

CO₂-Transportinfrastrukturen für CCS-Systeme

Technische Anforderungen, Einsatzbereiche und die Rolle von Pipelines

Florentin Glockner, Maximilian Heneka, Johannes Schwarze und Frank Graf

Carbon Management, CO₂-Transport, CCS, Pipeline-Transport, Verunreinigungen, Transportinfrastruktur, CO₂-Reinheitsanforderungen, Transportbedingungen

Der Aufbau von CO₂-Transportinfrastrukturen ist eine zentrale Voraussetzung für die Umsetzung von Carbon Capture and Storage (CCS). Dieser Beitrag analysiert die physikalischen Eigenschaften von CO₂ sowie die technischen und ökonomischen Charakteristika verschiedener Transportoptionen. Die Untersuchung zeigt, dass die Wirtschaftlichkeit maßgeblich von der Transportmenge, Distanz und Kontinuität der CO₂-Ströme abhängt. Während flexible Transportoptionen insbesondere für kleine Mengen, große Distanzen und frühe Projektphasen geeignet sind, weisen Pipelines aufgrund ausgeprägter Skaleneffekte klare Kostenvorteile für große, kontinuierliche CO₂-Mengen auf und werden daher voraussichtlich das Rückgrat zukünftiger CO₂-Transportinfrastrukturen bilden. Gleichzeitig bestehen weiterhin Unsicherheiten hinsichtlich der zulässigen Grenzwerte für Verunreinigungen, die die Auslegung und Interoperabilität von Transportinfrastrukturen beeinflussen.

1. Hintergrund

Die Transformation hin zu einer klimaneutralen Industrie erfordert nicht nur neue klimaneutrale Produktionsverfahren und erneuerbare Energiequellen, sondern auch den Aufbau neuer Infrastrukturen. Neben dem Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft rückt dabei zunehmend auch der Umgang mit schwer oder nicht vermeidbaren CO₂-Emissionen aus Industrieprozessen in den Fokus [1]. Technologien zur Abscheidung, zum Transport und zur Speicherung von CO₂ (Carbon Capture and Storage, CCS) sind daher zunehmend Bestandteil aktueller technischer, wirtschaftlicher und regulatorischer Analysen [2].

Auf europäischer Ebene hat die Europäische Kommission mit der Industrial Carbon Management Strategy erstmals einen Hochlaufpfad für den Aufbau eines europäischen CO₂-Managementsystems skizziert [3, 4]. Ergänzend dazu sieht der Net-Zero Industry Act vor, dass innerhalb der Europäischen Union bis 2030 eine CO₂-Injektionskapazität von mindestens 50 Mio. t pro Jahr bereitgestellt wird [5]. Langfristige Szenarien der Europäischen Kommission gehen davon aus, dass bis 2040 etwa 280 Mio. t CO₂ jährlich abgeschieden werden müssen, mit einem möglichen Anstieg auf bis zu 450 Mio. t CO₂ pro Jahr im Jahr 2050 [2].

Auch in Deutschland hat sich der politische und regulatorische Rahmen zuletzt deutlich weiterentwickelt. Mit dem Inkrafttreten des Gesetz zur dauerhaften Speicherung und zum Transport von Kohlendioxid (KSpTG) am 25. November 2025 [6] wurden wesentliche Voraussetzungen für die bundeseinheitliche Regelung von Abscheidung, Transport und Speicherung von CO₂ sowie für den Aufbau eines CO₂-Pipelinenetzes geschaffen. Die geologische Speicherung wird dabei vor allem offshore ermöglicht, während die Onshore-Speicherung von CO₂ eine gesonderte Zulassung der jeweiligen Länder erfordert.

Laut einer Studie des VDZ wird für Deutschland ein CO₂-Aufkommen durch Abscheidung in Höhe von 6,5 Mio. t/a bis 2030 und etwa 45,5 Mio. t/a CO₂ bis 2045 prognostiziert [7]. Darüber hinaus sollen ab 2035 zusätzliche CO₂-Mengen für den Transit aus den Nachbarländern Österreich, Schweiz und Frankreich in einer Größenordnung von 15 bis 20 Mio. t/a anfallen [7].

Diese Emissionen entstehen überwiegend in großen industriellen Punktquellen. Dazu zählen insbesondere Anlagen der Zement- und Kalkindustrie und der thermischen Abfallbehandlung [7]. Hinzu kommen weitere Mengen aus anderen Industrieprozessen mit schwer vermeidbaren CO₂-

Emissionen, wie z. B. der Grundstoffchemie [7]. Charakteristisch für diese Quellen sind hohe standortspezifische Emissionen im Bereich von mehreren hunderttausend bis hin zu mehreren Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr, wobei der Anteil unvermeidbarer, prozessbedingter CO₂-Emissionen je nach Sektor und Anlage variiert [8–10].

Die Bewältigung dieser Emissionsmengen erfordert den Aufbau leistungsfähiger CO₂-Transportinfrastrukturen. Politische Strategien und Infrastrukturstudien gehen davon aus, dass sich in Europa langfristig ein länderübergreifendes CO₂-Transportnetz als Rückgrat entwickeln wird [2, 11], ergänzt durch maritime Transportketten zu Offshore-Speicherstandorten, beispielsweise in der Nordsee [1, 7]. In frühen Marktphasen sowie zur Anbindung kleinerer oder dezentraler Quellen werden zudem flexible Transportoptionen wie Schiene und Straße eine wichtige Rolle spielen [8].

Vor diesem Hintergrund gibt der vorliegende Beitrag einen Überblick über die transportrelevanten Eigenschaften von CO₂ sowie die wichtigsten technischen Optionen für dessen Transport. Besonderes Augenmerk gilt dabei den technischen Randbedingungen und infrastrukturellen Anforderungen des Pipelinetransports im Kontext zukünftiger länderübergreifender CO₂-Netze.

2. Transportrelevante Eigenschaften von CO₂

CO₂ ist unter Umgebungsbedingungen ein farbloses, geruchloses und nicht brennbares Gas. Entsprechend seiner molaren Masse von 44 g/mol ist es schwerer als Luft ($\approx 28,8$ g/mol). Relevant für die Auslegung von Transportketten ist das im

Vergleich zu anderen Gasen ausgeprägte und komplexe Phasenverhalten.

Bei Umgebungsdruck besitzt CO₂ keinen klassischen Schmelz- oder Siedepunkt (siehe Bild 1). Stattdessen liegt es entweder gasförmig vor oder geht bei Temperaturen unterhalb von -78,5 °C in den festen Zustand (Trockeneis) über. Erst bei Drücken oberhalb des Tripeldrucks von 5,2 bar kann CO₂ in flüssiger Form existieren. Bei Raumtemperatur wäre beispielsweise ein Druck von 59 bar erforderlich, um CO₂ zu verflüssigen.

Oberhalb des kritischen Punktes (31 °C und 74 bar) verschwindet die klare Grenze zwischen gasförmiger und flüssiger Phase. Unter diesen Bedingungen weist CO₂ eine hohe Dichte, ähnlich einer Flüssigkeit, auf, während gleichzeitig gastypische Eigenschaften wie das Fehlen einer freien Oberfläche erhalten bleiben.

Tabelle 1 fasst die wichtigsten Stoffeigenschaften von CO₂ zusammen.

