiedenem CO_2 in Deutschland hergestellt oder importiert werden. Die inländische Herstellung von Feedstocks beschränkt sich in einigen Szenarien im Wesentlichen auf die Gewinnung von Sekundärrohstoffen, zum Beispiel Pyrolyseöl aus dem chemischen Recycling von Kunststoffabfällen (Pyrolyse, Gasifizierung) [11] und auf die Erzeugung von Methanol mit in Bioenergieanlagen abgeschiedenem CO_2. [12] Der Import von grünem Naphtha und Methanol, die mit atmosphärischem CO_2 hergestellt werden, deckt in diesen Szenarien einen großen Teil des Feedstock-Bedarfs. In anderen Szenarien wird eine substanzielle Produktion von grünen Feedstocks in Deutschland angenommen, was zu einem erheblichen Bedarf an CCU führt. So wird in den Langfristszenarien des BMWK im Jahr 2045 nahezu das gesamte CO_2 aus Zement- und Kalkwerken sowie aus der Müllverbrennung (insgesamt 30 Millionen Tonnen) zur Herstellung von Methanol und HVC benötigt. [37]

Ein Vergleich von zwei aktuellen Szenariostudien [38, 39], die beide einen starken Fokus auf den Industriesektor legen, verdeutlicht, dass sich die jeweils zugrundeliegenden Gesamtstrategien des Kohlenstoffmanagements unterscheiden. Im Modul zum Industriesektor der BMWK-Langfristszenarien [38] liegt der Fokus auf der Bereitstellung des Kohlenstoffs. Ein Großteil des CO_2 aus Zement- und Kalkwerken sowie Müllverbrennungsanlagen wird für CCU in Deutschland genutzt, um Olefine und Aromaten für die

Chemieindustrie herzustellen. Da hier in großem Umfang fossiles/mineralisches CO_2 zur Herstellung kurzlebiger Produkte genutzt wird, ist die Klimabilanz genauer zu betrachten (siehe Kapitel 4.2). Sofern es nicht gelingt, den Kohlenstoff durch Recycling dauerhaft im Kreislauf zu halten, muss dies durch negative Emissionen ausgeglichen werden – zusätzlich zu den negativen Emissionen, die ohnehin für den Ausgleich von Restemissionen zum Beispiel aus der Landwirtschaft erforderlich sind. In der Studie der Agora Think Tanks [39] hingegen wird fossiles/mineralisches CO_2 aus Zementwerken, Kalkwerken und Müllverbrennungsanlagen mit CCS dauerhaft gespeichert. Feedstocks für die Chemieindustrie werden durch Biomasse und chemisches Recycling von Kunststoffabfällen und importiertes Methanol bereitgestellt. Durch die Erzeugung von Kunststoffprodukten aus Biomasse in Kombination mit CCS am Ende der Lebensdauer dieser Produkte in der Müllverbrennung entstehen in der Gesamtkette negative Emissionen. Diese werden genutzt, um Restemissionen aus der Landwirtschaft auszugleichen. CCU kommt in dem Agora-Szenario aufgrund des hohen Energiebedarfs kaum zum Einsatz.

Trotz der beschriebenen Unterschiede stimmen die Szenariostudien in einigen Punkten überein: Bis 2030 spielt CCU keine Rolle. Atmosphärisches CO_2 wird in den Szenarien für die Herstellung von Feedstocks in Deutschland aufgrund der begrenzten Potenziale an erneuerbaren Energien und der günstigeren Importmöglichkeiten durchweg nicht eingesetzt. Neben den Feedstocks für die Chemieindustrie kommen mittels CCU hergestellte Kohlenwasserstoffe in den analysierten Szenarien auch als Kraftstoffe zum Einsatz, vor allem für den Luft- und Seeverkehr. [27] Sie werden überwiegend (zu 80 bis 100 Prozent) importiert. [27]

Bisherige Szenariostudien für ein klimaneutrales Deutschland berücksichtigen CCU zwar in den Modellrechnungen, bei der Diskussion der Ergebnisse wird dem Thema aber meist relativ wenig Raum eingeräumt (siehe Exkurs: Kohlenstoffströme in Klimaneutralitätsszenarien). Daher ist es nicht einfach, die Ursachen für die recht unterschiedlichen Ergebnisse zu analysieren. Hinsichtlich der Rolle von CCU für die Transformation zur Klimaneutralität besteht somit noch **Forschungsbedarf**. Hilfreich wären vor allem Szenarioanalysen, die die Auswirkungen verschiedener Parameter auf den Bedarf an CCU systematisch untersuchen. Unter anderem sind folgende Zusammenhänge relevant:

- Wie wird sich der **gesamte Kohlenstoffbedarf** der chemischen Industrie in Deutschland durch neue Konsummuster sowie die Umsetzung von mechanischem Recycling und anderen Ansätzen der Kreislaufwirtschaft verändern (siehe Kapitel 2.2)?
- Werden sich chemische Wertschöpfungsprozesse verlagern? Wie stark werden **kohlenstoffhaltige Feedstocks importiert** (siehe Kapitel 2.2)?
- Inwieweit kann **Biomasse** als Feedstock genutzt werden? Hier sind Konkurrenzen mit der energetischen Nutzung und Zusammenhänge mit dem Ernährungssystem zu berücksichtigen. Beispielsweise würde bei einer stärker pflanzlich basierten Ernährung mehr Biomasse für die stoffliche Nutzung zur Verfügung stehen, ohne die Flächen für den Biomasseanbau zu erhöhen.
- Inwieweit kann **chemisches Recycling** den Kohlenstoffbedarf der chemischen Industrie decken?
- Wird die langfristige **Weiternutzung von fossilen Rohstoffen** in Kombination mit CCS (zum Beispiel die Herstellung von Kunststoffen aus Erdöl mit CCS bei der Abfallverbrennung) in Betracht gezogen?
- Gesamtstrategie des **Kohlenstoffmanagements**: Wie werden negative Emissionen erreicht?

Exkurs: Kohlenstoffströme in Klimaneutralitätsszenarien

Szenariostudien, die Transformationspfade zur Klimaneutralität untersuchen, haben häufig einen Fokus auf das Energiesystem. Die Chemieindustrie ist in vielen Energiesystemmodellen weniger detailliert abgebildet, häufig wird ihr Transformationspfad anhand einzelner exemplarischer Produkte dargestellt. Da diese sich zwischen den Studien unterscheiden, sind die Ergebnisse schwer vergleichbar. [27] Der Analyse und Darstellung der Kohlenstoffströme ist zudem relativ wenig Raum gewidmet. Daher sind die komplexen Kohlenstoffströme der Chemieindustrie mit ihren zahlreichen Produkten und Zwischenprodukten in vielen Studien nur unvollständig beschrieben und nicht im Detail nachvollziehbar. Besonders für den Vergleich von Szenarien, die unterschiedliche Schwerpunkte auf mechanisches und chemisches Recycling und die Nutzung von CO_2 legen, wäre eine detailliertere Abbildung der Prozessketten hilfreich. Es liegen zwar detaillierte Untersuchungen der Lebenszyklusbilanz einzelner Produkte oder Materialien wie zum Beispiel Kunststoffen vor [40; 41], in Studien zur Gesamttransformation Deutschlands oder Europas sind diese Aspekte aber noch nicht integriert.

Um die mögliche Rolle von CCU für die Transformation zur Klimaneutralität und insbesondere den Einfluss verschiedener CCU-Ansätze auf die Klimabilanz bewerten zu können, wären detailliertere Analysen und Darstellungen der Kohlenstoffströme in Energiesystemstudien hilfreich. Dies betrifft sowohl die Modellierung an sich als auch die textliche und grafische Darstellung in den Studien. Unklar ist beispielsweise zum Teil, ob bei importierten grünen Feedstocks die Kohlenstoffbindung im Ausland auf die deutsche Klimabilanz angerechnet wird. Bei Importen synthetischer Kraftstoffe und Feedstocks von außerhalb Europas ist teilweise nicht erkennbar, welche Kohlenstoffquellen zugrunde gelegt sind. CCU und CCS werden häufig zusammengefasst, wobei nicht klar ist, ob und unter welchen Bedingungen CCU in der Emissionsbilanz mit CCS gleichgesetzt wird. Auch fehlen häufig Angaben dazu, wie lange Kohlenstoff in den CCU-Produkten gebunden bleibt beziehungsweise über Recycling im Kreislauf gehalten wird, und wie sich die gebundene Kohlenstoffmenge im Produktbestand über die Zeit entwickelt. Eine Aufschlüsselung der Kohlenstoffströme über Ländergrenzen hinweg würde auch aufzeigen, inwieweit fossiles/mineralisches CO_2 über den Export kohlenstoffhaltiger Produkte aus Deutschland ins Ausland und dort gegebenenfalls in die Atmosphäre gelangt.

Im Hinblick auf eine stärkere Integration von Energiesystemmodellen und Stoffstrommodellen besteht insgesamt noch Forschungsbedarf. Dies könnte unter anderem helfen, die Systemintegration von DACC sowie stofflicher und energetischer Biomassenutzung detaillierter zu untersuchen. Für die Auswertung und Interpretation von Szenariostudien wäre die Entwicklung einer konsistenten, einheitlichen Darstellung der Ergebnisse zu Kohlenstoffströmen aus Modellen wertvoll.

