

Anforderungen an eine CO₂- Infrastruktur in Deutschland

Voraussetzungen für Klimaneutralität in den
Sektoren Zement, Kalk und Abfallverbrennung

Diese Studie wurde vom VDZ initiiert und erstellt. Sie basiert auf den Ergebnissen eines intensiven Dialogs mit Akteuren der CCUS-Kette in Deutschland und Europa. Darüber hinaus sind die Arbeiten der gemeinsamen Fokusgruppe zum CO₂-Transport von DVGW und VDZ sowie die Expertise von BV Kalk und ITAD in die Analyse eingeflossen. Allen Beteiligten gilt ein großer Dank für die Bereitschaft, zum Gelingen dieser Studie beizutragen.

**Anforderungen an eine CO₂-Infrastruktur in Deutschland –
Zusammenfassung und Ergebnisse** 4

1
**Die Bedeutung von CCS und CCU für die Minderung unvermeidbarer
CO₂-Emissionen** 14

- 1.1 Unvermeidbare CO₂-Emissionen in den Sektoren Zement, Kalk und Abfallverbrennung
 - 1.2 Die Rolle der CO₂-Abscheidung für klimaneutralen Zement und Beton
 - 1.3 Die Rolle der CO₂-Abscheidung in anderen Sektoren
 - 1.4 Perspektiven zur CO₂-Speicherung und -Nutzung in Deutschland und Europa
-

2
CO₂-Infrastruktur als Schlüssel zur Klimaneutralität 30

- 2.1 Multimodaler CO₂-Transport – Überblick
 - 2.2 CO₂-Transport per Schiene
 - 2.3 CO₂-Transport per Binnenschiff
 - 2.4 CO₂-Export per Hochseeschiff
 - 2.5 Ein CO₂-Leitungsnetz für Deutschland
-

3
Szenarien zum Aufbau einer CO₂-Infrastruktur in Deutschland 38

- 3.1 Methodik und Annahmen
 - 3.2 Szenario Klimaneutralität 2040 (KN2040) – Ergebnisse
 - 3.3 Szenario Klimaneutralität 2045 (KN2045) – Ergebnisse
 - 3.4 Klimaschutzbeiträge der Szenarien
 - 3.5 Investitionsbedarf für eine CO₂-Infrastruktur und CCUS-Kosten
 - 3.6 Energiebedarf der CO₂-Abscheidung
-

4
**Voraussetzungen und Handlungsfelder für den Aufbau
einer CO₂-Infrastruktur** 50

- 4.1 Rechtliche Rahmenbedingungen für CCUS in Deutschland und Europa
 - 4.2 Voraussetzungen für den erfolgreichen Infrastrukturchochlauf
 - 4.3 Das Gelingen der Transformation
-

Literaturverzeichnis 60

Abbildungsverzeichnis 65

Impressum 66

Anforderungen an eine CO₂-Infrastruktur in Deutschland

Zusammenfassung und Ergebnisse

Zusammenfassung und Ergebnisse

Mit dem EU Green Deal und dem deutschen Klimaschutzgesetz haben sich die EU und Deutschland zur Klimaneutralität bis 2050 bzw. 2045 verpflichtet. Um dieses ambitionierte Ziel zu erreichen, ist die Industrie auf eine große Bandbreite an Klimaschutztechnologien und entsprechende politische Rahmenbedingungen angewiesen.

Zu den Sektoren mit auch langfristig hohen und unvermeidbaren CO₂-Emissionen gehören die Zement- und Kalkherstellung sowie die Abfallverbrennung. Auch wenn hier alle Anstrengungen unternommen werden, die CO₂-Emissionen zu mindern, wird ein Anteil verbleiben, der mit den heute anwendbaren Verfahren nicht zu vermeiden ist. Um die Klimaziele dennoch zu erreichen und die industrielle Wertschöpfung vor Ort nicht zu gefährden, führt daher in diesen Bereichen kein Weg an einer Abscheidung dieser unvermeidbaren CO₂-Mengen mit anschließender Speicherung und Nutzung (CCS/CCU) vorbei. Hierüber herrscht in der Klimapolitik auf internationaler und nationaler Ebene zunehmend Konsens. In Deutschland wird die nationale Carbon Management Strategie den politischen Rahmen für den Einsatz von CCS und CCU setzen.

Die CO₂-Abscheidung und anschließende Nutzung oder Speicherung setzt den Transport des CO₂ von der Quelle bis zur Senke voraus. Hierfür bedarf es einer CO₂-Infrastruktur, für deren Aufbau schnelle und vor allem pragmatische Lösungen erforderlich sind, denn die Zeit drängt. Insbesondere für Industrieanlagen im EU-Emissionshandel (EU ETS) ist die jährlich abnehmende Menge an CO₂-Zertifikaten die maßgebliche Leitgröße für das Tempo der Dekarbonisierung. Bei Fortführung des aktuellen Rechtsrahmens werden um das Jahr 2040 keine neuen CO₂-Zertifikate mehr ausgegeben werden. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass EU ETS-Anlagen bis dahin weitgehend klimaneutral produzieren müssen. Damit die CO₂-Abscheidung bis dahin funktionieren kann, muss der Aufbau einer CO₂-Infrastruktur bis spätestens Mitte der 2030er-Jahre erfolgen.

Der VDZ stellt in der vorliegenden Studie die zu erwartenden, unvermeidbaren CO₂-Emissionen in den drei betrachteten Branchen dar. Hierauf aufbauend werden der kurz-, mittel- und langfristige Bedarf für den CO₂-Transport untersucht und daraus die

Anforderungen an eine nationale sowie grenzüberschreitende CO₂-Infrastruktur abgeleitet. Unternehmen und Verbände wurden hierzu entlang der CCUS-Kette eingebunden und folgende Leitfragen in den Fokus gestellt:

- Wie entwickeln sich die unvermeidbaren CO₂-Emissionen?
- Wie muss sich die CO₂-Abscheidung zeitlich und geografisch entwickeln?
- Welcher Bedarf an Infrastruktur ergibt sich daraus für den CO₂-Transport?
- Welche Voraussetzungen müssen für einen schnellen Aufbau der CO₂-Infrastruktur erfüllt sein?

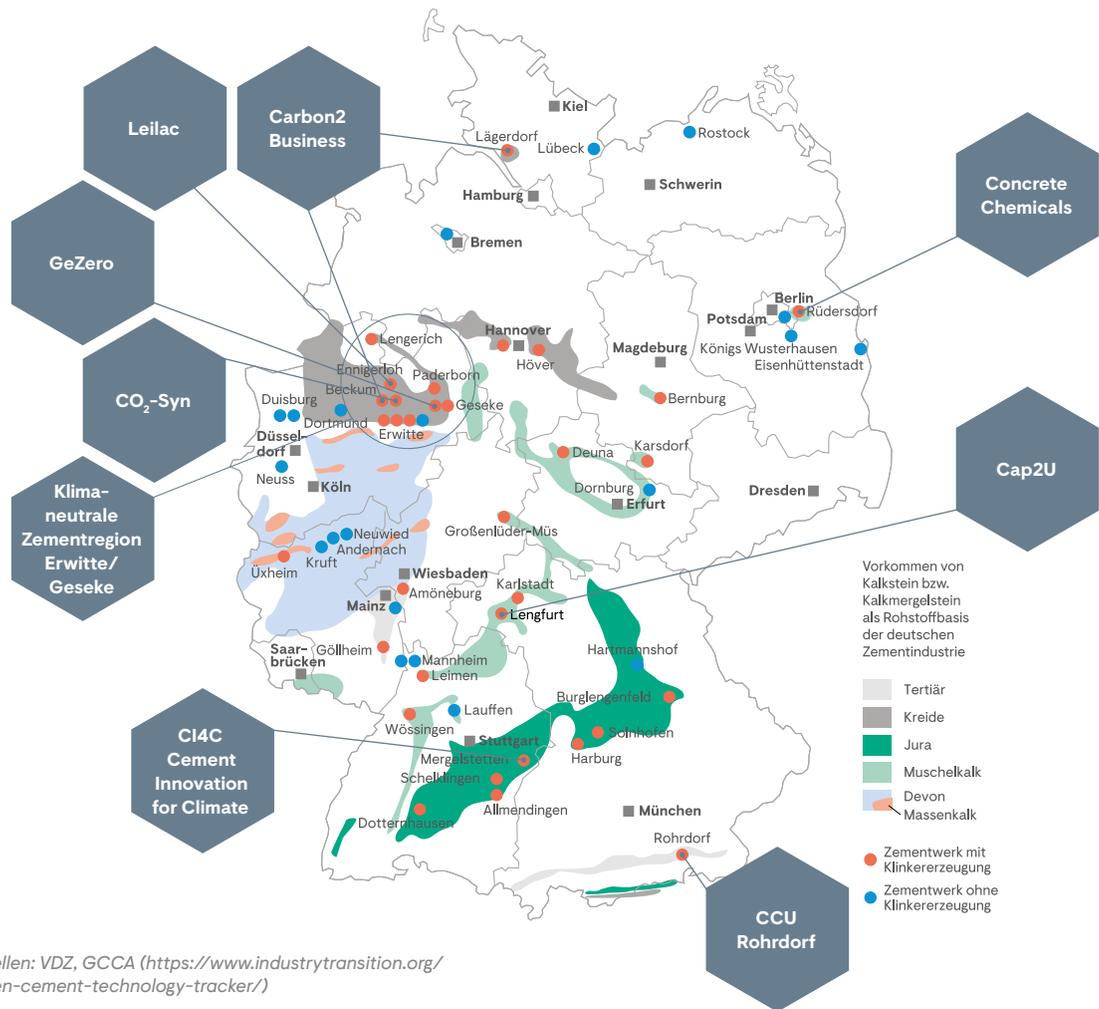
Unvermeidbare CO₂-Emissionen

Die Zement- und Kalkindustrie sowie die Abfallverbrennung zeichnen sich durch hohe unvermeidbare CO₂-Mengen aus. Zudem können schwer vermeidbare CO₂-Emissionen auch in anderen industriellen Prozessen entstehen¹⁾. Bei der Zement- und Kalkherstellung sind es vor allen Dingen die CO₂-Emissionen aus der Verwendung des Kalksteins als Rohmaterial. Zur Dekarbonisierung reduzieren die Hersteller die CO₂-Emissionen einerseits durch einen breiten Mix an konventionellen Maßnahmen. Andererseits verbleibt eine unvermeidbare Menge an CO₂-Emissionen, die nur durch eine Abscheidung des CO₂ mit anschließender Speicherung oder Nutzung vermieden werden kann.

Vor diesem Hintergrund forschen die deutschen und europäischen Zementhersteller sowie der VDZ unter dem Dach der European Cement Research Academy (ECRA) seit 2007 an geeigneten Verfahren zur CO₂-Abscheidung. Als Ergebnis dieser umfangreichen Forschungsarbeiten werden derzeit verschiedene Verfahren im Pilot- und Demonstrationsmaßstab erprobt; weitere Projekte im Industriemaßstab befinden sich bereits in der Planung (Abbildung 1). Auch in der Kalkindustrie sowie in Abfallverbrennungsanlagen sind entsprechende Projekte angekündigt.

Der Fokus der vorliegenden Analyse liegt auf den unvermeidbaren CO₂-Emissionen von Zement- und Kalkwerken²⁾ sowie von Abfallverbrennungsanlagen (AVAs)³⁾, für die eine CCUS-Anwendung zur Erreichung der Klimaneutralität unverzichtbar ist. Dabei werden die CO₂-Emissionen – anders als im EU-Emissionshandel – einschließlich ihrer bio-

1) Die schwer vermeidbaren CO₂-Mengen, für die eine CO₂-Abscheidung ebenfalls relevant werden kann, sind derzeit schwer abzuschätzen. Deshalb werden sie in dieser Studie nicht näher betrachtet. Für die Dimensionierung einer CO₂-Infrastruktur sind sie gleichwohl zu berücksichtigen.
 2) Die Kalkproduktion in Zuckerraffinerien wird nicht berücksichtigt, da diese nur saisonal und in vergleichsweise geringem Umfang Kalk produzieren, sodass eine CO₂-Abscheidung künftig kaum wirtschaftlich sein wird.
 3) Zu Abfallverbrennungsanlagen (AVAs) gehören thermische Abfallbehandlungsanlagen (TABs), Ersatzbrennstoffanlagen (EBS), Klärschlammmonovorbrennungsanlagen und Anlagen zur Verbrennung von Altholz sowie Sonderabfall. Letztere wurden für diese Studie nicht berücksichtigt.

Abbildung 1: CO₂-Abscheidung in der Zementindustrie – Projektbeispiele in Deutschland

Quellen: VDZ, GCCA (<https://www.industrytransition.org/green-cement-technology-tracker/>)

genen Anteile betrachtet. Dies hat den Hintergrund, dass durch eine Abscheidung der biogenen Anteile letztlich negative CO₂-Emissionen erzielt werden können (BECCS⁴⁾). Klimaneutralität an sich kann bereits erreicht werden, wenn die fossilen Anteile der CO₂-Emissionen (rohstoff- und brennstoffbedingt) vollständig gemindert werden.

In den drei Sektoren werden heute rund 65 Mio. t an biogenem und fossilem CO₂ pro Jahr emittiert. Durch konventionelle Minderungsmaßnahmen werden diese Emissionen bis 2045 auf rund 58 Mio. t CO₂/a sinken. Der Großteil der Minderung erfolgt dabei in der Zementindustrie (von 21,7 auf jährlich 13,5 Mio. t). Diese Entwicklung der CO₂-Mengen basiert auf entsprechenden Studien der Branchen und ist Ausgangspunkt für die Analyse des Infrastrukturbedarfs [1, 2, 3].

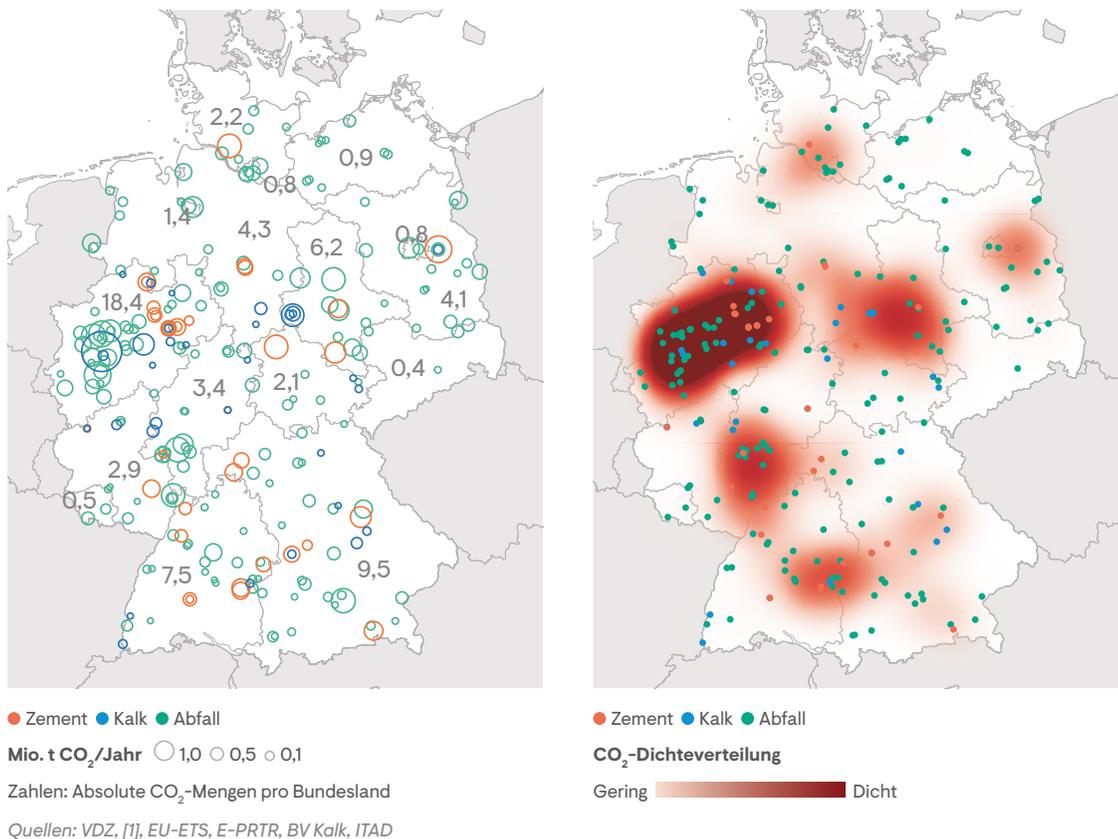
CO₂-Cluster in Deutschland

Aus der geografischen Verteilung der Emissionen der betrachteten CO₂-Quellen lassen sich anhand einer Dichteverteilung rund zehn Cluster in Deutschland mit CO₂-Emissionen von jeweils 2 bis 7 Mio. t CO₂/a ableiten (Abbildung 2). Diese dienen als Grundlage für die Modellierung des Infrastrukturbedarfs. Weitere vergleichsweise kleine CO₂-Quellen, die außerhalb dieser Cluster liegen, sowie CO₂-Mengen aus dem benachbarten Ausland für den Transit nach Norden wurden in die Betrachtung der Transportmengen einbezogen.

Entscheidend für die regionale und zeitliche Entwicklung des CO₂-Transportbedarfs sind die Annahmen zur zeitlichen Entwicklung der CO₂-Abscheidung in den drei Sektoren. Dazu werden in der Studie zwei Szenarien zur Klimaneutralität jeweils in

4) BECCS: bioenergy with carbon capture and storage

Abbildung 2: Geografische Verteilung der CO₂-Emissionen in den Sektoren Zement, Kalk und Abfallverbrennung (heute)



den Jahren 2040 (KN2040) bzw. 2045 (KN2045) betrachtet, für die der Bedarf an CO₂-Abscheidung und die Anforderungen an eine entsprechende CO₂-Infrastruktur modelliert werden.

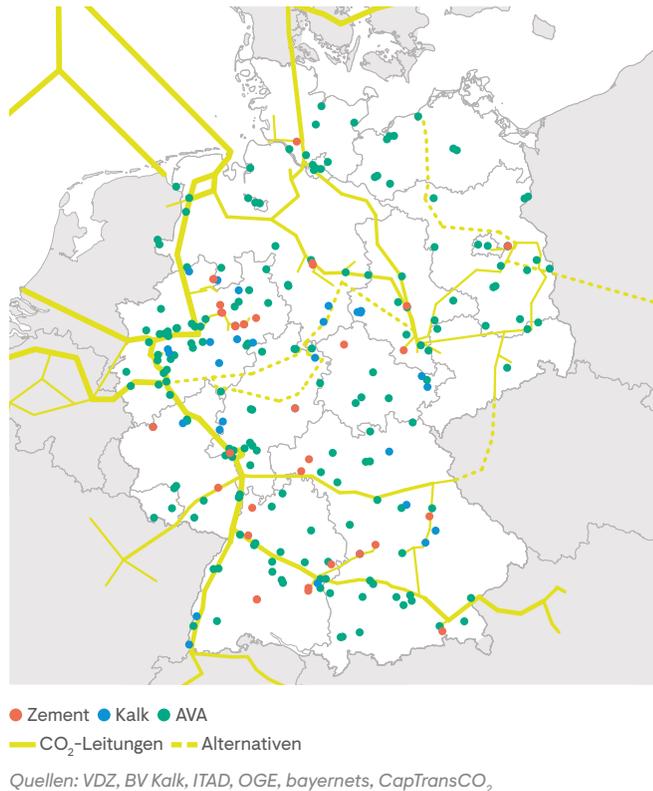
Perspektiven für den CO₂-Transport

In der Studie wird ein multimodaler CO₂-Transport per Pipeline, Schiene oder Schiff betrachtet. Während der Transport über Pipelines kontinuierlich durchgeführt werden kann, handelt es sich bei den Bahn- und Schiffstransporten um diskontinuierliche Prozesse, für die in der Regel auch eine Zwischenspeicherung von CO₂ an der Anfallstelle und an den Übergabepunkten erforderlich ist. Dieses ist jeweils bei der standortspezifischen Bewertung zu berücksichtigen. Auch mögliche Einschränkungen in Bezug auf einen unterbrechungsfreien Schienen- und Schiffstransport gilt es zu beachten (z.B. Streiks, Hoch- und Niedrigwasser).

Mittel- und langfristig muss der Großteil des CO₂-Transports angesichts der zu erwartenden Mengen per Pipeline erfolgen. Der frühzeitige Aufbau eines CO₂-Pipelinennetzes ist dafür entscheidend. Hierzu gibt es erste Projektankündigungen von Netzbetreibern, auf deren Basis die vorliegende Studie eine Perspektive für ein deutschlandweites CO₂-Netz aufzeigt. In bestimmten Fällen werden auch der Zug und ggf. das Schiff eine Rolle spielen, wie die betrachteten Szenarien zeigen. Mengenmäßig wird der CO₂-Transport per Schiene perspektivisch aber nur eine Nebenrolle spielen.

Für jede der Transportoptionen ergeben sich unterschiedliche technische Anforderungen an die jeweilige Infrastruktur sowie an das CO₂ im Hinblick auf dessen Druck, Temperatur und Reinheit. Diese bestimmen maßgeblich die Wirtschaftlichkeit und Effizienz des CO₂-Transports. Aufwand und Anfor-

Abbildung 3: Ein CO₂-Leitungsnetz für Deutschland



derungen unterscheiden sich hier zwischen den Transportoptionen deutlich. Insgesamt ist für die Beförderung großer CO₂-Mengen der Leitungstransport die effizienteste Wahl.

Anbindung der CO₂-Quellen

Für die Wahl der Transportoption ist die Frage der Anbindung an die künftige CO₂-Infrastruktur entscheidend. Vergleicht man die geografische Verteilung der Standorte in den drei Sektoren mit den heute geplanten bzw. angekündigten Infrastrukturprojekten für einen CO₂-Transport, ergibt sich aus der Analyse folgendes Bild:

Fast alle Standorte der Zement- und Kalkindustrie liegen in einem Abstand von ca. 50 km zu den bislang geplanten Korridoren für CO₂-Leitungsnetze. Dies gilt auch für eine große Zahl von Abfallverbrennungsanlagen. Ein Anschluss an eine Pipeline erscheint damit für einen Großteil der CO₂-Quellen grundsätzlich möglich (Abbildung 3).

Prinzipiell ist auch ein CO₂-Transport per Schiene möglich. So verfügen viele Zement- und Kalkwerke über einen Gleisanschluss, dies ist jedoch keine hinreichende Voraussetzung. Es müssen hierfür u.a.

eine Verladeinfrastruktur errichtet, Gleisanschlüsse ausgebaut und ggf. vorgelagerte Streckenabschnitte ertüchtigt werden. Zudem ist die Umladung des CO₂ an den Übergabepunkten bis zur Senke mit hohem Aufwand verbunden, sodass diese Option nur in bestimmten Fällen infrage kommt.

Ein Transport per Binnenschiff erscheint indes nur an sehr wenigen Standorten denkbar, die nahe an größeren Wasserwegen liegen oder über einen Hafenananschluss verfügen. Hier sind neben dem notwendigen Ausbau für den CO₂-Transport auch Faktoren wie Hoch- und Niedrigwasser zu berücksichtigen.

Für alle CO₂-Transportoptionen gilt gleichermaßen, dass eine standortspezifische Bewertung für alle Quellen und die jeweilige Art der Anbindung erforderlich ist.

Für den CO₂-Export von entsprechenden Hubs an der Küste (z.B. in Wilhelmshaven und Zeebrugge) zu geologischen CO₂-Speicherstätten unter der Nordsee wird der Transport per Seeschiff hingegen eine größere Rolle spielen, zumindest bis in ausreichendem Maße Offshore-CO₂-Pipelines zur Verfügung stehen.

CO₂-Speicherung und -Nutzung

Für die schnelle zeitliche Entwicklung der CO₂-Abscheidung ist neben dem Transport die erforderliche Kapazität von CO₂-Senken eine maßgebliche Größe. Eine Auswertung aktuell geplanter und veröffentlichter Speicherprojekte ergibt, dass bis 2030 innerhalb der EU mit einer jährlichen Speicherkapazität von etwa 30 Mio. t CO₂ bzw. in Europa insgesamt⁵⁾ von über 50 Mio. t CO₂ zu rechnen ist. Bis 2038 zeichnen sich aus den heute bekannten Projekten jährliche Speicherkapazitäten von knapp 50 Mio. t CO₂ in der EU bzw. etwa 140 Mio. t CO₂ in Europa insgesamt ab – jeweils unter der Voraussetzung, dass die Projekte planmäßig umgesetzt werden können [4].

Schwerpunkte liegen vor der kontinentaleuropäischen Nordseeküste Dänemarks, der Niederlande sowie in der norwegischen und britischen Nordsee. Gleichzeitig werden auch CO₂-Speicherprojekte an Land entwickelt, z.B. in Frankreich und Polen, die perspektivisch eine Speicherung zu deutlich niedrigeren Kosten als offshore ermöglichen werden. Aufgrund wachsender Nachfrage und neuer Regulierung ist davon auszugehen, dass sich der Ausbau der Speicherkapazitäten in Europa weiter beschleunigt. Auch die Nutzung vorhandener ehemaliger Gas-

5) EU, Norwegen, Island, UK

felder in Zentraleuropa zur Zwischenspeicherung von CO₂, wie etwa in Österreich geplant, kann für Standorte eine Übergangslösung darstellen, für die ein Leitungsanschluss erst später erfolgt.

Unter der deutschen Nordsee bestehen ebenfalls erhebliche CO₂-Speicherpotenziale. Laut einem Forschungsprojekt des Geomar-Instituts in Kiel wird hierzulande offshore von einem CO₂-Speicherpotenzial in der Größenordnung von insgesamt 1,9 bis 10,4 Mrd. t ausgegangen. Eine jährliche Speicherkapazität wird auf anfänglich ca. 20 Mio. t CO₂ und mittelfristig deutlich darüber geschätzt [5]. Neben CO₂-Lagerstätten unter dem Meeresboden gibt es auch unter dem deutschen Festland geologische Formationen, die sich grundsätzlich für eine CO₂-Speicherung eignen.

Die CO₂-Nutzung wird in dieser Studie zwar betrachtet, lässt sich in der Infrastrukturmodellierung aber nicht explizit abbilden, weil hierfür die mengenmäßige, geografische und zeitliche Entwicklung der CO₂-Nachfrage bis 2045 noch unklar ist. Zudem muss geklärt werden, wie der dafür erforderliche enorm hohe Bedarf an erneuerbarem Strom gedeckt werden kann. Insgesamt wird in der vorliegenden Analyse davon ausgegangen, dass bereits vor 2045 eine regionale CO₂-Nutzung wichtige Beiträge zum Klimaschutz leisten kann und ein CCS-orientiertes Pipelinennetz auch als Basis für eine zunehmende CCU-Integration dienen wird.

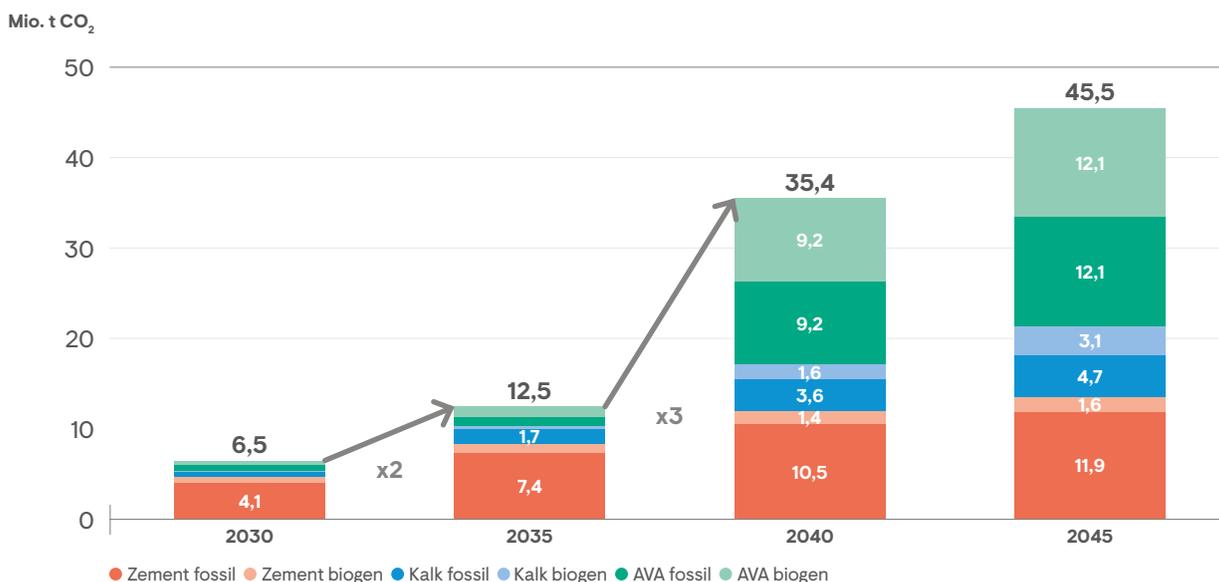
CO₂-Infrastrukturhochlauf:

Szenarien und Annahmen

Die Entwicklung des CO₂-Transports wird anhand von zwei Szenarien modelliert. Im Szenario KN2040 soll Klimaneutralität im Jahr 2040 erreicht werden. Hintergrund hierfür ist der aktuelle Minderungspfad des EU-Emissionshandels, nach dem spätestens ab 2040 keine neuen CO₂-Zertifikate mehr ausgegeben werden, wodurch eine weitgehend klimaneutrale Produktion erforderlich wird. Verglichen dazu wird ein zweites Szenario betrachtet, in dem sich der Aufbau des Pipelinennetzes um fünf Jahre verzögert und die Klimaneutralität erst im Jahr 2045 erreicht wird (KN2045). Dieses orientiert sich am nationalen Klimaziel, das im Bundesklimaschutzgesetz (KSG) verankert ist.

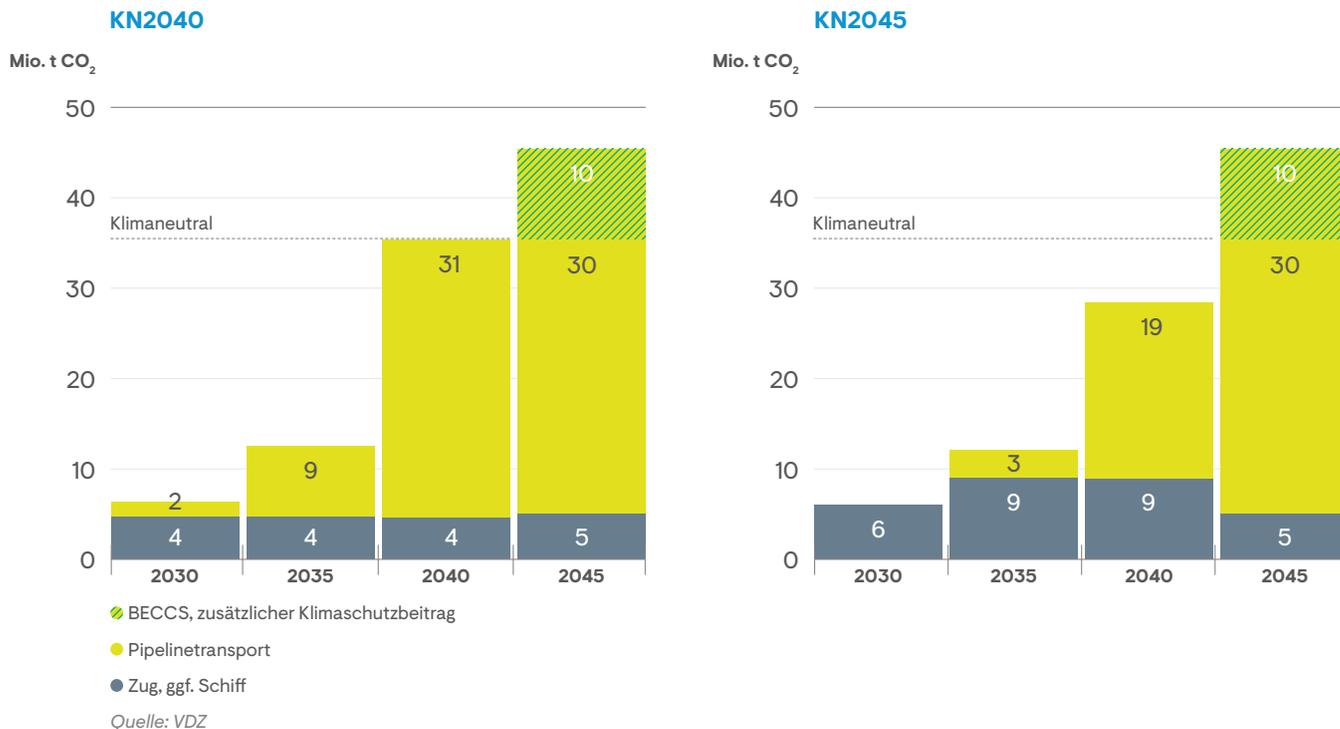
Für den CO₂-Transportbedarf werden in beiden Szenarien die CO₂-Abscheidemengen für die Jahre 2030, 2035, 2040 und 2045 berechnet (Abbildung 4). Es wird angenommen, dass im Szenario KN2040 der Infrastrukturausbau in Form von CO₂-Pipelines bereits mit einem Leitungsanschluss der ersten Standorte ab 2028 beginnt und damit im Vergleich zum Szenario KN2045 bereits früher größere CO₂-Mengen transportiert werden können. Im Szenario KN2045 erfolgt der anfängliche CO₂-Transport ab 2028 nur per Schiene, bevor ab 2033 der Pipelinetransport mit einem hohen Bautempo umgesetzt wird.