Tabelle 1: Ausgewählte Stoffeigenschaften von CO₂ [12]

Stoffeigenschaft	Wert
Molare Masse	44 kg/kmol
Kritischer Druck	74 bar
Kritische Temperatur	31 °C
Tripelpunkt	5,2 bar
Tripelpunkttemperatur	-56,6 °C
Gasdichte (bei 0 °C und 1.013 mbar)	1,977 kg/m ³
Flüssigkeitsdichte (bei -50 °C und 7 bar)	1.155 kg/m ³

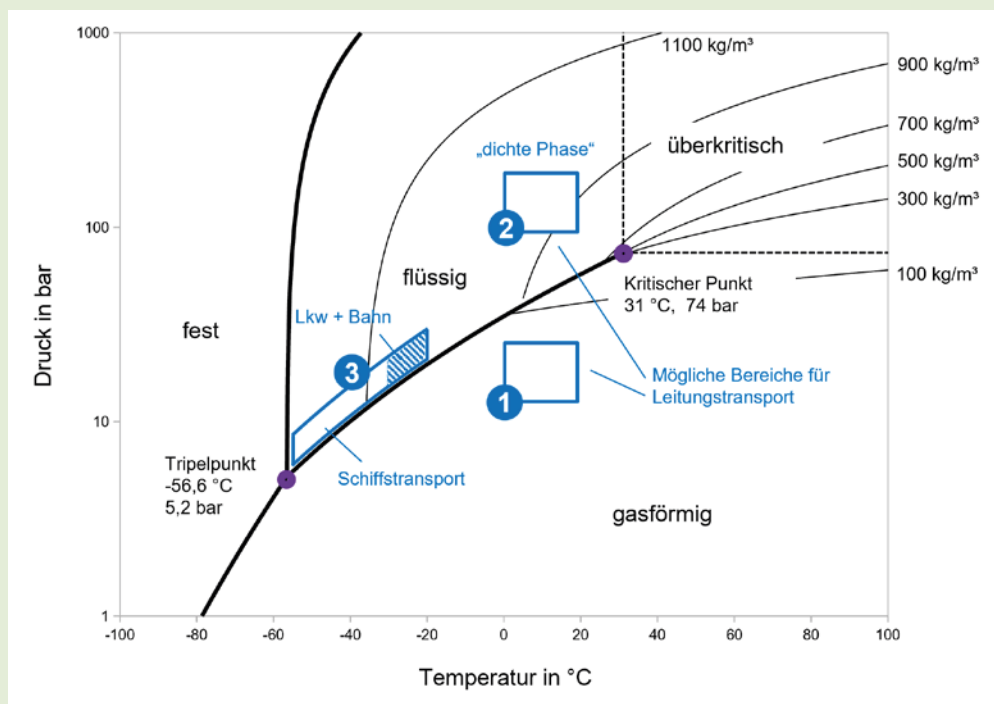


Bild 1: Phasendiagramm von CO₂ mit Dichtelinien sowie typischen Druck- und Temperaturbereichen verschiedener CO₂-Transportoptionen

Für den Transport von CO₂ werden aus Gründen der Volumen- und damit der Kosteneffizienz hohe Dichten angestrebt. Vor diesem Hintergrund haben sich in der Praxis drei grundlegende Transportzustände etabliert, die jeweils unterschiedliche Kompromisse zwischen erreichbarer Dichte, Energieaufwand (z. B. für Kompression oder Verflüssigung) und betrieblichen Anforderungen wie Phasenstabilität darstellen:

- Gasförmig (Pipeline)
- Dichte Phase (Pipeline)
- Flüssig (Straße, Schiene, Schiff)

Eine zentrale Herausforderung beim Transport von CO₂ ergibt sich aus der Lage von Tripel- und kritischem Punkt, die sich beide in der Nähe der typischen Transportbedingungen befinden (siehe **Bild 1**). Dadurch besteht grundsätzlich die Gefahr unerwünschter Phasenwechsel. Die damit verbundenen Dichteänderungen können zu Druckschwankungen führen und so die Integrität der Transportinfrastruktur beeinträchtigen sowie sicherheitsrelevante Risiken begünstigen [13].

Besonders kritisch sind schnelle Entspannungsprozesse, beispielsweise an Ventilen oder bei Leckagen. Ein plötzlicher Druckabfall aus dem flüssigen Zustand führt zu einer starken Temperaturabsenkung, die aus dem Zusammenspiel einer isenthalpen Expansionskühlung (Joule-Thomson-Effekt) und dem massiven Entzug von latenter Verdampfungswärme beim Phasenübergang von der flüssigen in die gasförmige Phase resultiert [14]. Dabei kann die Temperatur lokal bis in den Bereich der Sublimationstemperatur von CO₂ (ca. -78,5 °C bei Umgebungsdruck) absinken, sodass festes CO₂ (Trockeneis) entsteht. Die Bildung von Trockeneis kann zu Verblockungen führen und in Kombination mit den niedrigen Temperaturen Materialversprödung sowie Bauteilversagen begünstigen [15]. Eine präzise Kontrolle von Druck und Temperatur stellt daher eine zentrale Voraussetzung für den sicheren Betrieb von CO₂-Transportinfrastrukturen dar [13, 16, 17].

3. Transportoptionen für CO₂

Die im vorhergehenden Abschnitt beschriebenen physikalischen Eigenschaften von CO₂ bestimmen maßgeblich, unter welchen Bedingungen ein technischer Transport möglich und wirtschaftlich sinnvoll ist. Insbesondere das Phasenverhalten, die starke Abhängigkeit der Dichte von Druck und Temperatur sowie die Empfindlichkeit gegenüber Verunreinigungen beeinflussen die Auslegung von Transportinfrastruktur und Betriebsstrategien.

Grundsätzlich kann CO₂ über verschiedene Transportvektoren befördert werden, die sich hinsichtlich Transportkapazität, Transportdistanz, infrastrukturellem Aufwand sowie Flexibilität unterscheiden. Die Wahl des geeigneten Transportmittels hängt dabei insbesondere von drei Faktoren ab:

- der zu transportierenden CO₂Menge,
- der Transportdistanz sowie
- der zeitlichen Kontinuität der CO₂Ströme.

Für große und kontinuierliche CO₂-Mengen über mittlere bis große Distanzen gelten Pipelines in der Regel als die kostengünstigste Transportoption. Sie ermöglichen hohe Durchsatzraten bei vergleichsweise geringen spezifischen Transportkosten, erfordern jedoch hohe Anfangsinvestitionen und eine langfristig gesicherte Auslastung der Infrastruktur [16, 17]. Für den Transport von kleineren bis mittleren Mengen über große Distanzen kann der Transport per Schiff eine geeignete Alternative darstellen. Schiffstransporte bieten eine höhere Flexibilität hinsichtlich Routenführung und Skalierung der Transportmengen, setzen jedoch zusätzliche Infrastruktur wie Verflüssigungsanlagen, Hafenanlagen sowie Be- und Entladeeinrichtungen voraus [18]. Ergänzend dazu stehen der Transport per Bahn oder Lkw zur Verfügung. Diese werden typischerweise für den Transport von kleineren bis mittleren CO₂-Mengen über kurze bis mittlere Distanzen sowie als flexible Übergangslösung in frühen Projektphasen eingesetzt, insbesondere dann, wenn eine Pipelineinfrastruktur noch nicht verfügbar ist [19].