4.2 Wie ist die Klimabilanz von CCU?

Die Nutzung von CO_2 als Rohstoff kann fossile Kohlenstoffquellen ersetzen und so unter bestimmten Bedingungen einen Beitrag zum Klimaschutz leisten. Die Klimawirkung von CCU hängt von mehreren Faktoren ab, die in Abbildung 5 dargestellt sind.

Abbildung 5: Einflussfaktoren auf die Klimawirkung von CCU. Quelle: Eigene Darstellung.

CCU kann in Abhängigkeit dieser Faktoren **Netto-Emissionen freisetzen** (dabei aber gegebenenfalls trotzdem Emissionen gegenüber der konventionellen Prozessroute einsparen), **netto-CO_2-neutral** sein oder **netto-negative Emissionen** ermöglichen. Insbesondere wenn fossiles/mineralisches CO_2 genutzt wird, ist CCU in der Regel in der Gesamtbilanz nicht klimaneutral, sondern verzögert nur die Freisetzung des CO_2 um die Produktlebensdauer. In einem klimaneutralen Gesamtsystem kann CCU mit fossilem/mineralischem CO_2 daher nur dann zum Einsatz kommen, wenn das CO_2 dauerhaft aus der Atmosphäre ferngehalten wird (durch Verwendung in Produkten mit sehr langer Lebensdauer, durch einen geschlossenen und dauerhaften Recycling-Kreislauf oder durch CCS am Ende der Lebensdauer) oder wenn emittiertes CO_2 an anderer Stelle durch negative Emissionen (zum Beispiel mit DACCS) ausgeglichen wird.

Abbildung 6 stellt unterschiedliche CCU-Prozesspfade und -Anwendungsbeispiele und ihren Klimaschutzbeitrag schematisch nach Kohlenstoffquelle, Bindungsdauer und längerfristigem Verbleib des genutzten CO_2 dar.

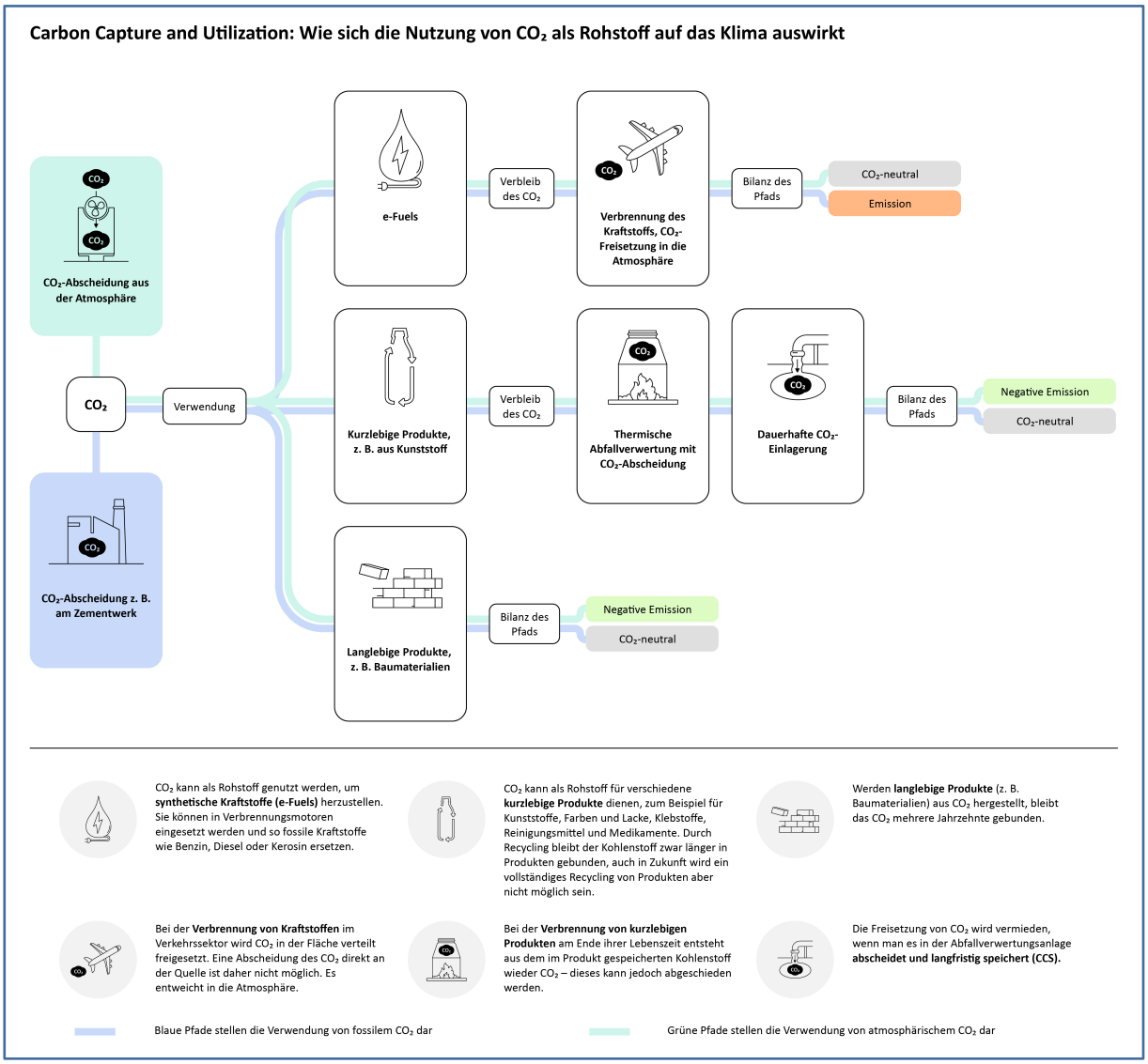


Abbildung 6: CO_2-Bilanz exemplarischer CCU-Pfade. Die Abbildung bewertet lediglich Quelle, Bindungsdauer und Verbleib des CO_2. Pfade mit biogenem CO_2 sind nicht abgebildet, ihre Bilanz entspricht der von atmosphärischem CO_2. Systemische Aspekte wie Menge und Quelle der benötigten Energie für den CCU-Prozess, THG-Emissionen für die Errichtung der Anlagentechnik und der Infrastruktur, sowie substituierte Produkte und Produktionsprozesse sind nicht dargestellt (siehe auch Abbildung 5). Zudem geht die Darstellung von einer vollständigen Abscheidung des CO_2 aus. In der Praxis sind die hier dargestellten potenziell CO_2-neutralen Pfade mit Restemissionen verbunden. Quelle: Energiesysteme der Zukunft (ESYS); Illustration by Figures GmbH.

Selbst eine theoretisch denkbare vollständige Kreislaufführung und ständige Wiedernutzung von fossilem/mineralischem CO_2 ist keine langfristige Möglichkeit, fossile Ressourcen kontinuierlich und dauerhaft weiter zu nutzen: Wenn ständig zusätzliches CO_2 in den Kreislauf eingebracht wird, müsste der Bestand an Produkten immer weiter zunehmen, um das zusätzliche CO_2 zu binden. Für eine langfristig CO_2-neutrale Bilanz muss letztlich allem CO_2, das aus fossilen/mineralischen Rohstoffen neu entsteht und in den Kohlenstoffkreislauf eingebracht wird, am Ende der Produktnutzung eine **Entnahme und dauerhafte Speicherung von CO_2** gegenüberstehen. CCU ist daher eine Ergänzung, aber keine Alternative zu CCS.

4.3 Welche Rolle könnte fossiles/mineralisches CO_2 zukünftig spielen?

CCU mit CO_2 aus fossilen/mineralischen Quellen ist also in vielen Fällen nicht klimaneutral. Dennoch kann es für eine **Übergangszeit** sinnvoll sein, denn die Nutzung von CO_2 als Kohlenstoffquelle ersetzt fossilen

Kohlenstoff und kann dadurch Emissionen einsparen. Zudem könnte die Nutzung von schwer vermeidbarem CO_2, beispielsweise aus Zementwerken und Müllverbrennungsanlagen, den Markthochlauf von CCU vereinfachen, da dort CO_2 in großen Mengen anfällt und die Werke voraussichtlich ohnehin an eine CO_2-Transportinfrastruktur angeschlossen werden.

Ob mittelfristig ausreichend **klimaneutrale Alternativen** verfügbar sein werden, ist noch unklar: In welchem Umfang und zu welchen Kosten biogenes CO_2 verfügbar ist, sollte im Detail analysiert werden. Biomasse wird heute großenteils in kleinen dezentralen Anlagen verarbeitet, bei denen Abscheidung und Transport des CO_2 voraussichtlich höhere Kosten verursachen als bei Zementwerken oder Müllverbrennungsanlagen. Nach Aussage der von ESYS interviewten Industrievertreter*innen ist die Beschaffung von biogenem CO_2 eine Hürde für CCU-Projekte. Sicher ist, dass atmosphärisches CO_2 zunächst nur in geringem Umfang und zu sehr hohen Kosten verfügbar sein und daher zumindest mittelfristig keine nennenswerte Rolle als Kohlenstoffquelle für CCU spielen wird.