Abbildung 4: Zeitliche Entwicklung der CO₂-Abscheidung im Szenario KN2040



Quellen: VDZ, [1], EU-ETS, E-PRTR, BV Kalk, ITAD

Abbildung 5: CO₂-Transportbedarf für Pipeline, Zug und Schiffstransport in den Szenarien KN2040 und KN2045



Szenario Klimaneutralität 2040

Im zentralen Szenario Klimaneutralität 2040 (KN2040) ergibt sich für die drei betrachteten Sektoren ein jährlicher CO₂-Transportbedarf von etwa 6 Mio. t in 2030, ca. 13 Mio. t in 2035 sowie rund 35 Mio. t in 2040. In 2045 wird dieser auf 45 Mio. t in Deutschland ansteigen (Abbildung 5). Dazu kommen zusätzliche Mengen für den Transit aus den Nachbarländern Österreich, Schweiz und Frankreich ab 2035 von 15 bis 20 Mio. t CO₂ pro Jahr.

Jährlich werden in KN2040 bis zu 5 Mio. t CO₂ mit dem Zug oder mit dem Schiff transportiert. Ein sehr schneller Hochlauf des Leitungstransports führt zu einem Transportvolumen per Pipeline von 3 Mio. t CO₂ im Jahr 2028, das bis 2040 auf 30 Mio. t CO₂ und langfristig bis 2045 auf ca. 40 Mio. t ausgeweitet wird. Nach 2040 werden durch die Abscheidung der biogenen CO₂-Mengen aus der Mitverbrennung nachhaltiger biomassehaltiger Abfälle, negative Emissionsbeiträge von ca. 10 Mio. t pro Jahr erreicht (Abbildung 5).

Der schnelle Hochlauf der CO₂-Abscheidung und des Infrastrukturausbaus ist für die betrachteten Sektoren letztlich alternativlos, wenn eine weitgehend klimaneutrale Produktion bis 2040 erreicht

werden soll. Daraus ergibt sich auch für das erforderliche CO₂-Netz ein höchst ambitioniertes Ausbautempo. Bis spätestens 2035 müssen alle identifizierten zehn Cluster größtenteils per Leitung und zum Teil per Schiene an eine Transport- und Speicherinfrastruktur angebunden sein.

In Summe sind dafür ca. 4.800 km an Fernleitungen und 3.000 jährliche Fahrten von 20 Ganzzügen mit Kesselwagen erforderlich, um den Abtransport des CO₂ zu ermöglichen. Im Szenario KN2040 kann so in Deutschland durch CCUS kumuliert über 20 Jahre eine Emission von rund 500 Mio. t CO₂ eingespart werden; darin enthalten sind ca. 50 Mio. t negative CO₂-Emissionen aus der Abscheidung und Speicherung des biogenen CO₂.

Szenario Klimaneutralität 2045

In diesem Szenario werden die CO₂-Quellen erst ab dem Jahr 2033 an ein CO₂-Pipelinennetz angeschlossen, d.h. erst fünf Jahre später als in KN2040 (Abbildung 5). Entsprechend ist der Bedarf nach Zug- und Schiffstransport – nach anfänglich rund 6 Mio. t – mit zwischenzeitlich 9 Mio. t CO₂ pro Jahr nahezu doppelt so hoch wie in KN2040. Ab 2033 wird dennoch ein sehr schneller Ausbau des CO₂-Leitungsnetzes erforderlich sein. In 2040 werden

knapp 20 Mio. t CO₂ pro Jahr per Pipeline transportiert werden. Ab 2045 wird auch in diesem Szenario 90 % des abgeschiedenen CO₂ per Pipeline transportiert, der Anteil des Zug- und ggf. Schifftransportes verringert sich entsprechend.

Auch im Szenario KN2045 ermöglicht die Abscheidung des biogenen CO₂ aus der Mitverbrennung nachhaltiger abfallstämmiger Biomasse nach 2040 einen negativen Emissionsbeitrag von jährlich 10 Mio. t CO₂.

Klimaschutzbeitrag durch CO₂-Infrastruktur

Mit dem Hochlauf des CO₂-Transports im Szenario KN2040 können kumuliert über 20 Jahre (ab 2028 bis 2047)⁶⁾ in den betrachteten Sektoren CO₂-Einsparungen von rund 500 Mio. t CO₂ erreicht werden. Bei einem späteren CO₂-Leitungsausbau erst ab 2033 entsprechend dem Szenario KN2045 werden im gleichen Zeitraum noch Emissionen von insgesamt ca. 460 Mio. t CO₂ vermieden. Bemerkenswert ist, dass bereits bei einer weiteren Verzögerung des Infrastrukturausbaus um fünf Jahre – d.h. einem Start des Schienentransports ab 2033 und einem erst danach beginnenden Pipelinetransport – nur noch kumulierte Einsparungen durch CCUS von rund 230 Mio. t CO₂ realisierbar wären. In diesem Fall würden rund 270 Mio. t CO₂

zusätzlich in die Atmosphäre gelangen, auch die Klimaneutralität 2045 würde nicht erreicht.

Insofern zeigen beide Szenarien, dass ein schnelles Handeln beim Aufbau der CO₂-Infrastruktur in Deutschland entscheidend ist. Werden die dafür notwendigen Voraussetzungen nicht rechtzeitig geschaffen, so wird sich der Aufbau der CCUS-Kette insgesamt verzögern. Bei einem Start erst ab 2033 wird sich der Klimaschutzbeitrag mehr als halbieren – Klimaneutralität in den drei Sektoren (und damit höchstwahrscheinlich auch in Deutschland insgesamt) wird dann nicht rechtzeitig bis 2045 erreicht.

Investitionsbedarf und Kosten

Der Investitionsbedarf für den Aufbau des in dieser Studie ermittelten deutschen CO₂-Leitungsnetzes mit einer Länge von 4.800 km dürfte sich in einer Größenordnung von rund 14 Mrd. Euro bewegen. Umgelegt auf die abgeschätzten Transportmengen per Pipeline von etwa 415 Mio. t CO₂ im Betrachtungszeitraum ergeben sich hieraus rechnerisch Kosten von rund 35 Euro/t CO₂. Bezieht man zusätzlich die Transitmengen aus den Nachbarländern mit ein, könnten diese weiter sinken auf rund 25 Euro/t⁷⁾. Die Betriebskosten für das Pipelinennetz werden als vergleichsweise gering bewertet.

Tabelle 1: CO₂-Emissionen, -Abscheidemengen und zusätzlicher Energiebedarf im Szenario KN2040

		2030	2035	2040	2045	Kumulativ*
CO₂-Bilanz für Zement, Kalk, Abfallverbrennung in Deutschland						
CO ₂ -Entstehung	Mt CO ₂ /a	63,3	61,2	57,4	57,9	1.200
davon fossil		42,2	39,7	35,4	34,7	760
CO₂-Abscheidung⁸⁾	Mt CO₂/a	6,5	12,5	35,4	45,5	500
zusätzlicher Energiebedarf⁹⁾						
elektrisch	TWh/a	2,0	3,8	9,5	12,3	
thermisch	TJ/a	7.800	16.500	76.000	99.000	

*kumulativ: Summe des Zeitraums 2028 bis 2047

- 6) Für die Berechnung der kumulierten CO₂-Einsparungen durch CCUS wird in der Studie ein Zeitraum von 20 Jahren ab 2028 zugrunde gelegt. Dieser wird in der Modellierung des Infrastrukturochlaufs in 5-Jahresabschnitte eingeteilt, um Aussagen über den Einfluss des Ausbautempos auf die erreichbare CO₂-Einsparung zu treffen.
- 7) Kosten für die Anbindung an das Fernleitungsnetz sind darin nicht enthalten. Die Angaben beziehen sich auf den Leitungstransport an Land in Deutschland.
- 8) Anders als bei Zement und Kalk wird davon ausgegangen, dass bei der Abfallverbrennung aufgrund verschiedener Restriktionen nur etwa zwei Drittel der langfristig erwarteten CO₂-Menge abgeschieden werden können [3]. Im Durchschnitt wird 50 % biogenes CO₂ angenommen, sodass der Sektor trotzdem Klimaneutralität erreicht.
- 9) Der zusätzliche thermische Energiebedarf resultiert maßgeblich aus dem Einsatz von Abtrennverfahren wie der Aminwäsche. Der zusätzliche elektrische Energiebedarf ergibt sich vor allen Dingen aus integrierten Abtrennverfahren wie der Oxyfuel-Technologie sowie dem Energiebedarf für die anschließende weitere Aufkonzentration des CO₂ (vgl. Kapitel 3.6).

Auch wenn ein direkter Vergleich der Transportkosten standortspezifisch erfolgen muss, werden als Orientierung in dieser Studie für den CO₂-Transport per Schiene für Entfernungen von mehr als 500 km einschließlich der Infrastruktur für Be- und Entladung aktuell Kosten in einer Bandbreite von 35 bis 60 Euro/t CO₂ erwartet¹⁰⁾. Bei geringeren Transportdistanzen können die Kosten auch niedriger ausfallen.

Energiebedarf der CO₂-Abscheidung

Die CO₂-Abscheidung ist aufgrund ihrer Stromintensität mit einem enormen Bedarf an erneuerbarer Energie verbunden. So erhöht sich der jährliche Strombedarf bezogen auf die Zement- und Kalkindustrie auf fast das Vierfache des heutigen Niveaus (von 4,7 TWh auf rund 17 TWh in 2045). Der thermische Energiebedarf pro Jahr in den drei Sektoren steigt um knapp 100.000 TJ bzw. 20% gegenüber dem Jahr 2021¹¹⁾.

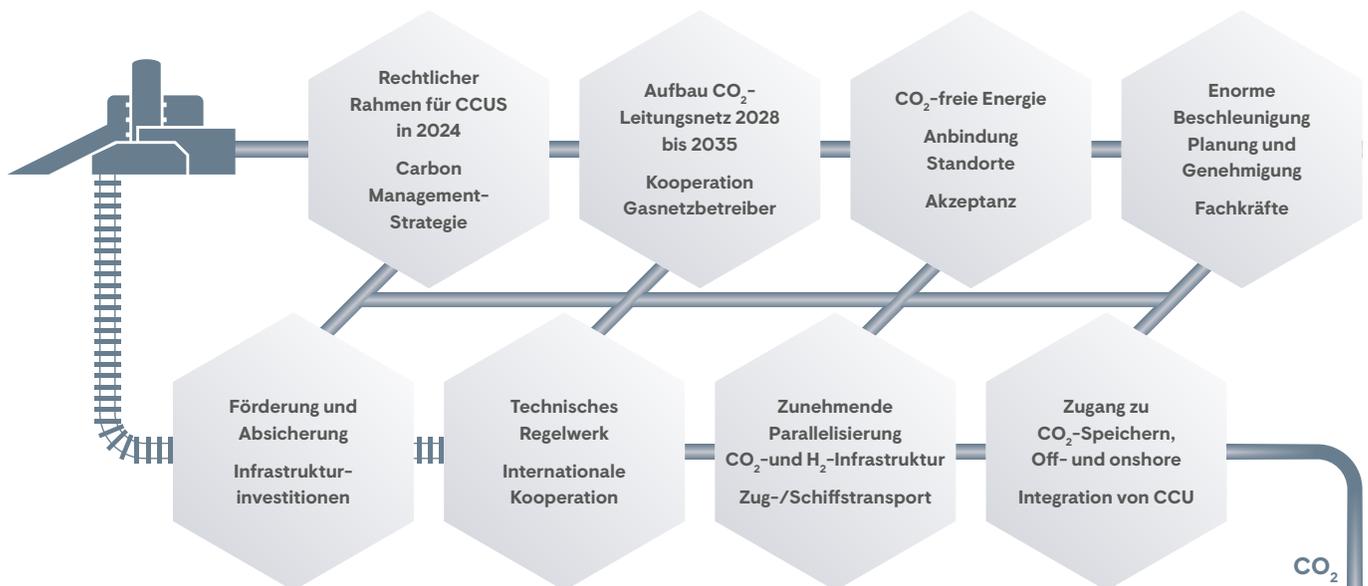
Zusätzlich muss der Bedarf an elektrischer Energie mit grundlastfähiger Erzeugungskapazität abgesichert werden, da ein kontinuierlicher Betrieb der CO₂-Abscheidung gewährleistet werden muss.

Ob die Dekarbonisierung gelingt, ist insofern auch maßgeblich davon abhängig, ob die Kapazitäten für erneuerbare Energien deutlich schneller als bisher ausgebaut und die Standorte mit CO₂-Abscheidung rechtzeitig an verstärkte Stromnetze angebunden werden.

Rechtsrahmen und Handlungsfelder

Wesentliche Voraussetzungen für die CO₂-Abscheidung in den Sektoren Zement, Kalk und Abfallverbrennung sowie den dafür notwendigen Aufbau einer CO₂-Infrastruktur sind die gesellschaftliche und politische Unterstützung sowie vor allen Dingen eine entsprechende Rechtsgrundlage (Abbildung 6). Die auf Bundesebene geplante Carbon Management-Strategie ist hierfür ein wichtiger erster Schritt, der die politischen Leitplanken für den Einsatz von CCUS in Deutschland setzt¹²⁾. Darauf aufbauend gilt es, den bestehenden Rechtsrahmen für die Genehmigung von Anlagen zur CO₂-Abscheidung, den leitungsgebundenen und grenzüberschreitenden CO₂-Transport, sowie für die CO₂-Nutzung und (Zwischen-)Speicherung noch in 2024 anzupassen bzw. zu erweitern¹³⁾.

Abbildung 6: Voraussetzungen und Handlungsfelder



Quelle: VDZ

10) Die Konditionierung des CO₂ für den Bahntransport am Start und Zielbahnhof ist hierin nicht enthalten.

11) Die CO₂-Abscheidung in Zement- und Kalkwerken beginnt bei hohen anfänglichen CO₂-Konzentrationen im Abgas (≥ 20%). Dadurch fällt der hier aufgezeigte hohe Energiebedarf in Bezug auf die abgeschiedene CO₂-Menge immer noch deutlich geringer aus als für eine Abscheidung der gleichen Menge aus der Luft (Direct Air Capture). Ferner kann ein Teil des zusätzlichen thermischen Energiebedarfs bei AVAs und Zementwerken aus Abwärme gedeckt werden.

12) Ende Februar 2024 hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) Eckpunkte einer nationalen Carbon Management-Strategie vorgestellt. Dieses sieht den Einsatz von CCUS schwerpunktmäßig in den Sektoren Zement, Kalk und Abfallverbrennung vor [6].

13) Der Vorschlag des Bundeswirtschaftsministeriums zur Schaffung eines Kohlendioxid-Speicher- und Transportgesetzes von Ende Februar 2024 weist hier in die richtige Richtung.

Der neue Rechtsrahmen muss auch die dringend notwendige Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren im Blick haben. Hierfür ist es notwendig, dass geeignete Regelungen zum Ausbau einer Wasserstoffwirtschaft auch auf den CO₂-Transport übertragen werden, vor allem indem in Hinblick auf den Klimaschutz explizit ein „überragendes öffentliches Interesse“ für CCS- und CCU-Projekte einschließlich der Infrastrukturen rechtlich verankert wird.

Entscheidend wird sein, den Ausbau des CO₂-Leitungsnetzes nicht nur von Nord nach Süd, sondern gleichzeitig in verschiedenen Regionen mit großen CO₂-Clustern voranzutreiben und zunehmend mit dem Ausbau des Wasserstoffkernnetzes zu parallelisieren. Nur so gelingt es, die relevanten Industrie-Regionen rechtzeitig an eine CO₂-Infrastruktur anzubinden, um die Klimaziele zu erreichen und deren Wettbewerbsfähigkeit zu erhalten.

Eine weitere Voraussetzung für einen schnellen CO₂-Netzausbau ist, dass die Netzbetreiber in Deutschland und darüber hinaus zeitnah miteinander bei der Planung kooperieren können. Ob eine Netzentwicklungsplanung wie bei Erdgas oder Strom einem schnellen Infrastrukturaufbau dienlich und damit erforderlich ist, gilt es abzuwägen. Ein frühzeitiger Beginn des Leitungsaubaus sollte jedoch nicht an eine solche Voraussetzung geknüpft sein. Entscheidend wird auch sein, dass technische Normen und Regelwerke länderübergreifend für den Netz-, Transport- und Speicherbetrieb anwendbar sind und damit ein europäisches Carbon Management möglich wird.

Ähnlich wie beim Wasserstoffkernnetz sind Investitionsrisiken in einer Frühphase mit wenigen CO₂-Netznutzern abzusichern und Kosten für den leitungsgebundenen CO₂-Transport ähnlich wie beim Wasserstoff zu regulieren. Angestrebt werden sollten distanzunabhängige Netzentgelte, da andernfalls Standorte mit längeren Transportwegen im Wettbewerb benachteiligt wären. Zusätzlich wird es darauf ankommen, einen diskriminierungsfreien Netzzugang für CO₂-Quellen und mögliche -Nutzer zu gewährleisten.

Mit dem Aufbau einer eigenen CO₂-Speicherinfrastruktur – wie dies mit der Novelle des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes (KSpG) geplant ist – kann Deutschland seiner klimapolitischen Verantwortung gerecht werden und die Kosten der CO₂-Speicherung senken. Zudem würde die absehbar einseitige Abhängigkeit von Partnerländern



abgebaut sowie seine strategische Souveränität beim Klimaschutz gestärkt. Gleichzeitig wird eine wettbewerbsfähige CO₂-Infrastruktur zu einem wesentlichen Standortfaktor der Zukunft für Industrien mit hohen unvermeidbaren CO₂-Emissionen.

Die Dekarbonisierung stellt die Industrie in Deutschland vor ungeahnte Herausforderungen. Das gilt auch für die Sektoren Zement, Kalk und Abfallverbrennung, in denen die Klimaneutralität nur erreicht werden kann, wenn die unvermeidbaren CO₂-Mengen abgeschieden und das CO₂ anschließend gespeichert oder genutzt wird. Die Betreiber der Anlagen werden diese Aufgabe nicht alleine bewältigen können. Vielmehr ist ein Schulterchluss von Politik, Industrie, Wissenschaft und Zivilgesellschaft gefordert. Es geht dabei um ein Bekenntnis zur CO₂-Abscheidung vor allem für unvermeidbare CO₂-Emissionen sowie den schnellen Aufbau einer Infrastruktur für den Transport, die Speicherung oder Nutzung des entsprechenden CO₂. Die Transformation kann gelingen, aber die Zeit drängt. Die vorliegende Studie liefert einen Beitrag hierzu, indem sie die zu erwartenden CO₂-Emissionen und den sich hieraus ergebenden Bedarf an eine geeignete Infrastruktur darstellt.

1

Die Bedeutung von CCS und CCU für die Minderung unvermeidbarer CO₂-Emissionen

Die Bedeutung von CCS und CCU für die Minderung unvermeidbarer CO₂-Emissionen

Die Europäische Union (EU) und Deutschland haben sich für 2050 bzw. 2045 das Ziel der Klimaneutralität gesetzt. Dies bedeutet, dass bis dahin zum einen die „minderbaren“ CO₂-Mengen gesenkt und andererseits sogenannte „unvermeidbare“ Restemissionen durch technische Senken wie die geologische Speicherung von CO₂ (Carbon Capture and Storage, CCS) oder die Einbindung von CO₂ in langlebige Produkte (Carbon Capture and Utilisation, CCU) minimiert oder durch natürliche Senken wie Moore, Wälder und Ozeane ausgeglichen werden müssen.

Klar ist, dass natürliche CO₂-Senken bis 2045 nicht in ausreichendem Umfang und zuverlässig zur Verfügung stehen werden, um das Ziel der Klimaneutralität zu erreichen. Zudem werden in der zweiten Hälfte dieses Jahrhunderts auf globaler Ebene Negativemissionen erforderlich sein, um den globalen Temperaturstieg nachhaltig zu begrenzen.

Relevante unvermeidbare CO₂-Mengen sind insbesondere in der Zement- und Kalkindustrie sowie der Abfallverbrennung zu erwarten, da diese dort prozessbedingt auftreten und mit konventionellen Maßnahmen nicht gemindert werden können. Um jedoch auch diese Prozesse im Sinne der Klimaneutralität zu dekarbonisieren, ist die gesamte Bandbreite an Klimaschutztechnologien einschließlich der CO₂-Abscheidung, -Speicherung und -Nutzung (CCS/CCU) unverzichtbar.

Hierüber herrscht in der Klimapolitik auf internationaler und nationaler Ebene zunehmend Konsens, der sich u.a. in einer wachsenden Zahl von Studien, Publikationen und entsprechenden Carbon Management-Strategien zeigt [6, 7, 8, 9, 10, 11]. Letztere ordnen die Rolle von CCS und CCU ein und formulieren Leitplanken für deren Einsatz. Gleichzeitig zeigen sie auf, welcher Handlungsbedarf sich für die Umsetzung in der Praxis ergibt. Dabei kommt auch dem Aufbau einer Infrastruktur für den CO₂-Transport in Deutschland und Europa eine zentrale Rolle zu. Diese ist entscheidende Voraussetzung, um unvermeidbare CO₂-Quellen und -Senken miteinander zu verbinden.

1.1 Unvermeidbare CO₂-Emissionen in den Sektoren Zement, Kalk und Abfallverbrennung

Prozessbedingt treten unvermeidbare CO₂-Emissionen primär bei der Zement- und Kalkherstellung durch die Entsäuerung des Kalksteins sowie bei der Abfallverbrennung auf. Zudem können schwer vermeidbare CO₂-Mengen auch in anderen industriellen Prozessen entstehen. In welchem Umfang diese perspektivisch anfallen und für den Einsatz von CCUS zu berücksichtigen sind, kann derzeit nicht abschließend bewertet werden. Vor diesem Hintergrund betrachtet die vorliegende Studie ausschließlich die unvermeidbaren CO₂-Mengen in den Sektoren Zement und Kalk¹⁴⁾ sowie in Abfallverbrennungsanlagen (AVAs)¹⁵⁾ in Deutschland.

Bei der Zement- und Kalkherstellung sind es vor allen Dingen die CO₂-Emissionen aus der Verwendung des Kalksteins als Rohmaterial. Dieser ist für die Herstellung von Zement und Kalk unersetzlich und setzt prozessbedingt CO₂ bei der sogenannten Entsäuerung frei. Zur Dekarbonisierung reduzieren die Hersteller die CO₂-Emissionen durch einen breiten Mix an konventionellen Maßnahmen. Am Ende verbleibt eine unvermeidbare Menge an CO₂-Emissionen, die nur durch eine Abscheidung des CO₂ mit anschließender Speicherung oder Nutzung vermieden werden kann [1, 2].

Für die Abfallverbrennung wird trotz Stärkung der Kreislaufwirtschaft auch langfristig in Deutschland mit erheblichen Abfallmengen gerechnet. Diese werden auch langfristig zu einer unvermeidbaren CO₂-Entstehung führen. Grundlage für die Abschätzung der unvermeidbaren CO₂-Emissionen aus AVAs ist, dass je Tonne Abfall eine Tonne CO₂ verursacht wird und der biogene Anteil im Durchschnitt 50% beträgt. Anders als bei Zement und Kalk wird davon ausgegangen, dass bei der Abfallverbrennung aufgrund verschiedener Restriktionen (u.a. mangelndes Raumangebot und geografische Verteilung) nur etwa zwei Drittel der langfristig erwarteten CO₂-Menge abgeschieden werden können [3]. Durch den hohen biogenen Anteil kann dennoch in Summe Klimaneutralität in diesem Sektor erreicht werden.

14) Die Kalkproduktion in Zuckerraffinerien wird nicht berücksichtigt, da diese nur saisonal und in vergleichsweise geringem Umfang Kalk produzieren, sodass eine CO₂-Abscheidung künftig kaum wirtschaftlich sein wird.

15) Zu Abfallverbrennungsanlagen (AVAs) gehören thermische Abfallbehandlungsanlagen (TABs), Ersatzbrennstoffanlagen (EBS), Klärschlammmonovorbrennungsanlagen und Anlagen zur Verbrennung von Altholz sowie Sonderabfall. Letztere wurden für diese Studie nicht berücksichtigt.

Der Fokus der vorliegenden Studie liegt auf diesen unvermeidbaren CO₂-Mengen für die eine CCUS-Anwendung zur Erreichung der Klimaneutralität unverzichtbar ist. Anders als im EU-Emissionshandel werden diese einschließlich ihrer biogenen Anteile dargestellt. Dies hat den Hintergrund, dass durch eine Abscheidung dieser Anteile letztlich negative CO₂-Emissionen erzielt werden können (BECCS¹⁶). Klimaneutralität an sich kann bereits erreicht werden, wenn die fossilen Anteile der CO₂-Emissionen (roh- und brennstoffbedingt) vollständig gemindert werden.

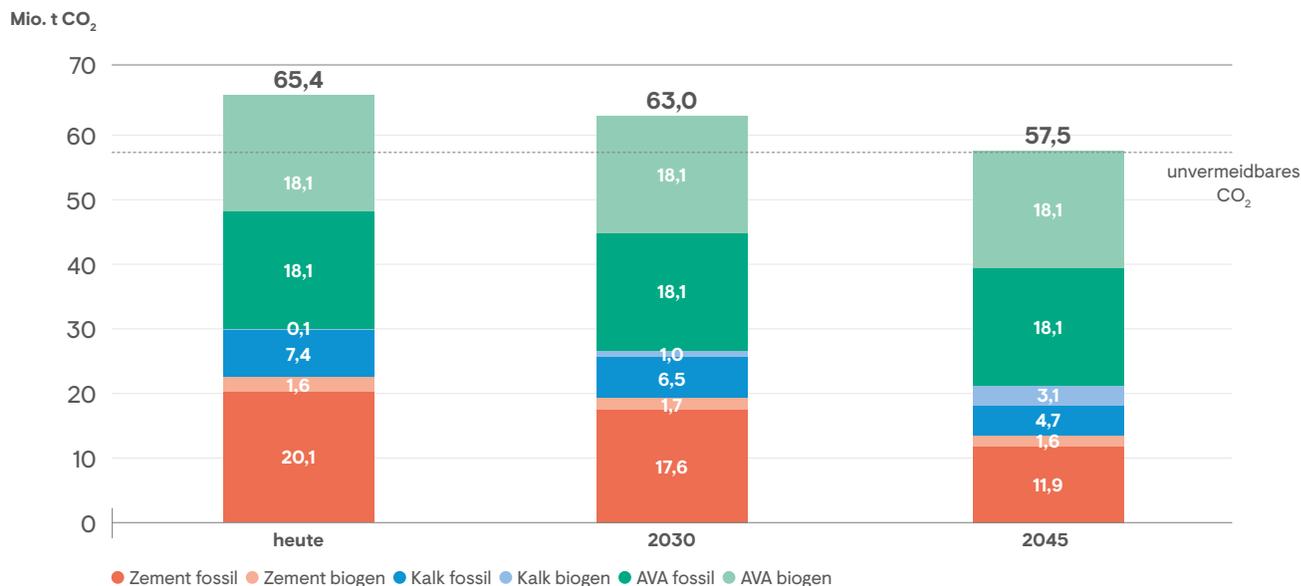
CO₂-Emissionen im Zeitverlauf

Als Grundlage für die weitere Analyse wird zunächst die Entwicklung der CO₂-Emissionen in den genannten drei Sektoren dargestellt. Aktuelle Emissionsdaten zeigen, dass die fossilen und biogenen CO₂-Emissionen derzeit in Summe bei rund 65 Mio. t CO₂ pro Jahr liegen. Die Dekarbonisierungsstudien der jeweiligen Branchen unterstreichen, dass die Unternehmen auf einen breiten Mix von CO₂-Minderungsmaßnahmen setzen, um die kostenintensive CO₂-Abscheidung nur für die CO₂-Mengen anzuwenden, für die es keine

andere Minderungsmaßnahme gibt [1, 2, 3]. Entsprechend der Minderungspfade in den Sektoren Zement, Kalk und Abfallverbrennung liegen die unvermeidbaren CO₂-Emissionen bis 2045 bei jährlich rund 58 Mio. t CO₂. Dabei verteilen sich die fossilen und biogenen CO₂-Mengen entsprechend Abbildung 7¹⁷.

Am Beispiel der Zementindustrie lässt sich veranschaulichen, welche erheblichen Anstrengungen zur CO₂-Minderung unternommen werden, bevor die CO₂-Abscheidung zur Anwendung kommt. So strebt die Branche an, durch Maßnahmen entlang der gesamten Wertschöpfungskette von Zement und Beton die CO₂-Emissionen um rund 35 % zu mindern: durch die Optimierung des Brennstoff-Mixes, die Reduzierung des Klinkergehalts im Zement sowie Materialeinsparungen beim Einsatz des Betons im Bauwerk. In Summe werden die CO₂-Emissionen damit von 21,7 Mio. t (heute) auf 13,5 Mio. t (2045) gesenkt. Auch dieser Studie liegt das Verständnis zu Grunde, dass die CO₂-Abscheidung nur bei den verbleibenden CO₂-Emissionen zur Anwendung kommt, die sich als langfristig unvermeidbar erweisen.

Abbildung 7: Die CO₂-Entstehung im Zeitverlauf



Quellen: VDZ, EU-ETS, E-PRTR, BV Kalk, ITAD

16) BECCS: bioenergy with carbon capture and storage

17) Die Prognosedaten sind dabei abhängig von den angenommenen Produktions- bzw. Abfallmengenentwicklungen. Während für die Kalkproduktion und den Abfalleinsatz bis 2045 konstante Mengen angenommen werden, wird eine abnehmende Zementklinkerproduktion, infolge des effizienteren Produkteinsatzes sowie der Absenkung des Klinkerfaktors im Zement, zugrunde gelegt (Kapitel 3.3 und 3.4 in [1]).

Geografische Verteilung der CO₂-Emissionen

Maßgeblich für die Entwicklung einer Transportinfrastruktur ist die regionale Verteilung der CO₂-Quellen. Abbildung 8 stellt dar, wie sich die CO₂-Emissionen aus den Bereichen Zement, Kalk und Abfallverbrennung den jeweiligen Standorten zuordnen lassen. Dabei wird deutlich, dass im ganzen Bundesgebiet relevante Quellen mit unvermeidbaren CO₂-Mengen vorliegen, wobei Emissionsschwerpunkte erkennbar sind, beispielsweise in Nordrhein-Westfalen (18 Mio. t CO₂/a), Bayern (9,5 Mio. t CO₂/a) oder Baden-Württemberg (7,5 t CO₂/a). Andererseits weisen auch andere Bundesländer relevante Mengen an unvermeidbaren CO₂-Emissionen auf, sodass letztlich die reine Verteilung der Punktquellen noch keinen Aufschluss über die Infrastrukturanforderungen gibt.

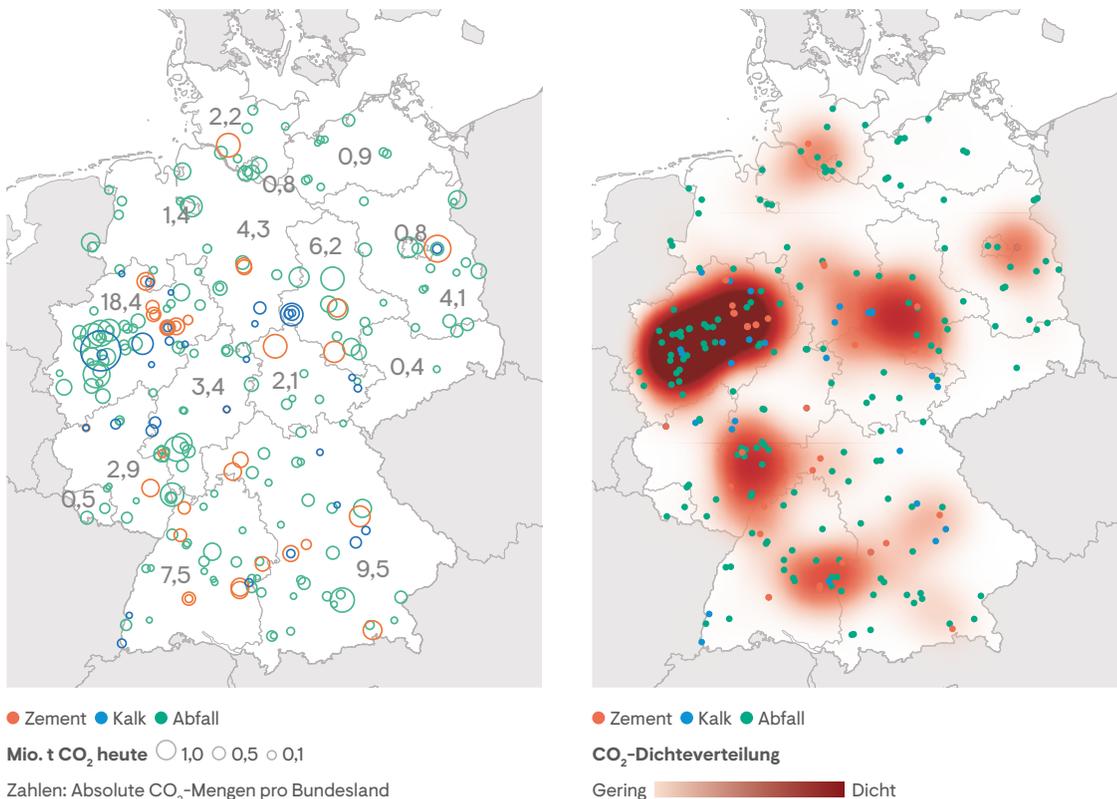
Darauf aufbauend lassen sich aus der geografischen Verteilung der betrachteten CO₂-Quellen und den entsprechenden Emissionen anhand einer Dichteverteilung rund zehn Cluster in Deutschland mit CO₂-Emissionen von jeweils 2 bis 7 Mio. t CO₂/a ableiten. Diese stellen den Ausgangspunkt für die Bewertung der Anforderungen an eine CO₂-Infra-

struktur in Deutschland dar. Weitere vergleichsweise kleine CO₂-Quellen, die außerhalb dieser Cluster liegen, sowie CO₂-Mengen aus dem benachbarten Ausland für den Transit nach Norden werden in die Analyse der Transportmengen ebenfalls einbezogen.

