



Kalk

vielseitig faszinierend wertvoll

Position

DES BUNDESVERBANDES DER DEUTSCHEN KALKINDUSTRIE e. V.

Carbon Management

Berlin, März 2024

Die deutsche Kalkindustrie stellt sich in ihrer Roadmap hinter die Klimaneutralitätsziele der Bundesregierung im Klimaschutzgesetz. Als energie- und emissionsintensive Grundstoffindustrie hat sie eine besondere Stellung im Rahmen der Transformation zu einer klimaneutralen Gesellschaft. Aktives Carbon Management ist ein unverzichtbares Instrument, um CO₂ Emissionen in hard to abate-Sektoren entscheidend zu reduzieren. Um Kalk herzustellen, muss der Kalkstein gebrannt, sprich im Stein gebundenes CO₂ ausgetrieben werden:



Aufgrund dieser unvermeidbaren, prozessbedingten CO₂-Emissionen von rund 66 % (vgl. Abb. 1) werden in der Kalkindustrie Carbon Capture Technologien zum Einsatz kommen müssen. Diese sind notwendig, um die beim Brennprozess entweichenden CO₂-Emissionen aus dem Kalkstein (CaCO₃) aufzufangen und am Eintritt in die Atmosphäre zu hindern. Das ist für eine klimaneutrale/klimafreundliche Kalkindustrie unumgänglich.

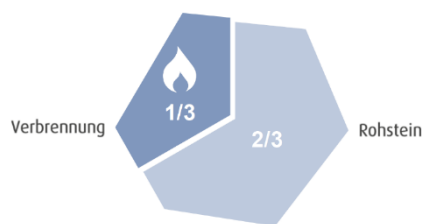


Abb. 1: CO₂ Bestandteile der Kalkherstellung

Unvermeidbare Prozessemissionen bleiben auch im Jahr 2045 und danach bestehen - beispielhaft in der Kalk- und Zementindustrie, aber auch bei der Abfallverbrennung (da gesetzlich verpflichtend verbrannt werden muss). Analysen von u. a. Agora, BDI, dena, Öko-Institut kommen zu dem Schluss, dass es im Jahr 2045 noch erhebliche Mengen an Restemissionen geben wird. Basierend auf den Zahlen von Agora Energiewende belaufen diese sich auf rund 63 mt. Zwei Drittel kommen aus der Landwirtschaft und gut 20 % aus der Industrie (vgl. Abb. 2). Allerdings wird es im Europäischen Emissionshandel bereits 2039 keine neuen CO₂ -Zertifikate mehr geben. Das erhöht den Zeit- und Kostendruck auf die europäische Industrie.

Um die Emissionen der Kalkindustrie und weiterer Sektoren zu neutralisieren, braucht es ein aktives Carbon Management, auch damit die Bundesrepublik nach 2050 negative Emissionen erreichen kann, wie es § 3 Absatz 2 des Klimaschutzgesetzes vorschreibt. Dafür sollte die Bundesregierung folgende Punkte umsetzen:

- **Carbon Capture and Storage** - rechtlich ermöglichen und finanziell fördern
- **CO₂-Transportregulierung** - Harmonisierung der Regelungen für multimodalen Transport
- **Infrastruktur aufbauen** - Vorrang für CO₂-Klimaschutznetze
- **Carbon Capture and Utilisation** - CO₂ als Kohlenstoffquelle nutzen
- **Technische CO₂-Senken** - nachhaltigen Bioenergieeinsatz in Prozessindustrien anreizen und Zertifizierungsrahmen schaffen
- **Karbonatisierung** - Kalk als natürliche CO₂-Senke anerkennen

Für die deutsche Kalkindustrie steht fest: **Dort, wo CO₂ -Ausstoß vermieden werden kann, ist dies auch die erste Wahl.** Kann das Entstehen von CO₂ in vereinzelt industriellen Prozessen oder der Landwirtschaft nicht vermieden werden, gilt es, das CO₂ am Eintritt in die Atmosphäre zu hindern. In der Industrie ist das möglich, in der Landwirtschaft eher nicht. Das aufgefangene CO₂ der Industrie kann anschließend in einer Kreislaufwirtschaft „recycelt“ (CCU) oder an einen Speicherort gebracht werden (CCS). In beiden Fällen gelten die Prinzipien von Sicherheit und Permanenz.