Nach Einschätzung von Fachleuten ist nicht damit zu rechnen, dass CCU vor 2030 in nennenswertem Umfang realisiert werden kann; bis 2045 (in Deutschland) beziehungsweise 2050 (in der EU) müssten die Produktionsprozesse bereits auf biogenes oder atmosphärisches CO_2 umgestellt sein oder eine dauerhafte Speicherung des CO_2 (in langlebigen Produkten oder mittels CCS am Ende der Produktlebensdauer) sichergestellt werden. Das bestehende **Zeitfenster von lediglich 15 bis 20 Jahren** macht Investitionen in **Übergangslösungen mit fossilem/mineralischen CO_2** unattraktiv, wenn nicht sicher ist, dass die spätere Umstellung der CCU-Anlagen auf atmosphärisches/biogenes CO_2 beziehungsweise die Umstellung der CO_2-produzierenden Anlagen (beispielsweise Zementwerk, Müllverbrennungsanlage) auf CCS zu akzeptablen Kosten möglich ist. Bei CCU-Produkten wie synthetischen Kraftstoffen für den Flugverkehr, bei deren Verbrennung CCS nicht möglich ist, müsste die Verwendung fossilen/mineralischen CO_2 langfristig durch negative Emissionen ausgeglichen werden.

Grundsätzlich gilt es, primär Maßnahmen zu ergreifen, die die Entstehung von CO_2 vermeiden. CCU mit fossilem/mineralischem CO_2 darf nicht zu **Lock-in-Effekten** führen. Dies wäre der Fall, wenn die Verwendung dieses CO_2 dazu führt, dass der Einsatz fossiler/mineralischer Rohstoffe wirtschaftlicher und dadurch aufrechterhalten wird. Mit den Regelungen in der RED II für die Herstellung von als erneuerbar anerkannten synthetischen Kraftstoffen (sogenannten Renewable Fuels of non-biological Origin, RFNBO) tragen die europäischen Gesetzgeber dem Rechnung (siehe Kapitel 5.1).

Langfristig ist eine Nutzung von fossilem/mineralischem CO_2 nur **in Kombination mit CCS oder CDR** möglich: Im klimaneutralen System muss jeder Eintrag von fossilem/mineralischem CO_2 durch die Entnahme und dauerhafte Speicherung von CO_2 in gleicher Höhe ausgeglichen werden. Je mehr fossiles/mineralisches CO_2 zum Beispiel für die Herstellung von Kunststoffen oder Kerosin genutzt wird, desto mehr CCS und/oder CDR ist im Gesamtsystem erforderlich. Dabei ist unwesentlich, ob fossiles/mineralisches, biogenes oder atmosphärisches CO_2 geologisch gespeichert wird, solange die Gesamtbilanz ausgeglichen ist. Verschiedene mögliche Szenarien sollten bezüglich Energieaufwand, Kosten und Infrastrukturbedarf verglichen werden. Auch die Risiken und Umweltauswirkungen der geologischen Speicherung von CO_2 sind zu berücksichtigen. Wissenschaftliche Untersuchungen zu diesen Aspekten liegen vor [42], letztendlich ist die Abwägung aber eine gesellschaftlich-politische Entscheidung.

4.4 Wie hängen CCU und CCS zusammen?

CCU und CCS haben in einer klimaneutralen Wirtschaft **unterschiedliche Funktionen**. CCS zielt darauf ab, CO_2 dauerhaft aus der Atmosphäre fernzuhalten oder zu entfernen. CCU dient in erster Linie dazu, eine

nicht-fossile Kohlenstoffquelle zu erschließen. Da CCU in vielen Fällen nicht zu einer dauerhaften Speicherung des CO_2 führt, sondern dessen Freisetzung lediglich um wenige Wochen bis Jahre verzögert, beruht der Klimaschutzbeitrag von CCU eher auf dem Ersatz fossiler Rohstoffe als auf der Speicherung von CO_2. CCU und CCS sind daher keine Alternativen zueinander, sondern ergänzen sich.

Mittelfristig ist zu erwarten, dass **schwer vermeidbares CO_2** aus fossilen/mineralischen Quellen wegen der geringeren Kosten eher gespeichert (CCS) als weiterverarbeitet (CCU) wird. CCU wird lediglich langfristig (nach 2030) für die Deckung des Kohlenstoffbedarfs der chemischen Industrie eine Rolle spielen. Nach Einschätzung der von ESYS befragten Fachleute wird CCU aufgrund des hohen Energiebedarfs für die Wasserstofferzeugung auch dauerhaft **teurer** bleiben als CCS.

Für den zeitnahen Markthochlauf kommt erschwerend hinzu, dass die derzeitigen Rahmenbedingungen für CCU mit kurzlebigen Produkten ungünstig sind: zum Beispiel ist es für ein Zementwerk rentabler, das CO_2 mit CCS zu entsorgen, da es im Europäischen Emissionshandelssystem (EU-ETS) dann nicht zertifikatspflichtig ist. Langfristig ist denkbar, dass es auch bei **atmosphärischem/biogenem CO_2** eine höhere Zahlungsbereitschaft für die langfristige Speicherung (BECCS, DACCS) und damit erzielte negative Emissionen geben wird als für die Nutzung des CO_2 als Kohlenstoffquelle. Dies wird von der regulatorischen Ausgestaltung der Anreize für negative Emissionen abhängen. In Szenariostudien für ein klimaneutrales Deutschland spielen BECCS und DACCS eine wichtige Rolle für den Ausgleich von Restemissionen. Darüber hinaus müssen nach 2045 netto-negative Emissionen erzielt werden. Für Unternehmen, die CO_2 weiterverarbeiten möchten, kann die **Verfügbarkeit von CO_2 am Markt** eine Hürde darstellen, wenn sich potenzielle CO_2-Lieferanten ausschließlich auf CCS einstellen und die Transportinfrastrukturen vorrangig mit Blick auf CCS entwickelt werden.

Soll der Markthochlauf von CCU ermöglicht werden, müssten die regulatorischen Rahmenbedingungen diesen potenziellen Verwertungskonflikt berücksichtigen und gegebenenfalls zugunsten von CCU gegensteuern. Für CCU werden also über den CO_2-Preis hinaus **regulatorische Anreize** erforderlich sein, wenn es sich gegenüber der weiteren Nutzung fossiler Kohlenstoffquellen in Verbindung mit CCS durchsetzen soll (siehe Kapitel 5.1).

Ob eine solche regulatorische Bevorzugung von CCU gegenüber CCS gewünscht ist, ist eine **gesellschaftliche und politische Abwägung** entlang der in Abbildung 7 dargestellten Faktoren. Eine umfassende multikriterielle Bewertung von Szenarien mit unterschiedlicher Gewichtung von CCU und CCS könnte eine wissenschaftliche Basis für die Entscheidungsfindung darstellen. Hier besteht noch **Forschungsbedarf**.

Abbildung 7: Faktoren für die Abwägung zwischen CCS und CCU. Quelle: Eigene Darstellung.

Da für Abscheidung und Transport des CO_2 die gleichen Technologien und Infrastrukturen erforderlich sind, ergeben sich bei einer späteren Umstellung von CCS auf CCU **Synergieeffekte**. Die erforderliche Transportinfrastruktur kann auch Auswirkungen auf die Abwägung zwischen CCS und CCU haben: So werden sich CO_2-Pipelines für den Transport zu geologischen Speicherstätten eher für große CO_2-Quellen lohnen. CCU hingegen könnte bei kleineren CO_2-Mengen geeigneter sein, vorausgesetzt das CO_2 kann in räumlicher Nähe verarbeitet werden.

In der Bevölkerung wurde CCS bisher eher skeptisch betrachtet, CCU hingegen ist noch wenig bekannt. In der **Kommunikation zum Kohlenstoffmanagement** sollten die unterschiedlichen Funktionen daher herausgestellt werden. CCU sollte nicht als Möglichkeit erscheinen, CO_2 fossilen/mineralischen Ursprungs „loszuwerden“, ohne auf CCS angewiesen zu sein. Denn, wie in Kapitel 4.2 erläutert, ist CCU mit fossilem/mineralischen CO_2 in den meisten Fällen nicht klimaneutral. Zudem sollte der hohe Energieaufwand für CCU deutlich gemacht werden. In keinem Fall sollte der Eindruck entstehen, die Produktion von fossilem/mineralischem CO_2 sei unproblematisch, da man es mit CCU für die Herstellung von Produkten nutzen könne.

5 Politisch-regulatorische Umsetzung: Markthochlauf für CCU ermöglichen, Klimaschutzbeitrag sicherstellen

5.1 Welche Rahmenbedingungen wären für CCU erforderlich?

Für den Hochlauf von CCU in Deutschland gibt es **zentrale strukturelle Erfordernisse**. Neben der Verfügbarkeit von kostengünstigen erneuerbaren Energien ist die Schaffung einer **CO_2-Infrastruktur** entscheidend (auch für CCS): Im Fokus der Diskussion ist derzeit der Aufbau dezidierter CO_2-Pipelines, wenngleich CO_2 auch per Schiff oder LKW transportiert werden kann. Eine offene Frage ist, wie CO_2-Pipelines finanziert werden – ein staatliches Engagement könnte wirtschaftliche Risiken für privatwirtschaftliche Akteure abfedern und unter Umständen notwendige Bedingung für den Hochlauf eines CO_2-Netzes sein. Unklar ist auch, welche Unternehmen Anschluss an eine künftige CO_2-Pipeline erhalten werden. Hier könnte die öffentliche Hand eine koordinierende Rolle einnehmen.