Hohes Umsetzungstempo entscheidend

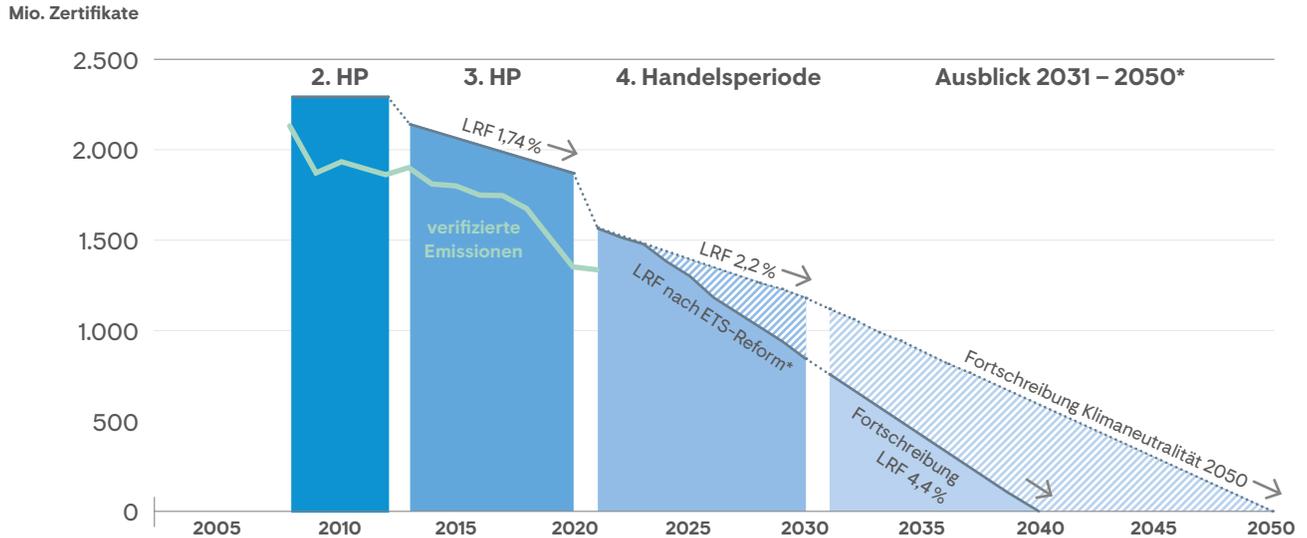
Für die Industrieanlagen im EU-Emissionshandel (EU ETS) ist die Menge der CO₂-Zertifikate begrenzt, sie verringert sich jährlich und ist damit maßgebliche Leitgröße für das Tempo der Dekarbonisierung (Abbildung 9). Wird der aktuelle Rechtsrahmen fortgeführt, dann werden um das Jahr 2040 keine neuen CO₂-Zertifikate mehr ausgegeben. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass Anlagen im EU ETS bis dahin weitgehend klimaneutral produzieren müssen. Gleichzeitig ist bis dahin mit extrem hohen CO₂-Preisen und einem nur noch sehr begrenzten Angebot an Zertifikaten zu rechnen, die sich dann noch im Umlauf befinden. Insofern steht dieser extrem ambitionierte Minderungspfad aus dem EU ETS mit dem Zeithorizont 2040 im Fokus der Modellierung des Infrastrukturchochlaufs.

Abbildung 8: Geografische Verteilung der CO₂-Entstehung und Cluster (heute)



Quellen: VDZ, EU-ETS, E-PRTR, BV Kalk, ITAD

Abbildung 9: Minderungspfad des EU-Emissionshandels

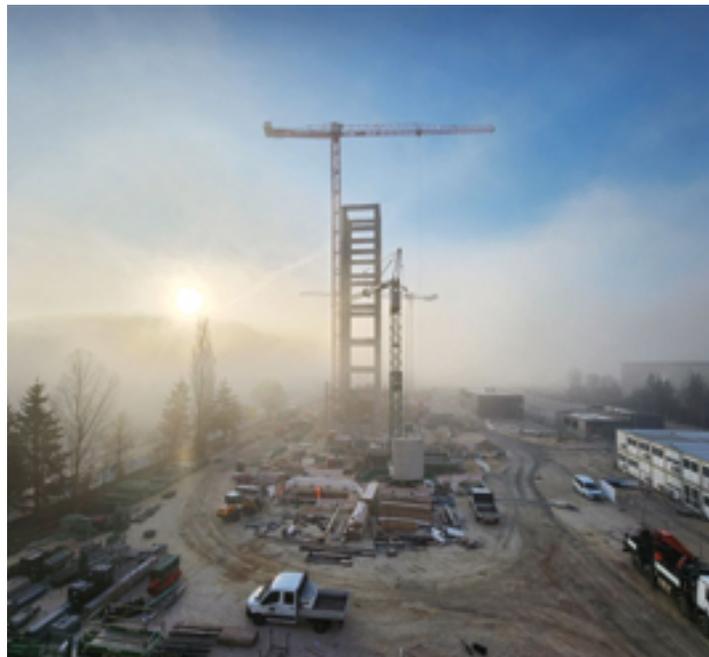


Quellen: Umweltbundesamt, EU-Kommission, EU-ETS-Richtlinie, eigene Berechnungen

* Annahmen für Projektion: Fortschreibung ursprünglicher Minderungspfad (linearem Reduktionsfaktor LRF 2,2% p.a.) mit Klimaneutralität im EU ETS bis 2050; Fortschreibung des aktuellen Minderungspfad im EU ETS (LRF 4,3% ab 2024 und 4,4% ab 2028) führt zu Klimaneutralität um das Jahr 2040. Nicht berücksichtigte Effekte: Marktstabilitätsreserve, Einbeziehung Abfallverbrennungsanlagen ab 2028, mögliche Einbeziehung des ETS 2 (Verkehr, Gebäude, übrige Industrieanlagen); mögliche Anrechnung von Negativemissionen

Schulterschluss der gesamten CCUS-Kette

Der CO₂-Infrastrukturbedarf in Deutschland kann nur bewertet werden mit dem Blick auf die gesamte Wertschöpfungskette: von der Abscheidung des CO₂ über den Transport bis zu seiner Speicherung oder Nutzung. Nur so lassen sich die jeweiligen Anforderungen und Wechselwirkungen zwischen verschiedenen Stufen dieser Kette berücksichtigen und aufeinander abstimmen. Für diese Studie wurden deshalb zahlreiche Experteninterviews mit Akteuren der Zement-, Kalk- und Abfallwirtschaft, der Gaswirtschaft, der Schienenlogistik sowie den Betreibern von Speicherinfrastrukturen und potenziellen CO₂-Nutzern geführt. Schon heute wird deutlich, dass sich die anstehenden enormen Herausforderungen in der kurzen Zeitspanne überhaupt nur gemeinsam meistern lassen. Insofern ist auch für den weiteren Verlauf der Diskussion zum Aufbau und zur Planung einer CO₂-Infrastruktur der Schulterschluss aller Beteiligten sinnvoll und letztlich erforderlich.



1.2 Die Rolle der CO₂-Abscheidung für klimaneutralen Zement und Beton

Die Zementindustrie und damit die gesamte Wertschöpfungskette von Zement und Beton stehen auf dem Weg zur Klimaneutralität vor großen Herausforderungen: rund zwei Drittel des fossilen CO₂ entfallen auf rohstoffbedingte Prozessemissionen aus der Entsäuerung des Kalksteins, die nicht minderbar sind. Nur rund ein Drittel entfällt auf energiebedingte Emissionen aus dem Einsatz der Brennstoffe.

Bisherige CO₂-Minderung und Maßnahmenmix zur Dekarbonisierung

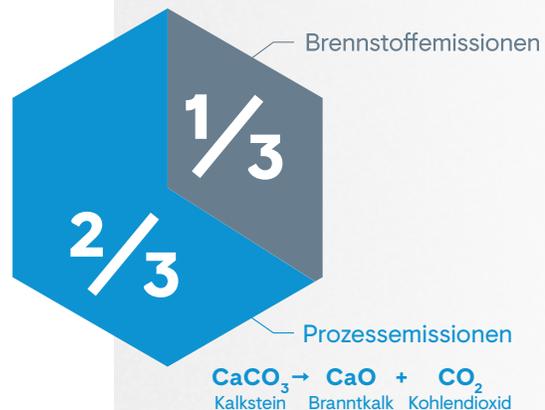
Den deutschen Zementherstellern ist es seit 1990 gelungen, die CO₂-Emissionen sowohl spezifisch als auch absolut um 20 bis 25% zu reduzieren. Entscheidend hierfür waren vor allem die Senkung der Klinkergehalte im Zement und der Einsatz alternativer, biomassehaltiger Brennstoffe aus Abfällen, durch die rein fossile Energieträger mehrheitlich ersetzt wurden. Um Zement und Beton bis zum Jahr 2045 letztlich klimaneutral herstellen zu können, setzt die Branche auf einen Mix von Maßnahmen entlang der Wertschöpfungskette, die in der CO₂-Roadmap der Branche „Dekarbonisierung von Zement und Beton – Minderungspfade und Handlungsstrategien“ [1] erarbeitet wurden:

- **Effizienter Einsatz von Beton im Bauwerk** unter Beibehaltung von Leistungsfähigkeit und Dauerhaftigkeit sowie Nutzung CO₂-effizienter Zemente.
- Weitere Erhöhung des Anteils **abfallstämmiger, biomassehaltiger Brennstoffe** von heute > 70% auf bis zu 100% in 2045.
- Weitere Verbesserung der **thermischen Energieeffizienz um ca. 13%**¹⁸⁾.
- Weitere **Reduzierung des Klinkeranteils im Zement** von heute ca. 70% auf 53% in 2045.
- **CO₂-Abscheidung mit anschließendem Transport, Speicherung oder Nutzung (CCU/CCS):** Nach Ausreizung aller anderen CO₂-Minderungsmaßnahmen müssen für die Herstellung von klimaneutralem Zement die dann verbleibenden, anders nicht vermeidbaren CO₂-Emissionen (ca. 65%) durch deren Abscheidung im Zementwerk und die anschließende Nutzung oder Speicherung gemindert werden.



CO₂-Entstehung bei der Zementklinkerherstellung

Zement wird maßgeblich aus Kalkstein hergestellt, der in Steinbrüchen gewonnen und in Drehöfen zu Zementklinker gebrannt wird. Beim Brennprozess wird das Rohmaterial auf 1.450 °C erhitzt; dabei entsteht brennstoff- und prozessbedingt CO₂. Ersteres resultiert aus dem Einsatz der Brennstoffe. Das prozessbedingte CO₂ hingegen ist ein Nebenprodukt der Calciniierung des Kalksteins zu Branntkalk, einer Vorstufe des Zementklinkers, nach folgender chemischer Reaktion:



Quelle: VDZ

Aus Kostengründen reduzieren die Zementhersteller die CO₂-Emissionen zunächst mit den bekannten, konventionellen Maßnahmen. Erst dann kommen Technologien zur CO₂-Abscheidung der unvermeidbaren restlichen CO₂-Mengen zur Anwendung. Weil aber den Unternehmen nur noch wenige Jahre zur Umstellung auf klimaneutrale Prozesse und Produkte bleiben und weil CCUS-Anwendungen enorm lange Planungszeiten erfordern, gilt es, alle Minderungsoptionen gleichzeitig anzugehen. Anderenfalls wird die Klimaneutralität nicht erreichbar sein. Insofern besteht auch für die Politik Handlungsdruck, die Voraussetzungen für die Umsetzung der oben genannten Maßnahmen durch die Unternehmen und die Nutzer von Produkten jetzt zu schaffen.

18) Für die CO₂-Abscheidung sind zusätzliche elektrische und thermische Energieeinsätze erforderlich. Diese werden auf Basis von Angaben aus den ECRA Technology Paper [12] und aktuellen Expertengesprächen in dieser Studie gesondert ausgewiesen (siehe Kapitel 3.6).

CO₂-Abscheidung in der Zementindustrie

Die CO₂-Abscheidung ist für klimaneutralen Zement und Beton unverzichtbar. Aus diesem Grund forschen die deutschen und europäischen Zementhersteller sowie der VDZ unter dem Dach der European Cement Research Academy (ECRA) gemeinsam mit Anlagenbauern und weiteren Partnern bereits seit 2007 an geeigneten Verfahren zur Abscheidung von CO₂ aus dem Abgas von Zementofenanlagen, um es danach entweder langfristig geologisch bzw. mineralogisch zu binden (Carbon Capture and Storage, CCS) oder das CO₂ einer anderen Verwendung zukommen zu lassen (Carbon Capture and Utilisation, CCU). Als Ergebnis dieser umfangreichen Forschungsarbeiten werden derzeit verschiedene Verfahren im Pilot- und Demonstrationsmaßstab erprobt; weitere Projekte befinden sich in Planung.

CO₂-Abscheidetechnologien können in zwei Kategorien gruppiert werden: Integrierte und sogenannte Post-Combustion-Verfahren. Innerhalb der Post-Combustion-Verfahren wird hinsichtlich der Bindungsform von CO₂ in chemische und physikalische Verfahren unterschieden. Charakteristische Beispiele für die drei Gruppen werden im Folgenden näher beschrieben (Abbildung 10).

Integrierte Verfahren: Beispiel Oxyfuel-Technologie

Je höher der Gehalt an CO₂ in einem Abgas ist, desto effektiver ist seine Abscheidung¹¹⁾. Dies nutzt die Oxyfuel-Technologie, bei der reiner Sauerstoff anstelle von Luft in der Feuerung eines Drehofens verwendet wird. Dadurch reichert sich das CO₂ im Abgas auf 80–90 Vol.-% an, ein im Vergleich zu anderen Verfahren hoher Gehalt [13, 14, 15]. Da es sich um ein prozessintegriertes Verfahren handelt, müssen Ofenanlage und -betrieb entsprechend angepasst werden. Nach einem finalen Reinigungsschritt besteht das Abgas aus weitgehend reinem CO₂, dessen Qualität auf die Anforderungen des weiteren Transports sowie der Nutzung oder Speicherung eingestellt wird. Der erforderliche Sauerstoff wird in den notwendigen Mengen durch eine werkseigene oder werksnahe Luftzerlegungsanlage erzeugt.

Im Vergleich zu einer konventionellen Ofenanlage erhöht sich der thermische Energiebedarf bei diesem Verfahren nicht wesentlich (um max. 15 %), allerdings erhöht sich der elektrische Energiebedarf aufgrund der Sauerstoffzerlegung und der CO₂-Reinigung erheblich. Derzeit arbeiten Zementhersteller und Anlagenbauer gemeinsam daran, das Verfahren weiterzuentwickeln. Ein derartiger

Abbildung 10: Methoden der CO₂-Abscheidung

Ziel: Abtrennung von CO₂ aus dem Abgas und Aufkonzentrierung zu >95 Vol.-%

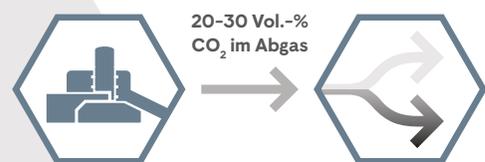
Integrierte Verfahren:

- Die Aufkonzentrierung von CO₂ im Prozess erlaubt eine deutlich effizientere Abtrennung mit geringerem Energieaufwand
- Oxyfuel, indirekte Calciniierung, integriertes Ca-Looping



Post-Combustion Technologien:

- Nachträgliche Abtrennung von CO₂ aus herkömmlichen Prozessen durch physikalische oder chemische Bindung an einen Sorbens
- Chemische Verfahren: Amin-Wäsche, Ca-Looping, Mineralisierung
- Physikalische Verfahren: Adsorptive Verfahren (TSA, VPSA), Membrane, kryogene Abtrennung



Quelle: VDZ

Anmerkung: TSA = Temperature swing absorption; VPSA = Vacuum pressure swing absorptions

Ofen befindet sich als Demonstrationsanlage im Bau [16]. Darüber hinaus sind mehrere Projekte im industriellen Maßstab mit Ziel der Inbetriebnahme Ende der 2020er Jahre in Planung.

**Chemische Post-Combustion-Technologien:
Beispiel Aminwäsche**

Post-Combustion-Technologien scheiden das CO₂ ab, gleichsam unmittelbar bevor das Abgas über den Kamin emittiert wird. Insofern ist die Abscheideanlage dem Klinkerbrennprozess nachgeschaltet, so dass dieser weitestgehend unverändert ausgelegt und betrieben werden kann.

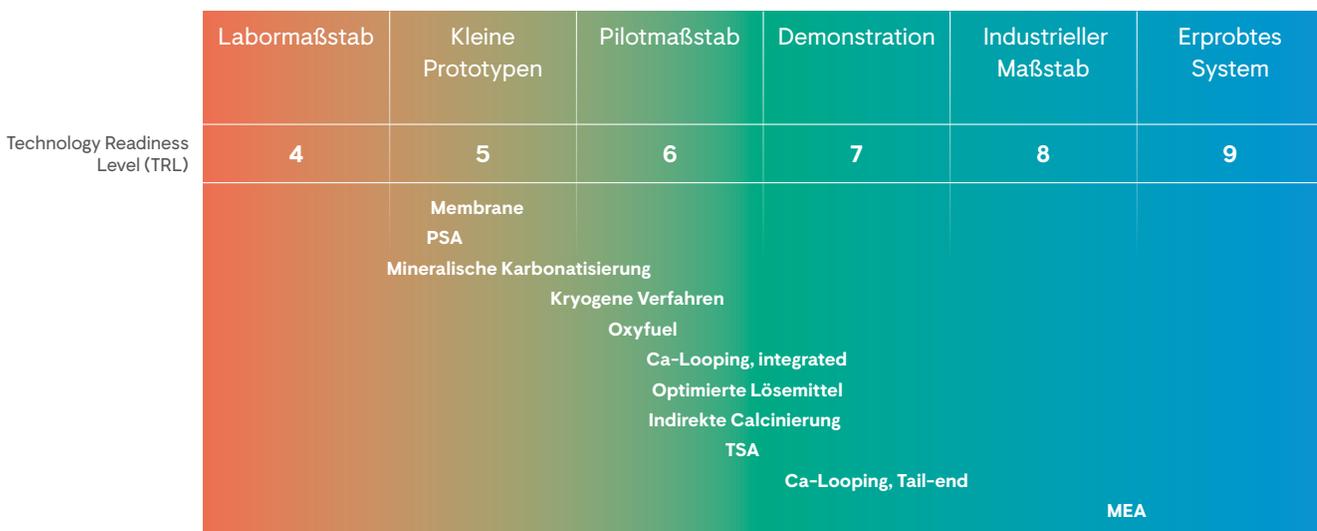
Aus verschiedenen Branchen liegen Betriebs-erfahrungen zur chemischen Absorption mittels Aminen vor. Das Verfahren wurde in der Zementindustrie im Pilotmaßstab erprobt [17, 18]. Aufgrund der energieintensiven Desorption können sich bei dieser Abscheidetechnologie sowohl der thermische als auch der elektrische Energieeinsatz je Tonne Klinker deutlich erhöhen. Im Jahr 2024 wird in Norwegen eine Aminwäsche in einem Zementwerk erstmalig im industriellen Maßstab in Betrieb gehen, dabei werden rund 400.000 t CO₂/a abgeschieden und vor der Küste Norwegens gespeichert [19].



Überblick CO₂-Abscheideprojekte in Deutschland

In Deutschland sind bis 2030 bereits in zehn von insgesamt 33 Zementwerken mit Klinkerproduktion CO₂-Abscheideprojekte geplant, von kleinen und mittleren Pilot- und Demonstrationsprojekten bis hin zu zwei Projekten im industriellen Maßstab, die sich bis 2030 in Summe auf eine Abscheidemenge von ca. 4 Mio. t CO₂ belaufen. Ziel ist es, verschiedene Abtrennmethoden bei der Klinkerproduktion zu erproben und diese zur technischen Reife zu führen (Abbildung 11). Darüber hinaus wird derzeit das Projekt "Klimaneutrale Zementregion Erwitte/Geseke" entwickelt, das die Perspektiven für die Abscheidung und den Transport des CO₂ sowie für die Energieversorgung der in der Region ansässigen fünf Zementwerke untersucht. In der Kalkindustrie sollen bis 2030 drei CO₂-Abscheideprojekte mit einer Menge von rund 1 Mio. t CO₂ umgesetzt werden. Aus der Abfallverbrennung sind aktuell vier CO₂-Abscheideprojekte mit einer Gesamtmenge von ebenfalls 1 Mio. t CO₂ bis 2030 bekannt.

Abbildung 11: Entwicklungsstand von CO₂-Abtrennmethoden in der Zementindustrie



Quelle: VDZ

Anmerkungen: schematische Darstellung der Reifegrade verschiedener Abtrenntechnologien auf Basis bisheriger Projekte und Erfahrungen.

Weitere Informationen zum TRL einzelner Technologien in [1]; PSA = Pressure swing absorption; TSA = Temperature swing absorption; MEA = Absorptionsprozess mit Monoethanolaminen

Physikalische Post-Combustion:

Beispiel kryogene Abscheidung

Kryogene Abscheideverfahren beruhen auf Adsorptionsprozessen, die die physikalischen Eigenschaften der verschiedenen Gasbestandteile und vor allen Dingen die Unterschiede in deren Taupunkten nutzen. Durch Abkühlen des Abgases wird das CO₂ aus dem Abgas auskondensiert, die Kombination mit einer zusätzlichen Druckwechseladsorption führt zu guten Resultaten hinsichtlich der CO₂-Abscheidung und des Energiebedarfs. Die Systeme sind strombetrieben. In anderen Industrien ist diese Technik bereits ausgereift, wenn auch nicht für den Zweck von CCUS. Erste großskalige Projekte sollen ab 2028 in Betrieb gehen.

Kosten der CO₂-Abscheidung

Die Kosten der CO₂-Abscheidung für die dargestellten Abscheidetechnologien ergeben sich aus den jeweiligen Investitionen und Betriebskosten, die stark von den technischen Randbedingungen am Werksstandort abhängen und sich aktuell in einer Bandbreite von 80 bis 110 Euro/t CO₂ (ohne Transport und Speicherung) bewegen. Besonders die getroffenen Strompreisannahmen¹⁹⁾ wirken sich bei den meisten Technologien stark auf diese Kosten aus.

1.3 Die Rolle der CO₂-Abscheidung in anderen Sektoren

Die Dekarbonisierung der Produktionsprozesse stellt nicht nur für die Zementklinkerproduktion, sondern auch für die Produktion von Stahl, Kalk, Papier- und Zellstoff sowie für die chemische Industrie, Raffinerien und für Abfallverbrennungsanlagen eine Herausforderung dar. Neben der Umstellung der Produktionsprozesse z.B. auf Wasserstoff oder ihrer Elektrifizierung sehen die unterschiedlichen Handlungsstrategien die CO₂-Abscheidung insbesondere für Zement, Kalk und Abfallverbrennung als unverzichtbaren Baustein an, um Klimaneutralität zu erreichen [20]. Aufgrund der großen, auch langfristig unvermeidbaren CO₂-Mengen wird im Weiteren auf die Kalkindustrie sowie die Abfallverbrennung im Detail eingegangen.

CO₂-Abscheidung in der Kalkindustrie

Die Kalkindustrie ist der Sektor, der der Zementindustrie am ähnlichsten ist. So entstehen etwa 70% der CO₂-Emissionen aus der Entsäuerung des Kalk-

steins, während die verbleibenden ca. 30% auf den Einsatz von Brennstoffen zurückzuführen sind. Insofern ist die CO₂-Abscheidung auch in diesem Sektor unerlässlich, um die Klimaneutralität zu erreichen [2].

Die Kalkhersteller setzen in ihren Werken in erster Linie Schachtöfen ein, weniger als 10 % der Anlagen sind Drehrohröfen. Da sie im Vergleich zu Schachtöfen eine höhere Kapazität haben, ist ihr Anteil an der Produktion entsprechend größer. Welcher Ofentyp zur Anwendung kommt, ist vor allen Dingen eine Frage der Anwendung und damit der erforderlichen Qualität des gebrannten Kalkes. Von daher müssen Abscheidelösungen nicht nur für Nachrüstung oder Neubauprojekte entwickelt werden, sondern auch an unterschiedlichen Ofentypen anwendbar sein.

Prinzipiell sind alle nachträglichen Verfahren zur CO₂-Abscheidung an allen Ofentypen der Kalkindustrie anwendbar, wenn die Abgase entsprechend aufbereitet werden. Die Oxyfuel-Technologie kann bei beiden Ofen-Kategorien angewendet werden, erfordert jedoch zumindest im Falle der Schachtöfen eine signifikante Anpassung der Ofengeometrie. Unter bestimmten Bedingungen können auch das sogenannte Calcium-Looping oder die indirekte Calcinierung zur Anwendung kommen.

Verschiedene Projekte zur CO₂-Abscheidung werden derzeit geplant. Eine erste Anlage im industriellen Maßstab soll bis Ende der 2020er Jahre umgesetzt werden [21].

CO₂-Abscheidung an Abfallverbrennungsanlagen

Auch für die Abfallverbrennung stellt die CO₂-Abscheidung eine unverzichtbare Technologie zur Reduzierung des CO₂-Fußabdrucks und letztlich zur Erreichung der Klimaneutralität dar. Wegen des hohen Biomassegehaltes in den Abfallströmen bietet sich dabei auch die Möglichkeit, negative CO₂-Emissionen zu erreichen [22, 23, 3]. Abfallverbrennungsanlagen stellen teilweise vergleichsweise kleine CO₂-Quellen dar, so dass sich kaum Größenvorteile bei den Kosten durch den Bau größerer Einheiten erzielen lassen. Für die CO₂-Abscheidung eignen sich prinzipiell alle nachträglichen Abscheideverfahren. Derzeit zeichnet sich die chemische Absorption auf Aminbasis als bevorzugte Technologie ab. Diese Option zur teilweisen und vollständigen CO₂-Abscheidung wurde bei sieben Projekten in den Niederlanden, Norwegen und Ja-

19) Wesentliche Annahmen: lineare Abschreibung über 20 Jahre; künftiger Netzentgeltanstieg durch Erhöhung der elektrischen Anschlussleistung des Werkes nicht berücksichtigt.



pan eingesetzt [24]. So werden in Duiven, Niederlande seit 2019 0,1 Mio. t CO₂/a in Gewächshäusern genutzt. Größere Projekte in Henglo, Niederlande oder Oslo, Norwegen sind in Planung. Letzteres Projekt sieht eine Abscheidung und Speicherung in der Nordsee von bis zu 400.000 t/a CO₂ ab 2026 vor [25]. Erste Projekte in Deutschland sind ebenfalls bereits angekündigt worden.

1.4 Perspektiven zur CO₂-Speicherung und -Nutzung in Deutschland und Europa

Der Weltklimarat hat in seinen letzten Berichten darauf hingewiesen, dass Carbon Capture and Storage (CCS) in den nächsten Jahrzehnten mit Blick auf das Ziel der Klimaneutralität unabdingbar sein wird, solange die Potenziale zur Nutzung von großen CO₂-Mengen (Carbon Capture and Utilisation, CCU) sowie die Verfügbarkeit grünen Stroms begrenzt sind [26]. Die Bedeutung von CCS und CCU für die Dekarbonisierung in Deutschland wird in der geplanten nationalen Carbon Management-Strategie (CMS) definiert werden. Erste Eckpunkte hat das Bundeswirtschaftsministerium Ende Februar 2024 vorgestellt [6]. In der gesellschaftlichen und politischen Diskussion spielt auch die CO₂-Speicherung hierzulande eine wichtige Rolle.

1.4.1 Geologische Potenziale zur CO₂-Speicherung

Potenziale zur geologischen CO₂-Speicherung in Europa werden derzeit vorwiegend in ausgeschöpften Erdgas- oder Erdöllagerstätten unter dem Meeresboden der Nordsee gesehen. Entsprechende Technologien sind dort seit den 1970er Jahren in der Öl- und Gasgewinnung im Einsatz. Darüber hinaus wurden seit den 2000er Jahren eine Vielzahl von geologischen Formationen und die Eignung ihrer Deckschichten für eine dauerhafte CO₂-Speicherung erforscht.

In Europa wird das langfristige geologische Potenzial für eine CO₂-Speicherung auf 300 Mrd. t CO₂ [27] geschätzt. Mit Blick auf die heutigen CO₂-Emissionen der europäischen Zement- und Kalkindustrie in Höhe von ca. 130 Mio. t pro Jahr [28] und für die auch langfristig unvermeidbaren CO₂-Mengen ist somit grundsätzlich von einem ausreichenden Speichervolumen auszugehen. In vielen anderen Nordsee-Anrainerländern wird derzeit in mehreren sogenannten „Projekten von europäischem bzw. gegenseitigem Interesse“ (PCI/PMI) an der geologischen CO₂-Speicherung gearbeitet. Aus der näheren Untersuchung von Projekten in der Nordsee ergibt sich derzeit ein geschätztes Speicherpotenzial von mindestens 4 Mrd. t CO₂²⁰⁾.

20) VDZ-Schätzungen auf Basis von [1, 29, 30]

Darüber hinaus werden in Europa zunehmend die Potenziale der geologischen CO₂-Speicherung an Land betrachtet.

Auch unter der deutschen Nordsee bestehen erhebliche CO₂-Speicherpotenziale. Laut einem Forschungsprojekt des Geomar-Instituts in Kiel wird hierzulande offshore von einem CO₂-Speicherpotenzial in der Größenordnung von insgesamt 1,9 bis 10,4 Mrd. t ausgegangen. Die jährliche Speicherkapazität wird auf über 20 Mio. t CO₂ geschätzt [5]. Hierbei ist die Eignung der Lagerstätten letztlich einzeln zu bewerten. Eine gute geologische Ausgangslage und eine vergleichsweise geringe Anzahl von Altbohrungen aus Gas- und Öl-Gewinnung stellen zunächst eine günstige Voraussetzung für eine dauerhafte und sichere CO₂-Speicherung im Bereich der Ausschließlichen Wirtschaftszone Deutschlands (AWZ) dar.

Neben CO₂-Lagerstätten unter dem Meeresboden liegen auch unter dem Festland geeignete geologische Formationen im Norddeutschen Becken sowie im Alpenvorland vor. Im Norddeutschen Becken stellt die Überdeckung mit Salz als Dichtgestein (Deckgestein) eine gute Voraussetzung für die dauerhafte und sichere CO₂-Speicherung dar (Abbildung 12). So wurde von 2004 bis 2017 in Deutschland ein Forschungsprojekt des Geoforschungszentrums Potsdam zur CO₂-Einlagerung und Beobachtung seiner Speicherung am Standort Ketzin erfolgreich durchgeführt und abgeschlossen. Der politische und gesellschaftliche Widerstand gegen die Nutzung von CCS für Kohlekraftwerke

hat seinerzeit jedoch dazu geführt, dass die Speicherung an drei anderen hierfür vorgesehenen Forschungsstandorten nicht weiter untersucht wurde.

Aktuell ist die Rechtslage in Deutschland noch so, dass de facto eine CO₂-Speicherung hierzulande nicht möglich ist. Die geplante Novellierung des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes (KSpG) dürfte hier absehbar eine neue Rechtsgrundlage für den Umgang mit CCUS schaffen – ein erster Entwurf liegt seit Februar 2024 vor [31]. Die inländische CO₂-Speicherung in Deutschland kann perspektivisch eine wichtige Rolle spielen, auch wenn diese in der vorliegenden Studie nicht dezidiert betrachtet wird.

Folgende Perspektiven auf das Thema erscheinen grundsätzlich relevant:

- eine CO₂-Speicherung in Deutschland offshore unterhalb der Flachsee und onshore wird zu deutlich geringeren Kosten möglich sein als eine weiter entfernte Offshore-Speicherung in der Tiefsee;
- für CO₂-Quellen, die nicht rechtzeitig bis 2035 an ein CO₂-Fernleitungsnetz angebunden werden, kann die Nutzung vorhandener ehemaliger Gasfelder zumindest eine Übergangslösung im Sinne einer regionalen Zwischenspeicherung darstellen;
- der Aufbau einer CO₂-Infrastruktur inklusive der CO₂-Speicherung auch in Deutschland schafft Know-how und eine auf den erzielbaren Klimaschutz bezogene Wertschöpfung im Bereich des Carbon Managements, reduziert Abhängigkeiten von Drittländern und entspricht der Verantwortung eines Industrielandes, selber Lösungen für die eigenen Umweltherausforderungen zu suchen.

Ein Verzicht auf eine heimische CO₂-Speicherung würde dazu führen, dass die damit verbundene Wertschöpfung maßgeblich außerhalb Deutschlands stattfinden würde – mit entsprechend höheren Kosten für die CO₂-Logistik und damit insgesamt höheren CO₂-Vermeidungskosten für die heimische Industrieproduktion.

CO₂-Speicherprojekte in Europa

Um die europäischen und nationalen Klimaziele zu erreichen sowie die wachsende Anzahl von Projekten zur CO₂-Abscheidung zu bedienen, sind ausreichende Speicherkapazitäten in Europa erforderlich. Vor dem Hintergrund dieser steigenden



Nachfrage haben sich in den letzten Jahren eine ganze Reihe von Projekten zur CO₂-Speicherung in Europa entwickelt. Schwerpunkte liegen vor der kontinentaleuropäischen Nordseeküste Dänemarks, der Niederlande sowie in der norwegischen und britischen Nordsee.

Derzeit sind in Europa²¹⁾ 36 CO₂-Speicherprojekte angekündigt oder in der Planung bzw. schon in der Entwicklung. In Summe weisen diese ab 2030 eine jährliche Kapazität von 110 Mio. t CO₂ auf, wobei die Reifegrade zwischen den Projekten stark variieren. Rund 35 Mio. t dieser CO₂-Speicherkapazität entfallen dabei auf Projekte innerhalb der EU. Langfristig zeichnen sich aus den heute bekannten Projekten jährliche Speicherkapazitäten bis 2038 von knapp 50 Mio. t CO₂ in der EU bzw. etwa 140 Mio. t CO₂ in Europa insgesamt ab [33] – jeweils unter der Voraussetzung, dass die Projekte plangemäß umgesetzt werden können.