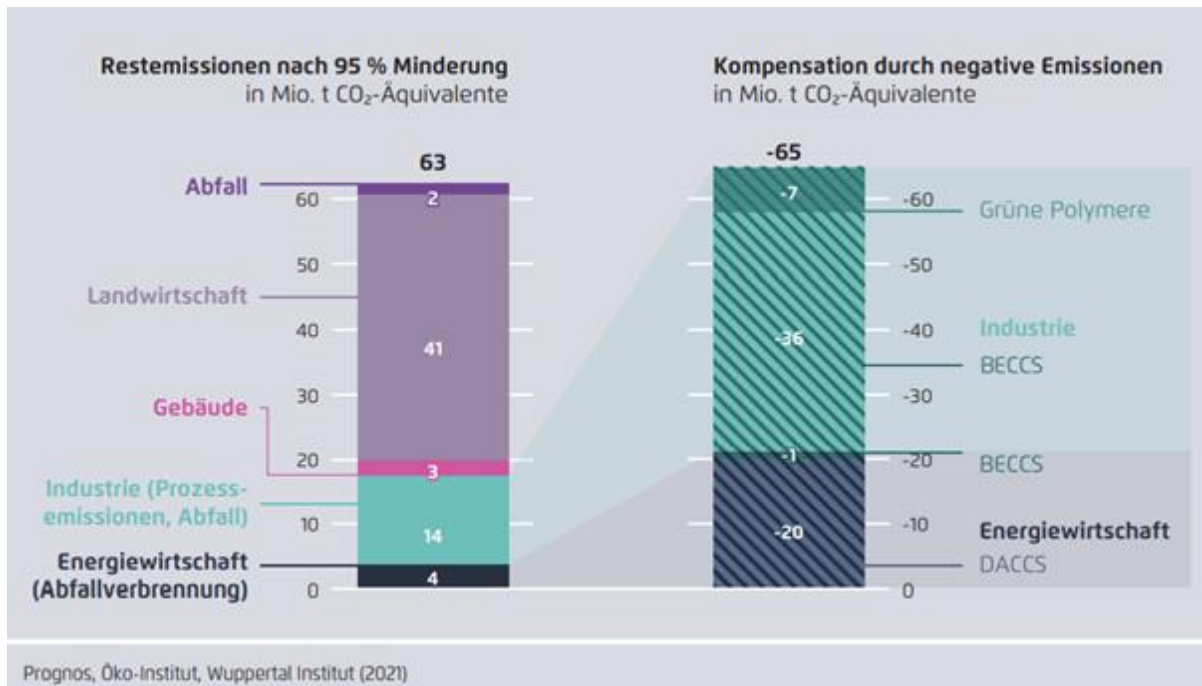


Abb. 2: Restemissionen 2045 in Deutschland - Agora Energiewende (2021) Klimaneutrales Deutschland 2045

Prozessmissionen können nur durch Carbon Capture Technologie am klimawirksamen Eintritt in die Atmosphäre gehindert werden. **Beim Kalkbrennprozess entstehen sowohl energetische als auch Prozessemissionen, welche einen gemeinsamen Abgasstrom bilden.** Es können folglich entweder alle oder keine Emissionen vermieden werden. Nur durch den Einsatz von Carbon Capture Technologien kann eine klimaneutrale Produktion von Kalk erreicht werden. Damit es aber nicht zu keinem fossilen Lock-In kommt, werden klimaneutrale Energieträger eingesetzt.

1. Carbon Capture and Storage - rechtlich ermöglichen und finanziell fördern

Rechtlicher Rahmen entscheidet über die Geschwindigkeit der CO₂-Minderungen

Carbon Capture and Storage ist in Deutschland de facto verboten (Stand Juli 2023). Die geltenden gesetzlichen Bestimmungen untersagen zum einen die Speicherung von CO₂ im Inland zum anderen verhindert die fehlende Rechtsetzung den Export von CO₂ zur Speicherung im Ausland. In anderen Ländern der EU ist das bereits möglich. Das schafft enorme Wettbewerbsnachteile und verhindert grenzüberschreitende Infrastrukturprojekte.

Unternehmen in Deutschland können zwar CO₂ vor Ort abscheiden, die Möglichkeit zum weiteren Transport außerhalb des Betriebsgeländes sowie CO₂ innerhalb oder außerhalb Deutschlands zu speichern, besteht nicht. Solange der Status Quo erhalten bleibt, wird es keine Minderung von materialbedingten Prozessemissionen geben können. Um diesem Abhilfe zu schaffen, sind grundsätzlich drei Dinge notwendig:

- a. Anpassung des **Kohlenstoffdioxidspeicherungsgesetzes (KSpG)**, um den Transport und auch die inländische onshore oder offshore Speicherung zu ermöglichen.
- b. Ratifizierung von **Artikel 6 des London-Protokolls**, um in Verhandlungen über den Export von CO₂ zur dauerhaften Speicherung treten zu können.
- c. Aushandeln **bilateraler Abkommen** über den CO₂-Export u. a. mit Anrainerstaaten wie Dänemark, den Niederlanden, Norwegen oder dem Vereinigten Königreich.

Die Speicherung von CO₂ wird seit über 20 Jahren erfolgreich in Norwegen durchgeführt. Dort gibt es ein intensives Monitoring und eine enge wissenschaftliche Begleitung der Projekte. Hohe Standards sind wichtig, um die Sicherheit zu gewährleisten und Vertrauen zu schaffen. Das gilt für die Speicherung im In- und Ausland.

CO₂ auch in Deutschland speichern

Gesamtwirtschaftlich ist es zudem sinnvoll, Transportwege möglichst kurz zu halten und die besten Speicherstätten zu erschließen. Daher sollte ebenfalls eine Speicherung in Deutschland erwogen werden. Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe bestätigt mit ihren Untersuchungen ausreichend Speicherkapazitäten. Im Jahr 2023 war die Speicherung bereits in mehr als 2/3 der EU Mitgliedsstaaten möglich. Aus BVK Sicht ist es unter Wettbewerbsaspekten und zur effizienten Nutzung der Infrastruktur notwendig, die enormen Speicherpotenziale Deutschlands zu nutzen. Um eine Marktkonzentration zu vermeiden, sollten onshore wie offshore adäquate Speicherstätten erschlossen werden.