Daneben gibt es eine Reihe **regulatorischer Aspekte**, die den Hochlauf von CCU erschweren oder zusätzlich anreizen könnten. Generell bemängeln die von ESYS interviewten Fachleute, dass die Gesetzgebung angesichts einer Vielzahl auf CCU wirkender Regelungen (zum Beispiel EU-ETS, EU-ETS 2, RED II, Unionsrahmen für die Zertifizierung von CO_2-Entnahme (CRCF-Regulierung)) inkonsistent sei. Dies betrifft unter anderem die Frage, wie die **Klimabilanz** von CCU erfasst und bepreist wird, beispielsweise hinsichtlich des Zeitraums, über den CO_2 in einem Produkt gespeichert werden muss, damit es als permanent gebunden gilt (siehe Kapitel 5.2). Dies hat Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von CCU-Prozessen.

Nach Aussage einiger von ESYS interviewten Unternehmensvertreter*innen ist es erforderlich, dass **fossiles/mineralisches CO_2** für den Hochlauf von CCU zum Einsatz kommt. Eine offene Frage ist, wie ein sinnvoller Übergangszeitraum definiert werden kann. Um fossile Lock-Ins zu vermeiden, sollten frühzeitig klare Regelungen für den Einsatz von fossilem/mineralischem CO_2 festgelegt werden (siehe Kapitel 4.3). Die europäischen Gesetzgeber tragen dem in der RED II durch die Regelungen für RFNBO Rechnung: Für deren Herstellung kann CO_2 aus im EU-ETS zertifikatepflichtigen Anlagen verwendet werden, für welche Zertifikate eingereicht wurden. Dies ist allerdings zeitlich befristet bis 2035 (für CO_2 aus dem Stromsektor) beziehungsweise 2040 (für CO_2 aus anderen Sektoren). Wenn man davon ausgeht, dass CCU ab 2030 zur Verfügung steht, ergibt sich also ein Zeitfenster von 5 bis 10 Jahren. Nach Aussage der von ESYS befragten Unternehmensvertreter*innen kann diese in der RED II vorgesehene Übergangslösung nicht wirtschaftlich sinnvoll genutzt werden und trägt daher nicht zum Markthochlauf von CCU bei.

Market-Pull-Mechanismen könnten **weitere ökonomische Anreize** für den Einsatz von CCU schaffen, indem die Nachfrage nach bestimmten Produkten incentiviert wird. So setzen die Regelungen für klimaneutrale Treibstoffe im Flugverkehr (ReFuelEU Aviation) und der Schifffahrt (FuelEU Maritime) Anreize für Investitionen in CCU-Verfahren. Zusätzliche grüne Leitmärkte, zum Beispiel für klimaneutrale chemische Grundstoffe, könnten weitere Anreize für CCU schaffen. Da chemische Erzeugnisse selten direkt von der öffentlichen Hand nachgefragt werden, könnte die öffentliche Beschaffung jedoch nur bedingt die Nachfrage nach CCU-Produkten anreizen. Als wirkungsvoller könnten sich Mindestquoten für klimaneutrale Grundstoffe darstellen, die Inverkehrbringer dieser Stoffe erfüllen müssten. Dies könnte über die Ökodesign-Regulierung auf EU-Ebene verankert werden. [43] Werden grüne Leitmärkte für chemische Erzeugnisse installiert, ist zu klären, ob diese lediglich CCU-Produkte oder auch weitere klimaneutrale Produkte erfassen. Ein Design, das Anreize für alle klimaneutralen Produkte schafft und damit ein Level Playing Field herstellt, erscheint sinnhaft. Zudem könnten Fördermittel (CAPEX- und OPEX-basiert) First Mover im Aufbau von CCU-Kapazitäten in Deutschland unterstützen. Die von ESYS interviewten Fachleute

bewerteten die verschiedenen Möglichkeiten zur Schaffung ökonomischer Anreize unterschiedlich. Für die Bewertung der Instrumente besteht somit noch Diskussions- und Forschungsbedarf.

5.2 Wie kann die Klimabilanz von CCU regulatorisch erfasst und bepreist werden?

Um über regulatorische Rahmenbedingungen die richtigen wirtschaftlichen Anreize für die Transformation der Industrie zu setzen, muss die Klimabilanz einzelner CCU-Podukte und -Prozessketten erfasst und verifiziert werden. Dabei gilt es, **überbordenden technischen und administrativen Aufwand zu vermeiden**.

Derzeit besteht ein Stückwerk sektor- und produktspezifischer Regulierungen, unter anderem der EU-ETS, der geplante EU-ETS 2 und die Anforderungen an RFNBO und Recycled Carbon Fuels (RCF) nach RED II. Dadurch kommt es teilweise zu **Inkonsistenzen in der regulatorischen Behandlung der Klimabilanz**. So stellt das derzeitige Regelwerk die Herstellung von CCU-Produkten mit nicht-permanenter Kohlenstoffbindung aus fossilem/mineralischem CO_2 schlechter als die Herstellung von Produkten aus fossilen Rohstoffen. Denn das CO_2 ist in ersterem Fall im EU-ETS zertifikatspflichtig, anders als die Nutzung fossiler Feedstocks. Die angedachte Ausweitung des EU-ETS auf Müllverbrennungsanlagen könnte dem entgegenwirken. Hier müsste dann jedoch einer möglichen Doppelbepreisung vorgebeugt werden: Beispielsweise würde CO_2 aus einem Zementwerk, das zur Herstellung von CCU-Produkten mit nicht-permanenter Kohlenstoffbindung verwendet wird, welche später in der Müllverbrennung landen, jeweils am Zementwerk und an der Müllverbrennungsanlage bepreist. Das Beispiel zeigt, dass eine konsistente regulatorische Behandlung verschiedener CCU-Ansätze, sonstiger Ansätze des Kohlenstoffmanagements (CCS und CDR) sowie der Nutzung fossiler Feedstocks und kreislaufwirtschaftlicher Ansätze (zum Beispiel chemisches Recycling) anhand ihrer Klimabilanz alles andere als trivial ist.

Ein wichtiger Aspekt beim Erfassen der Klimabilanz ist die **Speicherdauer**. Hier gibt es im EU-Rahmen zwei verschiedene Ansätze:

- In der CRCF-Regulierung ist eine Speicherdauer von **35 Jahren** vorgesehen: Wird biogenes oder atmosphärisches CO_2 über diesen Zeitraum in einem Produkt gespeichert, können dafür negative Emissionen zertifiziert werden.
- Mit der Revision des EU-ETS im Jahr 2021 sind – neben CCS-Verfahren – auch CCU-Verfahren unter bestimmten Bedingungen von der Zertifikatspflicht befreit. Das CO_2 muss im Rahmen des EU-ETS jedoch „für einen Zeitraum von **mindestens einigen Jahrhunderten**“ gebunden sein. Diese Bedingung erfüllen gemäß Verordnung nur mineralische Carbonate, die in Bauprodukten verwendet werden. [44] Eine Kreislaufführung mit abgeschiedenem und wiederverwertetem CO_2 aus der Hochtemperaturverbrennung (zum Beispiel aus Müllverbrennungsanlagen) wird explizit ausgeschlossen. [45] Die permanente Speicherung in Produkten setzt der EU-ETS dabei mit der geologischen Speicherung gleich, das verarbeitete CO_2 ist also nicht zertifikatspflichtig. Nicht-permanent gespeichertes CO_2, beispielsweise bei Herstellung kurzlebiger CCU-Produkte, ist zertifikatspflichtig und wird damit einer sofortigen Emission des CO_2 gleichgesetzt.

Die Regelung im EU-ETS greift aus Sicht vieler von ESYS befragter Fachleute zu kurz. Denn wie zuvor dargestellt, könnten ein kontinuierliches Recycling kohlenstoffhaltiger Produkte oder CCS bei der thermischen Verwertung am Ende der Produktlebensdauer ebenfalls zu einer neutralen Klimabilanz führen. Es kommt also nicht so sehr auf das einzelne Produkt als vielmehr auf die **Kohlenstoffströme im Gesamtsystem** an. Eine differenziertere und konsistentere Bewertung und regulatorische Anerkennung der Klimawirkung in Abhängigkeit der Speicherdauer sollte Ziel der zukünftigen Regulatorik sein. Insofern ist zu

begrüßen, dass die EU im Rahmen der für 2026 geplanten Überprüfung des EU-ETS unter anderem Regeln für den Umgang mit CCU-Produkten mit nicht-permanenter Kohlenstoffbindung entwickeln will. [46]

Für die Erfassung der Klimabilanz ist neben der Speicherdauer zudem entscheidend, wie die **Herkunft des Kohlenstoffs** durch Wertschöpfungsketten und Produktlebenszyklen nachverfolgt werden kann. Die Nachverfolgung von CO_2 durch die komplexen Wertschöpfungsketten in der Chemieindustrie bis hin zum Lebensende der einzelnen CCU-Produkte mit möglicherweise anschließenden Recycling-Schritten ist aufwändig. Eine Herausforderung ist dabei, dass zunehmend gemischte Ströme aus fossilem/mineralischem und atmosphärischem/biogenem Kohlenstoff auftreten werden, zum Beispiel in der Abfallverbrennung (biogene Produkte, CCU-Produkte und Kunststoffe aus fossilen Rohstoffen) und in Anlagen der Chemieindustrie, die gemischte Feedstocks verarbeiten (zum Beispiel Steamcracker, Syngas-Anlagen). Herkunftsnachweise wären hier ein möglicher regulatorischer Ansatz. Aus Sicht der von ESYS befragten Fachleute ist daher langfristig ein Regulierungssystem auf EU-Ebene wünschenswert, bei dem nicht die Herkunft des Kohlenstoffs durch die gesamten Wertschöpfungsketten verfolgt werden muss.