Über die genannten Projekte hinaus werden derzeit an weiteren 13 Standorten in Europa CO₂-Speicherstätten erkundet beziehungsweise geplant. Dazu gehören u.a. Projekte zur möglichen CO₂-Speicherung an Land in Frankreich und Polen.

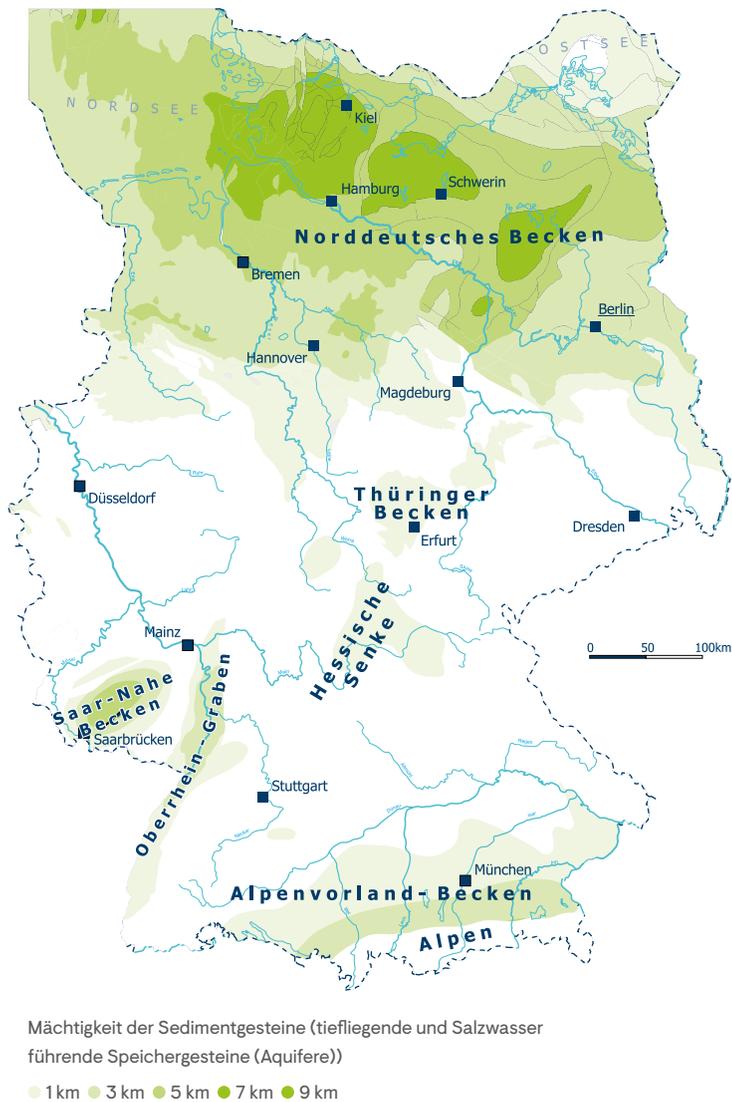
Kosten der CO₂-Speicherung

Die Kosten der CO₂-Speicherung haben einen wesentlichen Einfluss auf die wirtschaftliche Umsetzung der CCS-Kette. Sie hängen zum einen ab von den geologischen und technischen Voraussetzungen der jeweiligen Speicherstätten (u.a. Standorte in der Tief- oder Flachsee bzw. an Land, Nutzung bestehender Öl- und Gasfelder und Infrastrukturen) [34], zum anderen wirkt sich das derzeit noch begrenzte Angebot an CCS-Kapazitäten in Europa aus. Die Kosten für die CO₂-Speicherung²²⁾ können deutlich variieren und nach einer aktuellen Studie in einer Bandbreite von 10 bis 50 Euro/t CO₂ liegen [33]. Die obere Hälfte der Skala markiert dabei die kurzfristige Perspektive aus ersten Speicherprojekten im Bereich der tiefen Nordsee. Mittelfristig sollte ein schneller Aufbau weiterer Speicherkapazitäten zu notwendigen, deutlichen Kostensenkungen führen. Aus laufenden Speicherprojekten in den USA sind Kosten am unteren Ende der Spanne bekannt [35].

CO₂-Hubs und -Zwischenspeicher

Der Transport des CO₂ von den inländischen Quellen zu den Senken erfordert in der Regel entsprechende Sammelstellen bzw. CO₂-Hubs, in denen

Abbildung 12: Gesteinsformationen mit möglichen CO₂-Speicherpotenzialen in Deutschland



Quellen: VDZ auf Basis [32]

21) EU, Norwegen, Island, UK

22) reine Kosten der Speicherung ohne Transport zur Lagerstätte

das CO₂ zwischengespeichert, verladen und für den weiteren Transport zur Speicherstätte aufbereitet wird. So werden derzeit in Europa mehr als 20 Terminals für den Umschlag von CO₂ geplant (Abbildung 13). Insgesamt weisen diese Projekte eine Transitzkapazität von mehr als 125 Mio. t CO₂ pro Jahr auf – vorausgesetzt die Projekte werden entsprechend der Planungen umgesetzt.

Eine wesentliche Grundlage für großskalige CO₂-Infrastrukturprojekte bildet die jüngste Veröffentlichung von nunmehr 14 Projekten von europäischem bzw. gegenseitigem Interesse (PCI/PMI) der Europäischen Kommission [36]. Geografisch verteilen sich diese CO₂-Hubs schwerpunktmäßig entlang der Nordseeküsten in Deutschland, den Niederlanden, Belgien, Frankreich, dem Vereinigten Königreich, Norwegen sowie Polen an zentralen Infrastrukturknotenpunkten bzw. Häfen.

Darüber hinaus werden auch CO₂-Hubs sowie geologische Zwischenspeicher im Inland vorbereitet. Beispielsweise ist im Duisburger Hafen ein CO₂-Hub in Planung, der bis 2028 in Betrieb gehen soll [37]. In Österreich sollen bestehende Gaskavernenspeicher oder Porenspeicher zur Zwischenlagerung von CO₂ in eine CO₂-Infrastruktur integriert werden [38]. Gleichzeitig sind auch in Südeuropa entsprechende Entwicklungen zum Aufbau einer CCUS-Kette zu beobachten. Der Fokus der vorliegenden Studie liegt allerdings auf den Entwicklungen in Nordeuropa, da diese insbesondere für den Transport bzw. die Speicherung von CO₂-Mengen aus Deutschland ausschlaggebend sein werden.

CO₂-Speichersicherheit

Die Injektion von CO₂ in tiefe geologische Formationen nutzt Technologien, die für die Öl- und Gasindustrie entwickelt und von dieser angewandt



wurden. Im Untergrund finden dabei im zeitlichen Verlauf eine Reihe von Mechanismen statt, durch die das CO₂ dauerhaft und sicher eingeschlossen wird. Folgende Mechanismen sind hier besonders relevant:

- Einschluss unter einer undurchlässigen, begrenzenden Schicht (Deckgestein);
- Rückhaltung als unbewegliche Phase in den Porenräumen der Speicherformation;
- Lösung im Formationswasser;
- Reaktion mit den Mineralien zu Karbonaten (Mineralisierung).

Durch die Abfolge dieser Mechanismen wird das CO₂ mit der Zeit immer weniger mobil, was die dauerhafte Sicherheit der CO₂-Speicher zunehmend erhöht und die Wahrscheinlichkeit von Verlusten weiter verringert [39].

1.4.2 CO₂-Nutzung – Carbon Capture and Utilisation

Es gibt bereits heute viele Möglichkeiten der CO₂-Nutzung; die technischen Prozesse sind weitgehend verfügbar. Allerdings ist CO₂ ein sehr stabiles Molekül, das nur mit einem entsprechend hohen Energieaufwand zu anderen Stoffen umgewandelt werden kann. Die hierfür erforderliche Energie muss daher in ausreichendem Umfang und vor allen Dingen erneuerbar verfügbar sein. Daneben ist auch eine direkte physikalische, chemische oder biologische Nutzung des CO₂ möglich; die entsprechenden Mengen sind jedoch relativ gering.

Anwendungen im Überblick

Eine direkte Nutzung von kleineren Mengen CO₂ ist beispielsweise in der Lebensmittel- bzw. Getränkeindustrie möglich, aber auch als Kühlmittel, als

Abbildung 13: CO₂-Speicherstätten und -Hubs in Europa



● Projekte mit geplanter CO₂-Speicherung ab 2030

● Mögliche weitere CO₂-Speicherstätten

● Geplante und mögliche CO₂-Hubs

Quellen: VDZ, IOGP, Projektwebseiten

Schutzgas oder zur Verbesserung des Pflanzenwachstums in Treibhäusern.

Eine katalytische Umsetzung von CO_2 mit Wasserstoff zu Basischemikalien oder synthetischen Brenn- bzw. Kraftstoffen ist durch die Methanol- oder die Fischer-Tropsch-Synthese möglich. Die Verfahren sind unter den Begriffen „Power-to-gas“ (z.B. Herstellung von Methan) und „Power-to-liquids“ (z.B. zur Herstellung von Methanol oder von Kraftstoffen) bekannt und erprobt. Eine wichtige Anforderung für die Umsetzung im industriellen Maßstab ist dabei, dass der Wasserstoff aus einer Wasserelektrolyse stammt, die mit Strom aus erneuerbaren Quellen betrieben wird. Letzterer ist angesichts des hohen Bedarfs für diese Anwendungen absehbar ein begrenzender Faktor.

Auch eine Kultivierung von Mikroalgen ermöglicht es, CO_2 aus Abgasströmen zu binden. Unter Einwirkung von Sonnenlicht wird dabei vergleichsweise schnell Biomasse gebildet, die nach einer Aufbereitung (Trocknung) in verschiedenen Bereichen verwertet werden kann. Dazu wurden bereits Versuche in Zementwerken durchgeführt. Auch wenn Sonnenlicht der wesentliche Energieträger für dieses Verfahren ist, muss die darüber hinaus erforderliche Energie z.B. für die Umwälzung des Wassers aus CO_2 -freien Quellen kommen. Das Verfahren eignet sich nur für Werke mit einem entsprechend hohen Flächenangebot für die Aufstellung der benötigten Reaktoren. Darüber hinaus ist eine

ausreichende Sonneneinstrahlung ohne große jahreszeitliche Schwankungen erforderlich. Derzeitige Pilotprojekte zeigen, dass diese CO_2 -Nutzung absehbar auf kleine Teilmengen und günstige Standorte begrenzt bleibt und gleichzeitig eine hochwertige Nutzung der gewonnenen Biomasse z.B. als Tierfutter erfordert.

Eine langfristige Einbindung von CO_2 ist auch durch eine Mineralisierung möglich. So findet an den Oberflächen von Baustoffen aus Zement oder Kalk eine Recarbonatisierung durch Aufnahme von CO_2 aus der Luft statt. Diese natürliche Reaktion kann durch den Einsatz hoher CO_2 -Konzentrationen und guter Reaktionsbedingungen gezielt beschleunigt und optimiert werden [41]. Alternativ bedarf es großer Oberflächen wie beispielsweise bei aufbereitetem Betonbruch.

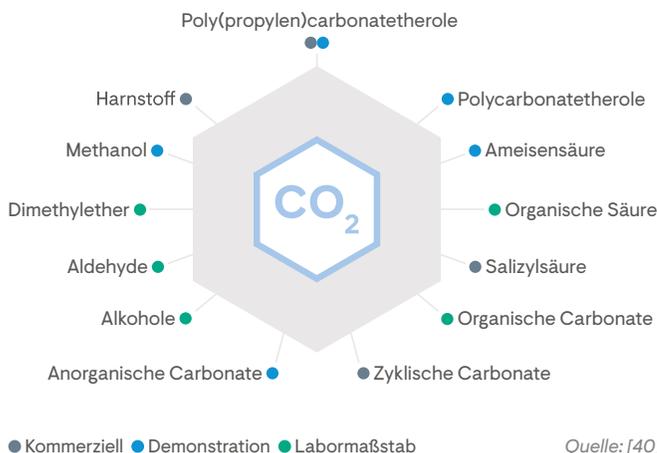
Viele Studien haben gezeigt, dass das Potenzial der CCU-Verfahren zur Verwertung großer Mengen CO_2 derzeit begrenzt ist. Für die Herstellung von speziellen Polymeren würde schon das abgeschiedene CO_2 aus wenigen Zementwerken genügen, um den Weltmarkt für diese Produkte abzudecken. Erst wenn chemische Grundstoffe und synthetische Brennstoffe zunehmend aus recyceltem CO_2 hergestellt werden, wird sich die Nachfrage nach CO_2 als Rohstoff deutlich ändern [42, 43]. Dabei wird es allerdings in erster Linie darauf ankommen, die benötigten enorm großen Mengen an Strom oder Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen zu wettbewerbsfähigen Kosten zur Verfügung zu stellen.

CO_2 -Bedarf in der chemischen Industrie

Mit Blick auf die in dieser Studie ausgewiesenen unvermeidbaren CO_2 -Mengen aus den Sektoren Zement, Kalk und Abfallverbrennung wird langfristig eine CO_2 -Nutzung in der chemischen Industrie relevant werden (Abbildung 14). So kann abgeschiedenes CO_2 aus Industrieanlagen in Zukunft Erdöl und Erdgas als Kohlenstoffquelle ablösen. Klimaneutral ist eine solche CO_2 -Nutzung unmittelbar für den biogenen Anteil des CO_2 , der nicht-biogene Anteil kann klimaneutral verwendet werden, wenn dauerhafte Kohlenstoff-Kreisläufe aufgebaut werden.

Aus vorliegenden Studien der chemischen Industrie [43] lässt sich ein signifikanter CO_2 -Bedarf insbesondere für die Zeit nach dem Jahr 2045 ableiten. Dieser könnte sich ausweislich der dort beschriebenen Szenarien in Deutschland in einer Größenordnung von 20 Mio. t bis ca. 45 Mio. t CO_2 pro Jahr und mehr bewegen. Die geografische Verteilung dieses Bedarfs dürfte sich demnach maßgeblich

Abbildung 14: CO_2 -Nutzung in der chemischen Industrie

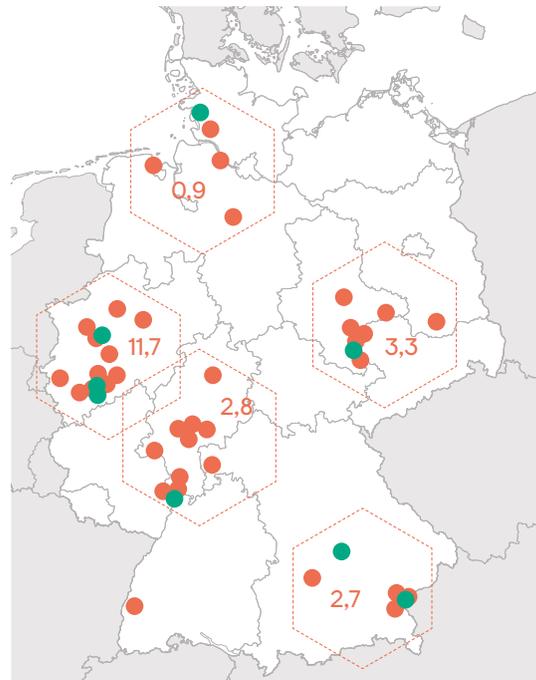


an den Standorten der Steamcracker sowie den entsprechenden Schwerpunkten der Grundstoffchemieproduktion orientieren. Abbildung 15 zeigt die regionale Verteilung und eine mögliche Mengenschätzung auf Basis eines langfristigen Bedarfs von rund 21 Mio. t CO₂ pro Jahr nach 2045 (Szenario 3 aus [43]).

Bislang gibt es keine Abschätzung, wie sich ein CO₂-Bedarf bis 2045 konkret entwickeln könnte, auch vor dem Hintergrund, dass die CO₂-Nutzung zur Herstellung synthetischer Kohlenwasserstoffe einen enorm hohen Bedarf an erneuerbarer Energie hat. Von daher wird sich die Nutzung von CO₂ zunächst regional entwickeln: abhängig von den dortigen Randbedingungen und in welchem Maße Strom aus erneuerbaren Quellen zur Verfügung steht, wird sich die CO₂-Nutzung zuerst darstellen lassen, so wie dies bereits heute aktuelle Projektvorschläge und -entwicklungen zeigen.

Die vorliegende Studie berücksichtigt die CO₂-Nutzung zwar implizit bei der Modellierung des CO₂-Infrastrukturbedarfs, sie geht aber nicht in die Modellierung für den Aufbau eines Leitungsnetzes ein. Hierfür müssten eigene Infrastrukturen für den CO₂-Transport von den Quellen hin zur Nutzung entwickelt werden. Insgesamt wird in der vorliegenden Analyse davon ausgegangen, dass bereits vor 2045 eine regionale CO₂-Nutzung wichtige Beiträge zum Klimaschutz leisten kann und ein CCS-orientiertes Pipelinennetz auch als Basis für eine zunehmende CCU-Integration dienen wird.

Abbildung 15: Möglicher CO₂-Bedarf in der chemischen Industrie – Regionale Verteilung ab 2045



● Chemieparks ● Steamcracker
Zahlen: CO₂-Mengen in Mio. t

Quellen: VDZ auf Basis von Experteninterviews und [43]

Anmerkung: Steamcracking = chemisch-technisches Verfahren der Petrochemie zur Spaltung von Kohlenwasserstoffen unter Zusatz von Wasserdampf



2

CO₂-Infrastruktur als Schlüssel zur Klimaneutralität

CO₂-Infrastruktur als Schlüssel zur Klimaneutralität

Weil die Sektoren Zement, Kalk und Abfallverbrennung zur Dekarbonisierung auf den Einsatz von CCUS-Technologien angewiesen sind, ist eine Infrastruktur für den Transport von CO₂ von der Quelle bis zur Senke eine entscheidende Voraussetzung für eine erfolgreiche Transformation und die Erreichung der nationalen Klimaziele. Letztlich wird der CO₂-Transport – zumeist über längere Distanzen – damit ein entscheidender wirtschaftlicher Standortfaktor werden, der darüber mitbestimmt, ob industrielle Wertschöpfung in der heutigen geografischen Verteilung in den Bundesländern langfristig erhalten bleibt.

2.1 Multimodaler CO₂-Transport – Überblick

Grundsätzlich kommen für den CO₂-Transport verschiedene Optionen infrage: mittels LKW, Bahn, Schiff oder Pipelines (Abbildung 16). Während der Transport über Leitungen kontinuierlich durchgeführt werden kann, handelt es sich bei den LKW-, Bahn- und Schiffstransporten um diskontinuierliche Prozesse, für die eine Nachverdichtung sowie in der Regel eine Zwischenspeicherung des CO₂ bei Verladung im Zementwerk sowie an den Umschlagstellen erforderlich ist [1]. Jede Umladung des CO₂ zwischen verschiedenen Teilen der Transportkette ist dabei mit zusätzlichen Kosten und Energiebedarfen verbunden. In der vorliegenden Studie wird der CO₂-Transport per LKW nicht näher betrachtet, da dieser aufgrund der begrenzten Kapazitäten für die in Rede stehenden CO₂-Mengen in der Regel nicht infrage kommen dürfte.

Mittel- und langfristig muss der Großteil des CO₂-Transports angesichts der großen Mengen per Pipeline erfolgen, auch wenn der Zug und ggf. das Schiff in bestimmten Fällen eine Rolle spielen werden. Für jede der Transportoptionen ergeben sich unterschiedliche technische Anforderungen, die im Folgenden überblickartig dargestellt werden:

Für den Transport per Bahn oder auch per Binnenschiff wird das CO₂ auf Temperaturen von -20 bis -30 °C gekühlt und bei einem vergleichsweise moderaten Druck von 15 bis 20 bar transportiert. Dieser Arbeitspunkt, bei dem das CO₂ als Flüssigkeit im Gleichgewicht mit einem geringen Gasvolumen vorliegt, ist ein Kompromiss hinsichtlich Transport-

Abbildung 16: Vergleich CO₂-Transportaufwand nach Medium für 1 Mio. t CO₂



Quelle: VDZ auf Basis [40]

volumen und Aufbau der CO₂-Tanks. Für den CO₂-Transport per Hochseeschiff werden deutlich niedrigere CO₂-Temperaturen von -45 °C bis -55 °C und ein geringerer Druck angestrebt [44, 45, 46].

Zentrale Herausforderungen stellen aber ohne Frage die im Vergleich zu heute viel größeren Transportmengen sowie die Übergabepunkte dar: derzeit wird CO₂ in vergleichsweise kleinen Mengen für die Lebensmittel- und Chemieindustrie per Zug in Einzelwagen oder Wagengruppen transportiert. In Zukunft wird ein Transport in Ganzzügen erforderlich sein, der sowohl zeit- als auch volumenoptimiert erfolgt. Mit den bisherigen Verfahren dauert zudem die reine Befüllung oder Entleerung der Waggons noch zu lange. Insofern wird hier intensiv an neuen Verfahren, Wagentypen und der Zulassung neuer Verladesysteme durch alternative Baumuster gearbeitet. Das Ziel ist eine schnellere Beladung bei geringstmöglichen Verlusten, hierfür werden derzeit auch neue Standards für Kupplungen und Anschlüsse entwickelt. Die Frage der Übergabepunkte wird auch für sogenannte CO₂-Hubs relevant, bei denen CO₂ aus verschiedenen Quellen und mit unterschiedlichen Begleitstoffen ankommt, zwischengespeichert, verladen und anschließend zur Speicherung z.B. in der Nordsee weitertransportiert wird.

Im Vergleich hierzu muss der Transport in CO₂-Pipelines bei Umgebungstemperaturen erfolgen. Dafür müssen typischerweise deutlich höhere Drücke von über 100 bar (bzw. bis max. 200 bar für den Offshore-Transport) eingestellt werden, um das CO₂ in die dichte Phase²³⁾ zu überführen (Abbildung 17). Dies erlaubt den effizienten Transport auch in sehr großen Mengen [45, 47, 48]. Die hohen Drücke erfordern eine entsprechende Verdichtungstechnik; Marktführer für geeignete Kompressoren kommen auch aus Deutschland. Die Technologie ist gut bekannt; derzeit konzentrieren sich die Anstrengungen darauf, die Kompressoren vor allem beim Abtrennverfahren der Aminwäsche so in die Abscheideanlage zu integrieren, dass möglichst viel Abwärme aus der Verdichtung im Prozess an anderer Stelle wieder verwendet werden kann. Hier gilt es, die Potenziale zu heben, um den Energieeinsatz möglichst effizient zu gestalten und damit die Kosten zu senken.

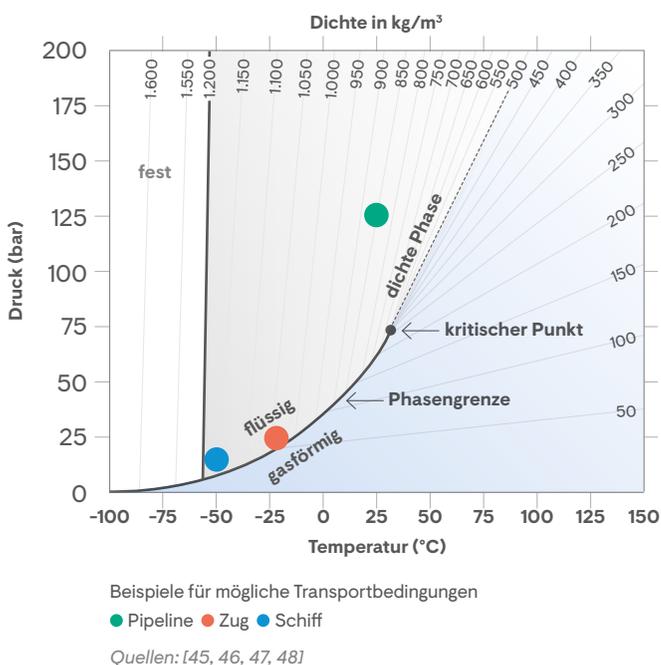
Eine CO₂-Infrastruktur muss sicher, robust, nachhaltig und flexibel sein. So legen die Hersteller die Pipelines streng nach Sicherheitskriterien aus. Um Schäden durch Korrosion, Innendruck und Risswachstum zu vermeiden, werden diese im Hinblick auf die Eigenschaften des verwendeten Stahls und die Stahldicke ausgelegt. Aus den Qualitätsanforderungen an die Rohre ergeben sich auch Anforderungen

an die Zusammensetzung des CO₂ beziehungsweise die entsprechenden Begleitstoffe. Augenmerk gilt hier vor allem dem Gehalt an Wasser, Sauerstoff und Stickstoff- oder Schwefelverbindungen im CO₂.

Vor diesem Hintergrund kommen einheitlichen Spezifikationen der Zusammensetzung des CO₂ beziehungsweise seiner Begleitstoffe besondere Bedeutung zu. Dabei ist bekannt, dass es unterschiedliche Anforderungen gibt, je nachdem, ob das CO₂ in der Gas- oder der flüssigen bzw. der dichten Phase vorliegt.

Auf internationaler Ebene erfolgen die Normungsarbeiten hierzu in der Normungsgruppe ISO TC 265. Hier wird derzeit eine bereits bestehende ISO-Norm 27913 [47] zum Pipelinetransport von CO₂ aktualisiert. Für die Anwendung und Umsetzung in Deutschland hat der Deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW) die Arbeit an einer entsprechenden technischen Regel C-260 bereits vor einiger Zeit aufgenommen. Ziel ist es, möglichst schnell eine geeignete Planungsgrundlage für die weitere Entwicklung von Projekten zur Abscheidung und zum Transport von CO₂ zu schaffen. Derzeit ist eine Veröffentlichung für Anfang 2025 geplant. Hierzu wurde auch die Beteiligung interessierter Branchen und Nachbarländer für eine Regelsetzung in Deutschland eingeleitet. Neben C-260 wird auch parallel das Regelwerk C-463 für die Planung und Errichtung von CO₂-Leitungen überarbeitet. Letztlich wird dadurch eine wichtige technische Grundlage für eine europäische Normung sowie für politische Entscheidungen und künftige Genehmigungsverfahren von CCUS- und CO₂-Infrastrukturprojekten gelegt.

Abbildung 17: CO₂-Phasen



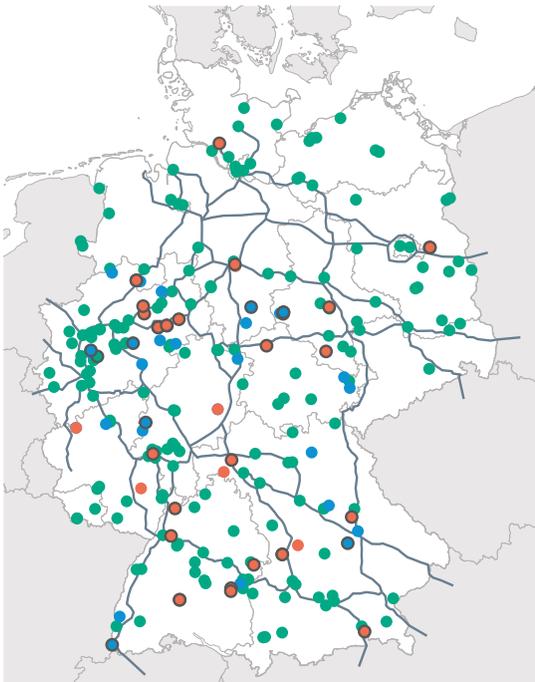
2.2 CO₂-Transport per Schiene

Um die Rolle des CO₂-Transports per Bahn bewerten zu können, ist neben den technischen Anforderungen vor allen Dingen die Frage nach den bestehenden Trassenverläufen, den Kapazitäten im Güterverkehr sowie der Anbindung der CO₂-Quellen an das Schienennetz relevant.

Abbildung 18 zeigt, wie sich die Korridore für den Hochleistungsgüterverkehr in Deutschland regional verteilen. Grundsätzlich sind alle relevanten industriellen Zentren in Deutschland an dieses Schienennetz angebunden. Das Güterverkehrsaufkommen

23) In der dichten Phase kann CO₂ bei hohen Drücken ähnlich wie eine Flüssigkeit besonders effizient in Leitungen transportiert werden.

Abbildung 18: CO₂-Transport per Bahn – Korridore und Gleisanschluss von Werken

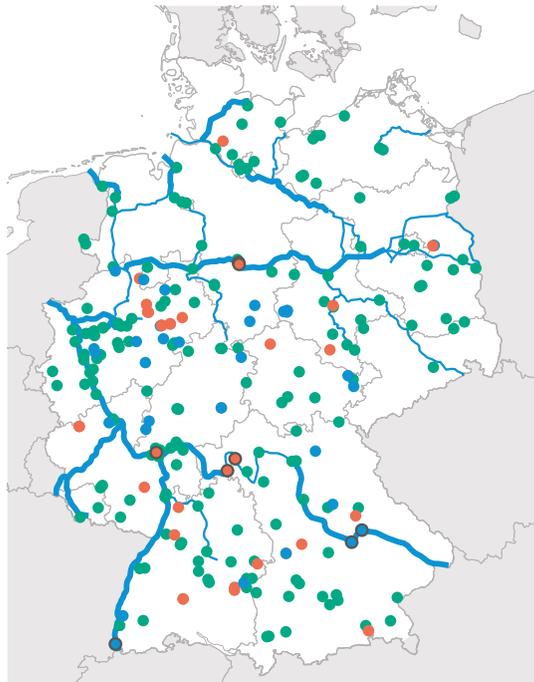


● Zement ● Kalk ● Abfall
○ Gleisanschluss vorhanden

Quellen: VDZ, IfI, EU-ETS, E-PRTR, BV Kalk, ITAD, DB, Experteninterviews

Anmerkung: Analyse der Zug- und Hafenanbindung ist nur für Zement- und Kalkwerke erfolgt.

Abbildung 19: CO₂-Transport per Binnenschiff – Wasserwege und Werksanbindung



● Zement ● Kalk ● Abfall
○ Hafenanchluss vorhanden — Wasserstraßen²⁴⁾

Quellen: VDZ, IfI, EU-ETS, E-PRTR, BV Kalk, ITAD, WSV

auf der Schiene betrug im Jahr 2022 in Deutschland rund 135 Mrd. tkm [49]. Sollte im Rahmen des CCUS-Hochlaufs eine CO₂-Menge von etwa 5 Mio. t/a über die Schiene transportiert werden, entspräche dies einem Anteil von etwa 2% am gesamten Güterverkehrsaufkommen.

Die Analyse der Schienenverkehrskapazitäten sowie Interviews mit Vertretern der Logistikbranche zeigen, dass in Deutschland nach dem Abschluss der aktuellen Maßnahmen zur Ertüchtigung des Schienennetzes grundsätzlich ausreichende Kapazitäten auch für den CO₂-Transport zur Verfügung stehen. Langfristig ist außerdem mit einer Reduktion des heutigen Transports fossiler Brennstoffe auf der Schiene zu rechnen.

Letztlich entscheidet aber die geografische Lage der CO₂-Quellen und die Anbindung an das Schienennetz darüber, ob der CO₂-Transport per Zug eine Option darstellt. Abbildung 18 zeigt die Lage



der CO₂-Quellen in den Sektoren Kalk, Zement und Abfallverbrennung sowie das Hochleistungsschiennetz.

Bereits heute verfügen rund zwei Drittel der Zementwerke über einen Gleisanschluss, im Kalkbereich sind es rund ein Drittel der Standorte. Für die Abfallverbrennungsanlagen konnte in dieser Studie keine detaillierte Analyse der Gleisanschlüsse vorgenommen werden. Da sich viele AVAs in urbanen Räumen befinden, wird ein entsprechender Gleis ausbau aufgrund des Platzmangels hier in vielen Fällen als schwierig erachtet.

Der Gleisanschluss allein ist jedoch keine hinreichende Vorbedingung für den CO₂-Transport per Schiene. Es ist jeweils eine standortspezifische Bewertung erforderlich. Denn für den CO₂-Transport einschließlich der Verladung sind zusätzliche Rangier- und Ladegleise und in der Regel eine Zwischenspeicherung erforderlich. Es ist jeweils zu prüfen, ob der benötigte Platz zur Verfügung steht und inwiefern vorgelagerte Streckenabschnitte ertüchtigt bzw. ausgebaut werden können. Insgesamt zeigt die Bewertung, dass der Zugtransport nur für bestimmte Standorte in Frage kommt, zumal auch Faktoren wie Bahnstriks zu Störungen in der Transportkette führen können.

2.3 CO₂-Transport per Binnenschiff

Für den inländischen CO₂-Transport per Binnenschiff kommt es darauf an, welche Wasserwege sich grundsätzlich für einen CO₂-Transport eignen und welche relevanten CO₂-Quellen über eine Anbindung an diese Wasserwege verfügen. Abbildung 19²⁴⁾ stellt die Bundeswasserstraßen in Deutschland dar, die von ihrer Kapazität grundsätzlich für den Transport von CO₂ aus der Zement- und Kalkindustrie sowie der Abfallverbrennung infrage kommen. Die Hauptkorridore verlaufen hier schwerpunktmäßig entlang des Rheins, der Ruhr, des Mittellandkanals sowie auf Abschnitten des Mains und der Elbe.

Ob ein Transport per Binnenschiff infrage kommen kann, hängt zunächst von der Lage der CO₂-Quellen zu den Wasserwegen ab. Abbildung 19 zeigt, dass fünf Zementwerke über einen Hafenanschluss verfügen und sich drei Kalkwerke in Flussnähe befinden. Dies ist jedoch keine hinreichende Voraussetzung für einen möglichen CO₂-Transport per Binnenschiff. Auch hier ist jeweils eine standortspezifische Bewertung erforderlich, da wie beim Zug zunächst die notwendigen technische Voraussetzungen geschaffen werden müssen.