Immissionsrecht an veränderten Abgasstrom anpassen

Damit das zu speichernde CO₂ abgeschieden werden kann, braucht es zudem immissionsschutzrechtliche Anpassungen. Dabei werden weder Umwelt- noch Gesundheitsstandards gemindert. Die Änderungen sind vielmehr bilanzieller Natur. Aufgrund von Volumenstromänderungen durch Carbon Capture wird es zur Konzentrationsverschiebungen im Reingas kommen, sodass sich zwar die absolute Schadstoffmenge (Fracht) in der Regel verringert, die relativen Werte durch das abgeschiedene CO₂ aber steigen. Die Grenzwerte für Schadstoffe müssen also basierend auf den neuen Gegebenheiten festgelegt werden. Je nach Ofentyp und Abscheideverfahren können Einzelfallprüfungen erforderlich sein. Insofern stellt die bisherige Methodik zur Definition von Schadstoffgrenzwerten in diesen Fällen keine geeignete Grundlage dar, da deren Bezugsgröße bislang in der Regel das Abgasvolumen ist. Hier sind **immissionsschutzrechtliche Anpassungen** erforderlich, um für entsprechende Anlagen anstelle der Schadstoffkonzentration im Abgas auf die entsprechenden Schadstofffrachten abzustellen.

Klimaschutz hängt nicht nur an Investitionen, sondern an den laufenden Mehrkosten

Das Carbon Capture ist ein zusätzlicher Prozessschritt in der klimaneutralen Produktion von Kalk. Es ersetzt keinen anderen Prozessschritt, sondern fügt sich an den bestehenden Brennprozess als End-of-pipe-Technologie an. Dies kann entweder durch eine nachträgliche Aufreinigung des Abgases mit anschließender Anreicherung erfolgen. Alternativ besteht die Möglichkeit der Komprimierung des CO₂ für den Transport. Zusätzliche Prozessschritte wie die genannten führen aber auch zu einem um den Faktor 4 bis 10 höheren Strombedarf (je nach Ausgangslage und Technologie). Die benötigte Energie muss aus erneuerbaren Quellen bereitgestellt werden. Dieser Energiemehrbedarf pro abgeschiedener Tonne CO₂ führt zu erheblichen Mehrkosten (vgl. Rechenbeispiel aus Abb. 3, hier nur OPEX). Bei der Produktion von einer Tonne Kalk entstehen rund 1,2 Tonnen CO₂.

Bei der klimaneutralen Kalkproduktion wird es zu voraussichtlich zu einer Verdopplung des Gesamtenergiebedarfs kommen. Nach aktuellem Stand (Anfang 2024) gibt es neben der Aminwäsche noch keine industriell einsatzbereite Carbon Capture Technologie. Auch neue Ofentechnologie wie ein Oxyfuel-Kalkofen muss erst noch industriell geprüft werden. Perspektivisch sind so Kostensenkungen bei den OPEX möglich, was allerdings mit erhöhten CAPEX einhergeht. Damit bleibt der Kostendruck hoch.

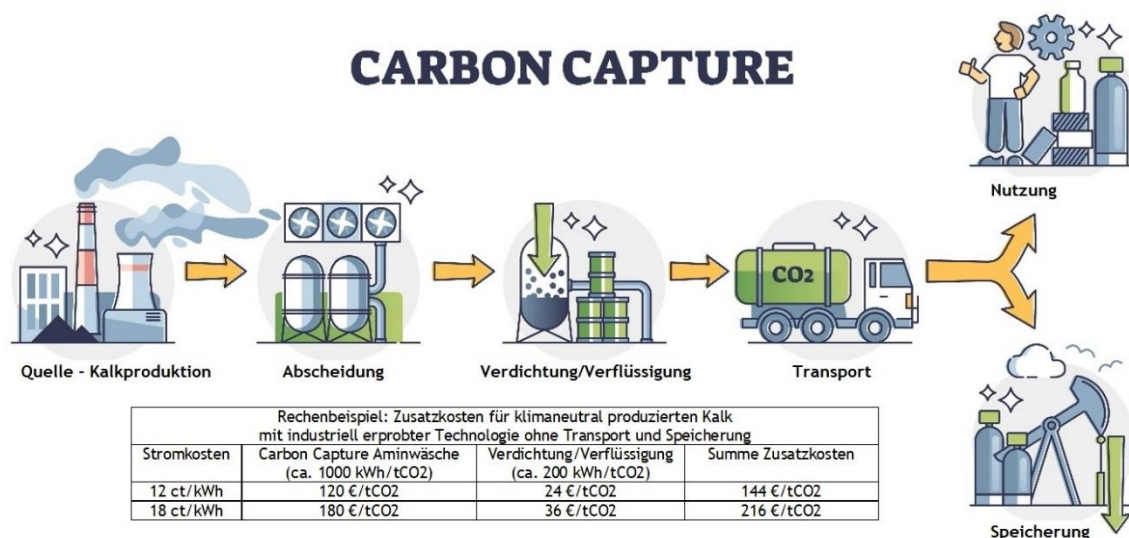


Abbildung 3: Carbon Capture mit Rechenbeispiel - eigene Berechnungen mit Stromkostenannahmen

Wie in zahlreichen anderen Branchen und dem Privatsektor, gilt auch für die Kalkindustrie in der Transformation: international vergleichbare Stromkosten sind der Schlüssel für Investitionen und die Umsetzbarkeit einer klimaneutralen Produktion. In Deutschland sind die Stromkosten nicht wettbewerbsfähig. Das liegt zum einen an zu hohen staatlich induzierten Kosten (Abgaben, Entgelte, Steuern und Umlagen), der noch bestehenden Asynchronität von Stromnetz und Stromerzeugung sowie der fehlenden sicheren Grundlast aus erneuerbaren Energien. Um dieser Fehlentwicklung entgegenzuwirken, sollte die Bundesregierung für energieintensive Industrien einen marktlichen Rahmen schaffen, der auch die klimaneutrale Produktion zu wettbewerbsfähigen Preisen ermöglicht. Eine Dauersubvention lehnt die Kalkindustrie ab.