Die verschiedenen Transportoptionen unterscheiden sich nicht nur in ihrer technischen Ausgestaltung, sondern auch in den jeweils erforderlichen Druck- und Temperaturbedingungen. Während CO₂ in Pipelines typischerweise gasförmig oder in der dichten Phase transportiert wird, erfolgt der Transport per Schiff, Bahn oder Lkw in der Regel mit verflüssigtem CO₂ bei niedrigen Temperaturen und niedrigen bis moderaten Drücken (siehe **Bild 1**) [19–21].

3.1 Pipelinetransport

Der Transport von CO₂ in Pipelines ist eine technisch etablierte Technologie für große, kontinuierlich anfallende CO₂-Mengen [1, 8, 10]. Weltweit existierten im Jahr 2020 rund 9.000 km CO₂-Pipelines [1]. Das mit Abstand größte CO₂-Pipelinesystem befindet sich in den USA und umfasst eine Länge von knapp 8.000 km sowie eine jährliche Transportmenge von rund 70 Mio. t CO₂ [2, 22]. Ein Großteil dieser Infrastruktur wurde zwischen 2007 und 2014 im Kontext von Enhanced Oil Recovery (EOR)¹ errichtet. Neben den USA verfügt auch Kanada aufgrund der dortigen EOR-Aktivitäten über ein signifikantes CO₂-Pipelinetz [17]. Außerhalb Nordamerikas beschränken sich die praktischen Erfahrungen mit CO₂-Pipelines bislang auf einzelne Projekte, etwa in Europa oder im Nahen Osten (siehe **Tabelle 2**).

Die bisherigen Betriebserfahrungen beziehen sich überwiegend auf CO₂-Ströme aus reduzierenden Prozessumgebungen, insbesondere aus der Erdgasaufbereitung. Im Unterschied dazu stammt CO₂ aus CCS-Anwendungen typischerweise aus Rauchgasen und enthält oxidierende Spurstoffe. Abscheideanlagen für CO₂ aus Rauchgas mit anschließendem Pipelinetransport existieren in Nordamerika bislang nur an

¹ Enhanced Oil Recovery (EOR) bezeichnet Verfahren, mit denen durch gezielte physikalische oder chemische Maßnahmen (z. B. CO₂-Einspeisung) zusätzliches Erdöl aus bereits erschlossenen Lagerstätten gewonnen wird, das mit konventionellen Methoden nicht mehr förderbar ist.

Tabelle 2: Globale CO₂-Pipelineinfrastruktur im Jahr 2020 [1, 2, 22]

Land	Standort der CO ₂ -Pipelines	Länge in km
Vereinigte Staaten	Permian-Becken (West-Texas, New-Mexico, Colorado)	4.180
	Golfküste (Mississippi, Louisiana, Ost-Texas)	1.190
	Rocky Mountains (Colorado, Wyoming, Montana)	1.175
	Mittlerer Westen (Oklahoma, Kansas)	770
	Sonstige (Oklahoma, Michigan)	345
Kanada	Alberta	324
	Saskatchewan	66
	Weyburn	330
Norwegen	Hammerfest	153
Kroatien	Ivanić-Grad	88
Niederlande	Rotterdam	85
Vereinigte Arabische Emirate	Abu Dhabi	45
Saudi-Arabien	Uthmaniyah	85
Türkei	Bati Raman	90

den Kohlekraftwerken Petra Nova (USA) und Boundary Dam (Kanada).

In Europa befindet sich die CO₂-Pipelineinfrastruktur noch in einem frühen Entwicklungsstadium. Mit Ausnahme von Norwegen, den Niederlanden und Kroatien sind bislang keine CO₂-Transportleitungen in Betrieb. Die erste europäische Pipeline für CO₂ aus Rauchgas ist die im Jahr 2025 in Betrieb genommene, rund 100 km lange Leitung des Northern-Lights-Projekts in Norwegen, über die per Schiff angeliefertes CO₂ in eine Offshore-Speicherstätte transportiert wird [23]. Pipelines für gemischte CO₂-Ströme aus oxidierenden und reduzierenden Quellen existieren bisher nicht.

Die EU hat sich jedoch ehrgeizige Ziele gesetzt: Seit der Verabschiedung des „Fit for 55“ Pakets, das u. a. Anreize und Erleichterungen für den Aufbau einer grenzüberschreitenden Transport- und Speicherinfrastruktur für CO₂ enthält, wurden zahlreiche Projekte für CO₂-Hubs und den grenzüberschreitenden CO₂-Pipelinetransport als Vorhaben von gemeinsamen Interesse (projects of common interest, PCI) und Vorhaben von gegenseitigem Interesse (Projects of mutual interest, PMI) ausgewählt und gefördert (siehe **Bild 2**).

Zahlreiche weitere Projekte befinden sich derzeit in der Planungs- und Genehmigungsphase. So planen etwa der deutsche Fernleitungsnetzbetreiber Open Grid Europe (OGE) und das belgische Infrastrukturunternehmen Fluxys im Rahmen des Projekts „Ruhbens“ den Bau einer CO₂-Pipeline zwischen dem Duisburger Hafen (Duisport) und dem Port of Antwerp-Bruges. Die Pipeline soll eine Länge von rund 220 km aufweisen und zwischen Eynatten und Scholven ver-