24) Zu unterscheiden ist zwischen den Bundeswasserstraßen größer und kleiner 11,4 Meter Breite. Erstere sind in der Abbildung 19 in dicken blauen Linien dargestellt und bieten die Möglichkeit, CO₂ mit höherer Kapazität in Schubverbänden zu transportieren. Die dünnen blauen Linien kennzeichnen die kleineren Bundeswasserstraßen, in denen Schiffe i.d.R. nur einzeln CO₂ transportieren könnten. Hierbei sind auch Schleusenkapazitäten relevant. Auf den dargestellten Bundeswasserstraßen ist davon auszugehen, dass diese sich für einen CO₂ Transport in den entsprechenden Größenordnungen eignen.

Insgesamt dürfte der Transport per Binnenschiff nur an sehr wenigen Standorten eine Option darstellen. Zudem sind weitere Herausforderungen zu beachten – unter anderem Niedrig- und Hochwasserstände – die zu zeitlichen Einschränkungen und möglichen Unterbrechungen führen können. Für diese Fälle müssten entsprechende Standorte eine alternative Transportmöglichkeit vorhalten, damit die Produktion hiervon nicht betroffen wäre. Eine Zwischenspeicherung ist wie beim Zugtransport an diesen Standorten ebenfalls erforderlich.

2.4 CO₂-Export per Hochseeschiff

Die Hochseeschifffahrt wird vor allem in der Anfangsphase relevant sein, um das CO₂ von den Hubs an der Küste zu den CO₂-Speicherstätten in der Nordsee zu bringen. Dafür sprechen mehrere Gründe: Offshore CO₂-Pipelines dürften im Betrieb günstiger als der Schiffstransport sein, sie sind aber sehr kapitalintensiv und teurer als Leitungen an Land, auch weil die Investitionen proportional mit deren Länge steigen. Insofern wird es dauern, bis sich ein entsprechendes Offshore-Pipelinennetz entwickeln kann. Erste Projekte sind in Planung, u.a. von Zeebrugge und Wilhelmshaven nach Norwegen.

Absehbar wird deshalb der Schiffstransport eine wichtige Rolle spielen: die Gesamtkosten sind weniger distanzabhängig und somit über eine längere Entfernung im Vergleich zu Leitungen trotz deren Kapazitätsvorteilen günstiger. Auch können Schiffe verschiedene Speicherstätten und Hubs flexibel ansteuern. Ferner sind sie für andere Zwecke einsetzbar, während CO₂-Leitungen schwieriger umgewidmet werden können, wenn sie einmal gebaut sind [47].

2.5 Ein CO₂-Leitungsnetz für Deutschland

Mittel- und langfristig muss der Großteil des CO₂-Transports per Pipeline erfolgen. Dafür ist der frühzeitige Aufbau eines CO₂-Leitungsnetzes erforderlich. Heute gibt es ein solches noch nicht, aber in den vergangenen beiden Jahren sind verschiedene Projekte angekündigt worden.

Aktuelle Projekte

Konkret geht es um drei Initiativen: das von Open Grid Europe GmbH (OGE) geplante „CO₂ Startnetz“ [51],

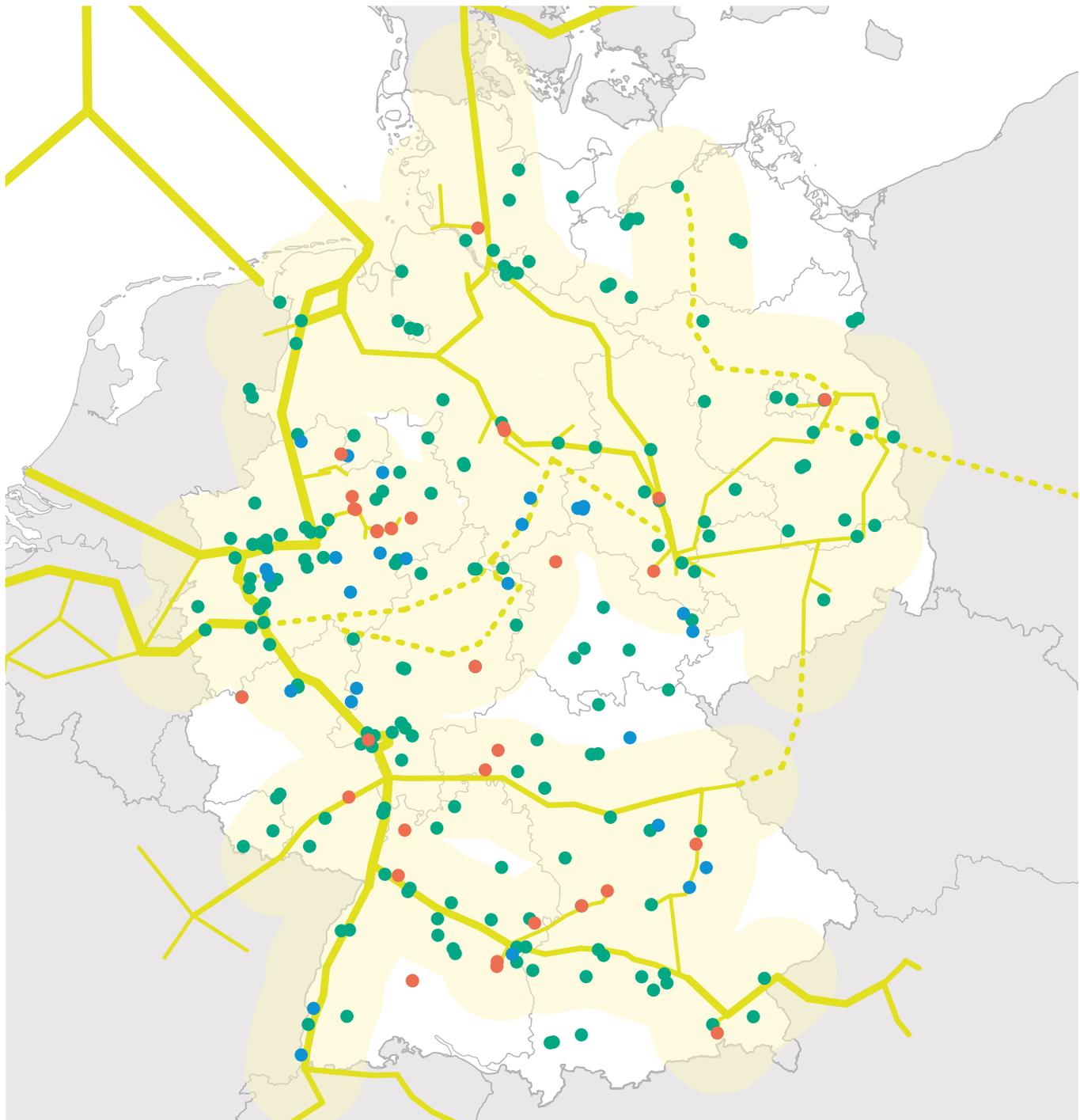
das seinen Ausgangspunkt in Wilhelmshaven nimmt und sich dann schrittweise von Nordwesten in den Süden Deutschlands fortentwickeln soll. Zusätzlich werden weitere Verbindungen zu CO₂-Leitungsnetzen und -Hubs in den Niederlanden und Belgien vorgeschlagen (z.B. Porthos, Aramis, Delta-Rhein-Korridor, Antwerpen, Zeebrugge, Fluxys). So hat OGE angekündigt, dass bereits bis 2030 eine erste CO₂-Leitung von Wilhelmshaven über Westfalen bis nach Köln realisiert werden soll. Ein solch ambitionierter Zeitplan ist umsetzbar, wenn die entsprechenden rechtlichen Voraussetzungen in 2024 vorliegen und auch Genehmigungsverfahren enorm beschleunigt werden. Hierauf wird in Kapitel 4 näher eingegangen.

Ein zweites Projekt ist unter dem Titel „CO₂peline“ in Bayern und Österreich gestartet, das zum Ziel hat, zunächst in Süd-Bayern ein Zementwerk in Rohrdorf mit einem Chemiapark in Burghausen zu verbinden, um dort abgeschiedenes CO₂ zu nutzen [38]. Das Projekt strebt darüber hinaus einen grenzüberschreitenden CO₂-Transport zwischen Deutschland und Österreich an, um entsprechende Quellen und CO₂-Zwischenspeicher auf beiden Seiten der Grenze miteinander zu verknüpfen. Damit soll vor allen Dingen die Zeit überbrückt werden, bis die relevanten CO₂-Quellen in Bayern und Österreich durch Fernleitungen an eine bundesweite CO₂-Infrastruktur angebunden werden. Derzeit wird eine Machbarkeitsstudie zur Umsetzung des bayerischen und österreichischen CO₂-Netzes erarbeitet [52]. Bis Ende der 2020er Jahre sollen hier die ersten regionalen CO₂-Leitungen entstehen²⁵⁾.

Auch in Mitteldeutschland wird mit dem Projekt „CapTransCO₂“ ein CO₂-Netz untersucht, das seinen Ausgangspunkt im Chemiedreieck Leuna nimmt [54]. Ausgehend von dort und unter Einbindung von Zement- und Kalkwerken als CO₂-Quellen soll perspektivisch der CO₂-Transport zum einen nach Norden, Richtung Hamburg, sowie nach Osten, Richtung Berlin, ausgebaut werden. Nach Westen ist die Frage einer Anbindung an das OGE-Netz als Alternative noch zu klären. Ebenso werden alternative Leitungsrouten zum Hafen nach Rostock geprüft. Eine grenzüberschreitende Verbindung mit CO₂-Infrastrukturen in Polen ist ebenfalls denkbar.

Die dargestellten Projekte machen deutlich, dass sich die Planungen für eine leitungsgebundene CO₂-Infrastruktur zunehmend konkretisieren. Bislang existiert aber noch kein gesamtheitliches Bild eines CO₂-Netzes in Deutschland. Diese Perspektive soll mit der vorliegenden Studie aufgezeigt werden. Dazu

25) Eine erste Analyse zum CO₂-Infrastrukturbedarf in Bayern wurde im Herbst 2023 vorgelegt [53].

Abbildung 20: CO₂-Leitungsnetz und Anbindung der Quellen

- Zement ● Kalk ● AVA
- CO₂-Leitungen - - Alternativen
- 50km Abstand zu Leitungskorridoren

Quellen: VDZ, BV Kalk, ITAD, OGE, bayernets, CapTransCO₂

werden im Folgenden aufbauend auf den genannten Projekten die Anforderungen an die Entwicklung einer CO₂-Infrastruktur in Deutschland dargestellt.

Perspektive für ein deutsches CO₂-Leitungsnetz

Abbildung 20 zeigt auf Grundlage der bekannten Projekte und der sich aus dieser Studie ergebenden Transportbedarfe, wie ein deutsches CO₂-Leitungsnetz aussehen könnte. Die Korridore orientieren sich dabei wie auch beim geplanten Wasserstoffkernnetz an den Hauptkorridoren des deutschen Erdgasnetzes. Sie verbinden damit alle relevanten Industrieregionen in Deutschland und erstrecken sich bis nach Bayern und Baden-Württemberg. Auch der grenzüberschreitende Transport und der Transit von CO₂ aus dem östlichen Teil Frankreichs, der Schweiz und Österreich wird in dieser Betrachtung berücksichtigt.

Dieses CO₂-Netz mit einer Länge von rund 4.800 km in Deutschland muss überwiegend neu errichtet werden. Anders als bei der Planung für das Wasserstoffkernnetz kommt für den CO₂-Transport eine Umwidmung bestehender Erdgasleitungen in der Regel nicht in Frage. Dies hat vor allem technische Gründe, da die bestehenden Rohrleitungen für Erdgas nur begrenzt für die oben beschriebenen Anforderungen an Robustheit, Flexibilität und Korrosion für einen CO₂-Transport ausgelegt sind. Bei Nutzung von bestehenden Gasleitungen wäre die Transportkapazität sehr begrenzt.

Ein effizienter Transport von großen Mengen an CO₂ per Pipeline ist letztlich nur in der dichten Phase möglich²⁶⁾. Gegenüber einem gasförmigen Transport wird von einer um ein Vielfaches höheren Kapazität ausgegangen. Eine Nutzung bestehender Erdgasleitungen kommt insofern nur in Einzelfällen infrage, in denen die Leitungen nicht mehr für den Erdgastransport benötigt werden und eine gegebenenfalls lokal erforderliche Verbindung mit ausreichender Kapazität vorhanden ist.

Grundsätzlich ist die Frage entscheidend, wie die relevanten CO₂-Quellen in den Sektoren Zement, Kalk und Abfallverbrennung an das CO₂-Fernleitungsnetz angebunden werden können. Hier haben die Experteninterviews gezeigt, dass für CO₂-Quellen mit mehr als 0,3 Mio. t CO₂ pro Jahr als Orientierungsgröße ein 50 km Abstand für die Anschlussfähigkeit eines Werkes an eine CO₂-Leitung angesehen werden kann. Dieser Wert leitet sich aus Erfahrungen im Bereich des Erdgasnetzes ab und ist Grundlage für die nachfolgende Betrachtung.

Anbindung der CO₂-Quellen

Legt man diesen 50 km Abstand für das dargestellte CO₂-Netz zugrunde, so wird deutlich, dass nahezu alle Zement- und Kalkwerke in Deutschland an dieses anschließbar wären. Auch bei den Abfallverbrennungsanlagen läge ein Großteil der Standorte innerhalb eines solchen Abstands. Wie für den Transport per Bahn und Schiff gilt auch beim Transport per Pipeline, dass jeweils eine standortspezifische Bewertung erforderlich ist. Hier sind geografische, topographische und ggf. geologische Gegebenheiten genauso zu berücksichtigen wie die derzeitige Nutzung und Bebauung, die sich stark auf die Kosten einer Anbindungsleitung auswirken.

Insgesamt zeigt sich, dass der frühzeitige Aufbau eines Pipelinenetzes für die CO₂-Abscheidung in den Sektoren Zement, Kalk und Abfallverbrennung alternativlos ist. Zug und ggf. Schiff werden in bestimmten Fällen auch eine Rolle spielen. Welche CO₂-Transportbedarfe sich zeitlich und geografisch ergeben, wird im Kapitel 3 dargestellt.



26) In der dichten Phase kann CO₂ bei hohen Drücken ähnlich wie eine Flüssigkeit besonders effizient in Leitungen transportiert werden.

3

Szenarien zum Aufbau einer CO₂-Infrastruktur in Deutschland

Szenarien zum Aufbau einer CO₂-Infrastruktur in Deutschland

Für die Abscheidung und die anschließende Nutzung oder Speicherung (CCUS) der in Zement- und Kalkwerken sowie bei der Abfallverbrennung entstehenden CO₂-Mengen ist der schnelle Aufbau einer CO₂-Transportinfrastruktur nötig. Diese ist so zu planen und auszulegen, dass sie einerseits den frühzeitigen Hochlauf von CCUS ermöglicht, andererseits muss ihre Kapazität von Anfang an so dimensioniert werden, dass sie den langfristig benötigten CO₂-Transportbedarf decken kann²⁷⁾.

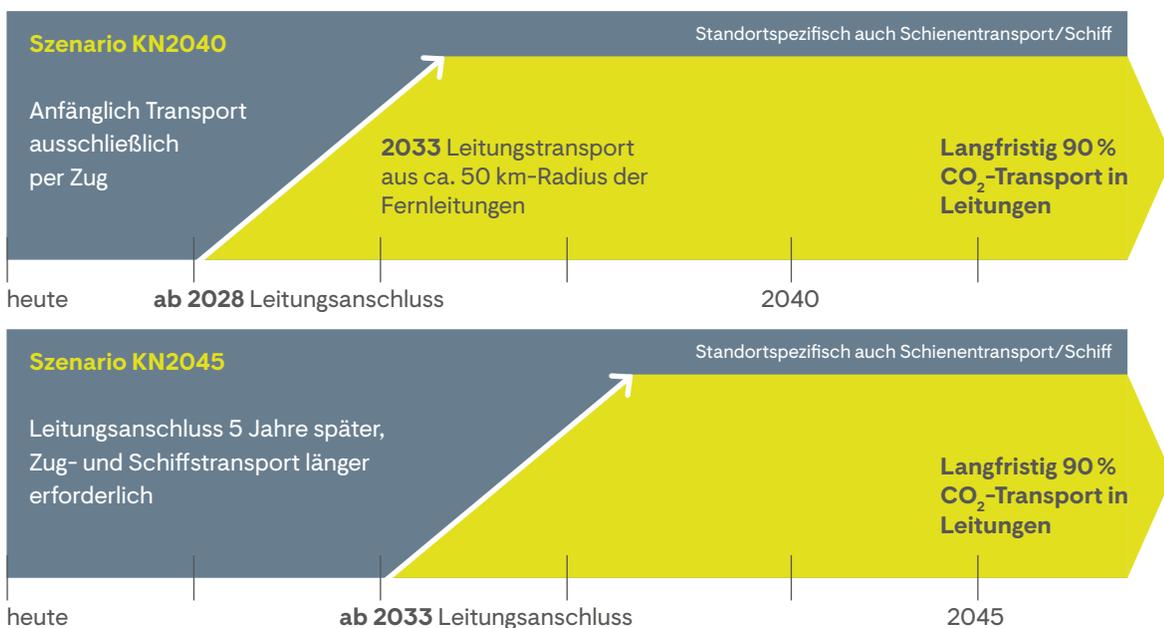
Ausgangspunkt für die Modellierung der CO₂-Infrastruktur sind die unvermeidbaren CO₂-Mengen, mit denen in den drei zuvor genannten Sektoren in den kommenden Jahren gerechnet werden kann sowie deren geographische Verteilung. Im nächsten Schritt werden die entsprechenden CO₂-Abscheidemengen auf Basis der heute bekannten Projekte sowie dem langfristig notwendigen Bedarf zur Erreichung der Klimaneutralität in den Sektoren Zement, Kalk und Abfallverbrennung abgeleitet. Auf

dieser Grundlage wird ein Modell mit zwei Szenarien entwickelt, die den CO₂-Infrastrukturbedarf zur Erreichung der Klimaneutralität zeitlich, mengenmäßig und in der geografischen Verteilung darstellen. Die Szenarien unterscheiden sich in der Frage, bis wann Klimaneutralität in den drei Sektoren erreicht wird.

3.1 Methodik und Annahmen

Im Szenario KN2040 soll Klimaneutralität im Jahr 2040 erreicht werden. Hintergrund ist der aktuelle Minderungspfad des EU-Emissionshandels (EU ETS), der vorsieht, dass um das Jahr 2040 keine neuen CO₂-Zertifikate mehr ausgegeben werden. Hieraus ergibt sich für die Anlagen der Zement- und Kalkindustrie sowie der Abfallverbrennung letztlich die Anforderung, bis dahin weitgehend klimaneutral zu produzieren. Daneben wird ein Szenario betrachtet, in dem die Klimaneutralität erst im Jahr 2045 erreicht wird (KN2045). Dies ist derzeit das Ziel der Bundesregierung, das im Bundesklimaschutzgesetz (KSG) verankert ist. Welcher CO₂-

Abbildung 21: Annahmen zur zeitlichen Infrastrukturanbindung in den Szenarien



27) Die jüngsten Arbeiten zu Carbon Management-Strategien, veröffentlichten Roadmaps und Pfade zur Klimaneutralität zeigen, dass zumindest für die Zement- und Kalkherstellung und die Abfallverbrennung CO₂-Abscheidung und Transport unverzichtbar sind, um Klimaneutralität zu erreichen. Weiterer schwer vermeidbare CO₂-Mengen aus anderen Industrieprozessen sind dabei ggf. zusätzlich zu berücksichtigen (vgl. [9]).

Transportbedarf sich hieraus in beiden Szenarien ergibt, wird anhand der notwendigen Abscheidemengen für die Jahre 2030, 2035, 2040 und 2045 abgeschätzt.

Es wird angenommen, dass im Szenario KN2040 der Infrastrukturausbau in Form von CO₂-Pipelines bereits mit einem Anschluss der ersten CO₂-Quellen ab 2028 beginnt und damit im Vergleich zum Szenario KN2045 bereits früher größere CO₂-Mengen transportiert werden können. Im Szenario KN2045 erfolgt der anfängliche CO₂-Transport nur per Schiene, bevor ab 2033 auch der Pipelinetransport schrittweise möglich ist (Abbildung 21).

3.2 Szenario Klimaneutralität 2040 (KN2040) – Ergebnisse

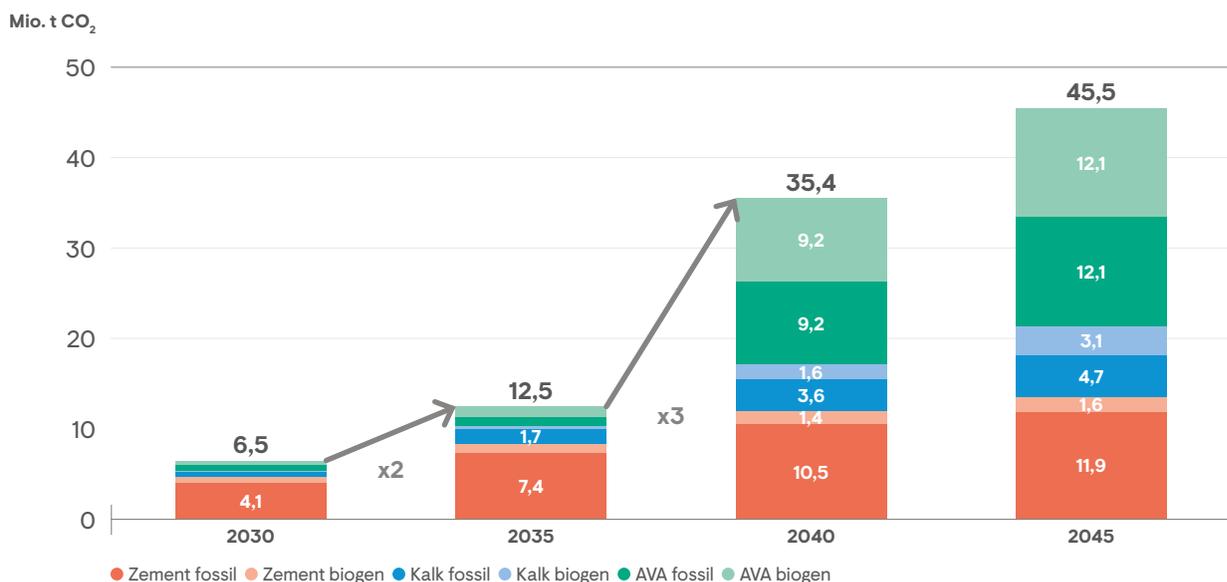
Im Szenario KN2040 soll die Klimaneutralität in der Zement- und Kalkindustrie sowie bei der Abfallverbrennung bereits im Jahr 2040 erreicht werden. Demnach werden in diesem Jahr ca. 35 Mio. t CO₂ abgeschieden, das entspricht der Menge der dann zu erwartenden fossilen CO₂-

Emissionen (Abbildung 22). Bis zum Jahr 2045 wird die CO₂-Abscheidung weiter auf etwa 46 Mio. t/a ausgebaut, so dass eine zusätzliche Menge abgeschieden wird, die in etwa der Höhe der biogenen Emissionen entspricht. Insofern wird hiermit ein zusätzlicher Beitrag zum Klimaschutz in Form von negativen CO₂-Emissionen geleistet (BECCS).

Neben der Entwicklung der absoluten CO₂-Mengen ist auch die Frage ihrer geografischen Verteilung über die Zeit relevant. Hierzu gibt Abbildung 23 einen Überblick. Dieser zeigt, dass von anfänglich wenigen Abscheideprojekten schwerpunktmäßig im Nordwesten die CO₂-Abscheidung zunehmend in allen Regionen Deutschlands umgesetzt wird. Bildet man auf Grundlage dieser Daten entsprechende Cluster, so wird sichtbar, wie sich diese CO₂-Mengen und damit der Transportbedarf geografisch verteilen.

Deutschlandweit ergeben sich etwa zehn Cluster mit hohen unvermeidbaren CO₂-Emissionen, die bis spätestens 2035 an eine CO₂-Infrastruktur anzubinden sind. Diese sind – neben weiteren schwer vermeidbaren CO₂-Mengen aus anderen Industrieprozessen – maßgeblich für die Auslegung und Dimensionierung einer CO₂-Transportinfrastruktur.

Abbildung 22: Hochlauf der CO₂-Abscheidung bei Zement, Kalk und Abfallverbrennung in KN2040

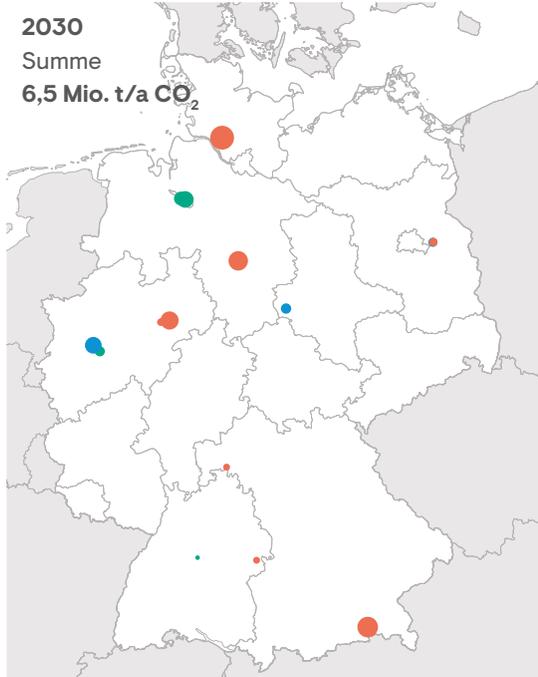


Quellen: VDZ, I1, EU-ETS, E-PRTR, BV Kalk, ITAD

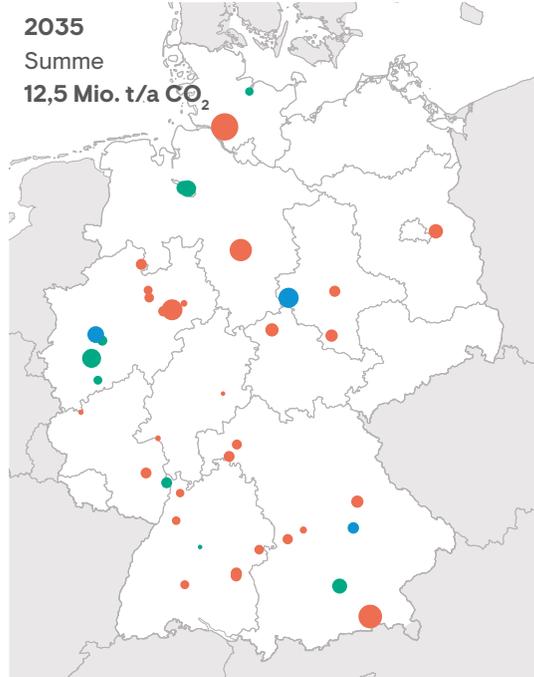
Abbildung 23: Zeitliche und geografische Entwicklung der CO₂-Abscheidung

CO₂-Abscheidemengen 2030 und 2035

Szenario KN2040 – Hochlauf auf der Basis erster CCUS-Projekte



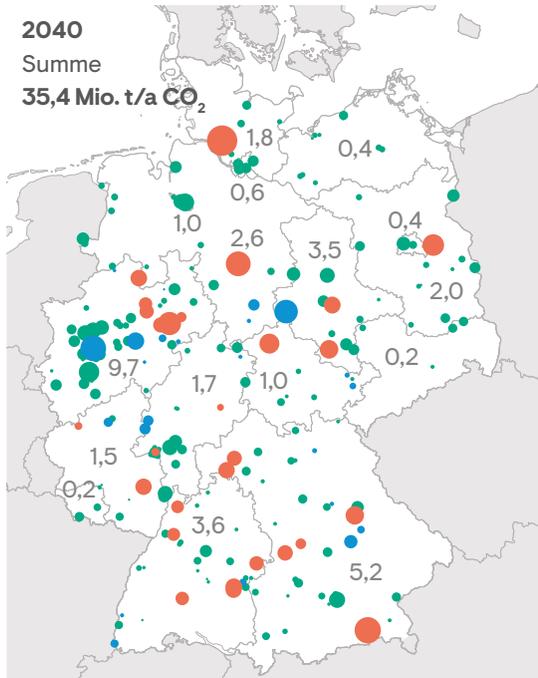
● Zement ● Kalk ● AVA
Mio. t CO₂ ● 1,0 ● 0,5 ● 0,1



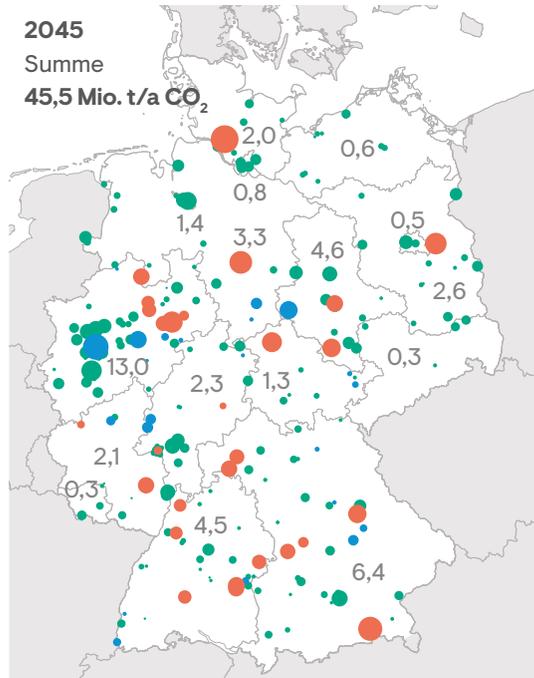
● Zement ● Kalk ● AVA
Mio. t CO₂ ● 1,0 ● 0,5 ● 0,1

CO₂-Abscheidemengen 2040 und 2045

Szenario KN2040 – bundesweiter CO₂-Transportbedarf



● Zement ● Kalk ● AVA
Mio. t CO₂ ● 1,0 ● 0,5 ● 0,1
Zahlen: CO₂-Menge pro Bundesland in Mio. t



● Zement ● Kalk ● AVA
Mio. t CO₂ ● 1,0 ● 0,5 ● 0,1
Zahlen: CO₂-Menge pro Bundesland in Mio. t

Quellen: VDZ, EU-ETS, E-PRTR, BV Kalk, ITAD

Zusätzlich ergeben sich weitere Cluster in den Nachbarländern. Dazu gehören u.a. Österreich mit 5 bis 10 Mio. t CO₂ pro Jahr, die Schweiz mit 7 bis 8 Mio. t CO₂ pro Jahr und Frankreich mit jährlich 2 bis 3 Mio. t CO₂ bis 2045 [55]. Diese CO₂-Mengen sollen perspektivisch durch Deutschland bis zu den CO₂-Speicherstätten unter der Nordsee transportiert werden (Abbildung 24).

Zur Erreichung der Klimaneutralität in 2040 ergibt sich in diesem Szenario ein schnell fortschreitender Aufbau des CO₂-Fernleitungsnetzes in Deutschland bis 2035. Der Netzausbau darf dabei nicht nur von Nord nach Süd erfolgen, sondern muss parallel in allen Regionen umgesetzt werden, wenn eine rechtzeitige Anbindung der CO₂-Cluster gelingen soll (Abbildung 25).

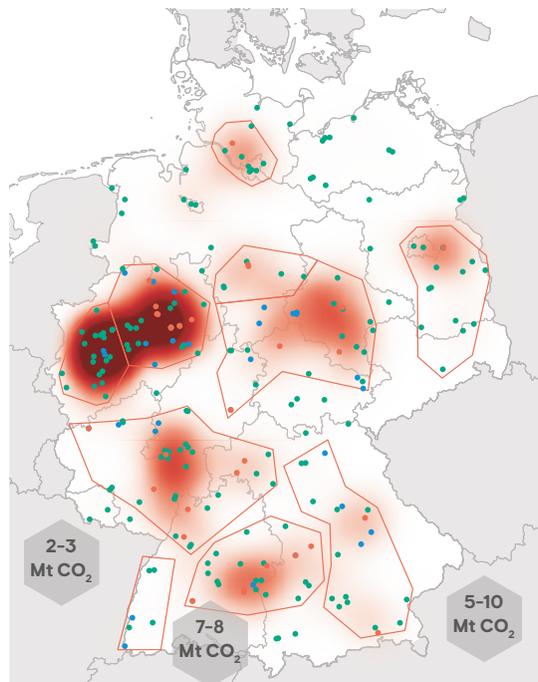
In diesem Szenario werden ab 2028 die ersten CO₂-Quellen an eine Pipeline angebunden. Eine

sehr schnelle Entwicklung des CO₂-Leitungsnetzes führt zu einem Transportvolumen von 3 Mio. t CO₂ ab dem Jahr 2028, das bis 2040 auf jährlich 30 Mio. t CO₂ ansteigt. In 2045 werden rund 40 Mio. t CO₂ per Pipeline transportiert. In Summe ist hierfür ein CO₂-Fernleitungsnetz mit einer Länge von ungefähr 4.800 km erforderlich. Die jeweiligen Anbindungen der Quellen an dieses Netz sind darin noch nicht enthalten.

Jährlich werden in dieser Betrachtung bis zu 5 Mio. t CO₂ mit dem Zug oder mit dem Schiff transportiert. Dies entspricht etwa 20 Ganzzügen mit 3.000 Fahrten pro Jahr bzw. 2% der Schienengüterverkehrsleistung in Deutschland.