Neben marktwirtschaftlichen Instrumenten, können temporär auch **Klimaschutzverträge** und **grüne Leitmärkte** in der Phase des Technologiehochlaufs die Mehrkosten klimaneutral hergestellter Produkte abfedern.

CO₂-Transportregulierung - EU-weite Harmonisierung der Regelungen

Keinen deutschen Sonderweg bei CO₂, sondern multimodalen Transport ermöglichen

Die deutsche Industrie ist über ganz Deutschland verteilt. Nicht jedes Unternehmen wird daher in einem ersten Schritt an ein Pipelinennetz angeschlossen werden können - sei es für Wasserstoff oder den CO₂-Transport. Um alle Emittenten sinnvoll in eine CO₂-Infrastruktur einzubinden, ist ein multimodaler Transport von CO₂ wichtig. CO₂ sollte daher grundsätzlich auch per Zug, Schiff oder LKW transportiert werden dürfen. Das gilt insbesondere auch für den grenzüberschreitenden Transport.

Europäisches Recht ermöglicht dies seit der letzten Novelle des Emissionshandels 2023¹. Die Bundesregierung sollte hier noch 2024 eine Harmonisierung des nationalen Rechts mit dem EU-Recht vornehmen. Dazu **müsste** wiederum das **KSpG angepasst werden**. Um Rechtssicherheit bzgl. der geltenden Rechtsregime und deren Verknüpfungen zu schaffen, bedarf es **untergesetzlicher Rechtsverordnungen zum KSpG** (z.B. §§ 4 Abs. 6 und 33 Abs. 4 zum CO₂-Transport). Dies gilt auch für Rechtssicherheit bzgl. der für den Bau und Betrieb geltenden technischen Regelung von CO₂-Leitungen. Mit Blick auf die technischen Anforderungen beim Leitungstransport, sollte zwingend darauf geachtet werden, dass die Normen europaweit aufeinander abgestimmt sind und es keinen deutschen Sonderweg gibt. Dies betrifft u. a. die einzuspeisenden CO₂-Qualitäten. **Eine zentrale Aufbereitung oberhalb der technisch notwendigen Anforderungen für den Transport sollte an CO₂-Hubs erfolgen**. Das spart viel dezentrale Infrastruktur und senkt die gesamtwirtschaftlichen Kosten durch Skaleneffekte.

Neben dem Transport zu Speicherzwecken kann es auch erstrebenswert sein, CO₂ zu Nutzungszwecken zu transportieren. Eine sinnvolle Nutzung liegt dann vor, wenn der Kohlenstoff aus dem abgeschiedenen CO₂ dauerhaft in einem Produkt gebunden wird und dort den bisher fossil gewonnenen Kohlenstoff ersetzt. Das KSpG regelt bisher nur den CO₂-Transport zur Speicherung. Daher sollte der **Anwendungsbereich auch auf die Nutzung von CO₂ (CCU) ausgeweitet werden**. Dazu zählen die Ergänzung der Definition von Kohlendioxidleitungen gemäß § 3 Nr. 6 KSpG um CCU-Zwecke und die Erweiterung der vorhandenen Entsorgungsvorschrift in § 4 Abs. 5 KSpG auf CCU.

Neben der Harmonisierung der Transportregulierung gilt grundsätzlich, dass CO₂-Regelwerke europaweit harmonisiert sein sollten. Für einen möglichst zeitnahen Aufbau eines liquiden Markts ist das notwendig. Dazu gehören u. a. Regulierungsregime zur Speicherung oder Genehmigung von für die Abscheidung relevanten Anlagen.

¹ Vgl. Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG zum Geltungsbereich des CO₂-Transports (2023).

2. Infrastruktur aufbauen - Vorrang für CO₂-Klimaschutznetze

Beschleunigung von Industrieprojekten in den Blick nehmen

Klimaschutz und Transformation haben eine erhebliche Veränderung der heute (schon) bestehenden Infrastruktur zur Folge. Dabei geht es vor allem um Strom-, Wasserstoff- und CO₂-Netze - kurz Klimaschutznetze. Während die Gasnetzbetreiber zuversichtlich sind, dass bisherige Erdgasnetze zukünftig für den Transport von Wasserstoff genutzt werden können, stellt die Integration Erneuerbarer Energien das Stromnetz vor enorme Herausforderungen. Für ein CO₂-Netz gibt es zudem noch keine Grundstruktur. Für die Klimaziele 2030 und 2045 sind alle drei Strukturen notwendig.