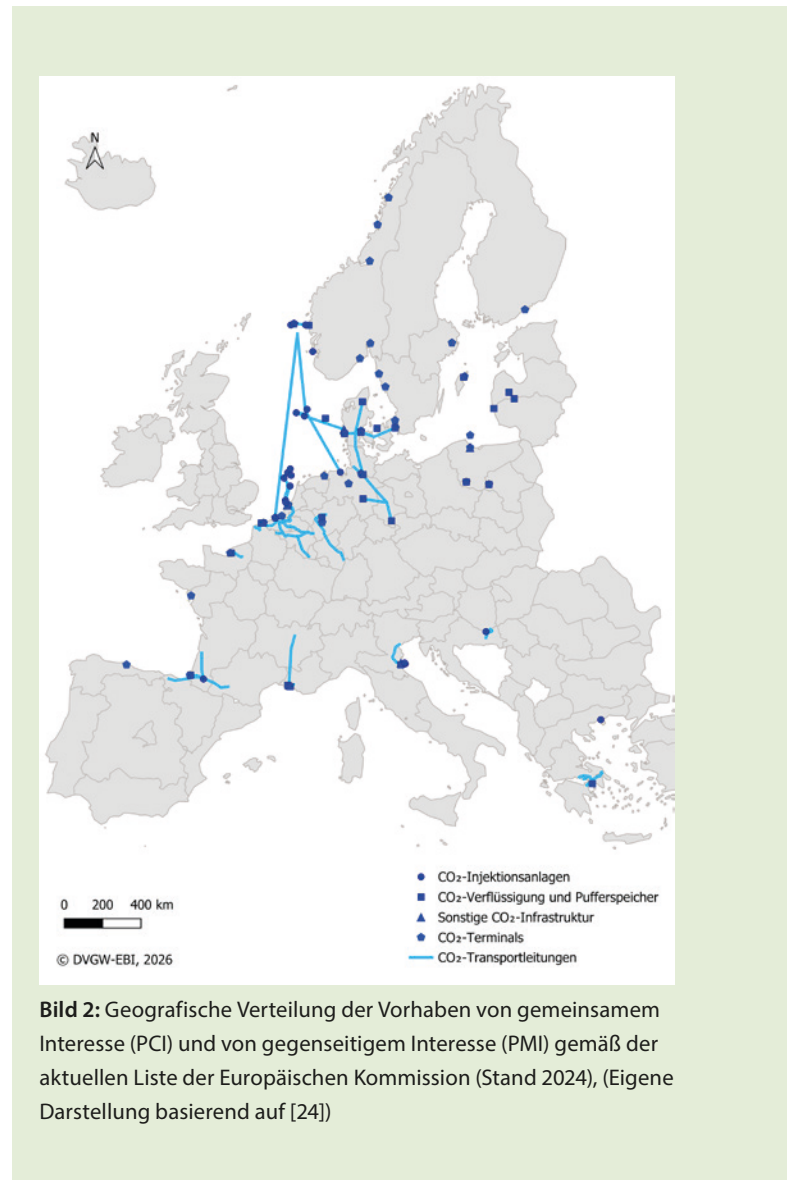


Bild 2: Geografische Verteilung der Vorhaben von gemeinsamem Interesse (PCI) und von gegenseitigem Interesse (PMI) gemäß der aktuellen Liste der Europäischen Kommission (Stand 2024), (Eigene Darstellung basierend auf [24])

laufen. Ziel des Projekts ist es, abgeschiedenes CO₂ aus industriellen Prozessen zu geologischen Speicherstätten, etwa unter der Nordsee, zu transportieren [25]. Aktuelle Szenarien gehen davon aus, dass bis zum Jahr 2050 ein europäisches CO₂-Netz mit einer Länge von 15.000 bis 19.000 km entstehen könnte [11]. In Deutschland plant der Fernleitungsnetzbetreiber OGE derzeit ein rund 1.000 km langes CO₂-Transportnetz, durch das perspektivisch bis zu 18 Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr fließen könnten. Die schrittweise Inbetriebnahme des Netzes soll ab 2028 beginnen [26].

3.1.1 Transportbedingungen

Obwohl Planung und Errichtung von CO₂-Pipelines in vielerlei Hinsicht auf den etablierten Verfahren für den Bau von Erdgas-Hochdruckleitungen basieren, ergeben sich aufgrund der spezifischen Stoffeigenschaften von CO₂ wesentliche Unterschiede in Auslegung und Betrieb. **Tabelle 3** gibt einen Überblick über die relevanten Zustände für den Pipelinetransport.

Aus Kosteneffizienzgründen sollten die Transportbedingungen beim Pipelinetransport immer so gewählt werden, dass diese einen guten Kompromiss zwischen Transportdichte, Handhabbarkeit des Betriebs sowie der Robustheit des Betriebsfensters gegenüber leicht veränderten Betriebsbedingungen (z. B. Druck- oder Temperaturschwankungen) darstellen. Für den großskaligen Transport von CO₂ über weite Strecken hat sich aus diesen Gründen der Transport in der sog. dichten Phase durchgesetzt, da dieser hohe Transportdichten mit vergleichsweise moderaten Anforderungen an den Pipelinebetrieb kombiniert [16, 17].

Die „dichte Phase“ ist in der Literatur nicht einheitlich definiert. Im Allgemeinen beschreibt sie einen Zustandsbereich mit hoher Dichte und erhöhtem Druck (vergleiche **Bild 1**). Im DVGW-Arbeitsblatt C 260 [29] (vorläufige revidierte Version als Gelbdruck veröffentlicht) wird die dichte Phase als der Bereich > 500 kg/m³ definiert, der den flüssigen Zustand nahezu vollständig sowie einen Teil des überkritischen Zustands umfasst. In diesem Dichtebereich erfolgt die Förderung üblicherweise nicht mehr mit Kompressoren, sondern mit Pumpen.

Um CO₂ in der dichten Phase zu halten und unerwünschte Mehrphasenströmungen in den Pipelines zu vermeiden, sind hohe Betriebsdrücke erforderlich. CO₂-Pipelines werden daher typischerweise im Bereich von etwa 80 bis 150 bar [16, 27] betrieben und liegen damit häufig am oberen Rand oder oberhalb der Druckbereiche von Erdgastransportleitungen.

Der Transport in der Gasphase bietet sich vor allem bei geringen Transportdistanzen an. Im Folgenden wird der Fokus auf den Transport von CO₂ in der dichten Phase unter den in **Tabelle 3** genannten Bedingungen gelegt, der im Kontext der aktuellen Planungen einer europäischen CO₂-Backbone-Infrastruktur von zentraler Bedeutung ist und als Standard für großskalige, grenzüberschreitende CO₂-Pipeline-Netzwerke gilt [10, 16, 27].

3.1.2 Technische Anforderungen

Die im Vergleich zu Erdgas anspruchsvolleren Transportbedingungen stellen erhöhte Anforderungen an die Auslegung und den Betrieb von CO₂-Pipelines. Aufgrund der hohen Betriebsdrücke werden tendenziell größere Rohrwanddicken benötigt, um die strukturelle Integrität sicherzustellen [30]. Gleichzeitig muss bei der hydraulischen Auslegung gewährleistet sein, dass der Druck entlang der gesamten Pipeline

stets oberhalb des Sättigungsdrucks bleibt, um unerwünschte Mehrphasenströmungen zu vermeiden. Druckverluste entstehen insbesondere durch Rohrreibung sowie durch Höhenunterschiede entlang der Trasse. Bei großen Transportdistanzen können daher Verdichter bzw. Pumpstationen erforderlich sein, um den Druck wieder anzuheben.

Eine zentrale Herausforderung bei der Auslegung von CO₂-Pipelines für den Transport in der dichten Phase sind die speziellen Anforderungen zur Absicherung gegen langlaufende Scherrisse, die sich ausgehend von einem initialen Riss unter ungünstigen Umständen entlang einer Rohrleitung fortpflanzen können. CO₂-Pipelines sind aufgrund der Dekompressionseigenschaften des Mediums anfälliger für langlaufende Scherrisse als z. B. Erdgaspipelines [31]. Im Erdgasbereich wird zur Abschätzung der Rissarresteigenschaften das Battelle-Two-Curve-Modell verwendet, dessen zugrundeliegende empirische Untersuchungen zu den in DIN EN ISO 3183 genormten Stahlsorten und Güteanforderungen für Pipeline-Stähle beigetragen haben [31]. Für CO₂ haben sich diese Bemessungsgrundlagen jedoch als nicht ausreichend konservativ erwiesen.

Grund dafür ist das abweichende thermodynamische Verhalten von CO₂ bei einem initialen Riss mit Freisetzung: Bei einem plötzlichen Druckabfall kühlt sich das CO₂ stark ab und der Druck sinkt bis auf die Phasengrenze, wo dieser dann über einen längeren Zeitraum verharrt, bis der Phasenwechsel hin zur Gasphase vollständig vollzogen ist. Diese Plateauphase wirkt als treibende Kraft für die Rissfortpflanzung, wodurch sich Risse in CO₂-Pipelines über große Entfernungen (im Extremfall über mehrere 100 m) ausbreiten können [31]. Um eine derartige Rissausbreitung zu verhindern („Rissarrest“), muss die Auslegung bei CO₂-Transportleitungen über die reine Innendruckbemessung hinaus erweitert werden und ein besonderer Fokus auf die Absicherung gegen langlaufende Scherrisse und Druckstöße gelegt werden. **Bild 3** veranschaulicht anhand eines schematischen Beispiels die daraus resultierenden Unterschiede in der Wanddickenbemessung von Erdgas- und CO₂-Pipelines.