Nachdem der Zug in 2030 noch etwas mehr als die Hälfte des CO₂-Transports leistet, wird sukzessive der Großteil des CO₂ über das entstehende Pipelinenetz befördert. Bereits ab 2035 beträgt der An-

Abbildung 24: Cluster mit CO₂-Transportbedarfen inkl. Transitmengen



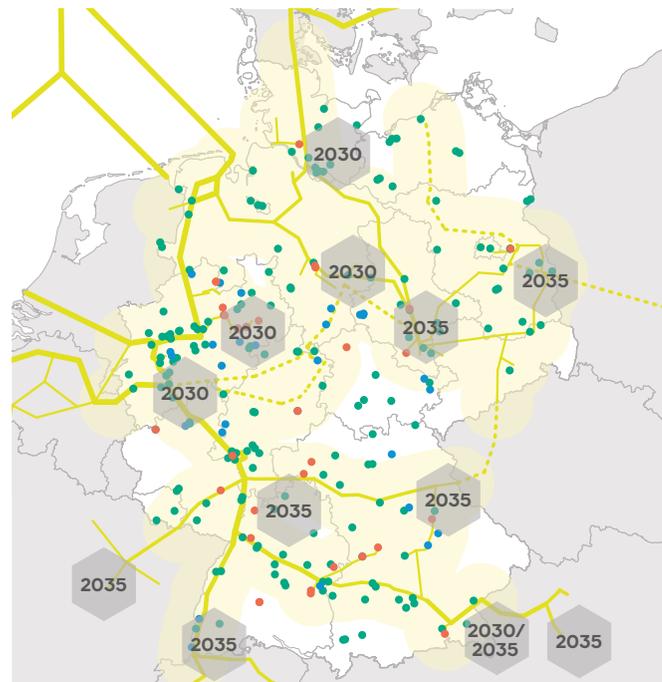
● Zement ● Kalk ● AVA

CO₂-Dichteverteilung

Gering Dicht

Quellen: VDZ, [8], EU-ETS, E-PRTR, BV Kalk, ITAD

Abbildung 25: Zeitlicher Ausbaubedarf und Anbindung an das CO₂-Leitungsnetz (KN2040)



● Zement ● Kalk ● AVA

— CO₂-Leitungen — Alternativen

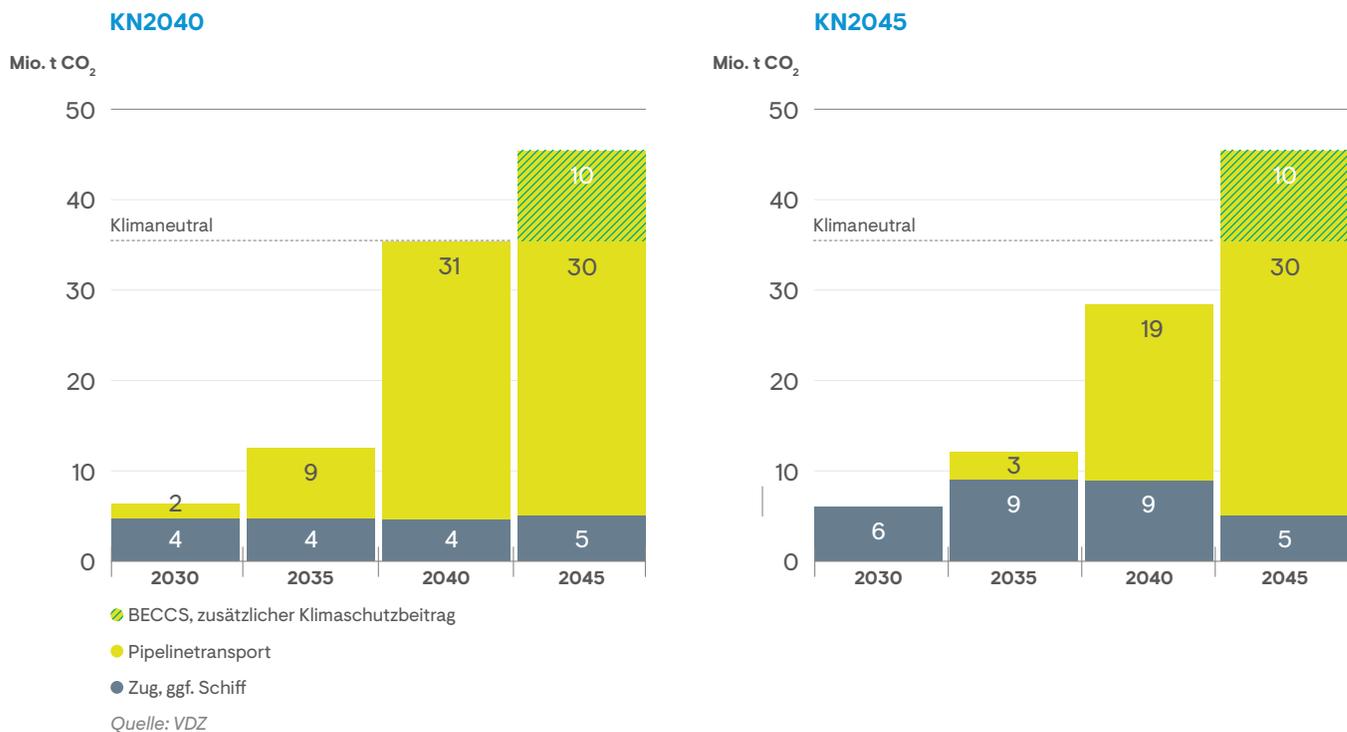
Quellen: VDZ, BV Kalk, ITAD, OGE, bayernets, CapTransCO₂

teil des Pipelinetransports in KN2040 etwa 60 %; in 2040 sind es nahezu 90 % mit anschließend weiter steigender Tendenz bis 2045 (Abbildung 26).

Ab 2045 werden durch die Abscheidung von biogenen Mengen an CO₂ aus der Mitverbrennung nachhaltiger biomassehaltiger Abfälle negative Emissionsbeiträge von 10 Mio. t pro Jahr erreicht.

Um Klimaneutralität in Mitteleuropa zu ermöglichen, müssen Leitungskapazitäten im Sinne eines umfassenden Carbon Managements bereits anfänglich die zusätzlichen Bedarfe für den Transit von CO₂ aus Nachbarländern und ggf. weiteren Industrieprozessen mit einplanen.

Abbildung 26: CO₂-Transportbedarf für Pipeline, Zug und Schiffstransport in den Szenarien KN2040 und KN2045





Aufbau einer CO₂-Infrastruktur bis 2035

Die Erreichung der Klimaneutralität in 2040 erfordert ein hohes Tempo für den Leitungsausbau. Das erforderliche CO₂-Pipelinennetz muss bis spätestens 2035 errichtet werden und langfristig über 40 Mio. t CO₂ pro Jahr allein aus den Sektoren Zement, Kalk und Abfallverbrennung befördern. Hinzu kommen weitere Mengen aus anderen Industrieprozessen mit schwer vermeidbaren CO₂-Emissionen. Nach den bisherigen Projektankündigungen wird ein Schwerpunkt zunächst im Nordwesten liegen, um die CO₂-Mengen aus der Industrie vor allem in Nordrhein-Westfalen u.a. über den geplanten CO₂-Hub in Wilhelmshaven zu den Speicherstätten in der Nordsee zu bringen. Ein Anschluss erster CO₂-Quellen bis 2028 wird vom dortigen Netzbetreiber OGE angestrebt und kann unter optimalen Voraussetzungen (v.a. schnelle Genehmigungsverfahren) gelingen. Auch eine Anbindung von industriellen Clustern in Schleswig-Holstein und Niedersachsen an das CO₂-Netz soll bereits vor 2030 erfolgen [51]. Ein Leitungsausbau in Richtung Mitteldeutschland und Brandenburg erscheint ab 2030 realisierbar. Der Leitungsausbau Richtung Süden und Osten soll laut der veröffentlichten Planungen daran anknüpfen und im Lauf der 2030er Jahre stattfinden. Parallel soll in Bayern bereits in den nächsten Jahren ein regionales, grenzüberschreitendes CO₂-Netz aufgebaut werden, das anschließend an das Fernleitungsnetz angebunden werden soll [38, 52].

Über Transportinfrastrukturen in Belgien, den Niederlanden und Dänemark können ebenfalls CO₂-Mengen aus Deutschland Richtung Nordsee geleitet werden. Zwei Offshore-Leitungen von Zeebrugge und Wilhelmshaven Richtung Norwegen sollen im Lauf der 2030er-Jahre mit einer Kapazität von etwa 40 Mio. t CO₂ pro Jahr realisiert werden [36, 56]. Polen plant mit eigenen Transportkorridoren von inländischen CO₂-Clustern bis zur Nordsee und eventueller Onshore-CO₂-Speicherung [57]. Weiterhin besteht die Möglichkeit eines Pipelineausbaus von Brandenburg in Richtung Polen.

In den Fällen, in denen ein Leitungstransport nicht möglich ist, müssen die CO₂-Mengen hauptsächlich

per Schiene transportiert werden. Die Hauptkorridore für den Schienengütertransport bieten sich für den Transport an Hafenstandorte wie Wilhelmshaven, Rotterdam und Antwerpen an. Zentrale Herausforderungen stellen aber ohne Frage die im Vergleich zu heute viel größeren Transportmengen sowie die Übergabepunkte dar: derzeit wird CO₂ in vergleichsweise kleinen Mengen für die Lebensmittel- und Chemieindustrie per Zug in Einzelwagen oder Wagengruppen transportiert. In Zukunft wird ein Transport in Ganzzügen erforderlich sein, der sowohl zeit- als auch volumenoptimiert erfolgt.

Für den Transport von den im zentralen Szenario KN2040 ermittelten 5 Mio. t CO₂ per Schiene sind jährlich etwa 20 Ganzzüge mit 3.000 Fahrten pro Jahr erforderlich. Es wurde angenommen, dass ein Ganzzug mit 30 Waggons mit ca. drei Umläufen pro Woche bei maximaler ununterbrochener Nutzung eine Transportleistung von 0,275 Mio. t CO₂ pro Jahr erreicht (durchschnittliche Transportentfernung 500 km). In Summe ergibt sich hieraus eine Kapazität von 2,5 Mrd. tkm für den CO₂-Transport per Zug. Der damit verbundene Waggonbedarf von etwa 600 Stück erfordert eine neue Bauartzulassung für ein neues Design mit minimierten Verlusten und verkürzten Ladezeiten. Weiterhin müssen als Voraussetzung zum Ausbau der Schienen-/Ladeinfrastruktur, die Bahnanschlüsse zu den Werken sowie einheitliche Kuppelungen zur Be-/Entladung der Wagen gegeben sein.



3.3 Szenario Klimaneutralität 2045 (KN2045) – Ergebnisse

In diesem Szenario wird das Ziel der Klimaneutralität erst in 2045 erreicht, da ein CO₂-Leitungsanschluss der ersten Quellen erst in 2033 erfolgt, das heißt erst fünf Jahre später als in KN2040. Bis dahin ist ein Transport nur per Zug oder Schiff möglich.

Im Ergebnis verdoppelt sich dadurch der Zug- und Schiffstransportbedarf ggü. KN2040 nahezu und erreicht 2035 und 2040 ca. 9 Mio. t CO₂ pro Jahr. Dies entspricht bei drei Umläufen pro Woche jährlich etwa 36 Ganzzügen mit ca. 5.600 Fahrten. Dennoch wird auch hier bis 2040 ein sehr schneller Aufbau eines CO₂-Leitungsnetzes erforderlich bleiben, um Klimaneutralität in 2045 in den drei Sektoren zu erreichen. Insgesamt werden in diesem Szenario in 2040 knapp 20 Mio. t CO₂ per Pipeline transportiert (KN2040: 30 Mio. t), etwa 9 Mio. t CO₂ entfallen weiterhin auf den Zug (Abbildung 26).

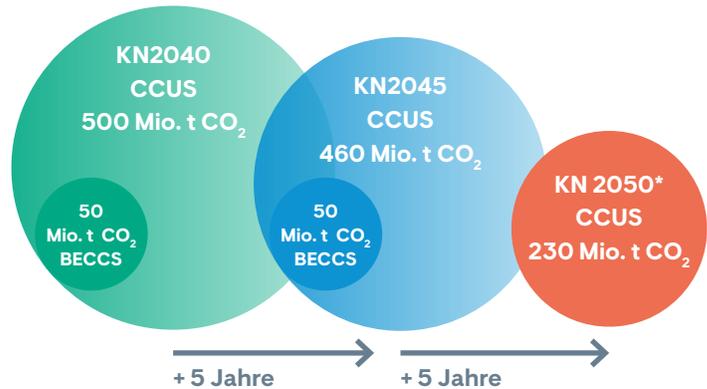
Demnach müssen in diesem Szenario anfänglich ca. 80 % des gesamten CO₂-Transports weitgehend auf der Schiene realisiert werden (2030: > 5 Mio. t CO₂ per Zug). Hieraus ergeben sich besonders hohe Anforderungen an einen sehr frühzeitigen und umfangreichen Aufbau von Infrastrukturen und Waggonkapazitäten für den Zugtransport. Ab 2045 werden jedoch auch in diesem Szenario rund 90 % des abgeschiedenen CO₂ (ca. 40 Mio. t CO₂/a) per Pipeline transportiert. Dementsprechend verringert sich dadurch der Zug- und ggf. der Schiffstransport nach 2040 auf rund 5 Mio. t CO₂ jährlich.

Keinen Unterschied gibt es bei der Menge der negativen Emissionen durch die Abscheidung des biogenen CO₂ aus der Mitverbrennung nachhaltiger abfallstämmiger Biomasse. Auch hier wird in 2045 ein negativer Emissionsbeitrag von jährlich 10 Mio. t CO₂ möglich sein.

3.4 Klimaschutzbeiträge der Szenarien

Mit dem Hochlauf des CO₂-Transports im Szenario KN2040 können kumuliert über 20 Jahre (2028 bis 2047)²⁸⁾ in den betrachteten Sektoren kumulierte CO₂-Einsparungen von rund 500 Mio. t CO₂ erreicht

Abbildung 27: Kumulierter Klimaschutzbeitrag der CO₂-Infrastruktur



Leitungsanschluss: ab 2028 → + 5 Jahre → + 5 Jahre (nach 2033)

* Anmerkung: KN2050 = Klimaneutralität wird erst in 2050 erreicht. Bei dieser Betrachtung handelt es sich nicht um ein eigenes Szenario. Es wird hier lediglich die Auswirkung einer weiteren Verzögerung des Pipeline-Ausbaus für den Klimaschutzbeitrag des CO₂-Infrastrukturnetzes abgeschätzt.

werden. Bei einem späteren CO₂-Leitungsausbau erst ab 2033 entsprechend dem Szenario KN2045 werden im gleichen Zeitraum noch Emissionen von insgesamt ca. 460 Mio. t CO₂ vermieden. Bemerkenswert ist, dass bereits bei einer weiteren Verzögerung des Infrastrukturausbaus um fünf Jahre – d.h. einem Start des Schienentransports ab 2033 und einem erst danach beginnenden Pipelinetransport – nur noch kumulierte Einsparungen durch CCUS von rund 230 Mio. t CO₂ realisierbar wären (Abbildung 27). Auch die biogenen CO₂-Mengen (für einen klimapositiven BECCS-Beitrag) von 50 Mio. t CO₂ im Betrachtungszeitraum könnten dann nicht rechtzeitig abgeschieden und transportiert werden. In diesem Fall würden rund 270 Mio. t CO₂ zusätzlich in die Atmosphäre gelangen; das Ziel der Klimaneutralität 2045 würde verfehlt.

In diese Betrachtung wurde noch nicht einbezogen, dass ein verzögerter Aufbau einer CO₂-Infrastruktur auch den Transport von im angrenzenden Ausland anfallenden CO₂ erheblich erschweren und sich negativ auf den Klimaschutzbeitrag von zentraleuropäischen Nachbarländern wie der Schweiz und Österreich und damit auch auf die Erreichung der EU-Klimaziele auswirken würde.

28) Für die Berechnung der kumulierten CO₂-Einsparungen durch CCUS wird in der Studie ein Zeitraum von 20 Jahren ab 2028 zugrunde gelegt. Dieser wird in der Modellierung des Infrastrukturochlaufs in 5-Jahresabschnitte eingeteilt, um Aussagen über den Einfluss des Ausbautempos auf die erreichbare CO₂-Einsparung zu treffen.



Einordnung der Modellierungsergebnisse

Insgesamt ergeben sich aus den drei Sektoren CO₂-Abscheidemengen von ca. 6 Mio. t CO₂ für 2030 und etwa 46 Mio. t CO₂ bis 2045²⁹⁾. Damit liegt der hier ermittelte Bedarf für einen CO₂-Transport zumindest bis 2030 über den Erwartungen anderer Klima-Transformationsstudien (u.a. BDI [11], dena [58], Ariadne [59]) sowie der im Rahmen des Stakeholderprozesses zur Carbon Management-Strategie (CMS) anfänglich diskutierten Werte, die auch CO₂-Mengen aus anderen Industriesektoren berücksichtigen. Über alle Sektoren hinweg bewegen sich die in den Studien abgeschätzten CO₂-Mengen aber für 2045 in einer ähnlichen Größenordnung von durchschnittlich 40 bis 50 Mio. t CO₂ (ohne Transitmengen). Die höheren Werte in dieser Studie bis Anfang der 2030er Jahre ergeben sich aus der Einbeziehung konkreter CO₂-Abscheideprojekte, die mengenmäßig in die Modellierung aufgenommen wurden. Die unterschiedlichen CO₂-Mengen hängen zudem stark von den Annahmen zur Biomassenutzung und den betrachteten Sektoren ab.

Insofern zeigen beide Szenarien, dass ein schnelles Handeln beim Aufbau der CO₂-Infrastruktur in Deutschland entscheidend ist. Werden die dafür notwendigen Voraussetzungen nicht rechtzeitig geschaffen, so würde sich der Aufbau der CCUS-Kette insgesamt verzögern und bei einem Start erst ab 2033 den Klimaschutzbeitrag von CCUS mehr als halbieren – Klimaneutralität in den drei Sektoren (und damit höchstwahrscheinlich auch in Deutschland insgesamt) wird dann nicht rechtzeitig bis 2045 erreicht werden.

3.5 Investitionsbedarf für eine CO₂-Infrastruktur und CCUS-Kosten

Der Aufbau einer Infrastruktur für den CO₂-Transport erfordert ein erhebliches Maß an Investitionen. Hierbei kann Stand heute nur eine grobe Abschätzung auf Basis verschiedener Annahmen und Angaben von Infrastrukturbetreibern vorgenommen werden (Abbildung 28).

Im Szenario KN2040 wurde für den Transport des CO₂ mit dem Zug eine jährlich benötigte Transport-

leistung von 5 Mio. t beschrieben (vgl. Kapitel 3.2). Stand heute kann davon ausgegangen werden, dass die Kapazität des deutschen Schienennetzes ausreicht, um diese CO₂-Menge zu transportieren, so dass Investitionen vor allem in lokale Schienensowie die Be- und Entladeinfrastrukturen fließen müssen. Gleichzeitig gilt es, die erforderlichen rund 600 Kesselwagen neuen Bautyps einschließlich entsprechender Kupplungen für schnelle und nahezu verlustfreie Ladevorgänge zu bauen. Aus diesen Überlegungen ergeben sich für den CO₂-Transport per Schiene für Entfernungen von mehr als 500 km einschließlich der Infrastruktur für Be- und Entladung aktuell Kostenerwartungen in einer Bandbreite von 35 bis 60 Euro/t CO₂³⁰⁾. Bei geringeren Transportdistanzen können die Kosten auch niedriger ausfallen.

Weitere umfassende Investitionen müssen in den Aufbau der CO₂-Leitungsinfrastruktur fließen. In Deutschland werden nach den Ergebnissen dieser Studie ca. 4.800 km CO₂-Pipelines benötigt³¹⁾, um die relevanten unvermeidbaren CO₂-Mengen für die Erreichung der Klimaneutralität zu transportieren. Diese müssen nahezu vollständig neu errichtet werden, um einen Ferntransport von CO₂ in der dichten Phase zu ermöglichen, in der deutlich höhere Transportkapazitäten bei gleichen Leitungsquerschnitten gegenüber einem gasförmigen Transport erreicht werden können. Fernleitungen würden weitgehend in bestehenden Pipeline-Korridoren und parallel zu einem Wasserstoff-Kernnetz errichtet, für das 9.700 km Leitungslänge geplant sind [60]. Etwa 40 % des Wasserstoffnetzes sollen neu gebaut werden, hierfür ist ein Investitionsbedarf von knapp 20 Mrd. Euro vorgesehen³²⁾.

Der Investitionsbedarf für neue CO₂-Fernleitungen wird in der vorliegenden Studie ebenfalls auf der Grundlage von Angaben der FNB Gas³³⁾ abgeschätzt. Für die Errichtung der erforderlichen 4.800 km CO₂-Leitungsnetz dürfte sich der Investitionsbedarf demnach in einer Größenordnung von rund 14 Mrd. Euro bewegen. Umgelegt auf die in der Studie ermittelten Transportmengen lassen sich daraus Kosten von ca. 35 Euro/t CO₂ abschätzen. Diese beziehen sich rechnerisch auf eine Transportmenge per Pipeline von insgesamt 415 Mio. t CO₂ im Betrachtungszeitraum²⁸⁾ in Deutschland. Bezieht man zusätzlich die Transitmengen aus den Nachbarländern mit ein, könnten diese weiter

29) VDZ, BV Kalk, ITAD

30) Die Konditionierung des CO₂ für den Bahntransport am Start- und Zielbahnhof ist hierin nicht enthalten.

31) Je nach Transportkapazität können CO₂-Leitungen bis max. 70 cm Durchmesser (DN 700) ausgelegt werden.

32) Bei rund 60 % des Wasserstoffkernnetzes sollen bestehende Erdgasleitungen genutzt werden.

33) FNB Gas ist der Zusammenschluss der überregionalen Gastransportunternehmen in Deutschland.

auf etwa 25 Euro/t CO₂ sinken. Die Betriebskosten für das Pipelinennetz werden aus heutiger Sicht als vergleichsweise gering bewertet.

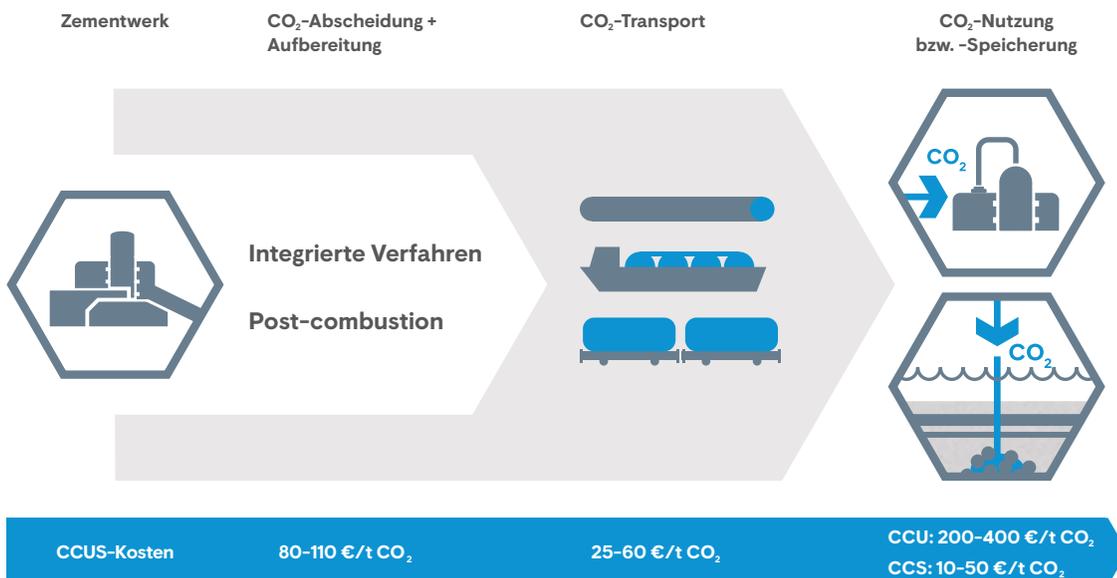
Insofern kann der Transit von CO₂ durch das deutsche CO₂-Leitungsnetz dazu beitragen, die spezifischen Kosten für alle Nutzer zu senken. Dies ist bei der Planung einer grenzüberschreitenden CO₂-Infrastruktur in Deutschland und Europa zu berücksichtigen. Gleichzeitig müssen zusätzliche Investitionen für den Bau lokaler Anschlüsse einkalkuliert werden, um sowohl die CO₂-Quellen als auch die -Senken an das CO₂-Netz anzubinden. Diese sind in den genannten Investitionen nicht enthalten und können je nach standortspezifischen Gegebenheiten zu erheblichen Mehrkosten führen.

Für die lokale bzw. regionale Anbindung von Werkstandorten an CO₂-Fernleitungen kann im Fall bereits vorhandener Erdgasleitungen eine Umnutzung und damit ein gasförmiger CO₂-Transport in Frage

kommen, wenn diese künftig weder für Erdgas noch den Wasserstoff-Transport benötigen werden. Dies wird z.B. im Projekt Fluxys in Belgien für einige regionale Verbindungen geplant. Allerdings werden die vorhandenen Anschlüsse für Zement- und Kalkwerke an das Fernleitungsnetz hinsichtlich ihrer Kapazität und Auslegung in der Regel nicht für den CO₂-Transport geeignet sein, so diese letztlich, wie für Abfallverbrennungsanlagen, neu errichtet werden müssen.

Insgesamt erfordert der schnelle Infrastrukturaufbau eine Kooperation der verschiedenen Netzbetreiber und Akteure in der CCUS-Kette, um geeignete Anschluss- und diesbezügliche Kostenregelungen zu treffen. Hier kann auf Erfahrungen im Bereich der Energiewirtschaft für Erdgasleitungen aufgesetzt werden. Auf die notwendigen rechtlichen Rahmenbedingungen und mögliche Regulierungsbedarfe für das CO₂-Netz wird in Kapitel 4.1 eingegangen.

Abbildung 28: Mögliche Kosten der CCUS-Kette



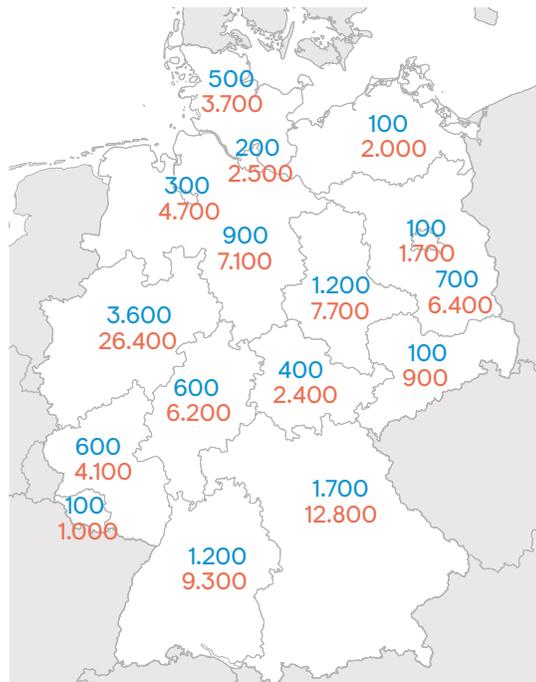
Quellen: ECRA, VDZ [1], Experteninterviews, CO₂ Value Europe, IOGP

Anmerkung: Die Angaben zum Transport beziehen sich auf eine Transportdistanz von ca. 500 km vom Werk bis zum CO₂-Exportterminal an der an der Küste. Die Kosten für die Anbindung an das Pipelinennetz sind darin nicht enthalten. Annahmen zur CO₂-Abscheidung: lineare Abschreibung über 20 Jahre; künftiger Netzentgeltanstieg durch Erhöhung der elektrischen Anschlussleistung des Werkes nicht berücksichtigt.

3.6 Energiebedarf der CO₂-Abscheidung

Neben der notwendigen CO₂-Transportinfrastruktur stellt die Verfügbarkeit ausreichender CO₂-freier Energie eine weitere wesentliche Voraussetzung für den Einsatz der CO₂-Abscheidung dar. Letztere ist in der Regel im Vergleich zu konventionellen Anlagen zur Klinkerherstellung mit einem zusätzlichen thermischen und elektrischen Energiebedarf verbunden. Wie stark dieser ausfällt, hängt stark von der Auswahl der jeweiligen Technologie ab, die standortspezifisch erfolgen muss [12, 61].

Abbildung 29: Energiebedarf für die CO₂-Abscheidung 2045



- Elektrisch Summe ca. 12.000 GWh (ca. 12 TWh)
- Thermisch Summe ca. 100.000 TJ

Quellen: VDZ, ITAD, BV Kalk, Transnet BW, Stromrechner

Tabelle 2 gibt einen Überblick über den aktuellen jährlichen Energiebedarf und die spezifischen CO₂-Emissionen der Zement- und Kalkherstellung. Für die Abfallverbrennung ist die Betrachtung nicht 1:1 übertragbar, da hier der Energieeinsatz aus Abfällen der erzeugten Menge an Wärme und Strom gegenübergestellt werden muss. Tabelle 3 veranschaulicht den zusätzlichen jährlichen Energiebedarf der CO₂-Abscheidung in den drei Sektoren für Klimaneutralität.

Zur Abschätzung des künftigen elektrischen und thermischen Energiebedarfs werden folgende Annahmen über die gewählten Abscheidetechnologien getroffen³⁴⁾:

- Zementindustrie: 80% Oxyfuel, 20% Post Combustion (Aminwäsche)
- Kalkindustrie: 100% Oxyfuel
- Abfallverbrennung: 100% Post Combustion (Aminwäsche)³⁵⁾

In Abbildung 29 werden der daraus resultierende thermische und elektrische Energiebedarf für die CO₂-Abscheidung im Jahr 2045 dargestellt. Der zusätzliche thermische Energiebedarf liegt mit ca. 100.000 TJ/a in einer Größenordnung von 20% des heutigen jährlichen Brennstoffenergieeinsatzes aller drei Branchen³⁶⁾. Dieser Bedarf kann besonders in den Bereichen Abfallverbrennung und Zementherstellung zumindest anteilig durch die Nutzung von Abwärme aus den Prozessen gedeckt werden. Hieraus können sich jedoch Wechselwirkungen mit der heutigen Wärmenutzung ergeben. Der Strombedarf eines Jahres bezogen auf die Zement- und Kalkindustrie erhöht sich auf fast das Vierfache des heutigen Niveaus – von 4,7 TWh auf rund 17 TWh in 2045³⁷⁾. Allerdings müsste diese Energie grundlastfähig und letztlich erneuerbar zur Verfügung stehen, da eine effiziente und effektive CO₂-Abscheidung einen kontinuierlichen Betrieb erfordert.

34) Die beiden hier berücksichtigten CO₂-Abscheidungsverfahren wurden auf Basis der bisherigen Erkenntnisse aus Forschungs- und Pilotprojekten sowie anhand zusätzlicher Expertengespräche ausgewählt. Ausgehend von den Annahmen zur CO₂-Abscheidung in den ECRA Technology Paper 2022 (maximale Werte) [12] ergeben sich weitere Energiebedarfe z.B. für die CO₂-Aufbereitung, die mitberücksichtigt werden müssen. Hieraus wurden die ausgewiesenen technologiespezifischen Energiebedarfe ermittelt.

35) Anders als bei Zement und Kalk wird davon ausgegangen, dass bei der Abfallverbrennung aufgrund verschiedener Restriktionen nur etwa zwei Drittel der langfristig erwarteten CO₂-Menge abgeschieden werden können [3]. Im Durchschnitt wird 50% biogenes CO₂ angenommen, sodass der Sektor trotzdem Klimaneutralität erreicht.

36) Thermischer Energieeinsatz heute (2021) ca. 500.000 TJ in den Sektoren Zement, Kalk und AVA.

37) Dieser Bedarf entspricht einem Jahresenergieertrag von ca. 1.400 Windkraftanlagen mit je 5 MW Leistung.



Tabelle 2: Übersicht spezifischer Energiebedarf und CO₂-Intensität heute

	thermischer Energiebedarf	elektrischer Energiebedarf	CO ₂ -Emissionen
Zement	2.798 MJ/t bzw. 98.000 TJ	112,4 kWh/t bzw. 3,9 TWh/a	0,6 t CO ₂ /t Zement
Kalk³⁸⁾	4.148 MJ/t, [62] 37.000 TJ	86 kWh/t bzw. 0,8 TWh/a	1,0 t CO ₂ /t Kalk

Tabelle 3: Energiebedarf für die CO₂-Abscheidung in den Sektoren Zement, Kalk, Abfallverbrennung

		2030	2035	2040	2045
CO₂-Abscheidung	Mio. t CO₂/a	6,5	12,5	35,4	45,5
Energiebedarf³⁹⁾					
elektrisch	TWh/a	2,0	3,8	9,5	12,3
thermisch	TJ/a	7.800	1.600	7.600	99.000

38) Eigene Berechnung auf Basis von Angaben des BV Kalk.

39) Der zusätzliche thermische Energiebedarf resultiert maßgeblich aus dem Einsatz von Abtrennverfahren, wie der Aminwäsche. Der zusätzliche elektrische Energiebedarf ergibt sich vor allen Dingen aus integrierten Abtrennverfahren, wie der Oxyfuel-Technologie sowie dem Energiebedarf für die anschließende weitere Aufkonzentration des CO₂.

4

Voraussetzungen und Handlungsfelder für den Aufbau einer CO₂-Infrastruktur

Voraussetzungen und Handlungsfelder für den Aufbau einer CO₂-Infrastruktur

Um die Klimaneutralität in der Zement- und Kalkindustrie sowie der Abfallverbrennung möglichst bis zum Jahr 2040 zu erreichen, sind ambitionierte und zügige Schritte zum Aufbau einer CO₂-Infrastruktur notwendig. Dies betrifft vor allem den schnellen und konsequenten Ausbau des CO₂-Pipelinetzes, der sich an der geographischen Verteilung der Abscheidemengen und an den Orten der Nutzung oder Speicherung von CO₂ orientieren muss. Dieser darf nicht nur von Nord nach Süd gedacht werden, sondern muss dabei in verschiedenen Regionen parallel stattfinden, da eine Leitungsanbindung von küstenfernen industriellen CO₂-Clustern sonst zu spät erfolgen würde.