Für die erfolgreiche Transformation werden Industrien mit materialbedingten unvermeidbaren Prozessmissionen zwingend ein Netz zum Abtransport von CO₂ benötigen. Ein dauerhafter Transport per Bahn, Schiff oder LKW wird nur in den wenigsten Fällen betriebswirtschaftlich darstellbar sein, da die Kosten im Vergleich zur Pipeline um den Faktor 5 - 6 höher sind². Bei den ersten Carbon Capture Projekten oder auch kurzfristig ist der Transport mit einer Pipelinealternative denkbar, wenn bspw. über Klimaschutzverträge oder Ähnliches finanzielle Unterstützung vorhanden ist und es sich um relativ geringe abgeschiedene Mengen handelt. Der Anschluss an eine Pipelineinfrastruktur sollte jedoch immer zuerst angestrebt werden. Das Beispiel eines alternativen Transports zeigt warum:

Ein durchschnittlicher Standort eines Kalkwerkes mit 160.000 Tonnen CO₂ bräuchte bei 100 %iger Abscheidung rund 8.000 LKWs im Jahr (Ladefähigkeit je 20 t). Das entspräche **fast 22 LKWs an jedem Tag** im Jahr. Das entspricht fast einem LKW pro Stunde zusätzlich, auch nachts. Auf Dauer ist das nicht darstellbar und nur über ein CO₂-Netz zu lösen.

Ferngasnetzbetreiber haben bereits erste Pläne für ein CO₂-Netz entwickelt. Diese ermöglichen, den meisten Standorten der Kalk- und Zementindustrie sowie thermischen Abfallbehandlungsanlagen in einem 50 km Radius sich anzuschließen³. Allerdings führt selbst die Anbindung einer Emissionsquelle an eine Pipeline in ‚nur 50km‘ für den einzelnen Emittenten zu substantiellen Erschließungskosten. Hiervon sind insbesondere Standorte abseits der Ballungsgebiete betroffen. Um der hieraus möglicherweise resultierenden Wettbewerbsverzerrungen und möglicher Abwanderung von Industrien aus dem ländlichen Raum vorzubeugen, ist bei der Detailplanung insbesondere des CO₂ Pipelinenetz auf eine wesentlich kürzere Anbindungsstrecke zwischen Emittent und Pipeline zu achten.

Zudem ist zu berücksichtigen, dass der Großteil der Unternehmen erst in einer späteren Phase angebunden wird. Um eine möglichst flächendeckende und zeitnahe Anbindung zu schaffen, braucht es insbesondere **im Verteilnetzbereich noch weitergehende Planungen**. Dies sind auch für die Nutzung von CO₂ als Kohlenstoffquellen relevant. Kurze Transportwege sowie das Prinzip CO₂-Nutzung statt CO₂-Speicherung senken die CO₂-Infrastrukturkosten.

Zudem können lokale CO₂-Netze den Ausbau beschleunigen. Es ist zu erwarten, dass das CO₂-Transportnetz erst in den 30er Jahren von den ersten Unternehmen genutzt werden kann. Nach 2039 wird es im EU ETS aber keine neuen Zertifikate mehr geben. Damit muss die industrielle Produktion bis dahin weitgehend klimaneutral sein. In der Kalkindustrie ist dies aufgrund der rohstoffbedingten CO₂ Emissionen nur mit CCS und CCU möglich. Dafür

² VDZ Roadmap 2020: Dekarbonisierung von Zement und Beton – Eine CO₂-Roadmap für die deutsche Zementindustrie, unter [Dekarbonisierung \(vdz-online.de\)](https://www.vdz-online.de)

³ VDZ Infrastrukturstudie (2024) [VDZ-Studie zu Anforderungen an eine CO₂-Transportinfrastruktur in Deutschland - BV Kalk](#)

müssen insbesondere beim Schienenverkehr entsprechende Kapazitäten geschaffen und der Pipelineinfrastrukturausbau ins **überragende öffentliche Interesse** gestellt werden.

Dreiklang der Klimaschutznetze: Wasserstoff, CO₂ und Strom

Stromnetze stehen seit Jahren im Fokus der Politik und dennoch geht der Netzausbau nur schleppend voran. In den Jahren 2019 - 2022 wurden durchschnittlich lediglich 289 km Übertragungsnetz fertiggestellt. Angenommen, dies bliebe auch weiterhin das durchschnittliche Ausbautempo, dann bräuchte es allein zur Fertigstellung der bisher geplanten Übertragungsleitungen fast 50 Jahre⁴. Das wäre 2073 und damit fast 30 Jahre zu spät. Zu spät für die Industrie und den Klimaschutz. Mit den Anforderungen des deutschen Klimaschutzgesetzes und verschärften Regeln aus Brüssel wird es zunehmend wichtiger und zeitkritisch, dass auch Unternehmen einen erweiterten Netzanschluss für Strom bekommen.

Die BDI Studie Klimapfade 2.0 zeigt, dass die Industrie im Jahr 2045 zur Erzeugung von Prozesswärme 47 % statt bisher 8 % (im Jahr 2019) Strom einsetzen wird. Bereits 2030 sollen es schon 22 % sein⁵. Entsprechend schnell müssen Übertragungsnetze und Verteilnetzbetreiber dazu verpflichtet werden, auch Industriekunden mit entsprechenden Netzanschlussleistungen zu versorgen. Alles andere würde eine bewusste Verhinderung von Klimaschutz, Transformation und eine Deindustrialisierung bedeuten.

Klimaschutznetze sind systemkritisch und Voraussetzung für einen wettbewerbsfähigen Standort Deutschland sowie die erfolgreiche Transformation. Entsprechend zeitkritisch ist der Aus- und Umbau der Netze. Bei CO₂-Netzen sollte die Politik daher keine Zeit verlieren und bis 2024 den erforderlichen gesetzlichen Rahmen schaffen. Dazu gehört auch, dass solche **CO₂-Infrastrukturnetze im überragenden öffentlichen Interesse liegen und daher Vorrang bei Genehmigungsverfahren bekommen sollten**, wie es auch erneuerbare Energien über § 2 des EEG 2023 erhalten haben und Genehmigungsverfahren von Stromnetzen über Anpassungen des Energiewirtschaftsgesetzes, des Bundesbedarfsplangesetzes sowie des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes im Jahr 2022 beschleunigt wurden. Bei **Klimaschutzprojekten** sollte es zudem eine **Pflicht der Netzbetreiber** geben, den betroffenen Unternehmen mit ihren **Vorhaben eine entsprechende Anschlussleistung bereitzustellen**.