Zur Vermeidung langlaufender Scherrisse stehen drei zentrale technische Maßnahmen zur Verfügung: die Erhöhung der Wanddicke, die Auswahl von Stählen mit hoher Zähigkeit sowie der Einsatz mechanischer Rissstopper [14].

Da Wanddicke und Materialzähigkeit in direkter Wechselwirkung stehen und gemeinsam den Rissarrest bestimmen,

Tabelle 3: Typische Transportbedingungen für den CO₂-Pipelinetransport [16, 27, 28]

Phase	Typische Bedingungen	Anmerkung
Gasförmig	Druck:	25 bis 35 bar
	Temperatur:	5 bis 25 °C
	Dichte:	< 100 kg/m ³
Dichte Phase	Druck:	80 bis 150 bar
	Temperatur:	< 30 °C
	Dichte:	800 bis 1.000 kg/m ³

Unterschiede in der Wanddickenauslegung von Erdgas- und CO₂-Pipelines

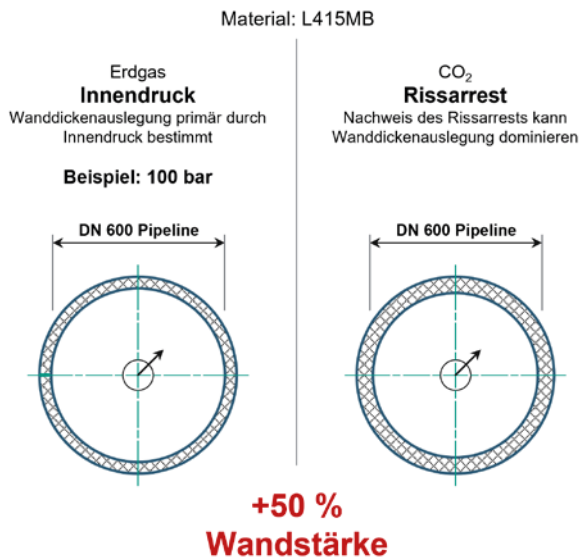


Bild 3: Einfluss des Rissarrestnachweises auf die erforderliche Wanddicke einer DN 600 CO₂-Pipeline im Vergleich zu einer DN 600 Erdgas Pipeline (100 bar) (Eigene Berechnung auf Basis von [32]. Darstellung nicht maßstabsgetreu)

erfordert die Auslegung von CO₂-Pipelines gezielt angepasste Stähle mit erhöhter Duktilität [33]. In der Praxis wird häufig eine Auslegung über eine ausreichend hohe Materialzähigkeit bevorzugt, da diese im Schadensfall kürzere Risslängen ermöglicht als der alleinige Einsatz von Rissstoppern [33].

Risstopper sind spezielle mechanische Bauteile, die um Rohrleitungen herum installiert werden [14]. Sie werden in definierten Abständen entlang der Pipeline angebracht und dienen dazu, die Rissausbreitung gezielt zu begrenzen, indem sie den Riss mechanisch stoppen und somit die potenzielle Freisetzungsmenge reduzieren [14, 16, 34]. Sie kommen insbesondere dann zum Einsatz, wenn ein inhärenter Rissarrest durch das Rohrmaterial allein nicht sichergestellt werden kann oder wirtschaftliche Grenzen erreicht werden, d. h. wenn die hierfür erforderlichen Wanddicken oder Materialzähigkeiten zu unverhältnismäßig hohen Material-, Bau- und Installationskosten führen. Zudem setzen die erhöhten Anforderungen an die Wanddicke auch praktische Grenzen: Beim Transport von CO₂ in der dichten Phase werden derzeit maximale Nennweiten von etwa DN 800 angenommen [30, 31]. Gründe dafür sind die eingeschränkte Handhabbarkeit schwerer Rohrsegmente auf der Baustelle sowie die eingeschränkte Schweißbarkeit [30].

In der Praxis kommen daher häufig kombinierte Auslegungskonzepte zum Einsatz, bei denen eine moderat erhöhte Wanddicke, geeignete Materialeigenschaften und der punktuelle Einsatz von Risstoppfern miteinander kombiniert werden [14]. Der aktuelle Kenntnisstand hinsichtlich der Wanddickenbemessung bei CO₂-Pipelines wird in

ISO 27913 [14] bzw. DVGW-Arbeitsblatt C 463 [32] beschrieben.

In Bezug auf die Umrüstbarkeit bestehender Erdgastransportleitungen auf CO₂ bedeuten die anspruchsvollen Betriebsbedingungen des CO₂-Pipeline-transportes, dass eine Umstellung nur in sehr begrenztem Umfang und ausschließlich für den Transport von gasförmigem CO₂ in Frage kommen dürfte, da die maximalen Betriebsdrücke bzw. Wandstärken sowie Werkstoffe der bestehenden Erdgastransportleitungen in der Regel nicht den Anforderungen für einen Transport von CO₂ in der dichten Phase entsprechen [11, 35]. Bei geringen Transportmengen kann eine Umstellung auf den Transport von gasförmigem CO₂ jedoch eine praktikable Lösung darstellen [11].

3.1.3 Reinheitsanforderungen

Neben den mechanischen Anforderungen spielt auch die chemische Zusammensetzung des transportierten CO₂ eine zentrale Rolle für den sicheren Pipelinebetrieb. Die erforderliche CO₂-Reinheit ergibt sich dabei aus zwei wesentlichen Aspekten: Zum einen muss beim Transport in der dichten Phase die Bildung eines Zweiphasengebiets vermieden werden, was eine Begrenzung von Begleitgasen erfordert. In der Praxis wird dies in der Regel durch CO₂-Konzentrationen von ≥ 98 Vol.-% sichergestellt werden. Zum anderen müssen reaktive Spurstoffe auf sehr niedrige Konzentrationen begrenzt werden, um unerwünschte chemische Reaktionen zu vermeiden, die zu Korrosion führen können.

Besonders kritisch sind dabei oxidierende sowie schwefelhaltige Komponenten wie O₂, NO_x, SO_x und H₂S. In Kombina-

tion mit Wasser oder anderen polaren Komponenten (z. B. Glykolen) können diese Stoffe zur Bildung korrosiver Phasen führen [36]. Beispielsweise können Schwefelverbindungen in Gegenwart von O₂ oder NO_x zu Schwefelsäure reagieren. Aufgrund der sehr geringen Löslichkeit von Schwefelsäure in flüssigem CO₂ können bereits geringe Konzentrationen zur Bildung einer vom CO₂ getrennten sauren wässrigen Phase und damit zu erheblicher Korrosion führen. Auch die Bildung von Salpetersäure aus Stickoxiden ist möglich, wird jedoch aufgrund der höheren Löslichkeit im CO₂ meist als weniger kritisch bewertet. Reaktionen zwischen H₂S und oxidierenden Substanzen können zudem zur Bildung von elementarem Schwefel führen, was Ablagerungen und Verblockungen verursachen kann. Insgesamt handelt es sich um ein komplexes Reaktionssystem, in dem Stickoxide sowohl als Oxidationsmittel wie auch als homogene Katalysatoren wirken können [36].