Idealerweise sollte ein **einheitliches CO_2-Bepreisungssystem** das gesamte Kohlenstoffmanagement, also CCU, CCS und CDR, konsistent erfassen. Hierfür werden vor allem zwei Ansätze diskutiert, die beide einen „rein-raus-Ansatz“ bezogen auf das Gesamtsystem darstellen und daher keine Nachverfolgung des CO_2 durch die Prozessketten erfordern [4]:

- Ein „Upstream-Bepreisungssystem“, bei dem die Bepreisung statt an den Emissionen am Inverkehrbringen fossiler Rohstoffe ansetzt, wie heute im Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG). Bei der Vergütung von CO_2-Entnahmen müsste bei einem solchen Ansatz hinsichtlich der Bindungsddauer differenziert werden.
- Ein „geschlossenes Downstream-Bepreisungssystem“, das alle CO_2-Emissionen unabhängig von der Quelle des Kohlenstoffs bepreist und alle Entnahmen unabhängig von der Verwendung des CO_2 und der Bindungsdauer vergütet.

Beide Ansätze müssten im Detail weiterentwickelt und auf Konsistenz, administrativen Aufwand, Schnittstellen mit sonstigen relevanten Regelwerken und Wettbewerbseffekte geprüft werden. Auch der Umgang mit importierten beziehungsweise exportierten kohlenstoffhaltigen Produkten und damit zusammenhängenden möglichen Verlagerungen von Emissionen ins Ausland müsste geprüft werden.

6 Fazit

Viele kohlenstoffhaltige Erzeugnisse, die heute zu überwiegenden Teilen auf fossilen Rohstoffen basieren, werden auch in einer klimaneutralen Zukunft benötigt. Dafür braucht es klimaneutrale Kohlenstoffquellen. Schätzungen gehen davon aus, dass der künftige Kohlenstoffbedarf voraussichtlich nicht alleine durch Biomasse und Recycling gedeckt werden kann. Die Nutzung von CO_2 als Kohlenstoffquelle ist daher nach heutigem Wissen **ein notwendiger Baustein**, um Klimaneutralität zu erreichen.

Obwohl in Szenarien CCU erst zum Teil deutlich nach 2030 eine Rolle spielt, müssen die **Weichen dafür in den nächsten Jahren gestellt werden**: Viele der benötigten Technologien erfordern noch Forschung und Entwicklung, die Infrastrukturen für den Transport von CO_2 müssen aufgebaut und ein geeigneter regulatorischer Rahmen für den Markthochlauf muss geschaffen werden.

Überhöhte Erwartungen sollten an CCU nicht gerichtet werden: Die Verfügbarkeit des für den Großteil der CCU-Produkte benötigten Wasserstoffs und damit auch die Verfügbarkeit grünen Stroms für dessen Herstellung wird von Fachleuten mittelfristig als ein Flaschenhals für den Markthochlauf von CCU eingeschätzt. Aufgrund des hohen Energiebedarfs wird CCU voraussichtlich auch langfristig eine sehr teure Klimaschutzoption bleiben. Feedstocks für die Chemieindustrie und synthetische Kraftstoffe für den Luft- und Seeverkehr klimaneutral und in ausreichender Menge bereitzustellen, wird bereits eine große Herausforderung sein. Darüber hinaus wird es wenig Spielraum geben, große Mengen an mit CCU erzeugten Kohlenwasserstoffen für weitere Anwendungszwecke (etwa Kraftstoffe für den Straßenverkehr) bereitzustellen. Daher ist CCU keine Alternative dazu, den Bedarf an Kohlenwasserstoffen zu reduzieren, etwa durch den direkten Einsatz von Elekrizität, Recycling und eine sparsamere Verwendung kohlenstoffhaltiger Produkte.

Die **Klimawirkung** von CCU ist komplex: Sie ist abhängig von der eingesetzten CO_2-Quelle, der Lebensdauer des hergestellten Produkts, dem Verbleib des CO_2 am Ende der Produktlebensdauer, den Restemissionen durch unvollständige CO_2-Abscheidung, den THG-Emissionen (insbesondere durch Energieaufwand) bei der Herstellung des Produkts aus CO_2, den Emissionen durch die Errichtung der CCU-Anlagen und der Infrastruktur und den vermiedenen THG-Emissionen in der substituierten konventionellen Prozessroute. Durch den Ersatz fossiler Rohstoffe kann CCU zum Klimaschutz beitragen. Wenn CO_2 fossilen/mineralischen Ursprungs genutzt wird, ist es aber in der Regel nicht klimaneutral. Denn nur bei sehr langlebigen Gütern (zum Beispiel Baustoffen) wird das CO_2 über einen sehr langen Zeitraum gespeichert, sodass die Klimaschutzwirkung mit CCS vergleichbar ist. In den meisten Fällen verzögert CCU die Freisetzung des CO_2 jedoch nur um die Lebensdauer des Produkts von wenigen Tagen bis Jahren. Daher muss in aller Regel atmosphärisches/biogenes CO_2 als Kohlenstoffquelle eingesetzt werden, um einen klimaneutralen CCU-Prozess zu gewährleisten. Durch geschlossene Recyclingkreisläufe kann das CO_2 auch bei kurzlebigen Produkten über einen längeren Zeitraum aus der Atmosphäre ferngehalten werden. Bei der Nutzung von fossilem/mineralischem CO_2 müsste sichergestellt werden, dass das CO_2 am Ende der Produktlebensdauer (zum Beispiel bei der Abfallverbrennung) mit CCS abgeschieden und dauerhaft gespeichert wird, oder dass die Emissionen durch negative Emissionen (zum Beispiel DACCS) kompensiert werden. Um CCU bestmöglich für die Industrietransformation zu nutzen, muss die Klimawirkung verschiedener CCU-Anwendungen differenziert und konsistent bewertet und bepreist werden. Wie dies mit begrenztem administrativen Aufwand gelingen kann, ist eine offene Frage, die Wissenschaft und Politik dringend angehen sollten (siehe Spannungsfeld in Abbildung 8).

Unter den derzeitigen Rahmenbedingungen bestehen **wenig Anreize für Unternehmen**, CCU-Wertschöpfungsketten zu entwickeln. Damit der notwendige Markthochlauf von CCU rechtzeitig gelingt,

um die Klimaziele erreichen zu können, muss daher ein geeigneter regulatorischer Rahmen geschaffen werden. Dabei ist abzuwägen zwischen dem Risiko, durch zu hohe Anforderungen an die Klimabilanz den Einstieg in CCU unattraktiv zu machen und so die erforderliche Entwicklung auszubremsen und dem Risiko, CCU-Pfade zu fördern, die letztendlich nicht zur Klimaneutralität führen und schlimmstenfalls die Nutzung fossiler Rohstoffe verlängern (siehe Spannungsfeld in Abbildung 8). Spätestens 2045 (in Deutschland) beziehungsweise 2050 (in der EU) müssten die Prozesse auf atmosphärisches oder biogenes CO_2 umgestellt sein. Soll schwer vermeidbares CO_2 aus fossilen/mineralischen Quellen in einem klimaneutralen System weiterhin genutzt werden, muss sichergestellt sein, dass am Ende der Produktlebensdauer das CO_2 mit CCS abgeschieden wird (zum Beispiel bei der Müllverbrennung) oder dass die Emissionen durch negative Emissionen kompensiert werden. Für nicht-klimaneutrale Übergangslösungen besteht also nur ein **kurzes Zeitfenster**. Die Chancen und Risiken solcher Übergangslösungen sollten genauer analysiert werden. Dazu gehört auch eine Abwägung, in welchem Umfang eine Weiternutzung fossiler Kohlenstoffquellen in Verbindung mit CCS als Alternative zu CCU zugelassen werden soll.