⁴ Eigene Berechnungen anhand der Monitoringberichte der BNetzA aus den Jahren 2019 – 2022. Angenommen wurden rund 14.000 Ausbaukilometer, unter [Netzausbau - Monitoringbericht](#)

⁵ BDI Studie Klimapfade 2.0 (2021), unter <https://bdi.eu/artikel/news/klimapfade-2-0-deutschland-braucht-einen-klima-aufbruch>

3. Carbon Capture and Utilisation - CO₂ als Kohlenstoffquelle nutzen

Die Speicherung von CO₂ wird in der ersten Phase, dem Technologiehochlauf, der bestimmende Weg sein. Langfristig wird aber die Nutzung von CO₂ für Produkte die Speicherung ablösen. Dadurch wird in Produkten zuvor fossiles CO₂, z.B. aus Erdöl oder Erdgas durch biogenen und durch abgeschiedenes CO₂ gewonnenen Kohlenstoff ersetzt werden. Der Verband der Chemischen Industrie hält in seinem Abschlussbericht der Initiative Chemistry4Climate fest: „CO₂ ist eine der wichtigsten Kohlenstoffquellen der Zukunft. CCU ist daher ein Kernelement der Transformationsstrategie der Chemie, ergänzt um CCS.“ Er meldet einen jährlichen CO₂-Bedarf von 21 mt bis 52 mt, wenn bisher fossiler Kohlenstoff ersetzt werden soll. Dabei sind bereits Produktionsrückgänge und der Einsatz von nachhaltiger Biomasse einberechnet⁶. Selbst im konservativen Szenario würde der jährliche CO₂-Bedarf mehr als dem dreifachen CO₂ der Kalkindustrie (Stand 2023) entsprechen.

In geschlossenen Kreisläufen könnten so unvermeidbare CO₂-Emissionen als Kohlenstofflieferant für die chemische Industrie dienen und in einen Kreislauf geführt werden (vgl. Abb. 4). Selbst, wenn langlebige Produkte nach einer gewissen Zeit und ggfs. mehrfachem Recyceln in die Abfallentsorgung kämen, könnte durch Carbon Capture bei den Müllverbrennungsanlagen ein klimaneutraler Kreislauf beibehalten werden. Das CO₂ dieser Anlagen stünde so wieder für die Nutzung bereit. Die deutsche Kalkindustrie könnte der chemischen aber auch anderen Industrien jährlich rund sechs bis sieben Millionen Tonnen CO₂ zur Verfügung stellen. Dabei wird es sich zukünftig um zwei Drittel unvermeidbarer Emissionen, sowie bei Einsatz von nachhaltiger Biomasse einem Drittel biogener Emissionen handeln. Die klimaneutrale Produktion in Kombination mit Biomasseeinsatz und Capture-Technologie (BECCS/BECCUS) bietet das Potenzial einer Kalkindustrie mit negativen Emissionen also der Schaffung einer CO₂-Senke (vgl. Abschnitt 5).

Wann und in welchem Umfang die industrielle Nutzung von CO₂ als Kohlenstoffquelle erfolgen wird, ist heute nicht absehbar. Nichtsdestotrotz werden hierfür ebenfalls Abscheideanlagen und Transportinfrastruktur gebaut werden müssen. Daher wäre es sinnvoll, dass **die Regulierung so ausgelegt wird, dass auch CCU für Unternehmen möglich ist und die entsprechenden CO₂-Minderungen anerkannt werden.** Doppelzählungen müssen selbstredend vermieden werden. Hierfür braucht es insbesondere die unter 1. aufgezeigten Anpassungen nationaler und europäischer Regelungen. Eine Anerkennung im Europäischen Emissionshandel ist dabei unerlässlich. Eine umfassende Nutzung von abgeschiedenem CO₂ als Kohlenstoffquelle wird zudem langfristig den Infrastrukturbedarf und die Infrastrukturkosten senken.