Vor diesem Hintergrund definieren technische Regelwerke und projektspezifische Standards sehr niedrige Grenzwerte für kritische Spurstoffe, häufig im einstelligen ppm-Bereich. Aktuelle Entwicklungen zeigen jedoch, dass diese Grenzwerte weiterhin angepasst werden: So wurden im Projekt Northern Lights die zulässigen Konzentrationen einzelner Komponenten (NO_x, H₂S) nachträglich deutlich reduziert. Auch im Rahmen des Porthos-Projekts wurde inzwischen öffentlich kommuniziert, dass auf Basis der CO₂-Spezifikation von 2021 Korrosionsschäden nicht sicher ausgeschlossen werden können, weshalb die zu erwartenden Spurstoff-Konzentrationen aus den im Bau befindlichen Abscheide-Anlagen erneut evaluiert wurden [37] (siehe **Tabelle 4**). Eine abschließende Bewertung der notwendigen CO₂-Qualität im Rahmen von CCS-Projekten ist derzeit daher nicht möglich und Gegenstand laufender nationaler und europäischer Regelsetzungsprozesse.

3.2 CO₂-Transport per Schiff

Der Transport von CO₂ per Schiff ist seit Jahrzehnten industrielle Praxis. Dabei wird flüssiges CO₂ von großen Punktquellen, wie z. B. Ammoniakanlagen, zu Verteilerterminals an der Küste transportiert und von dort per Lkw an die Endabnehmer verteilt [18]. Der europäische Markt für flüssiges CO₂ umfasste im Jahr 2022 rund 4 Mio. t pro Jahr, wovon etwa 40 % auf die Lebensmittel- und Getränkeindustrie entfielen [39]. Entsprechend überschaubar ist die bestehende Flotte an CO₂-Tankschiffen. Im Jahr 2022 waren lediglich vier CO₂-Carrier für die Belieferung von Industriekunden in Nordeuropa im Einsatz [40]. Mit Kapazitäten von 1.200 bis 1.800 t CO₂ sind diese Schiffe im Vergleich zu den Transportvolumina, die im Rahmen des CCS-Hochlaufs benötigt werden, deutlich unterdimensioniert.

Mit dem zunehmenden Interesse an Carbon Capture and Storage (CCS) und der Entwicklung grenzüberschreitender CO₂-Logistikketten gewinnt der maritime Transport jedoch zunehmend an Bedeutung. Insbesondere für große Transportdistanzen oder für Regionen ohne Offshore-Pipelineanbindung stellt der Schiffstransport eine flexible Alternative dar. Gleichzeitig ermöglicht er eine schrittweise Skalierung der Transportkapazitäten, da zunächst kleinere Volumina transportiert und die Flottenkapazitäten später erweitert werden können.

3.2.1 Aktuelle Entwicklungen im Bereich der CO₂-Transportschiffe

Das weltweit erste speziell für den CO₂-Transport konzipierte Schiff, die Coral Carbonic, wurde 1999 in den Niederlanden nach dem Vorbild gängiger LPG-Tanker gebaut [41]. Heute ist der CO₂-Tanker unter dem Namen „Helle“ unter norwegischer Flagge für Nippon Gases im Einsatz. Das Schiff verfügt über

Tabelle 4: Übersicht zulässiger Spurenstoff-Grenzwerte ausgewählter CCS-Projekte [38]

	Grenzwerte in ppmv	H ₂ O	O ₂	NO _x	SO _x	H ₂ S
EIGA ¹	Lebensmittel-Standard	20	30	NO: 2,5 NO ₂ : 2,5	1	0,1
Europäische CCS-Standards	Porthos Spezifikation (2021)	70	40	5	S-ges.: 20	5
	Porthos informativ (2025) [37]	20	10	2,5	3	1,5
	Aramis Pipeline (2023)	70	40	2,5	S-ges.: 20	S-ges.: 20
	Aramis Schiffstransport (2023)	30	10	1,5	10	5
	Northern Lights Revision 0 (2019)	30	10	10	10	9
	Northern Lights Revision 1 (2024)	30	10	1,5	10	9
	Northern Lights Revision 2 (2025)	30	10	1,5	10	1
	Equinor (2026)	30	10	1,5	S-ges.: 2	0,1

1: European Industrial Gases Association

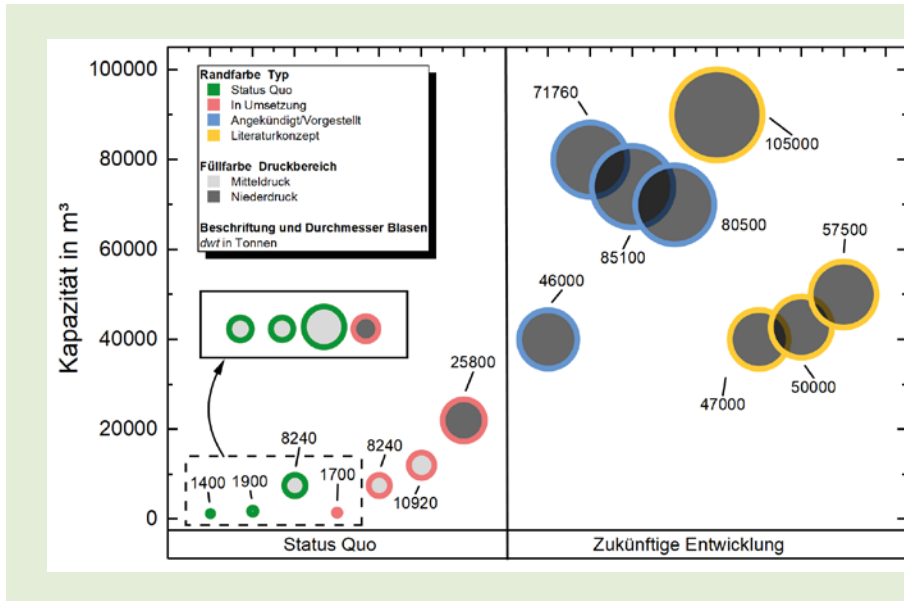


Bild 4: Transportkapazitäten aktueller und zukünftiger CO₂-Tankschiffe [15, 18, 33, 40, 41, 43–47, 54–59]

einen zylindrischen Typ C Drucktank mit einer Kapazität von rund 1.400 t CO₂ [41]. Der Tank ist für einen maximalen Betriebsdruck von 18 bar ausgelegt und damit dem sogenannten Mitteldruckbereich zugeordnet. Aufgrund der Transporttemperaturen von -20 bis -30 °C ist der Tank zur Minimierung des Wärmeeintrags und der damit verbundenen Boil-off-Gasbildung mit einer 150 mm dicken Polyurethanschaumisolierung ummantelt [42].

In jüngster Vergangenheit ist ein deutlicher Entwicklungssprung hin zu größeren CO₂-Carriern zu verzeichnen. So wird im Rahmen des Projekts „Northern Lights“ derzeit eine dedizierte CO₂-Transportflotte aufgebaut. Die ersten Schiffe, die „Northern Pioneer“ und die „Northern Pathfinder“, wurden 2020 fertiggestellt; 2025 folgte mit der „Northern Phoenix“ das dritte Schiff [42–45]. Ein weiterer CO₂-Carrier befindet sich derzeit im Bau und soll 2026 ausgeliefert werden [46] [47]. Die Schiffe verfügen über eine Speicherkapazität von 7.500 m³ (≈ 8.000 t CO₂). Die Tanks sind für Temperaturen bis -35°C und einen maximalen Druck von 19 bar ausgelegt [48]. Die Auslegung basiert weitgehend auf den bewährten Technologien aus dem LPG-Bereich, die an die spezifischen Anforderungen des CO₂-Transports angepasst wurden [49]. Bis 2029 sind vier weitere Schiffe mit einer Kapazität von jeweils 12.000 m³ (≈ 12.500 t CO₂) angekündigt [46].