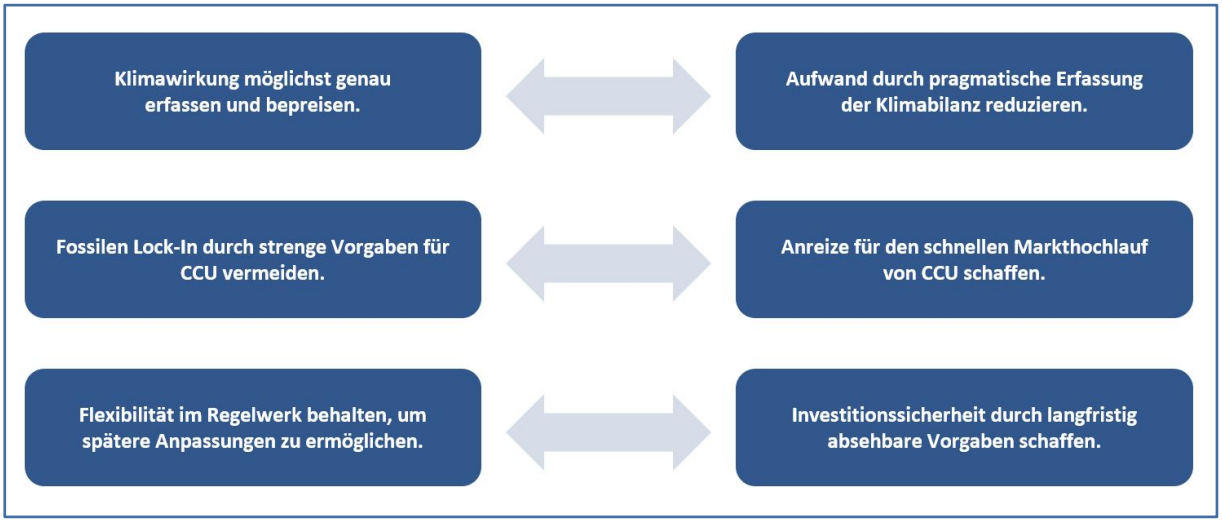


Abbildung 8: Ein regulatorischer Rahmen für CCU muss mehrere Spannungsfelder teils schwer zu vereinender Ziele navigieren. Quelle: Eigene Darstellung.

Zudem sind zahlreiche **Schnittstellen zu anderen Strategien und Teilsystemen** zu beachten und regulatorisch zu gestalten. Zentral ist vor allem die Einbettung in eine umfassende **Kohlenstoffmanagementstrategie** für eine konsistente Regulierung von CCU, CCS und CDR. Eine solche Strategie ist nicht zuletzt auch für die Abschätzung des CO_2-Transportbedarfs als Grundlage für die Entwicklung der Transportinfrastrukturen wichtig. Insbesondere für Kunststoffe ist auch die Einbindung von CCU in die **Kreislaufwirtschaftsstrategie** entscheidend. Schnittstellen zur Entwicklung des Energiesystems ergeben sich insbesondere durch den hohen Energiebedarf für CCU, der in den Ausbauzielen für erneuerbare Energien berücksichtigt werden muss. Der Bedarf an mittels CCU hergestellten synthetischen Kraftstoffen wiederum hängt davon ab, welche Bereiche des Energiesystems elektrifiziert werden können und inwieweit eine Steigerung der Energieeffizienz den Energiebedarf reduzieren kann. Eine weitere wichtige Schnittstelle gibt es zur **Biomassestrategie**: Je mehr Biomasse aus der energetischen Nutzung herausgenommen und in eine stoffliche Nutzung überführt werden kann, desto geringer fällt der Bedarf an CCU aus.

Bei der Regulierung von CCU und der Entwicklung von CCU-Wertschöpfungsketten ist es wichtig, eine **globale Perspektive** einzunehmen. Denn aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit von treibhausgasarmem Wasserstoff und klimaneutraler Energie in Deutschland werden voraussichtlich mit CCU hergestellte

Feedstocks und synthetische Kraftstoffe vorrangig importiert werden – eventuell zum großen Teil von außerhalb der EU. Viele Chemieprodukte sind global gehandelte Commodities. Gerade für Deutschland mit seiner umfangreichen Chemieindustrie bedeutet die Gestaltung des anstehenden **Feedstock-Wandels** hin zu klimaneutralen, geschlossenen Kohlenstoffkreisläufen eine tiefgreifende Transformation, die durch eine **vorausschauende Industriestrategie** aktiv gestaltet werden sollte – nicht zuletzt im Hinblick darauf, welche Teile der Wertschöpfungsketten in Deutschland gehalten werden. Eine wichtige Rolle spielen dabei auch das CBAM und andere Schutzmechanismen, um Wettbewerbsnachteile der europäischen Industrie gegenüber Produzenten aus Drittländern mit niedrigeren klimapolitischem Ambitionen zu verhindern.

In der Bevölkerung ist CCU noch wenig bekannt. Daher ist es eine Aufgabe für Wissenschaft, Politik und Wirtschaft, die Bedeutung des Feedstock-Wandels in der Chemieindustrie für das Erreichen der Klimaneutralität zu kommunizieren, ebenso wie die Rolle von CCU in dieser Transformation. Wichtig ist dabei, die **unterschiedlichen Leistungen von CCU, CCS und CDR** zu verdeutlichen: CCS hindert schwer vermeidbares CO_2 aus Industrieprozessen daran, in die Atmosphäre zu gelangen. Wird CCS für die Speicherung von atmosphärischem/biogenem CO_2 eingesetzt, handelt es sich um CDR und führt zu negativen Emissionen. Neben den CDR-Methoden BECCS und DACCS, die CCS nutzen, gibt es auch weitere, bei denen der Kohlenstoff auf andere Weise gespeichert wird (zum Beispiel Aufforstung). Sowohl CCS als auch CDR zielen auf die dauerhafte Speicherung von CO_2 ab. CCU hingegen erschließt eine Kohlenstoffquelle und ersetzt dadurch fossile Rohstoffe. Es bietet nur in sehr langlebigen Produkten, bei dauerhafter Kreislaufführung oder in Kombination mit CCS am Ende der Lebensdauer des CCU-Produkts – und damit nur in bestimmten Anwendungsfällen – eine dauerhafte Lösung für den Verbleib von schwer vermeidbarem CO_2 aus fossilen/mineralischen Quellen. Wird in den genannten Anwendungsfällen atmosphärisches oder biogenes CO_2 eingesetzt, kann CCU zu negativen Emissionen führen. Um die langfristigen Klimaziele zu erreichen, ist das Zusammenspiel aller drei Ansätze des Kohlenstoffmanagements erforderlich. CCU kann CCS und CDR nur ergänzen, nicht ersetzen.

Literatur

1 DECHEMA/FutureCamp Climate 2019

DECHEMA/FutureCamp Climate (2019): *Roadmap Chemie 2050. Auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie in Deutschland*, FutureCamp Climate GmbH & DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V., 2019. URL: https://dechema.de/dechema_media/Downloads/Positionspapiere/2019_Studie_Roadmap_Chemie_2050-p-20005590.PDF [Stand: 05.12.2024].

2 Agora 2023

Agora Industrie: *Chemie im Wandel. Die drei Grundpfeiler für die Transformation chemischer Wertschöpfungsketten*, 2023. URL: https://www.agora-industrie.de/publikationen/chemie-im-wandel [Stand: 01.12.2024].

3 BMWK 2024-1

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz: *Eckpunkte der Bundesregierung für eine Carbon Management-Strategie*, 2024. URL: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/240226-eckpunkte-cms.pdf?__blob=publicationFile&v=12 [Stand: 20.11.2024].

4 EU 2024-1

Europäische Union (EU): *MITTEILUNG DER KOMMISSION AN DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT, DEN RAT, DEN EUROPÄISCHEN WIRTSCHAFTS- UND SOZIALAUSSCHUSS UND DEN AUSSCHUSS DER REGIONEN. Auf dem Weg zu einem ehrgeizigen industriellen CO2-Management in der EU*, 2024. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=COM%3A2024%3A62%3AFIN [Stand: 20.11.2024].

5 Ostovaro et al. 2020

Ostovari, H./Sternberg, A./Bardow, A.: „Rock 'n'Use of CO2: Carbon Footprint of Carbon Capture and Utilization by Mineralization". In: *Sustainable Energy & Fuels*, 4(9), 2020, S. 4482-4496.

6 Pfeiffer et al. 2024

Pfeiffer, Johannes/Erlach, Berit/Fischedick, Manfred/Fuss, Sabine/Geden, Oliver/Löschel, Andreas/Pittel, Karen/Ragwitz, Mario/ Stephanos, Cyril/Weidlich, Anke: *Kohlenstoffmanagement integriert denken: Anforderungen an eine Gesamtstrategie aus CCS, CCU und CDR*, Schriftenreihe „Energiesysteme der Zukunft" (ESYS), 2024. URL: https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/PDFs/ESYS_Impuls_Kohlenstoffmanagement.pdf [Stand: 20.11.2024].

7 DECHEMA 2024

DECHEMA: *Verfahren zur klimaneutralen Bereitstellung und Verarbeitung von Kohlenstoff*, 2024.

8 Kähler et al. 2023

Kähler, F./Porc, O./Carus, M.: *RCI Carbon Flows Report: Compilation of Supply and Demand of Fossil and Renewable Carbon on a Global and European Level*. Renewable Carbon Initiative, 2023. URL: https://renewable-carbon.eu/publications/product/the-renewable-carbon-initiatives-carbon-flows-report-pdf/[Stand: 04.12.2024].

9 UBA 2019

Umweltbundesamt (UBA): *Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität*. RESCUE: Langfassung, 2019. URL: https://www.umweltbundesamt.de/rescue [Stand: 02.12.2024].

10 BMWK 2021

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWi): *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3*, Webinar, 2021. URL: https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/index.php [Stand: 02.12.2024].