Handlungsfelder ergeben sich dabei im Hinblick auf die technischen Bedingungen des CO₂-Transports und den notwendigen Rechtsrahmen für CCUS sowie für die strategische Netzplanung und Finanzierung.

4.1 Rechtliche Rahmenbedingungen für CCUS in Deutschland und Europa

Damit die CO₂-Abscheidung zum Einsatz kommen und der Infrastrukturausbau rasch beginnen kann, bedarf es zunächst eines politischen Bekenntnisses zu CCUS. Die auf Bundesebene geplante Carbon Management-Strategie ist hierfür eine wichtige Voraussetzung⁴⁰⁾. Darauf aufbauend gilt es, den bestehenden Rechtsrahmen für die Genehmigung von Anlagen zur CO₂-Abscheidung, den leitungsgebundenen und grenzüberschreitenden CO₂-Transport, sowie die CO₂-Nutzung und (Zwischen-)Speicherung noch in 2024 anzupassen. Auch die Strategie der EU-Kommission zum Carbon Management [63] setzt hierfür ein wichtiges Signal, in dem sie eine klare Perspektive für die Rolle von CCUS und konkrete Ziele für den Hochlauf von Speichern und Transportinfrastrukturen in Europa aufzeigt.

Der neue Rechtsrahmen muss auch die dringend notwendige Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren im Blick haben. Hierfür ist es vor allen Dingen notwendig, dass entsprechende Regelungen zum Ausbau der Wasserstoffwirtschaft

auch auf den CO₂-Transport übertragen werden, etwa indem ein „überragendes öffentliches Interesse“ für CCS- und CCU-Projekte einschließlich der Infrastrukturen ausdrücklich rechtlich verankert wird. Ziel muss es sein, den Ausbau des CO₂-Leitungsnetzes zunehmend mit dem Ausbau eines Wasserstoffkernnetzes zu parallelisieren.

4.1.1 Rechtsrahmen für die CO₂-Abscheidung

Das Umweltrecht und die industrielle Transformation zur Klimaneutralität müssen zügig miteinander in Einklang gebracht werden. Konkret sind für die Genehmigung von Anlagen zur CO₂-Abscheidung an Industrieanlagen teilweise Anpassungen und Ergänzungen am bestehenden Immissionsschutzrecht notwendig. So ändert sich beispielsweise bei einer Umstellung auf das Oxyfuel-Verfahren (siehe Kapitel 1.2) das Abgasvolumen signifikant im Vergleich zu bestehenden Anlagen. Insofern stellt die bisherige Methodik zur Definition von Schadstoffkonzentrationsgrenzwerten mit Bezug auf Abgasvolumen und Sauerstoffgehalten in diesen Fällen keine geeignete Grundlage mehr dar. Hier sind deshalb kurzfristig Änderungen insbesondere der Technischen Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA Luft) sowie der 17. Bundesimmissionsschutzverordnung (17. BImSchV) erforderlich.

Des Weiteren ist in der 4. BImSchV der Anwendungsbereich von Anlagen zur CO₂-Abscheidung mit dem Zweck der CO₂-Speicherung auch auf den der CO₂-Nutzung zu erweitern. Zusätzlich muss in der Phase des Übergangs vom konventionellen Anlagenbetrieb zum Einsatz der neuen CO₂-Abscheidetechnologien auch der bisher genehmigte Betrieb weiter möglich bleiben. Bei Projekten zur CO₂-Abscheidung und -Nutzung ist ggf. im konkreten Einzelfall zu prüfen, ob möglicherweise auch die Störfallverordnung zu beachten ist. Darüber hinaus sind weitere Änderungen am Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) anzustreben, um die Genehmigung von CCUS-Projekten zu vereinfachen [64].

Im Sinne einer Beschleunigung der anstehenden Verfahren ist eine bundeseinheitliche Handhabung bei den Genehmigungen solcher Projekte ein erheblicher Erfolgsfaktor. Dies setzt voraus, dass hier kurzfristig zwischen Bundesregierung, Umwelt-

40) Ende Februar 2024 hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) wesentliche Eckpunkte der nationalen Carbon Management-Strategie sowie einer Novelle des Kohlendioxid-speichergesetzes (KSpG) vorgestellt [6, 31].

behörden des Bundes und der Länder sowie der Industrie gemeinsam entsprechende Eckpunkte festgelegt werden. Hierzu kann ein regelmäßiger Erfahrungsaustausch zu CO₂-Abscheidetechnologien in der Zement- und Kalkindustrie sowie der Abfallverbrennung beitragen, dessen Erkenntnisse in einen bundeseinheitlichen Leitfaden für die Genehmigungspraxis von Behörden münden.

Eine entsprechende Koordinierung ist gleichermaßen auch für die Genehmigung von CO₂-Infrastrukturprojekten notwendig, um den ambitionierten Zeitplan einzuhalten. Eine Bündelung von Genehmigungskompetenzen auf Landesebene bei einer Behörde könnte zudem zur Verfahrensbeschleunigung beitragen. Hierfür werden insbesondere für die frühen Phasen des Hochlaufes schnellstmöglich zusätzliche Fachkräfte benötigt, sowohl auf Seite zentraler Genehmigungsbehörden als auch auf Seite der Unternehmen.

Eine zügige Umsetzung von Demonstrationsvorhaben zur CO₂-Abscheidung erfordert letztlich ein zuverlässiges und effizientes „Fast-Track“-Verfahren bei der Genehmigung. Bei einer finanziellen Förderung sollte konkret der vorzeitige Vorhabenbeginn zum Standard werden. Genehmigungsrechtlich sollte sichergestellt sein, dass Anlagen zur Abscheidung von CO₂ aus industriellen Punktquellen, die in der 4. BImSchV aufgeführt sind, auch als Nebenanlage zur eigentlichen Anlage zu genehmigen sind, um zu einem zügigen Genehmigungsverfahren beizutragen.

Letztlich werden die Unternehmen in den Sektoren Zement, Kalk und Abfallverbrennung die massiven Investitionen in die CO₂-Abscheidung sowie die deutlich höheren Betriebskosten von CCUS-Technologien in der Anfangsphase nicht allein schultern können. Neben einem nennenswerten Eigenanteil sind sie daher auch auf eine erhebliche finanzielle Förderung sowie geeignete Rahmenbedingungen angewiesen, um im Wettbewerb bestehen zu können. Dies betrifft auch den Aufwand für die Anbindung der Standorte an eine CO₂-Transportinfrastruktur, die bislang in der Förderkulisse nur bedingt berücksichtigt ist. Die Klimaschutzverträge können hier eine wichtige Absicherung bieten und sollten möglichst rasch auch für CCUS-Projekte zur Verfügung stehen. Dies gilt auch für die geplante „Bundesförderung Klimaschutz in der Industrie“, die andere Förderprogramme sinnvoll flankieren kann.

4.1.2 Rechtsrahmen für CO₂-Transport, -Speicherung und -Nutzung

Auf EU-Ebene sind in den letzten Jahren bereits viele Voraussetzungen für den Aufbau einer CO₂-Wirtschaft entwickelt worden. Die CCS-Richtlinie [65] ist hierbei besonders relevant, da sie auf europäischer Ebene sowohl die geologische Speicherung als auch verschiedene Fragen des CO₂-Leitungsports regelt. Sie umfasst auch die Erschließung einer Speicherstätte und deren Genehmigung, Vorschriften für Betreiber während des Betriebes und nach der „Schließung“ der Speicher sowie die Überwachung der Speicherstätten.

Im Rahmen der EU-Emissionshandelsrichtlinie war die CO₂-Abscheidung in Verbindung mit einem leitungsgebundenen Transport und einer geologischen Speicherung auch in der bisherigen Fassung bereits abgedeckt. Seit dem 1. Januar 2024 wird auch der multimodale CO₂-Transport bei CCS-Projekten adressiert. Die novellierte Verordnung zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur (TEN-E-Verordnung) von Januar 2022 ermöglicht zudem die Entwicklung kommerzieller CO₂-Leitungen, auch wenn diese nicht direkt an ein Speicherprojekt angebunden sind.

Handlungsbedarf auf EU-Ebene besteht in der weiteren Konkretisierung der EU-Monitoring-Verordnung in Fragen der Abzugsfähigkeit der in einer Anlage abgeschiedenen CO₂-Mengen und des Umgangs mit Transport- oder -Umfüllverlusten im Rahmen des multimodalen CO₂-Transports. Darüber hinaus bedarf es einer umfassenden Regulierung für die CO₂-Nutzung zur Entwicklung nachhaltiger Kohlenstoff-Kreisläufe, die eine Emission in die Atmosphäre dauerhaft verhindert. Mit der novellierten EU ETS-Richtlinie wird neben der CO₂-Speicherung bislang nur die dauerhafte chemische Bindung in Produkten im EU ETS anrechenbar; eine Präzisierung des Begriffs der „Permanenz“ der CO₂-Bindung ist für 2024 von der EU-Kommission angekündigt.

Perspektivisch wird auch die Bilanzierung von Negativemissionen unverzichtbar sein, um auf europäischer und nationaler Ebene die gesteckten Klimaziele zu erreichen, eine Nutzung von „Carbon Removal“-Zertifikaten im EU ETS muss dabei mittel-

fristig ermöglicht werden. Diese hat besondere Relevanz für die Nutzung von nachhaltiger Biomasse in der Zement- und Kalkindustrie sowie der Abfallverbrennung in Verbindung mit CCS (BECCS), wodurch erhebliche Potenziale für Negativemissionen bestehen.

Auf nationaler Ebene setzt das Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (KSpG) [66] die europäische CCS-Richtlinie seit 2012 in nationales Recht um und bildet die Rechtsgrundlage für den leitungsgebundenen Transport und die Speicherung von CO₂ in Deutschland. Das Gesetz bezieht sich jedoch nur auf den Transport für den Zweck der CO₂-Speicherung und schließt den Transport zum Zweck der CO₂-Nutzung bislang aus. Zudem verhindert es in der aktuellen Form faktisch eine CO₂-Speicherung in Deutschland, da es ausschließlich kleine Demonstrationsprojekte zulässt, die bis 31. Dezember 2016 beantragt wurden. Für den CO₂-Transport per Zug, LKW und Schiff besteht mit dem Gefahrgutrecht derzeit bereits eine Rechtsgrundlage [67].

Aufbauend auf der nationalen Carbon Management-Strategie gilt es deshalb, mit der geplanten KSpG-Novelle, die Definition von CO₂-Leitungen gemäß § 3 Nr. 6 KSpG um CCU-Zwecke zu ergänzen und die Erweiterung der vorhandenen Enteignungsvorschrift in § 4 Abs. 5 KSpG auf die CO₂-Nutzung zu übertragen. Generell sollte der Transport von CO₂ regulatorisch nicht davon abhängen, welche Verwendung sich daran anschließt. Zudem kann und muss CO₂ nicht nur per Pipeline, sondern u.a. auch per Zug und Binnen- bzw. Seeschiff transportiert werden. In Fall sehr kleiner CO₂-Quellen oder -Nutzungen kann auch ein lokaler LKW-Transport notwendig werden. Um Rechtssicherheit über das geltende Rechtsregime und deren Verknüpfungen zu schaffen, bedarf es zweifellos weiterer untergesetzlicher Rechtsverordnungen zum KSpG (z.B. §§ 4 Abs. 6 und 33 Abs. 4 zum CO₂-Transport). Damit sollte auch das Ziel verfolgt werden, einen robusten Rechtsrahmen für den Bau und Betrieb von CO₂-Leitungen zu schaffen.

Für die Errichtung, den Betrieb und wesentliche Änderungen von CO₂-Leitungen sind Planfeststellungsverfahren erforderlich. Hierfür bestehen bereits in § 4 Abs. 2 Satz 1 KSpG entsprechende Regelungen und Verweise auf das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und das Verwaltungsverfahrensgesetz (VwVfG). Im Sinne einer Parallelisierung

sind diese Verweise entsprechend zu aktualisieren, um auch die bereits bekannte rechtliche Behandlung und Maßnahmen zur Beschleunigung des Ausbaus von Energieinfrastrukturen (z.B. Wasserstoff-Kernnetz) weitgehend auf CO₂-Netze zu übertragen. Das notwendige Tempo bei der Errichtung eines CO₂-Netzes in Deutschland erfordert dabei eine ausdrückliche Formulierung des „übertragenden öffentlichen Interesses“.

In diesem Kontext zeigt auch das LNG-Beschleunigungsgesetz, welche Verfahrensvereinfachungen im Sinne der Beschleunigung von Genehmigungsverfahren bei Infrastrukturprojekten möglich sind und zumindest teilweise auch auf die CO₂-Infrastruktur übertragen werden könnten, u.a.:

- Verkürzung von Auslegungs- und Einwendungsfristen,
- Verkürzung des Klagewegs auf nur eine Instanz,
- Wegfall der aufschiebenden Wirkung von Rechtsbehelfen.

Mit Blick auf eine CO₂-Speicherung in Deutschland gilt es, die oben genannte Antragsfrist für Speicherprojekte sowie die bisherigen Mengenbeschränkungen im KSpG zu streichen. Außerdem muss der Zweck des Gesetzes neben der Erprobung nun um die kommerzielle Anwendung entsprechender Infrastrukturen erweitert werden. Eine Anpassung der Bewertungskriterien und Monitoringvorschriften an neuere technische Erkenntnisse aus Projekten weltweit ist ebenfalls notwendig.

Mit dem Entwurf des Kohlendioxid-speicher- und -Transportgesetzes (KSpTG) hat das Bundeswirtschaftsministerium bereits einen Teil der genannten Punkte adressiert [31]. So soll u.a. die Offshore-CO₂-Speicherung in Deutschland unter Wahrung hoher Umwelt- und Meeresvorgaben in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) ermöglicht werden. Eine Speicherung an Land wird zunächst ausgeschlossen. Die Bundesländer können sich laut den Eckpunkten zur Carbon Management-Strategie [6] aber für eine sogenannte Opt-in-Regelung aussprechen. Wichtig wäre, dass zumindest die Grundlage für eine Untersuchung von geologischen Potenzialen zur Onshore-Speicherung geschaffen wird. Damit würde auch den neuen Anforderungen des Net Zero Industry Acts (NZIA) über Berichtspflichten zu CCS-Potenzialen in den EU-Mitgliedstaaten Rechnung getragen.



Notwendiger Rechtsrahmen für CCUS

- **Übergeordnetes Ziel: Anpassung des bestehenden Rechtsrahmens in 2024** u.a. für die Genehmigung von Anlagen zur CO₂-Abscheidung, den leitungsgebundenen und grenzüberschreitenden CO₂-Transport, sowie die CO₂-Nutzung und -(Zwischen)-Speicherung in Deutschland.
- Aufbauend auf der nationalen und europäischen **Carbon Management-Strategie** muss zeitnah eine **Anpassung des Kohlendioxidspeicherungsgesetzes (KSpG)** erfolgen, die CCUS in Deutschland ermöglicht.
- Um die **grenzüberschreitende Verbringung von in Deutschland anfallendem CO₂** in geeignete geologische Offshore-Speicherstätten anderer Länder zu ermöglichen, muss die Änderung von Artikel 6 des London-Protokolls ratifiziert und vorläufig angewendet werden.
- Zur **Beschleunigung von Genehmigungsverfahren für CCUS** gilt es, analog zum Wasserstoffhochlauf ein „überragendes öffentliches Interesse“ auch für CCS- und CCU-Projekte sowie den Aufbau der erforderlichen CO₂-Infrastrukturen rechtlich zu verankern.
- Für die **Genehmigung von Anlagen zur CO₂-Abscheidung** an Industrieanlagen sind zeitnahe Anpassungen der **TA Luft** sowie der **17. BImSchV** erforderlich.
- **Klimaschutzverträge und flankierende Förderinstrumente** sollten hohe Investitions- und Betriebskosten neuartiger CO₂-Abscheidetechnologien abfedern.
- Die **EU-Monitoring-Verordnung** muss Fragen der Abzugsfähigkeit der in einer Anlage abgeschiedenen CO₂-Mengen und des Umgangs mit möglichen Transport- oder -Umfüllverlusten im Rahmen des multimodalen CO₂-Transports weiter konkretisieren.
- Eine umfassende **Regulierung für die CO₂-Nutzung** ist notwendig, die über die „permanente“ CO₂-Bindung im Produkt hinaus auch die Entwicklung nachhaltiger Kohlenstoff-Kreisläufe anreizt, um eine Emission in die Atmosphäre dauerhaft zu verhindern.
- Auch die Anrechnung von **Negativemissionen** wird unverzichtbar sein, um auf europäischer und nationaler Ebene die gesteckten Klimaziele zu erreichen – eine Nutzung von „Carbon Removal“-Zertifikaten im EU ETS muss dabei ermöglicht werden.
- Die **Technischen Normen und Regelwerke** gilt es dahingehend weiterzuentwickeln, dass sie die Anforderungen an die Reinheit und Begleitstoffe des abgeschiedenen CO₂ an Energie- und Kosteneffizienz des Gesamtsystems ausrichten, um die Wirtschaftlichkeit für alle Teile der CCUS-Kette zu gewährleisten.



4.1.3 Rechtsrahmen für grenzüberschreitenden CO₂-Transport und -Speicherung

Für den grenzüberschreitenden CO₂-Transport, der insbesondere für den Zugang zu Offshore-Speicherstätten in der Nordsee unabdingbar ist, fehlt bislang die Rechtsgrundlage in Deutschland. Um dies in anderen Ländern zu ermöglichen, muss Deutschland die Resolution LP.3(4) der Internationalen Seeschiffahrts-Organisation (IMO) zur Änderung von Artikel 6 des London-Protokolls ratifizieren und – bis zur Ratifizierung durch alle Vertragsparteien – deren vorläufige Anwendung gegenüber dem IMO-Sekretariat erklären [68]. Bilaterale Abkommen mit den entsprechenden Partnerländern über die Genehmigung des Transports sowie den Umgang mit Umfüllverlusten in den einzelnen Transit- und Zielländern (z.B. Norwegen, Dänemark, UK, Niederlande) können dies unterstützen und Sicherheit für die Umsetzung internationaler CCS-Ketten aufbauen. Nach Auffassung der EU-Kommission sind diese jedoch rechtlich nicht zwingend erforderlich für Vertragsstaaten im europäischen Wirtschaftsraum [69, 67].

4.1.4 Technische Normen und Regelwerke für den CO₂-Transport

Bereits heute gibt es umfassende und langjährige internationale Erfahrungen mit der Errichtung und dem Betrieb von CO₂-Leitungen im Ausland, insbesondere seit den 1980er Jahren in den USA. Um international einheitliche Anforderungen für einen sicheren und zuverlässigen Bau und Betrieb von CO₂-Pipelines aufzustellen, wurde 2016 die ISO-Norm 27913 [47] veröffentlicht. Diese befindet sich derzeit in der Überarbeitung und wird 2024 erneut veröffentlicht. Eine internationale Normung ermöglicht unter anderem den CO₂-Transport über internationale Grenzen.

Für den deutschen Raum wurde im April 2022 zusätzlich ein technisches Regelwerk herausgegeben, das spezifische Vorgaben für die Eigenschaften von CO₂ für den Transport, für die Planung von CO₂-Leitungen aus Stahlrohren sowie für Anlagen in CO₂-Transportsystemen festlegt [70, 71, 72]. Diese DVGW-Regeln werden momentan unter Beteiligung von Gasnetzbetreibern und Industrie, zum Teil auch mit Beteiligung aus dem europäischen Ausland überarbeitet und weiterentwickelt. Die abschließende Veröffentlichung ist für Anfang 2025 geplant.

Eine Schlüsselfrage stellt beim Pipelinetransport die Anforderung an die Reinheit und die Komprimierung des abgeschiedenen CO₂ dar, da dies einen erheblichen Einfluss auf den lokalen Energiebedarf insbesondere am Anfang der CCUS-Kette hat. Für den leitungsgebundenen CO₂-Transport erlauben die deutlich höheren Drücke eine größere Toleranz für geringfügige Begleitstoffe des CO₂ wie z.B. Sauerstoff, Stickstoffoxide oder Schwefelverbindungen. Insofern zeichnet sich ab, dass für den leitungsgebundenen Transport eine Reinheit von ca. 98% in Kombination mit einer hohen Trockenheit des Gases als Anforderung einen Ausgleich aus energetischen und gesamtsystemischen Faktoren schafft.

Durch die Errichtung eines CO₂-Netzes sind mittel- und langfristig in zunehmendem Maß auch direkte Leitungsverbindungen zwischen Quellen und Senken in CCUS-Ketten zu erwarten, so dass den Anforderungen an die CO₂-Qualität im Leitungstransport schon heute besondere Bedeutung zukommt. Dabei ist zu beachten, dass nach der Abscheidung jedes Zehntel-% der weiteren Aufreinigung des CO₂ und die zusätzliche Minderung von Begleitstoffen im ppm-Bereich mit einem sehr hohen zusätzlichen Energiebedarf verbunden ist.

Für den Transport des flüssigen CO₂ per Schiene oder Schiff ergeben sich im Vergleich zum Pipelinetransport andere technische Bedingungen, vor allen Dingen ein niedrigerer Druck und eine geringere Temperatur. Hieraus ergeben sich andere Anforderungen an die Reinheit.

Auf europäischer Ebene hat sich eine Arbeitsgruppe des CCUS-Forum mit den Einflüssen verschiedener Begleitstoffe bzw. der CO₂-Reinheit auf den multimodalen Transport beschäftigt. Der Bericht enthält einen sehr guten Überblick über die technischen Randbedingungen des CO₂-Transports, formuliert aber keine quantitativen Begrenzungen [73].

4.2 Voraussetzungen für den erfolgreichen Infrastrukturhochlauf

Um die Klimaziele zu erreichen und die industriellen Strukturen hierzulande zu erhalten, muss es gelingen, das CO₂-Netz spätestens bis Mitte der 2030er Jahre aufzubauen. Alle relevanten zehn Cluster mit unvermeidbaren CO₂-Quellen, die in der vorliegenden Studie in Deutschland identifiziert wurden, müssen bis dahin an diese Infrastruktur angebunden werden. Welcher rechtliche



Rahmen hierfür erforderlich ist, beschreibt Kapitel 4.1. Im Folgenden werden weitere zentrale Handlungsfelder und Voraussetzungen benannt, die für einen erfolgreichen CO₂-Infrastrukturhochlauf notwendig sind (Abbildung 30).

4.2.1 Hohes Umsetzungstempo

Alle notwendigen Maßnahmen eint, dass sie sehr schnell umgesetzt werden müssen. Dafür sind schlanke und deutlich beschleunigte Verfahren bei der Planung, Genehmigung und Errichtung von Anlagen zur CO₂-Abscheidung sowie den Transportinfrastrukturen ein entscheidender Erfolgsfaktor. Mit den heutigen, zunehmend komplexen und damit zeitintensiven Genehmigungsverfahren für solche Projekte werden diese Ziele jedoch nicht erreicht werden können. Es bedarf deshalb einer völlig neuen Genehmigungsphilosophie, die die rechtzeitige Umsetzung der Transformations-Projekte als oberste Prämisse verfolgt und dafür die geeigneten Voraussetzungen schafft.

Die in dieser Studie dargestellten Szenarien KN2040 und KN2045 machen zudem deutlich, welchen gro-

ßen Klimaschutzbeitrag ein rascher CO₂-Infrastrukturausbau ermöglicht – kumuliert können dadurch in den Sektoren Zement, Kalk und Abfallverbrennung 500 Mio. t CO₂ weniger emittiert werden²⁶⁾. Zum Vergleich: die heutigen jährlichen Treibhausgasemissionen des gesamten Industriesektors in Deutschland betragen 181 Mio. t CO₂-äq [74]. Bei einem deutlich verzögerten Start von CCUS in Deutschland erst nach 2033 wird nur noch eine kumulierte Einsparung von etwa 235 Mio. t CO₂ möglich sein – also weniger als die Hälfte. Außerdem würde in dieser Betrachtung das Ziel der Klimaneutralität 2045 verfehlt. Das zeigt letztlich, wie wichtig es ist, den notwendigen CCUS-Hochlauf und Infrastrukturaufbau bis spätestens 2035 konsequent umzusetzen.

Damit dies gelingen kann, sind zuallererst die in Kapitel 4.1. dargestellten Beschleunigungspotenziale bei Genehmigungsverfahren umzusetzen. Insbesondere gilt es, geeignete Maßnahmen im Bereich des Wasserstoffhochlaufs auf CO₂-Infrastrukturen zu übertragen. Parallel zur Errichtung des CO₂-Leitungsnetzes bedarf es aber auch einer Vorbereitung des Anschlusses der relevanten CO₂-Quellen in Deutschland. Dazu sind entsprechende Anbindungsleitungen mit dem gleichen Tempo zu realisieren. Dies gilt gleichermaßen für Verladestationen beim Zug- und Schiffstransport und Zwischenspeicher vor Ort bei den Abscheideanlagen.

Eine schnelles Umsetzungstempo wird neben den beschriebenen rechtlichen Anpassungen zur Verfahrensbeschleunigung auch maßgeblich davon abhängen, dass es gelingt, ein gesellschaftliches Bewusstsein und eine Akzeptanz für die Notwendigkeit von CCS und CCU einschließlich der CO₂-Infrastruktur zu entwickeln. Hier ist letztlich ein Schulterschluss von Politik, Industrie, Wissenschaft und Zivilgesellschaft gefordert.

Dies betrifft einerseits ganz konkret den Dialog mit Stakeholdern vor Ort, andererseits aber auch die Frage, wie ein vertrauensbildender Austausch zwischen allen Akteuren rund um die Frage des notwendigen Einsatzes von CCUS-Technologien entwickelt werden kann. Dabei sind Industrie und Infrastrukturbetreiber in der Pflicht, die jeweiligen Vorhaben gut zu erklären und Bedenken ernst zu nehmen. Unabdingbar für das Gelingen der Transformation ist darüber hinaus die politische „Rückendeckung“ seitens der Bundes- und Landesregierungen für die Genehmigungsbehörden bei der Umsetzung der entsprechenden Projekte vor Ort.

4.2.2 Erneuerbare Energien für die CO₂-Abscheidung

Der in den beiden Szenarien KN2040 und KN2045 dargestellte CCUS-Hochlauf ist aufgrund der Energie- und Stromintensität der CO₂-Abscheidung mit einem enormen Bedarf an erneuerbaren Energien verbunden. Wie in Kapitel 3.6 ausgewiesen, beläuft sich der zusätzliche jährliche Strombedarf bezogen auf die Zement- und Kalkindustrie auf fast das Vierfache des heutigen Niveaus (von 4,7 TWh auf rund 17 TWh in 2045). Der jährliche thermische Energiebedarf in den drei Sektoren steigt um knapp 100.000 TJ bzw. 20 % gegenüber dem Jahr 2021⁴¹⁾.

Das Gelingen der Dekarbonisierung ist insofern auch maßgeblich davon abhängig, dass die Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien deutlich gegenüber dem aktuellen Tempo zulegt. Für den zusätzlichen Strombedarf der CO₂-Abscheidung sind rechnerisch der Jahresenergieertrag von 1.400 Windkraftanlagen mit jeweils 5 MW Leistung erforderlich. Zum Vergleich: in 2023 wurden in Deutschland Windenergieanlagen an Land mit einer Leistung von ca. 3 GW gebaut [75].

Neben der reinen Erzeugungskapazität an erneuerbarem Strom geht es darüber hinaus auch darum,

die Standorte mit CO₂-Abscheidung zusätzlich an entsprechend verstärkte Stromnetze anzubinden. Die bestehenden Netzanschlüsse sind für die klimaneutrale Zementherstellung mit CO₂-Abscheidung nicht ausreichend. Auch hier sind eine rechtzeitige Planung, Genehmigung und Bau geeigneter Stromleitungen zu den Standorten essenziell für das Gelingen der Transformation zur Klimaneutralität.

4.2.3 Strategische CO₂-Netzplanung und Finanzierung

Bislang ist für den CO₂-Transport noch keine koordinierte, bundesweite Netzplanung vorgesehen. Es gibt aktuell aber bereits verschiedene Projektankündigungen, die vielversprechend sind und auf deren Grundlage diese Studie die Perspektive für ein deutsches CO₂-Netz aufzeigt. Insofern stellt sich die Frage, ob eine Netzentwicklungsplanung für CO₂ – analog zu den Strom- und Gasnetzen bzw. zum Wasserstoffkernnetz – im ersten Schritt erforderlich ist. Dies muss letztlich mit Blick auf das notwendige schnelle Ausbautempo vor allem mit den Netzbetreibern abgewogen werden. Der frühzeitige Beginn des Netzaufbaus für sicher notwendige Haupttrassen sollte jedoch nicht an die Voraussetzung einer Netzentwicklungsplanung geknüpft sein.

Abbildung 30: Voraussetzungen und Handlungsfelder



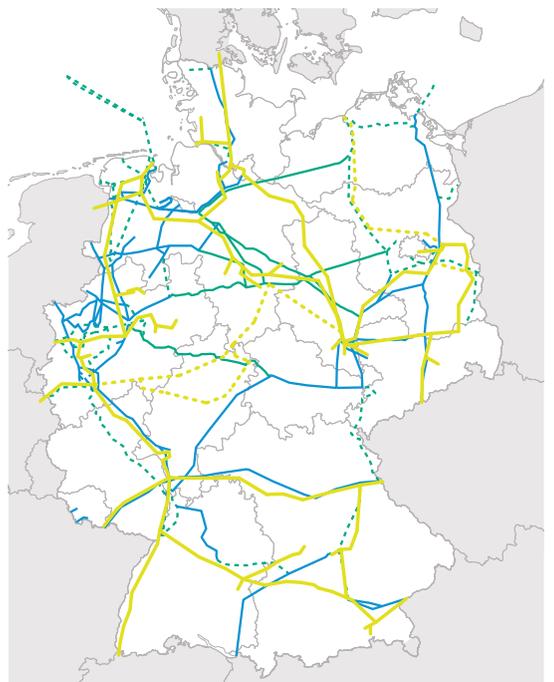
Quelle: VDZ

41) Die CO₂-Abscheidung in Zement- und Kalkwerken beginnt bei hohen anfänglichen CO₂-Konzentrationen im Abgas (≥ 20%). Dadurch fällt der hier aufgezeigte hohe Energiebedarf in Bezug auf die abgeschiedene CO₂-Menge immer noch deutlich geringer aus als für eine Abscheidung der gleichen Menge aus der Luft (Direct Air Capture). Ferner kann ein Teil des zusätzlichen thermischen Energiebedarfs bei AVAs und Zementwerken aus Abwärme gedeckt werden.

Wichtig für einen schnellen CO₂-Netzausbau ist jedoch, dass die Netzbetreiber in Deutschland miteinander bei der Planung kooperieren können. Bislang ist dies aus kartellrechtlichen Gründen eingeschränkt, was sowohl die Auslegung eines Fernleitungsnetzes wie auch die parallele Anbindung der CO₂-Quellen an die Hauptleitungen betrifft.

Insofern gilt es, diese Möglichkeit der Zusammenarbeit von Netzbetreibern möglichst rasch in 2024 zu schaffen, um damit einer effizienten und – wo sinnvoll und erforderlich – auch einer gemeinsamen Netzplanung für den CO₂-Transport den Weg zu ebnen. Dies ist entscheidend, um den Netzausbau parallel in verschiedenen Regionen gleichzeitig voranzutreiben. Hierzu gehört auch eine zunehmende zeitliche Parallelisierung der Planung und des Baus von CO₂- und Wasserstoffleitungen (Abbildung 31), die neue innovative Genehmigungsverfahren erforderlich machen wird (z.B. Bündelung von Genehmigungen für Korridore zum H₂- und CO₂-Transport; Anerkennung bereits geprüfter Dokumente und Gutachten in vergleichbaren Verfahren, Digitalisierung).

Abbildung 31: Vergleich CO₂-Leitungsnetz und Wasserstoff-Kernnetz



— CO₂-Leitungen — Alternativen
 — H₂-Umstellungsleitung — Beispiel für H₂-Transportalternativen
 — H₂-Neubauleitungen

Quellen: VDZ, OGE, bayernets, CapTransCO₂, EHB

In diesem Zusammenhang stellt sich auch die Frage nach der Finanzierung des Netzausbaus. Ähnlich wie beim Wasserstoffkernnetz besteht zunächst ein hohes Investitionsrisiko für die Netzbetreiber, da in einer frühen Hochlaufphase nur wenige CO₂-Quellen beziehungsweise CO₂-Abnehmer an das Netz angebunden sein werden und eine Umlage der Netzkosten auf diese wenigen Verbraucher eine prohibitive Kostenwirkung hätte. Aus diesem Grund gilt es, die Kosten für den leitungsgebundenen CO₂-Transport zunächst ähnlich wie beim Wasserstoff zu regulieren und entsprechende Finanzierungsrisiken seitens der Bundesregierung abzusichern. Anders ist ein schneller Netzhochlauf nicht zu bewerkstelligen.

In einer späteren Phase, in der das CO₂-Netz eine größere Zahl von Quellen anbindet, sowie auch mehr CO₂-Hubs und CO₂-Abnehmer wie auch größere Transitmengen umfasst, ist eine verursachergerechte Umlage der Kosten des CO₂-Transports auf die Nutzer denkbar. Von Beginn an sind distanzunabhängige Netzentgelte anzustreben, da andernfalls Standorte mit größeren Transportwegen im Wettbewerb benachteiligt wären. Ferner ist in jeder Phase ein diskriminierungsfreier Netzzugang für CO₂-Quellen und mögliche CO₂-Nutzer zu gewährleisten. Dies ist bereits in Art. 21 der CCS-Richtlinie angelegt, in der ein transparenter, diskriminierungsfreier Zugang zu CO₂-Netzen zu gerechten Bedingungen vorgesehen ist [65]. Die genaue Ausgestaltung einer möglichen Netzregulierung sowie der Investitionsabsicherung ist auf Basis der nationalen Carbon Management-Strategie mit den beteiligten Akteuren zu diskutieren, damit auch hier für die anstehenden Investitionen auf der Seite der Netzbetreiber sowie auf der Seite der CO₂-Quellen möglichst bald Klarheit besteht.