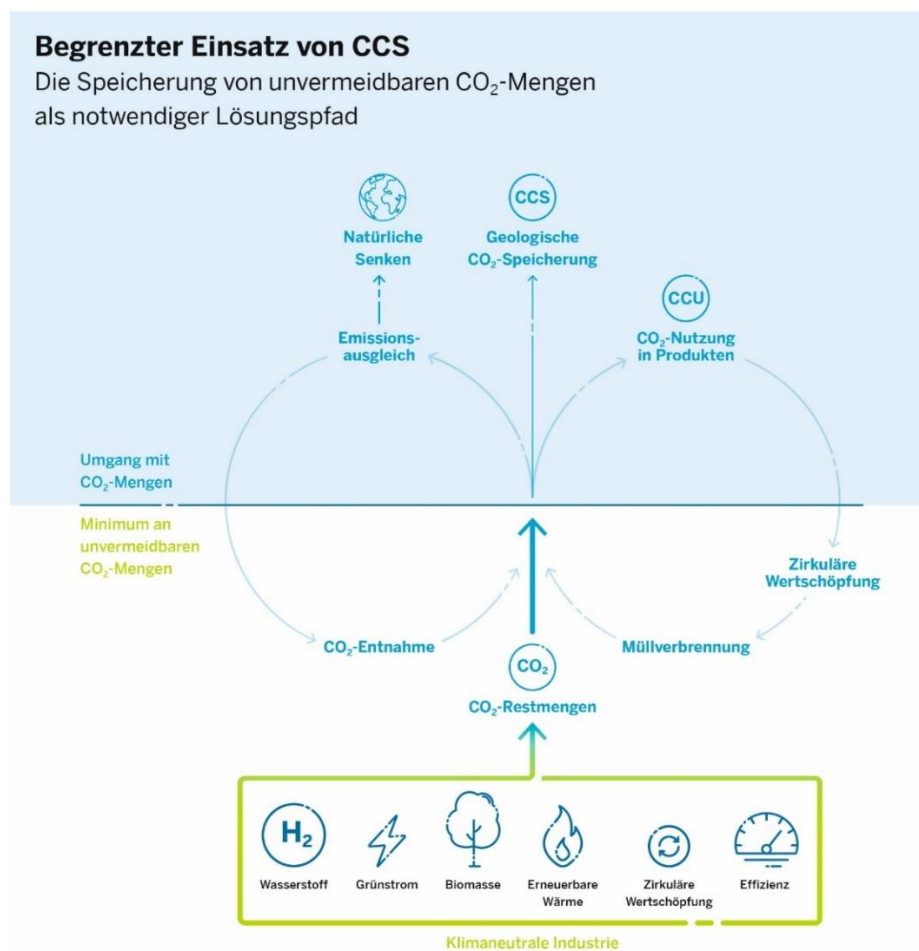
⁶ VCI – Chemistry4Climate Abschlussbericht (2023), unter [final-c4c-broschuere-kurzfassung-ds.pdf](https://www.vci.de/final-c4c-broschuere-kurzfassung-ds.pdf) ([vci.de](https://www.vci.de))

4. Technische CO₂-Senken - nachhaltigen Bioenergieeinsatz in Prozessindustrien anreizen

Technische Senken im Klimaschutzgesetz verankern und Marktrahmen für negative Emissionen schaffen

Agora Energiewende und der BDI haben berechnet, dass sich die nationalen Restemissionen auf ungefähr 60 mt pro Jahr belaufen werden. Zwei Drittel davon werden auf die Landwirtschaft entfallen und das trotz ambitionierter Reduktionen. Damit das Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2045 erreicht werden kann, müssen die Restemissionen auf andere Weise ausgeglichen werden. Eine Möglichkeit sind technische Senken (vgl. Abb. 4). **Als wesentlicher Bestandteil der Klimapolitik sollten technische Senken mit einer Mindestmenge ergänzend neben den natürlichen Senken im Klimaschutzgesetz festgeschrieben werden.**

Bei einer technischen Senke kann entweder CO₂ aus der Atmosphäre entnommen und gespeichert werden (Direct Air Carbon Capture and Storage, DACCS) oder biogenes CO₂, welches bei der Wärmeerzeugung anfällt, abgeschieden und gespeichert werden (Bioenergie Carbon Capture and Storage, BECCS). Ersteres ist sehr energieintensiv und Stand heute die wohl teuerste Option. BECCS hingegen ist technisch machbar, heute verfügbar und effizient anwendbar.



©NRW.Energy4Climate

Stand: 07/2023

Abb. 4: Einsatzmöglichkeiten von Carbon Capture und Kohlenstoffkreisläufe – NRW.Energy4Climate (2023)

Aufgrund der unvermeidbaren prozessbedingten CO₂-Emissionen werden in der Kalkindustrie ohnehin Carbon Capture Technologien zum Einsatz kommen müssen. Diese sind notwendig, um die beim Brennprozess entweichenden CO₂-Emissionen aus dem Kalkstein (CaCO₃) aufzufangen und am Eintritt in die Atmosphäre zu hindern und ermöglichen eine klimaneutrale Produktion. Darüber hinaus ergibt sich durch die ohnehin installierte Abscheidetechnologie die **Möglichkeit, in Kombination mit Bioenergie negative Emissionen durch dauerhafte Speicherung oder Bindung zu erzeugen**. Das bedeutet einen klimapositiven Effekt. Zusätzlich binden Kalkprodukte über den Lebenszyklus weitere Mengen atmosphärisches CO₂ ein, was den Effekt verstärkt (Karbonatisierung, siehe Abschnitt 5). So kann CO₂ dauerhaft aus der Atmosphäre entnommen werden, ohne dass es zusätzlicher Energie bedarf.

Das reine CO₂ kann entweder für neue Produkte **stofflich bspw. in der Chemieindustrie genutzt** oder dauerhaft geologisch gespeichert werden. So ergeben sich **CO₂-Kreisläufe** und **negative Emissionen**. Deshalb ist der **Bioenergieeinsatz in der Kalkindustrie in der Nutzungshierarchie auch als stoffliche Verwendung anzuerkennen (Koppelnutzung, Mehrfachnutzung)** und nicht als rein energetische Nutzung. Mit dem Einsatz von 7 TWh⁷ Bioenergie können bei vollständiger Speicherung über Carbon Capture jährlich bis zu **2,5 Mio. Tonnen CO₂ aus der Atmosphäre entfernt werden**.⁸ Gemeinsam mit der Zementindustrie und der Abfallwirtschaft steigt das Potenzial industrieller Negativemissionen weiter. Zur Sicherung von Klimasenkungspotentialen ist daher die prioritäre Verwendung der limitiert verfügbaren Biomasse für solche Hochtemperaturprozesse festzulegen, die die Kombination von Biomasseeinsatz und CCS ermöglichen. Ein Einsatz von Biomasse ausschließlich zur Erzeugung von Wärme niedriger Temperatur ist daher zu limitieren.