11 Agora 2021

Agora Energiewende: *Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann,* Berlin, 2021. URL: https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/AEW_231_KNDE2045_Langfassung_DE_WEB.pdf [Stand: 22.11.2024].

12 dena 2021

Deutsche Energie-Agentur (dena*): dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Klimaneutralität 2045 - Transformation der Verbrauchssektoren und des Energiesystems*, Berlin, 2021. URL: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Landingpages/Leitstudie_II/Gutachten/211006_DLS_Gutachten_EWI_final.pdf [Stand: 18.11.2024].

13 Ariadne 2021

Kopernikus-Projekt Ariadne/Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung: *Ariadne-Report: Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 – Szenarien und Pfade im Modellvergleich,* 2021. URL: https://ariadneprojekt.de/publikation/deutschland-auf-dem-weg-zur-klimaneutralitat-2045-szenarienreport/[Stand: 02.12.2024].

14 BDI 2021

Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (BDI): *Klimapfade 2.0 – Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft*. Studie erstellt von der Boston Consulting Group, Berlin, 2021. URL: https://www.bcg.com/germany/klimapfade [Stand: 05.12.2024].

15 FZJ 2021

Forschungszentrum Jülich (FZJ): *Neue Ziele auf alten Wegen? Strategien für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung bis zum Jahr 2045,* Forschungszentrum Jülich GmbH 2021. URL: https://juser.fz-juelich.de/record/908382/files/Energie_Umwelt_577.pdf [Stand: 04.12.2024].

16 VCI 2024-1

Verband der Chemischen Industrie (VCI): *Branchenporträt*, 2024. URL: https://www.vci.de/die-branche/zahlen-berichte/branchenportraet-der-deutschen-chemisch-pharmazeutischen-industrie.jsp [Stand: 20.11.2024].

17 VCI/VDI 2023

Verband der Chemischen Industrie (VCI)/Verein Deutscher Ingenieure (VDI): *Chemistry 4 Climate. Wie die Transformation der Chemie gelingen kann*, 2023. URL: https://www.vci.de/vci/downloads-vci/publikation/broschueren-und-faltblaetter/final-c4c-broschure-langfassung.pdf [Stand: 02.12.2024].

18 VCI/VDI 2024-2

Verband der Chemischen Industrie (VCI)/ Verein Deutscher Ingenieure (VDI): *Chemistry 4 Climate. Wie die Transformation der Chemie gelingen kann. Ein Update,* 2024. URL: https://www.vci.de/vci/downloads-vci/publikation/broschueren-und-faltblaetter/2024-11-07-c4c-update-publikation-kurzfassung-doppelseiten.pdf [Stand: 21.11.2024].

19 VCI 2024-3

Verband der Chemischen Industrie (VCI)*: Chemiewirtschaft in Zahlen,* 2024. URL: https://www.vci.de/vci/downloads-vci/publikation/chiz-historisch/chemiewirtschaft-in-zahlen-2024.pdf [Stand: 20.11.2024].

20 Destatis

Statistisches Bundesamt (Destatis): *Industrie, Verarbeitendes Gewerbe*, 2024. URL: https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Industrie-Verarbeitendes-Gewerbe/_inhalt.html#260648 [Stand: 20.11.2024].

21 Tagesschau 2024

Tagesschau: *Chemieriese zwischen Profit und Moral*, 2024. URL: https://www.tagesschau.de/wirtschaft/unternehmen/basf-chemieindustrie-werte-verantwortung-100.html [Stand: 20.11.2024].

22 Verpoort et al. 2024

Verpoort, P. C./Gast, L./Hofmann, A. Ueckerdt, F.: „Impact of Global Heterogeneity of Renewable Energy Supply on Heavy Industrial Production and Green Value Chains". In: *Nature Energy*, 2024, S. 1-13.

23 CDP 2024

Carbon Disclosure Project (CDP): *CDP Technical Note: Relevance of Scope 3 Categories by Sector*, 2024. URL: https://cdn.cdp.net/cdp-production/cms/guidance_docs/pdfs/000/003/504/original/CDP-technical-note-scope-3-relevance-by-sector.pdf?1649687608 [Stand: 02.12.2024].

24 Hanifa et al. 2023

Hanifa, M./Agarwal, R./Sharma, R./Thapliyal, P. C./Singh, L. P.: „A Review on CO2 Capture and Sequestration in the Construction Industry: Emerging Approaches and Commercialised Technologies". In: *Journal of CO2 Utilization*, Volume 67, 2023.

25 Fuss et al. 2018

Fuss, S./Lamb, W. F./Callaghan, M. W./Hilaire, J./Creutzig, F./Amann, T./Beringer, T./de Oliveira Garcia, W./Hartmann, J./Khanna, T./Luderer, G./Nemet, G. F./Rogelj, J./Smith, P./Vicente, J. L./Wilcox, J./del Mar Zamora Dominguez, M. /Minx, J. C.: „Negative Emissions—Part 2: Costs, Potentials and Side Effects". In: *Environmental Research Letters*, 2018, S. 063002.

26 FfE 2024

Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE): *Beitragsreihe Carbon Management: Wie kann CO_2 genutzt werden?,* 2024. URL: https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/beitragsreihe-carbon-management-wie-kann-co2-genutzt-werden. [Stand: 05.12.2024].

27 Ragwitz/Weidlich et al. 2023

Ragwitz M./Weidlich, A. et al.: Szenarien für ein klimaneutrales-Deutschland. Technologieumbau, Verbrauchsreduktion und Kohlenstoffmanagement, Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft, 2023. URL: https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/PDFs/E-SYS_Analyse_IntEv.pdf [Stand: 22.11.2024].

28 Klepper/Thrän 2019

Klepper, G./Thrän, D.*: Biomasse im Spannungsfeld zwischen Energie- und Klimapolitik. Potenziale – Technologien – Zielkonflikte*, Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft, 2019. URL: https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/PDFs/ESYS_Analyse_Biomasse.pdf

29 ESYS 2019

Energiesysteme der Zukunft (ESYS): *Biomasse im Spannungsfeld zwischen Energie- und Klimapolitik*, 2019. URL: https://energiesysteme-zukunft.de/publikationen/stellungnahme-bioenergie [Stand: 02.12.2024].

30 IEA 2024-1

International Energy Agency (IEA)*: Bioenergy with Carbon Capture and Storage*, 2024. URL: https://www.iea.org/energy-system/carbon-capture-utilisation-and-storage/bioenergy-with-carbon-capture-and-storage [Stand: 20.11.2024].

31 UBA 2024

Umweltbundesamt (UBA): *Umweltauswirkungen der stofflichen Nutzung von CO2*, 2024. URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/80_2024_texte_umweltauswirkungen.pdf [Stand: 02.12.2024].

32 IEA 2024-2

International Energy Agency (IEA)*: Direct Air Capture,* 2024. URL: https://www.iea.org/energy-system/carbon-capture-utilisation-and-storage/direct-air-capture [Stand: 20.11.2024].

33 Sievert et al. 2024

Sievert, K./Schmidt, T. S./Steffen, B.: „Considering Technology Characteristics to Project Future Costs of Direct Air Capture". In: *Joule*, 2024. S. 979-999.

34 Young et al. 2023

Young, J./McQueen, N./Charalambous, C./Foteinis, S./Hawrot, O./Ojeda, M./Pilorgé, H./Andresen, J./Psarras, P./Renforth P./Garcia S./Van der Spek, M.: „The Cost of Direct Air Capture and Storage Can be Reduced via Strategic Deployment but Is Unlikely to Fall Below Stated Cost targets".In: *One Earth*, 2023, S. 899-917.

35 UBA 2023

Umweltbundesamt (UBA): *Kunststoffabfälle,* 2023. URL: https://www.umweltbundesamt.de/daten/ressourcen-abfall/verwertung-entsorgung-ausgewaehlter-abfallarten/kunststoffabfaelle#kunststoffe-produktion-verwendung-und-verwertung [Stand: 22.11.2024].

36 Garcia-Gutierrez et al. 2023

Garcia-Gutierrez, P./Amadei, A.M./Klenert, D./Nessi, S./Tonini, D./Tosches, D./Ardente, F./Saveyn, H.: *Environmental and Economic Assessment of Plastic Waste Recycling*, Herausgeber: Publications Office of the European Union, 2023. URL: https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC132067 [Stand: 02.12.2024].

37 BMWK 2022

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK): *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland*, 2022. URL: https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFSIII_Webinar16.11.2022_Industrie_final.pdf [Stand: 05.12.2024].

38 BMWK 2024-2

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK): *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3, 2024*. URL: https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3_T45-Bericht_Szenarien_Industrie_final.pdf [Stand: 06.12.2024].

39 Agora Think Tanks 2024

Agora Think Tanks: *Klimaneutrales Deutschland. Von der Zielsetzung zur Umsetzung*, 2024. URL: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-30_DE_KNDE_Update/A-EW_344_Klimaneutrales_Deutschland_WEB.pdf [Stand: 06.12.2024].

40 Meys et al. 2021

Meys R./Kätelhön A./Bachmann M./Winter B/Zibunas C./Suh S./Bardow A.*:* „Achieving Net-Zero Greenhouse Gas Emission Plastics by a Circular Carbon Economy". In: *Science*, 2021, S. 71-76.