3.2.2 Neue Tankkonzepte für den großskaligen CO₂-Transport

Für den Transport größerer CO₂-Mengen setzen neue Speichertankkonzepte zunehmend auf Niederdruck-Speichertanks, die aufgrund des niedrigeren Drucks geringere Wandstärken und damit ein höheres Transportvolumen pro Tank ermöglichen [15, 18]. Diese Tankkonzepte sind in der Regel auf Drücke von 6 bis 9 bar und Temperaturen von -50 °C ausgelegt, sodass das CO₂ beim Transport nahe dem Tripelpunkt gespeichert wird. Aktuell arbeiten mehrere Werften und Zulieferer an Konzepten für sogenannte LCO₂-Carrier mit

Kapazitäten von 40.000 bis 80.000 m³ (≈ 42.000 bis 84.000 t CO₂) [10, 15, 18]. Am 6. Januar wurde mit der „Active“ der weltweit erste Low-Pressure-LCO₂-/Multi-Gas-Carrier mit einer Kapazität von 22.000 m³ (≈ 24.000 t CO₂) an die Capital Clean Energy Carriers Corp. (CCEC) ausgeliefert. Das von Hyundai Mipo Dockyard (HMD) gebaute Schiff ist das erste von vier geplanten Schwesterschiffen und für den Transport von CO₂ unter Niederdruckbedingungen ausgelegt, kann jedoch auch LPG, Ammoniak und ausgewählte petrochemische Produkte befördern [50].

Ein alternativer Ansatz zu Nieder- und Mitteldrucktanksystemen wurde 2023 im Rahmen einer Konzeptstudie von Knutsen NYK Carbon Carriers (KNCC) vorgestellt. Dieses Konzept basiert auf dem Transport von CO₂ unter erhöhtem Druck (35 bis 45 bar) und bei Temperaturen von 0 bis 10 °C [51, 52]. Statt in großen Tanks wird das CO₂ in Bündeln von vertikal gestapelten Druckzylindern gespeichert [53]. Das Konzept basiert auf den Prinzipien des Transports von komprimiertem Erdgas (CNG) und hat am 9. Juni 2023 von DNV ein „General Approval for Ship Application“ (GASA) Zertifikat erhalten [51].

Bild 4 gibt einen Überblick auf die aktuelle und zukünftige Entwicklung von CO₂-Transportschiffen. Eine Zusammenfassung der Transportbedingungen sowie der jeweiligen Vor- und Nachteile der genannten Schiffs- bzw. Speichertankkonzepte ist in **Tabelle 5** dargestellt.

Die Transportbedingungen haben neben dem Schiffsdesign und der maximalen Transportkapazität auch einen starken Einfluss auf die Auslegung der notwendigen Infrastruktur am Terminal (Ladearme, Speichertanks, Verflüssigung). Aufgrund der Skaleneffekte bei großen Transportvolumina wird der Niederdrucktransport trotz des komplexeren Handlings derzeit als besonders vielversprechende Option für den großskaligen CO₂-Transport über große Entfernungen diskutiert [10, 61, 65].

Tabelle 5: Betriebsbedingungen für den CO₂-Transport per Schiff [10, 18, 60–64]

Tank-/Betriebs-konzept	Bedingungen	Kernaspekte
Niederdruck	Druck:	6 bis 10 bar
	Temperatur:	-55 bis -45 °C
	Dichte:	≈ 1.100 kg/m ³
Mitteldruck	Druck:	15 bis 18 bar
	Temperatur:	-30 bis -25 °C
	Dichte:	≈ 1.000 kg/m ³
Hochdruck	Druck:	35 bis 45 bar
	Temperatur:	0 bis 10 °C
	Dichte:	≈ 900 kg/m ³

3.3 Bahn- und Straßentransport

Neben dem pipeline- und schiffsbasierten Transport kann CO₂ auch auf der Straße oder der Schiene transportiert werden. Diese diskontinuierlichen Transportoptionen stehen in der CCS-Literatur weniger stark im Fokus und werden häufig als „Enabler“ für einen frühzeitigen Hochlauf von CCS-Wertschöpfungsketten bzw. als ergänzende Transportoptionen im Rahmen multimodaler Infrastrukturkonzepte diskutiert [8, 66–68]. Bahn- und Straßentransport sind vor allem dort relevant, wo die anfallenden CO₂-Mengen vergleichsweise gering sind, die Emissionsquellen räumlich verteilt vorliegen und eine feste Transportinfrastruktur noch nicht wirtschaftlich errichtet werden kann [69–71].

3.3.1 Schienentransport

Der Transport von CO₂ per Bahn ist technisch grundsätzlich möglich, wird in Europa bislang jedoch nur in begrenztem Umfang praktiziert [18]. Der Transport erfolgt dabei in der flüssigen Phase bei Drücken von etwa 15 bis 20 bar und Temperaturen von -20 bis -30 °C in speziellen Kesselwagen [7, 72]. Als Tanks werden in der Regel robuste, doppelwandige, vakuumisolierte Stahl-Druckbehälter eingesetzt, die konstruktiv weitgehend den für Flüssiggas (LPG) eingesetzten Behältnissen entsprechen [19]. Diese bestehen typischerweise aus einem inneren Drucktank aus niedriglegiertem Stahl oder Edelstahl sowie einem äußeren Schutzmantel aus Kohlenstoffstahl [70]. Der Zwischenraum ist evakuiert und häufig mit Perlit oder Polyurethan-Schaum gefüllt, um Wärmeeintrag zu minimieren und ein Verdampfen des verflüssigten CO₂ während des Transports zu begrenzen [73]. Die Tanks sind zudem mit Sicherheitsventilen, Druck- und Temperaturüberwachung sowie Be- und Entladeanschlüssen ausgestattet, wie sie für den Transport von kryogenen Gasen üblich sind [73]. Neben der Druck- und Temperaturbeständigkeit steht beim Kessel-design auch die strukturelle Integrität bei Kollisionen im Fokus [74], während Gewichtsaspekte, anders als bei Straßen-

tankfahrzeugen, eine weniger dominierende Rolle spielen. Ein einzelner in Europa² typischerweise eingesetzter Druckkesselwagen kann 66 t verflüssigtes CO₂ transportieren [75]. Bei Ganzzügen mit etwa 20 bis 30 Kesselwagen [7, 75] ergeben sich somit typische Transportkapazitäten von 1.320 bis 1.980 t CO₂ pro Fahrt.

Als potenzielle Einsatzfelder für den Schienentransport werden insbesondere Binnenregionen mit industriellen CO₂-Quellen diskutiert, in denen Emissionsquellen weder entlang zukünftiger Pipelinekorridore liegen noch an eine Hafeninfrastruktur angebunden sind [69]. In Studien zur Entwicklung europäischer CCS-Transportketten wird der Schienentransport daher vor allem als Option für die Verbindung von Industrieclustern mit Küstenterminals oder Pipelineknotenpunkten betrachtet sowie als temporäre Übergangslösung bis entsprechende Pipeline-Infrastrukturen verfügbar sind [2, 7]. Direkte Bahntransporte von einzelnen Emissionsquellen sind vor allem dort realistisch, wo bereits ein Gleisanschluss zur Verfügung steht [69, 70].