Um dieses Potenzial anzureizen, **sollte ein Marktrahmen geschaffen werden, der negativen Emissionen für ihren positiven Klimanutzen einen Preis gibt**. Denkbar wäre ein Mechanismus ähnlich des Europäischen Emissionshandels oder ein Förderregime, welches gekoppelt an den marktlich ermittelten CO₂-Preis eine Vergütung vorsieht. Dadurch könnte zusätzlicher Klimaschutz angeregt und bereits frühzeitig die notwendige Basis geschaffen werden, langfristig Netto-Klimaneutralität sowie nach 2050 netto negative Emissionen zu erreichen⁹.

⁷ Entspricht dem Energiebedarf der Kalkindustrie, Stand 2023.

⁸ Einsatz von Holzbiomasse in Kalköfen mit Carbon Capture Anlage. CO₂-Faktor laut UBA 2021 367,6 g/kWh bei einem Energieeinsatz von 7 TWh.

⁹ Vgl. § 2 Absatz 3 KSG.

5. Karbonatisierung und Mineralisierung - Kalk als natürliche CO₂-Senke anerkennen

Karbonatisierung bezeichnet den natürlich stattfindenden, chemischen Prozess der Umwandlung von Kohlenstoffdioxid (CO₂) aus der Luft in langfristig stabile, mineralische, flüssige oder gasförmige Formen von Karbonatverbindungen. Gebrannte Kalkprodukte haben die Eigenschaft, nach und nach CO₂ aus der Umgebungsluft aufzunehmen. Die Wiederaufnahmequote und -geschwindigkeit hängen vom Anwendungsgebiet ab. Grundsätzlich lässt sich sagen, dass in etwa 33% des ursprünglich bei der Produktion freigesetzten Prozess CO₂ innerhalb des ersten Anwendungsjahres eingebunden werden. Die Karbonatisierung schließt somit den Kalk- und Kohlenstoffkreislauf - das ursprünglich beim Brennprozess emittierte CO₂ wird als Kalziumkarbonat wieder permanent gebunden.

Der bekannteste Karbonatisierungsprozess ist hierbei die Mineralisierung. Diese geschieht beispielsweise, wenn Baustoffe, wie Mörtel oder Kalksandsteine während ihres Lebenszyklus wieder CO₂ aus der Atmosphäre aufnehmen. Somit ist die Mineralisierung als natürliche CO₂-Senke bzw. Carbon Direct Removal (CDR) Methode zu verstehen.

Der Prozess der Karbonatisierung lässt sich zudem dadurch verstärken, dass man ihn durch eine technische CO₂-Zugabe intensiviert und somit beschleunigt bzw. die CO₂-Aufnahmekapazität weiter erhöht. Die verstärkte Karbonatisierung lässt sich dabei ideal mit Carbon-Capture und CCU-Mechanismen koppeln. Als Beispiel ist die gezielte Zugabe von - zuvor abgetrenntem - CO₂ in der Zementherstellung zu nennen (vgl. CarbonCure). Folglich birgt die Karbonatisierung ein immenses Potenzial für die Abschwächung des Klimawandels, indem atmosphärisches und durch Carbon Capture abgetrenntes CO₂ permanent gebunden und gespeichert werden.

Die Bilanzierung und Anrechnung der Karbonatisierung als CO₂-Senke und Mechanismus zur CO₂-Entnahme ist für eine faire Transformation in Richtung Klimaneutralität in Deutschland unerlässlich, da durch die natürliche Karbonatisierung von Kalk durchschnittlich 33% der während der Produktion freigesetzten, prozessbedingten CO₂-Emissionen im ersten Jahr wiederaufgenommen werden.¹⁰ **Der Prozess der Karbonatisierung und Mineralisierung ist vergleichbar mit dem Prozess der CO₂-Aufnahme durch das Wachstum von Biomasse und sollte entsprechend anerkannt und unterstützt werden.**

Über die Kalkindustrie

Die Kalkindustrie liefert den unverzichtbaren und vielseitigen Rohstoff Kalk, der am Anfang vieler Wertschöpfungsketten steht. Kalk wird u.a. im Haus- oder Straßenbau, im Umweltschutz sowie bei der Produktion von Eisen und Stahl, der chemischen Industrie, Glas und Kunststoffen, zahlreichen Hygieneartikeln, Papier, Lebensmitteln und Getränken eingesetzt.

Der Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie e.V.

Im Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie e. V. (BVK) sind rund 50 Unternehmen mit fast 100 Standorten vertreten. Gemeinsam produzieren sie mit etwa 3.100 Beschäftigten rund 6 Mio. Tonnen Kalk im Jahr und erwirtschaften einen Gesamtumsatz von rund 700 Mio. Euro. (Stand: 2021) Der BVK engagiert sich als Vertretung der Kalkindustrie in Deutschland gegenüber Politik und Behörden und ist registrierter Interessenvertreter (R001630) im Lobbyregister beim Deutschen Bundestag.

Weitere Informationen: www.kalk.de

¹⁰ EuLA (2021): Carbonation Study.