41 Bachmann et al. 2023

Bachmann, M./Zibunas, C./Hartmann, J./Tulus, V./Suh, S., Guillén-Gosálbez, G./Bardow, A.: „Towards Circular Plastics within Planetary Boundaries". In: Nature Sustainability, 2023, S. 599–610.

42 Shu et al. 2023

Shu, D. Y./Deutz, S./Winter, B. A./Baumgärtner, N./Leenders, L./Bardow, A.: „The Role of Carbon Capture and Storage to Achieve Net-Zero Energy Systems: Trade-Offs Between Economics and the Environment". In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2023, S. 113246.

43 BMWK 2024-3

Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK): *Leitmärkte für klimafreundliche Grundstoffe*, 2024. URL: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Klimaschutz/leitmaerkte-fuer-klimafreundliche-grundstoffe.pdf?__blob=publicationFile&v=23%20%20Definition%20Recycled%20Carbon%20Fuels [Stand: 20.11.2024].

44 Der Europäische Rat 2024

Der Europäische Rat: *ANNEX to the Commission Delegated Regulation Supplementing Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council as Regards the Requirements for Considering that Greenhouse Gases Have Become Permanently Chemically Bound in a Product*, 2024. URL: https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-12681-2024-ADD-1/en/pdf [Stand: 19.11.2024].

45 EU 2024-2

Europäischen Union (EU): *DELEGIERTE VERORDNUNG (EU) 2024/2620 DER KOMMISSION vom 30. Juli 2024 zur Ergänzung der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates im Hinblick auf die Voraussetzungen dafür, dass Treibhausgase als dauerhaft in einem Produkt chemisch gebunden angesehen werden*, 2024. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202402620 [Stand: 05.12.2024].

46 EU 2024-3

Europäischen Union (EU): *Auf dem Weg zu einem ehrgeizigen industriellen CO2-Management in der EU*, 2024.URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52024DC0062 [Stand: 02.12.2024].

Empfohlene Zitierweise

Erlach, Berit/ Gierds, Jörn/ Fischedick, Manfred/ Matthies, Ellen/ Pittel, Karen/ Sauer, Dirk Uwe: „CO_2 als Rohstoff. Baustein einer klimaneutralen Kohlenstoffwirtschaft" (Impuls), Schriftenreihe „Energiesysteme der Zukunft" (ESYS), 2024, https://doi.org/10.48669/esys_2024-15.

Der Impuls wurde am 27.11.2024 vom ESYS-Direktorium verabschiedet.

Autor*innen

Dr. Berit Erlach	ESYS-Koordinierungsstelle | acatech
Jörn Gierds	ESYS-Koordinierungsstelle | acatech
Prof. Dr. Manfred Fischedick	Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie
Prof. Dr. Ellen Matthies	Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg
Prof. Dr. Karen Pittel	ifo Institut
Prof. Dr. Dirk Uwe Sauer	RWTH Aachen

Direktorium

Prof. Dr. Andreas Löschel (Vorsitzender)	Ruhr-Universität Bochum
Prof. Dr. Karen Pittel (Stellvertretende Vorsitzende)	ifo Institut
Prof. Dr. Dirk Uwe Sauer (Stellvertretender Vorsitzender)	RWTH Aachen
Prof. Dr. Manfred Fischedick	Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie
Prof. Dr. Hans-Martin Henning	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
Prof. Dr. Ellen Matthies	Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg
Prof. Dr. Jürgen Renn	Max-Planck-Institut für Geoanthropologie
Prof. Dr. Indra Spiecker genannt Döhmann	Universität zu Köln

Weitere Mitwirkende

Silvia Biagioli	ESYS-Koordinierungsstelle | acatech
Benedikte Eiden	ESYS-Koordinierungsstelle | acatech
Annika Eßmann	Koordination Grafiken (ESYS Koordinierungsstelle | acatech)
Annika Seiler	Produktionskoordination und Satz (ESYS-Koordinierungsstelle | acatech)
Claire Stark	Redaktion (ESYS-Koordinierungsstelle | acatech)
Lily Voge	ESYS-Koordinierungsstelle | acatech

Interviewpartner*innen

Prof. Dr. André Bardow	ETH Zürich
Dr. Christine Bunte	BASF SE
Prof. Dr. Nicolaus Dahmen	Karlsruher Institut für Technologie (KIT)
Prof. Dr. Görge Deerberg	Fraunhofer Umsicht
Dr. Brigitta Huckestein	BASF SE
Dr. Michael Kalis	Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V. (IKEM)
Dr. Nina Kolbe	Thyssenkrupp Steel Europe AG
Steffi Ober	Naturschutzbund Deutschland e.V. (NABU)
Lisa Okken	WWF Deutschland
Ludivine Piezanowski	Paul Wurth S.A., SMS Group
Christoph Reißfelder	Covestro AG
Dr. Johannes Ruppert	Verein deutscher Zementwerke e.V. (VDZ)
Frank Schäfer	MiRO Mineralölraffinierie Oberrhein GmbH & Co. KG
Oscar Schily	Climeworks AG

Dr. Falko Ueckerdt	Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK)
PD Dr. Peter Viebahn	Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie
Dr. Hans-Jörn Weddige	Thyssenkrupp Steel Europe AG
Prof. Dr. Anke Weidenkaff	TU Darmstadt / Fraunhofer IWKS
Johanna Wiechen	Germanwatch e.V.

Workshopteilnehmende

Cara Bien	Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (BDI)
Dr. Christine Bunte	BASF SE
Prof. Dr. Görge Deerberg	Fraunhofer Umsicht
Dr. Marcel Dorf	DECHEMA e.V.
Dr. Berit Erlach	ESYS-Koordinierungsstelle | acatech
Prof. Dr. Manfred Fischedick	Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie
Jörn Gierds	ESYS-Koordinierungsstelle | acatech
Dr. Nina Kolbe	Thyssenkrupp Steel Europe AG
Dennis Krämer	DECHEMA e.V.
Prof. Dr. Ellen Matthies	Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg
Steffi Ober	Naturschutzbund Deutschland e.V. (NABU)
Christoph Reißfelder	Covestro AG
Dr. Cyril Stephanos	ESYS-Koordinierungsstelle | acatech
Dr. Falko Ueckerdt	Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK)
PD Dr. Peter Viebahn	Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie
Prof. Dr. Kurt Wagemann	Ehemals DECHEMA e.V.
Prof. Dr. Anke Weidenkaff	TU Darmstadt / Fraunhofer IWKS
Johanna Wiechen	Germanwatch e.V.

Reihenherausgeber

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V. (Federführung)
Koordinierungsstelle München, Karolinenplatz 4, 80333 München | www.acatech.de

Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e. V.
– Nationale Akademie der Wissenschaften –
Jägerberg 1, 06108 Halle (Saale) | www.leopoldina.org

Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V.
Geschwister-Scholl-Straße 2, 55131 Mainz | www.akademienunion.de

DOI

https://doi.org/10.48669/esys_2024-15

Projektlaufzeit

03/2016 bis 12/2024

Finanzierung

Das Projekt wird vom Bundesministerium für Bildung und Forschung
(Förderkennzeichen 03EDZ2016) gefördert.

GEFÖRDERT VOM

Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Das Akademienprojekt „Energiesysteme der Zukunft“

Mit der Initiative „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS) geben acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, die Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina und die Union der deutschen Akademien der Wissenschaften Impulse für die Debatte über Herausforderungen und Chancen der Energiewende in Deutschland. In interdisziplinären Arbeitsgruppen erarbeiten rund 160 Expertinnen und Experten Handlungsoptionen für den Weg zu einer umweltverträglichen, sicheren und bezahlbaren Energieversorgung.

Kontakt:

Dr. Cyril Stephanos
Leiter der Koordinierungsstelle „Energiesysteme der Zukunft“
Georgenstraße 25, 10117 Berlin
Tel.: +49 30 206 30 96 - 0
E-Mail: stephanos@acatech.de
web: energiesysteme-zukunft.de

Die Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina, acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften und die Union der deutschen Akademien der Wissenschaften unterstützen Politik und Gesellschaft unabhängig und wissenschaftsbasiert bei der Beantwortung von Zukunftsfragen zu aktuellen Themen. Die Akademiemitglieder und weitere Experten sind hervorragende Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler aus dem In- und Ausland. In interdisziplinären Arbeitsgruppen erarbeiten sie Stellungnahmen, die nach externer Begutachtung vom Ständigen Ausschuss der Nationalen Akademie der Wissenschaften Leopoldina verabschiedet und anschließend in der *Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung* veröffentlicht werden.

Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e. V. Nationale Akademie der Wissenschaften
Jägerberg 1
06108 Halle (Saale)
Tel.: 0345 47239-867
Fax: 0345 47239-839
E-Mail: politikberatung@leopoldina.org
Berliner Büro:
Reinhardtstraße 14
10117 Berlin

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V.
Geschäftsstelle München:
Karolinenplatz 4
80333 München
Tel.: 089 520309-0
Fax: 089 520309-9
E-Mail: info@acatech.de
Hauptstadtbüro:
Georgenstraße 25
10117 Berlin

Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V.
Geschwister-Scholl-Straße 2
55131 Mainz
Tel.: 06131 218528-10
Fax: 06131 218528-11
E-Mail: info@akademienunion.de
Berliner Büro:
Jägerstraße 22/23
10117 Berlin