4.2.4 Internationale Kooperation

Letztlich muss die Frage des CO₂-Transports von den unvermeidbaren CO₂-Quellen zu den Senken in Europa grenzüberschreitend gedacht und geplant werden. Aus diesem Grund ist es einerseits entscheidend, dass bei den technischen Normen und Regelwerken Kriterien festgelegt werden, die länderübergreifend für den Netzbetrieb anwendbar sind. Andererseits geht es darum, ggf. durch bilaterale Vereinbarungen zwischen Deutschland und möglichen Partnerländern den Zugang zu entsprechenden CO₂-Speicher- und -Transportinfrastrukturen zu erleichtern. Dieser Prozess läuft bereits, insbesondere mit Norwegen und Dänemark. Die Bundesregierung sollte hier auch weitere mögliche Partner identifizieren. Dies gilt im Übrigen auch für mögliche CO₂-Speicher auf dem europäischen Festland, wie diese in Frankreich und in Polen derzeit geplant werden.

Insgesamt kann die europäische Union ihre Klimaziele nur erreichen, wenn das Carbon Management von den Quellen über den Transport bis zur Speicherinfrastruktur transeuropäisch gedacht wird. Dies gilt in gleicher Weise auch für die Versorgung mit Wasserstoff, der für viele Anwendungen im Bereich der CO₂-Nutzung sowie als Brennstoff auch in der Zement- und Kalkindustrie langfristig eine Bedeutung bekommen kann.

4.2.5 Inländische CO₂-Speicherung als Beitrag zur Souveränität und Kosteneffizienz

Deutschland trägt als größte Industrienation Europas Verantwortung für die zeitnahe Schaffung von wirtschaftlich nutzbaren technischen CO₂-Senken. Den Prinzipien der Entsorgungsautarkie und der Kosteneffizienz folgend, müssen dabei auch alle national verfügbaren Möglichkeiten in Betracht gezogen werden, einschließlich der durch die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) bestätigten möglichen Speicherpotenziale in der deutschen Nordsee. In Deutschland bieten Forschungsprojekte zu geologischen CO₂-Speichern im Raum der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) in der Nordsee eine fundierte wissenschaftliche Basis, um inländische CO₂-Speichermöglichkeiten zu bewerten [5]. Neben CO₂-Lagerstätten

unter dem Meeresboden gibt es auch unter dem deutschen Festland geologische Formationen, die es für eine mögliche CO₂-Speicherung zu untersuchen gilt.

Mit dem Aufbau einer deutschen CO₂-Speicherinfrastruktur als Teil eines europäischen Speichernetzes kann Deutschland seiner Verantwortung für die Umweltauswirkungen gerecht werden, eigenes Know-how entwickeln, die Kosten der CO₂-Speicherung im Sinne der Wettbewerbsfähigkeit senken und die bisher absehbare einseitige hohe Abhängigkeit von Partnerländern bezogen auf die geologische CO₂-Speicherung abbauen. Die Lehren aus dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine hinsichtlich der Diversifizierung der Energieversorgung müssen auf ein erfolgreiches Carbon Management im Sinne der strategischen Souveränität Deutschlands beim Klimaschutz übertragen werden.

4.3 Das Gelingen der Transformation

Die Dekarbonisierung stellt die Industrie in Deutschland vor ungeahnte Herausforderungen. Das gilt auch für die Sektoren Zement, Kalk und Abfallverbrennung, in denen die Klimaneutralität nur erreicht werden kann, wenn die unvermeidbaren CO₂-Emissionen abgeschieden und das CO₂ anschließend gespeichert oder genutzt wird. Die Betreiber der Anlagen werden diese Aufgabe jedoch nicht alleine bewältigen können. Vielmehr ist ein Schulterschluss von Politik, Industrie, Wissenschaft und Zivilgesellschaft gefordert. Es geht dabei um ein Bekenntnis zur Abscheidung vor allem unvermeidbarer CO₂-Emissionen und den schnellen Aufbau einer Infrastruktur für den Transport sowie die Speicherung oder Nutzung des entsprechenden CO₂. Die Transformation kann gelingen, aber die Zeit drängt.

Die Herausforderungen, mit denen die Dekarbonisierung konfrontiert ist, sind nur zum Teil technischer Natur. In erster Linie ist es eine neue Dimension von Komplexität, die zu bewältigen ist. Aber der durch die Klimaschutzgesetzgebung vorgezeichnete Weg ist alternativlos. Die vorliegende Studie zeigt, wie und unter welchen Voraussetzungen die Zement- und Kalkhersteller sowie die Betreiber von Abfallverbrennungsanlagen ihren Beitrag leisten können, ihre jeweiligen Prozesse zu dekarbonisieren.

Literaturverzeichnis

Zusammenfassung

- [1] VDZ, Hrsg. Dekarbonisierung von Zement und Beton – Minderungspfade und Handlungsstrategien; Eine CO₂-Roadmap für die deutsche Zementindustrie. Düsseldorf, 2020 [Zugriff am: 24.05.2023] Verfügbar unter: <https://www.vdz-online.de/dekarbonisierung>
- [2] BV Kalk, Hrsg. Roadmap Kalkindustrie 2050: Über die Klimaneutrale Produktion zur klimapositiven Industrie. Köln, 2020 [Zugriff am: 27.09.2022] Verfügbar unter: <https://www.kalk.de/klimaschutz/CO2-roadmap>
- [3] Treder, Martin. Thermische Abfallbehandlung – Wie viel CO₂ entsteht bei der Abfallverbrennung? Entsorgungsmagazin. 2023, 42(1), S.22-29
- [4] IOGP, Hrsg. Creating a sustainable business case for CCS value chains – the needed funding and de-risking mechanisms. Brüssel, 2023 [Zugriff am: 27.11.2023] Verfügbar unter: <https://iogpeurope.org/resource/creating-a-sustainable-business-case-for-ccs-value-chains/>
- [5] GEOMAR Helmholtz Centre for Ocean Research Kiel, Hrsg. Geologie [Zugriff am: 11.09.2023] Verfügbar unter: <https://geostor.cdrmare.de/geologie/>
- [6] BMWK, Hrsg. Eckpunkte der Bundesregierung für eine Carbon Management Strategie – 26.02.2024. Berlin, 2024 [Zugriff am: 26.02.2024] Verfügbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/240226-eckpunkte-cms.pdf>
- [7] BDI; DGB; NABU; WWF Deutschland, Hrsg. Industrietransformation aus einem Guss: Gemeinsames Thesenpapier zur Einordnung von Carbon Management als Teil einer umfassenden Klimastrategie; Januar 2024 [Zugriff am: 15.01.2024] Verfügbar unter: <https://bdi.eu/artikel/news/industrietransformation-aus-einem-guss-carbon-management>
- [8] Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen, Hrsg. Kohlenstoff kann Klimaschutz: Carbon Management Strategie Nordrhein-Westfalen. Düsseldorf, 2021 [Zugriff am: 01.12.2021] Verfügbar unter: <https://www.wirtschaft.nrw/carbon-management-strategie-nrw>
- [9] Vangenechten, Domien; Andreas, Justus; Bain, Ryan J.; Treß, Domenik; Kobiela, Georg. Carbon Capture and Storage Ladder – Assessing the climate value of CCS applications in Europe. London, 2023 [Zugriff am: 15.01.2024] Verfügbar unter: <https://www.e3g.org/publications/carbon-capture-and-storage-ladder/>
- [10] IPCC, Hrsg. Climate change 2022 – mitigation of climate change – Working Group III contribution to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge, 2022 [Zugriff am: 09.08.2022] Verfügbar unter: https://report.ipcc.ch/ar6wg3/pdf/IPCC_AR6_WGIII_Citation.pdf
- [11] Burchardt, Jens; Franke, Katharina; Herhold, Patrick; Hohaus, Maria; Humpert, Henri; Päiväranta, Joonas; Richenhagen, Elisabeth; Ritter, Daniel; Schönberger, Stefan; Schröder, Jonas; Strobl, Sophie; Tries, Christoph; Türpitz, Alexander. Klimapfade 2.0 – Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft. München, 2021. Verfügbar unter: https://issuu.com/bdi-berlin/docs/211021_bdi_klimapfade_2.0_-_gesamtstudie_-_vorabve
- [12] ECRA, Hrsg. The ECRA Technology Papers 2022 – State of the Art Cement Manufacturing – Current technologies and their future development. Düsseldorf, 2022. Verfügbar unter: <https://ecra-online.org/research/technology-papers>
- [13] Hoenig, Volker; Hoppe, Helmut; Koring, Kristina; Lemke, Jost. ECRA CCS Project – Report on Phase III. Düsseldorf, 2012 (Technical Report TR-ECRA-119/2012) [Zugriff am: 09.01.2019] Verfügbar unter: https://ecra-online.org/fileadmin/redaktion/files/pdf/ECRA_Technical_Report_CCS_Phase_III.pdf
- [14] Hoenig, Volker; Hoppe, Helmut; Koring, Kristina; Lemke, Jost. ECRA CCS Project: Report about Phase II. Düsseldorf, 2009 (Technical Report TR-ECRA-106/2009) [Zugriff am: 09.01.2019] Verfügbar unter: https://ecra-online.org/fileadmin/redaktion/files/pdf/ECRA__Technical_Report_CCS_Phase_II.pdf
- [15] Voldsund, Mari; Anantharaman, Rahul; Berstad, David; De Lena, Edoardo; Fu, Chao; Gardarsdottir, Stefania; Jamaali, Armin; Pérez-Calvo, José-Francis; Romano, Matteo; Roussanaly, Simon; Ruppert, Johannes; Stallmann, Olaf; Sutter, Daniel. D4.6 CEMCAP comparative techno-economic analysis of CO₂ capture in cement plants – WP4 Comparative capture process analysis. Trondheim, 2018 (CEMCAP 641185) [Zugriff am: 15.11.2018] Verfügbar unter: <https://zenodo.org/record/2597091#.XJo3NvZFzeQ>
- [16] Unser Projekt – Mit catch4climate CO₂ abscheiden und nutzbar machen. ©2021 [Zugriff am: 12.08.2022] Verfügbar unter: <https://catch4climate.com/>

- [17] Brevik, Per. The full scale CCS-project at Norcem Brevik Can it be realised? In: ECRA; Research Group CEMCAP, Ed. Presentations and Posters of the ECRA/CEMCAP Workshop 2017 on Carbon Capture Technologies in the Cement Industry (Düsseldorf 06.-07.11.2017). Verfügbar unter: https://ecra-online.org/fileadmin/ecra/media/ECRA-CEMCAP_Workshop_2017/Presentations/11_Full-Scale_CCS_Project_Norcem_P-Brevik.pdf
- [18] Carbon capture is a loss-maker for Anhui Conch. Verfügbar unter: <https://www.cemnet.com/News/story/167315/carbon-capture-is-a-loss-maker-for-anhui-conch.html>
- [19] Heidelberg Materials, Hrsg. Brevik CCS – World's first CO₂-capture facility in the cement industry [Zugriff am: 19.01.2024] Verfügbar unter: <https://www.brevikccs.com>
- [20] Wyns, Thomas; Khandekar, Gauri; Robson, Isobel. Industrial value chain – a bridge towards a carbon neutral Europe: Europe's energy intensive industries contribution to the EU strategy for longterm EU greenhouse gas emissions reductions. Brüssel, 2018 [Zugriff am: 09.01.2024] Verfügbar unter: <http://cerameunie.eu/media/2467/18-09-07-vub-ies-report-on-industrial-value-chains.pdf>
- [21] European Commission, Hrsg. EVEREST – Improved calcination and carbon capture for the largest lime plant in Europe – Innovation fund – deployment of net-zero and innovative technologies, updated on 13 December 2023 [Zugriff am: 20.12.2023] Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/assets/cinea/project_fiches/innovation_fund/101132835.pdf
- [22] CEWEP, Hrsg. Waste-to-energy climate roadmap – The path to carbon negative, 2022 [Zugriff am: 20.12.2023] Verfügbar unter: <https://www.cewep.eu/wp-content/uploads/2022/06/CEWEP-WtE-Climate-Roadmap-2022.pdf.pdf>
- [23] IEAGHG, Hrsg. CCS on Waste to Energy – IEAGHG Technical Report. Cheltenham, 2020 [Zugriff am: 20.12.2023] Verfügbar unter: [https://www.club-CO₂.fr/files/2021/01/2020-06-CCS-on-Waste-to-Energy.pdf](https://www.club-CO2.fr/files/2021/01/2020-06-CCS-on-Waste-to-Energy.pdf)
- [24] Twence, Hrsg. Der Weg zu umfassender CO₂-Abscheidung [Zugriff am: 20.12.2023]. Verfügbar unter: [https://www.twence.com/de/projecten/umfassende-CO₂-abscheidung](https://www.twence.com/de/projecten/umfassende-CO2-abscheidung)
- [25] Fortum Oslo, Hrsg. Fortum Oslo Varme and our Carbon Capture Project – Fortum Oslo Varme's waste-to-energy CCS project provides a blueprint for cities across Europe on how to best deal with non-recyclable waste, while producing heat and electricity for city inhabitants and meeting ambitious greenhouse gas emission reduction targets, 2020 [Zugriff am: 21.12.2023] Verfügbar unter: <https://www.fortum.com/media/26216/download>
- [26] IPCC, Hrsg. Climate change 2022 – mitigation of climate change – Working Group III contribution to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge, 2022 [Zugriff am: 09.08.2022] Verfügbar unter: https://report.ipcc.ch/ar6wg3/pdf/IPCC_AR6_WGIII_Citation.pdf
- [27] Global CCS Institute, Hrsg. The Global Status of CCS 2018, 2018 [Zugriff am: 22.01.2019] Verfügbar unter: <https://indd.adobe.com/view/2dab1be7-edd0-447d-b020-06242ea2cf3b>
- [28] EEA, Hrsg. EU Emissions Trading System (ETS) data viewer. Verfügbar unter: <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/dashboards/emissions-trading-viewer-1>
- [29] IOGP, Hrsg. CCUS projects in Europe – Stand Januar 2023. Brüssel, 2023 [Zugriff am: 17.01.2024] Verfügbar unter: <https://iogpeurope.org/wp-content/uploads/2022/11/Map-of-EU-CCUS-Projects.pdf>
- [30] OGCI, Hrsg. CO₂ storage resource catalogue Verfügbar unter: [https://oilandgasclimateinitiative.com/CO₂-storage-resource-catalogue/](https://oilandgasclimateinitiative.com/CO2-storage-resource-catalogue/)
- [31] BMWK, Hrsg. Entwurf eines Ersten Gesetzes zur Änderung des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes – Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz; 26.02.2024. Berlin, 2024 <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/240226-eckpunkte-cms.pdf>
- [32] Koordinierungsbüro Geotechnologien Potsdam, Hrsg. Die dauerhafte geologische Speicherung von CO₂ in Deutschland – Aktuelle Forschungsergebnisse und Perspektiven. Potsdam, 2009 (Geotechnologien Science Report 14) [Zugriff am: 06.03.2024] Verfügbar unter: <https://www.yumpu.com/de/document/view/5081779/geotechnologien-science-report-no14>
- [33] IOGP, Hrsg. Creating a sustainable business case for CCS value chains – the needed funding and derisking mechanisms. Brüssel, 2023 [Zugriff am: 27.11.2023] Verfügbar unter: <https://iogpeurope.org/resource/creating-a-sustainable-business-case-for-ccs-value-chains/>
- [34] zep, Hrsg. Post 2020, CCS will be cost-competitive with other low-carbon energy technologies: ZEP statement on CCS cost reports. Brüssel, 2011 [Zugriff am: 19.01.2024] Verfügbar unter: <https://zeroemissionsplatform.eu/wp-content/uploads/ZEP-Statement-on-costs-reports.pdf>

- [35] Smith, Erin; Morris, Jennifer; Kheshgi, Haroon; Teletzke, Gary; Herzog, Howard; Paltsev, Sergey. The cost of CO₂ transport and storage in global integrated assessment modeling. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. 2021, 109, 103367
- [36] Europäische Kommission, Hrsg. COMMISSION DELEGATED REGULATION (EU) amending Regulation (EU) No 2022/869 of the European Parliament and of the Council as regards the Union list of projects of common interest and projects of mutual interest (Brussels, 28.11.2023, C(2023) 7930 final). Brussels, 2023 [Zugriff am: 15.01.2024] Verfügbar unter: https://energy.ec.europa.eu/publications/delegated-regulation-first-union-list-projects-common-and-mutual-interest_en/; https://energy.ec.europa.eu/publications/annex-first-union-list-projects-common-and-mutual-interest_en
- [37] zep, Hrsg. Process for the 1st Union list of Projects of Common Interest (PCIs) and Projects of Mutual Interest (PMIs) under the revised TEN-E Regulation: Description of the candidate projects in the thematic area of cross-border carbon dioxide transport and storage networks. Brüssel, 2022 [Zugriff am: 17.01.2024] Verfügbar unter: https://zeroemissionsplatform.eu/wp-content/uploads/Detailed_information_regarding_the_candidate_projects_CO2_networks_Dec_2022_v2.pdf
- [38] bayernets, Hrsg. CO₂ pipeline carbon dioxide transport – Unser Beitrag zur CO₂-Kreislaufwirtschaft. ©2024 [Zugriff am: 15.01.2024] Verfügbar unter: <https://www.CO2pipeline.com/>
- [39] IPCC, Hrsg. Carbon Dioxide Capture and Storage – IPCC Special Report. New York, 2005 [Zugriff am: 06.12.2023] Verfügbar unter: <https://www.ipcc.ch/report/carbon-dioxide-capture-and-storage/>
- [40] acatech, Hrsg. CCU und CCS – Bausteine für den Klimaschutz in der Industrie (acatech POSITION). München, 2018 Verfügbar unter: <https://www.acatech.de/publikation/ccu-und-ccs-bausteine-fuer-den-klimaschutz-in-der-industrie-analyse-handlungsoptionen-und-empfehlungen/download-pdf?lang=de>
- [41] CO₂ Value Europe, Hrsg. Carbon Capture and Utilisation (CCU) and EU ETS. 2020. Verfügbar unter: <https://www.CO2value.eu/wp-content/uploads/2020/06/CVE-paper-on-CCU-in-ETS-Recommendations-for-the-revision-of-the-Monitoring-and-Reporting-Regulation-MRR.pdf>
- [42] DECHEMA, Hrsg. Roadmap Chemie 2050 – Auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie in Deutschland; Eine Studie von DECHEMA und FutureCamp für den VCI. München, 2020. Verfügbar unter: https://dechema.de/dechema_media/Downloads/Positionspapierre/2019_Studie_Roadmap_Chemie_2050-p-20005590.PDF
- [43] VCI; VDI, Hrsg. Wie die Transformation der Chemie gelingen kann – Abschlussbericht 2023. Frankfurt/M., 2023 [Zugriff am: 15.01.2024] Verfügbar unter: <https://www.vci.de/vci/downloads-vci/publikation/broschueren-und-faltblaetter/final-c4c-broschue-langfassung-es.pdf>

Kapitel 2

- [44] Siegemund, Stefan; Bremer, Finn Torge. CO₂-transport via Rail – From a niche to a large volume market; Opportunities, challenges, and necessary actions. In: ecrea, Ed. CO₂ infrastructures (Online 19.-20.01.2023). Düsseldorf, 2023
- [45] Nimtzt, Michael. Modellierung des Pipelinetransportes von CO₂-reichen Fluiden. Cottbus, TU, Diss., 2016 [Zugriff am: 19.01.2024] Verfügbar unter: <https://nbn-resolving.org/urn:nbn:de:kobv:co1-opus4-38937>
- [46] Boos, Peter. Wie schaffen wir die CCS-/CCU-Wende? In: VDZ, Hrsg. Jahrestagung Zement 2023 (Düsseldorf 09.-11.11.2023). Düsseldorf, 2023
- [47] Norm ISO/DIS 27913 2023-06. Carbon dioxide capture, transportation and geological storage: Pipeline transportation systems
- [48] Hilgenstock, Achim. CO₂-quality and (international) standardisation. In: ecrea, Ed. CO₂ infrastructures (Online 19.-20.01.2023). Düsseldorf, 2023
- [49] destatis, Hrsg. Beförderungsmenge und Beförderungsleistung nach Verkehrsträgern: Güterverkehr [Zugriff am: 19.01.2024]. Verfügbar unter: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Transport-Verkehr/Gueterverkehr/Tabellen/gueterbefoerderung-lr.html#fussnote-1-121622>
- [50] zep, Hrsg. The costs of CO₂ capture – Post-demonstration CCS in the EU. Brüssel, 2011 [Zugriff am: 11.09.2023] Verfügbar unter: <https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/119811/costs-co2-transport-post-demonstration-ccs-eu.pdf>
- [51] OGE, Hrsg. Unser CO₂-Transportnetz startet [Zugriff am: 15.01.2024] Verfügbar unter: <https://oge.net/de/CO2/CO2-netz>
- [52] bayernets und Rohrdorfer untersuchen CO₂-Transport: Kooperationsvertrag über Machbarkeitsstudie unterzeich-

net; Pressemitteilung 14.06.2023 [Zugriff am: 15.01.2024]. Verfügbar unter: [https://www.rohrdorfer.eu/bayernets-und-rohrdorfer-untersuchen-CO₂-transport/](https://www.rohrdorfer.eu/bayernets-und-rohrdorfer-untersuchen-CO2-transport/)

[53] FfE, Hrsg. Analyse CO₂-Infrastrukturbedarf in Bayern. München, 2023 [Zugriff am: 29.11.2023] Verfügbar unter: [https://www.vbw-bayern.de/vbw/Themen-und-Services/Energie-Klima/Klima/Analyse-CO₂-Infrastrukturbedarf-in-Bayern.jsp](https://www.vbw-bayern.de/vbw/Themen-und-Services/Energie-Klima/Klima/Analyse-CO2-Infrastrukturbedarf-in-Bayern.jsp)

[54] Mühlhaus, Christoph. Zukunftssicherung von Kohlenstoff und Wasserstoff im mitteldeutschen Chemiedreieck – Juni 2023. Bremerhaven, 2023

Kapitel 3

[55] Schweizerischer Bundesrat, Hrsg. Langfristige Klimastrategie der Schweiz. Bern, 2021 [Zugriff am: 19.01.2024] Verfügbar unter: <https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/klima/fachinformationen/emissionsverminderung/verminderungsziele/ziel-2050/klimastrategie-2050.html>

[56] Equinor and Wintershall Dea partner up for large-scale CCS value chain in the North Sea: 30.08.2022 [Zugriff am: 15.01.2024]. Verfügbar unter: <https://www.equinor.com/news/20220830-equinor-wintershall-dea-large-scale-ccs-value-chain>

[57] Nowak, Wojciech; Sciazko, Marek; Gladysz, Pawel. CCS technology implementation strategy for cement industry in Poland. 2023, n.v.

[58] dena, Hrsg. dena-Leitstudie Integrierte Energiewende: Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050 – Ergebnisbericht und Handlungsempfehlungen. Berlin, 2018 [Zugriff am: 28.10.2020] Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9262_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_Ergebnisbericht.pdf

[59] PIK, Hrsg. Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 – Szenarien und Pfade im Modellvergleich: Ariadne-Report. Potsdam, 2021 [Zugriff am: 26.02.2024] Verfügbar unter: https://ariadneprojekt.de/media/2021/10/Ariadne_Szenarienreport_Oktober2021_Kapitel8_CO2Entnahme.pdf

[60] FNB Gas, Hrsg. Wasserstoff-Kernnetz [Zugriff am: 19.01.2024] Verfügbar unter: <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz-wasserstoff-kernnetz/>

[61] Abanades, Carlos; Cinti, Giovanni; Berstad, David; Hoenig, Volker; Hornberger, Matthias; Jordal, Kristin; Garcia Monteiro, Juliana; Gardarsdottir, Stefania; Ruppert, Johannes;

Sutter, Daniel; Meer, Rob van der; Voldsund, Mari. D2.11 CEMCAP Strategic conclusions – progressing CO₂ capture from cement towards demonstration – WP2 WP Dissemination and exploitation, 2018 (CEMCAP 641185) [Zugriff am: 14.04.2023] Verfügbar unter: <https://doi.org/10.5281/zenodo.2593135>

[62] BV Kalk, Hrsg. Statistisches Jahresheft 2022. Köln, 2022

Kapitel 4

[63] European Commission, Hrsg. Towards an ambitious Industrial Carbon Management for the EU – Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions; 6.2.2024. Strasbourg, 2024 [Zugriff am: 14.02.2024] Verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2024%3A62%3AFIN>

[64] IN4climate.NRW, Hrsg. Vorschläge zur Beschleunigung von Genehmigungsverfahren für die Transformation der Industrie zur Klimaverträglichkeit – Diskussionspapier der Arbeitsgruppe Genehmigungsverfahren zur Weiterentwicklung des Rechtsrahmens. Düsseldorf, 2024 [Zugriff am: 12.03.2024] Verfügbar unter: https://issuu.com/nrw_energy4climate/docs/beschleunigung-von-genehmigungsverfahren?fr=sYtZiMTcwNjI5ODc

[65] Richtlinie 2009/31/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 über die geologische Speicherung von Kohlendioxid und zur Änderung der Richtlinie 85/337/EWG des Rates sowie der Richtlinien 2000/60/EG, 2001/80/EG, 2004/35/EG, 2006/12/EG und 2008/1/EG des Europäischen Parlaments und des Rates sowie der Verordnung (EG) Nr. 1013/2006. Europäische Gemeinschaften: Amtsblatt L. 2009, (140), S.114-135 [Zugriff am: 19.01.2024] Verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/ALL/?uri=CELEX:32009L0031>

[66] Gesetz zur Demonstration der dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid (Kohlendioxid-Speicherungsgesetz – KSpG): Artikel 1 G. v. 17.08.2012. BGBl. I 2012, (38), S.1726

[67] Bundesregierung, Hrsg. Evaluierungsbericht der Bundesregierung zum Kohlendioxid-Speicherungsgesetz 22.12.2022 (Bundestagsdrucksache 20/5145) [Zugriff am: 19.01.2024] Verfügbar unter: <https://dserver.bundestag.de/btd/20/051/2005145.pdf>

[68] Österreichisches Bundesministerium Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, Hrsg. Stellungnahme zur Rechtslage für den grenzüberschreitenden CO₂-Transport zur geologischen Speicherung

unter dem Meeresgrund – Stand 12.01.2024. Wien, 2024 [Zugriff am: 26.02.2024] Verfügbar unter: https://www.bmk.gv.at/dam/jcr:f97c642e-463b-4523-a125-42a61a-1b33ed/20240109_Grenzueberschreitender_CO2Transport.pdf

- [69] The EU legal framework for cross-border CO₂ transport and storage in the context of the requirements of the London Protocol: Commission services analysis paper for the Information Exchange Group (IEG) under Directive 2009/31/EC – 30.09.2022 [Zugriff am: 19.01.2024] Verfügbar unter: https://climate.ec.europa.eu/system/files/2022-09/EU-London_Protocol_Analysis_paper_final0930.pdf
- [70] Norm DVGW-Regelwerk: Technische Regel – Arbeitsblatt C 260 (A) 2021-08. Eigenschaften von Kohlenstoffdioxid und Kohlenstoffdioxidströmen
- [71] Norm DVGW-Regelwerk: Technische Regel – Arbeitsblatt; Entwurf C 463 (A) 2021-08. Kohlenstoffdioxidleitungen aus Stahlrohren – Planung und Errichtung
- [72] Norm DVGW-Regelwerk: Technische Regel – Arbeitsblatt C 491 2023-09. Anlagen in CO₂-Transportsystemen
- [73] An Interoperable CO₂ Transport Network – Towards Specifications for the Transport of Impure CO₂ – Report of the CCUS Forum Expert Group on CO₂ Specifications. 2023 [Zugriff am: 15.01.2024] Verfügbar unter: https://energy.ec.europa.eu/topics/oil-gas-and-coal/carbon-capture-storage-and-utilisation/ccus-forum-and-working-groups_en
- [74] BMWK, Hrsg. Klimaschutzbericht 2022 der Bundesregierung nach § 10 Absatz 1 des Bundes-Klimaschutzgesetzes (Stand 31.8.2022). Berlin, 2022 [Zugriff am: 19.01.2024] Verfügbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/klimaschutzbericht.pdf>
- [75] Deutsche Windguard, Hrsg. Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland – Jahr 2023. Varel, 2023 [Zugriff am: 19.01.2024] Verfügbar unter: https://windenergie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/pressemitteilungen/2024/20240116_Status_des_Windenergieausbaus_an_Land_Jahr_2023.pdf

Abbildungsverzeichnis

- Abbildung 1: CO₂-Abscheidung in der Zementindustrie – Projektbeispiele in Deutschland
- Abbildung 2: Geografische Verteilung der CO₂-Emissionen in den Sektoren Zement, Kalk und Abfallverbrennung (heute)
- Abbildung 3: Ein CO₂-Leitungsnetz für Deutschland
- Abbildung 4: Zeitliche Entwicklung der CO₂-Abscheidung im Szenario KN2040
- Abbildung 5: CO₂-Transportbedarf für Pipeline, Zug und Schiffstransport in den Szenarien KN2040 und KN2045
- Abbildung 6: Voraussetzungen und Handlungsfelder
- Abbildung 7: Die CO₂-Entstehung im Zeitverlauf
- Abbildung 8: Geografische Verteilung der CO₂-Entstehung und Cluster (heute)
- Abbildung 9: Minderungspfad des EU-Emissionshandels
- Abbildung 10: Methoden der CO₂-Abscheidung
- Abbildung 11: Entwicklungsstand von CO₂-Abtrennmethoden in der Zementindustrie
- Abbildung 12: Gesteinsformationen mit möglichen CO₂-Speicherpotenzialen in Deutschland
- Abbildung 13: CO₂-Speicherstätten und -Hubs in Europa
- Abbildung 14: CO₂-Nutzung in der chemischen Industrie
- Abbildung 15: Möglicher CO₂-Bedarf in der chemischen Industrie – Regionale Verteilung ab 2045
- Abbildung 16: Vergleich CO₂-Transportaufwand nach Medium für 1 Mio. t CO₂
- Abbildung 17: CO₂-Phasen
- Abbildung 18: CO₂-Transport per Bahn – Korridore und Gleisanschluss von Werken
- Abbildung 19: CO₂-Transport per Binnenschiff – Wasserwege und Werksanbindung
- Abbildung 20: CO₂-Leitungsnetz und Anbindung der Quellen
- Abbildung 21: Annahmen zur zeitlichen Infrastrukturanbindung in den Szenarien
- Abbildung 22: Hochlauf der CO₂-Abscheidung bei Zement, Kalk und Abfallverbrennung in KN2040
- Abbildung 23: Zeitliche und geografische Entwicklung der CO₂-Abscheidung
- Abbildung 24: Cluster mit CO₂-Transportbedarfen inkl. Transitmengen
- Abbildung 25: Zeitlicher Ausbaubedarf und Anbindung an das CO₂-Leitungsnetz (KN2040)
- Abbildung 26: CO₂-Transportbedarf für Pipeline, Zug und Schiffstransport in den Szenarien KN2040 und KN2045
- Abbildung 27: Kumulierter Klimaschutzbeitrag der CO₂-Infrastruktur
- Abbildung 28: Mögliche Kosten der CCUS-Kette
- Abbildung 29: Energiebedarf für die CO₂-Abscheidung 2045
- Abbildung 30: Voraussetzungen und Handlungsfelder
- Abbildung 31: Vergleich CO₂-Leitungsnetz und Wasserstoff-Kernnetz
-
- Tabelle 1: CO₂-Emissionen, -Abscheidemengen und zusätzlicher Energiebedarf im Szenario KN2040
- Tabelle 2: Übersicht spezifischer Energiebedarf und CO₂-Intensität heute
- Tabelle 3: Energiebedarf für die CO₂-Abscheidung in den Sektoren Zement, Kalk, Abfallverbrennung

Impressum

Herausgeber

Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ)
Toulouser Allee 71
40476 Düsseldorf
T +49 (0)211 45 78 0
F +49 (0)211 45 78 296
vdz@vdz-online.de
www.vdz-online.de

Verantwortlich

Dr. Martin Schneider

Projektkoordinierung

Manuel Mohr
Dr. Johannes Ruppert

Projektteam

Birgit Bäumer
Dennis Behrouzi
Hannah Bruhns
Dr. Kristina Fleiger
Dr. Volker Hoenig
Robin Tewes
Tim Thiele

Design

arndtteinissen GmbH, Düsseldorf

Konzeption und Gestaltung

Servicedesign GmbH, Heidelberg

Druck

Stolzenberger Druck und
Werbung GmbH & Co. KG, Leimen

Bildnachweis

S. 13: OGE
S. 18: Scherr++Klimke
S. 23: GKS
S. 24: Northern Lights, Screen Story
S. 26: Project Greensand
S. 29: thyssenkrupp Polysius
S. 33: VTG
S. 34: Northern Lights, Svein Ove Søreide
S. 37: Wolf Midstream
S. 44: OGE
S. 49: engel.ac/stock.adobe.com
S. 54: Pexels/Pixabay
S. 56: Jorn Heller/Pixabay

Zitierung

VDZ, Hrsg. Anforderungen an eine CO₂-Infrastruktur in Deutschland – Voraussetzungen für Klimaneutralität in den Sektoren Zement, Kalk und Abfallverbrennung. Düsseldorf, 2024.

Online-Ausgabe unter

www.vdz-online.de/co2-infrastruktur

Diese Publikation wurde klimaneutral gedruckt, auf Recyclingpapier, das mit dem Blauen Engel und nach FSC® zertifiziert ist.