3.3.2 Straßentransport

Der Transport von verflüssigtem CO₂ per Straßentankwagen ist in Europa seit Jahrzehnten etablierte industrielle Praxis [18]. Industriegasunternehmen wie Linde, Nippon Gases oder Yara betreiben europaweite Logistikketten, in denen CO₂ aus großskaligen Produktionsanlagen, wie z. B. Ammoniak- oder Bioethanolanlagen, zu regionalen Verteilzentren oder direkt zu industriellen Abnehmern transportiert wird [27, 76, 77].

² Studien zum CO₂-Schienentransport in den USA zeigen, dass ein einzelner Druckkesselwagen unter dortigen Rahmenbedingungen typischerweise etwa 80 bis 83 t verflüssigtes CO₂ transportieren kann, bei einem Tankvolumen von rund 83 m³ [70, 72]. Diese Werte beziehen sich auf in Nordamerika eingesetzte standardisierte CO₂-Kesselwagen (z. B. DOT103/DOT105), die unter den dort geltenden Infrastruktur- und Gewichtsgrenzen betrieben werden (größere Lichtraumprofile, höhere zulässige Achslasten).

Diese Lieferketten versorgen insbesondere Anwendungen in der Lebensmittel- und Getränkeindustrie, der Metallverarbeitung sowie der chemischen Industrie [62, 74].

Typische Straßentankwagen haben ein Tankvolumen von 25 bis 30 m³, woraus sich eine Transportkapazität von etwa 20 bis 30 t CO₂ pro Fahrt ergibt [27]. Ähnlich wie beim Schienentransport wird das CO₂ in flüssiger Phase bei Drücken von etwa 15 bis 18 bar und Temperaturen zwischen -20 und -30 °C transportiert [27]. Der Aufbau der Tanks unterscheidet sich von den Kesselwagen durch eine stärkere Ausrichtung auf ein möglichst geringes Transportgewicht [70]. Die Transportbehälter für verflüssigtes CO₂ sind als isolierte Druckbehälter mit einem inneren Drucktank aus Kohlenstoffstahl und einer leichten äußeren Hülle (häufig aus Aluminium) ausgeführt [78]. Zwischen beiden Schalen befindet sich eine mehrschichtige Wärmedämmung aus Polyurethanschaum, die den Wärmeeintrag während des Transports reduziert und damit den Druckanstieg im Tank verzögert [27, 70].

Im Kontext aktueller CCS-Projekte wird der Straßentransport teilweise als Übergangs- oder Sammellösung eingesetzt. Im norwegischen Longship-Programm wird beispielsweise abgeschiedenes CO₂ aus Industrieanlagen zunächst per Lkw zu Hafenanlagen transportiert und anschließend per Schiff zur Speicherinfrastruktur des Northern-Lights-Projekts gebracht, wo es anschließend offshore gespeichert wird [18]. Ähnliche Konzepte werden in (europäischen) CCS-Planungsstudien für kleinere oder räumlich isolierte Emissionsquellen diskutiert, bei denen eine Pipelineanbindung wirtschaftlich nicht darstellbar ist [62, 72, 73].

4. Einsatzbereiche der Transportoptionen

Aus der vorangegangenen Analyse wird deutlich, dass keine Transportoption pauschal überlegen ist. Vielmehr ergeben sich je nach Mengengerüst, Transportdistanz, zeitlicher Kontinuität der CO₂-Ströme sowie der Verfügbarkeit von Infrastruktur unterschiedliche techno-ökonomische Einsatzbereiche.

Für große, kontinuierlich anfallende CO₂-Mengen stellt der Pipelinetransport in der Regel die kosteneffizienteste Lösung dar. Aufgrund der hohen anfänglichen Investitionskosten (CAPEX), aber vergleichsweise geringen variablen Betriebskosten (OPEX) profitieren Pipelines in besonderem Maße von Skaleneffekten [64].

Insbesondere bei großen Onshore-Transportmengen von mehr als 2 Mio. t CO₂ pro Jahr gelten sie häufig unabhängig von der Distanz als wirtschaftlich überlegen [8]. Im Vergleich zum Schiff verschiebt sich die Wirtschaftlichkeitsgrenze mit steigender Transportmenge zunehmend zugunsten der Pipeline. Bei 2 bis 5 Mio. t CO₂ pro Jahr sind Pipelines typischerweise bei Transportdistanzen bis etwa 500 bis unter 1.000 km im Vorteil [27, 61, 64]; bei Transportmengen ab etwa 6 Mio. t CO₂ pro Jahr sogar bis rund 1.000 km (offshore) bzw. 1.500 bis 1.700 km (onshore) [76, 79].

Bei geringen (< 1 Mio. t/a) bis sehr geringen Transportmengen (< 0,5 Mio. t/a) oder sehr großen Distanzen ver-

schiebt sich der wirtschaftliche Vorteil zugunsten flexiblerer Transportoptionen wie Bahn und Lkw bzw. Schiff.

Für große, kontinuierlich anfallende Transportmengen auf sehr kurzen Distanzen (typischerweise < 150 km [80]), etwa als Sammelleitung zur gebündelten Zuleitung mehrerer kleiner CO₂-Ströme in ein übergeordnetes Transportnetz, kann der gasförmige Pipelinetransport eine Alternative darstellen [81]. In der Literatur spielt dieser Ansatz bislang jedoch nur eine untergeordnete Rolle, was auch auf die bislang begrenzte praktische Relevanz entsprechender Anwendungsfälle zurückzuführen ist. Der Transport erfolgt typischerweise bei Drücken von 25 bis 35 bar und Umgebungstemperatur (5 bis 25 °C) [27]. Aufgrund der geringen Dichte (ca. 80 kg/m³ bei 30 bar [27]) und des damit verbundenen großen Volumens sind vergleichsweise große Rohrdurchmesser erforderlich. Für den Transport größerer Mengen können die erforderlichen Rohrdurchmesser sogar die Größen kommerziell verfügbarer Standardrohre überschreiten [80], was bei der Planung und Auslegung zu berücksichtigen ist. So können beispielsweise für eine Transportmenge von 6 Mio. t/a bereits Rohrdurchmesser im Bereich von DN 1400 erforderlich werden.

Gleichzeitig eröffnet das niedrige Druckniveau grundsätzlich die Möglichkeit, Erdgastransportleitungen für den Transport von gasförmigem CO₂ umzuwidmen. Laut [81] könnten dadurch Investitionskosten von bis zu 80 % im Vergleich zum Neubau eingespart werden.

Der Transport per Schiff konkurriert insbesondere bei mittleren bis großen Distanzen mit dem Pipelinetransport, wird jedoch in der Praxis häufig als komplementäre Lösung eingesetzt, insbesondere in der Hochlaufphase. Das liegt zum einen an der hohen Flexibilität, da sich Transportkapazitäten vergleichsweise einfach durch den Einsatz zusätzlicher oder größerer Schiffe skalieren lassen [82], und zum anderen an der Möglichkeit, dezentrale („gestrandete“) Quellen anzubinden, für die sich der Aufbau einer Pipelineinfrastruktur nicht rechnet [28].

Im Gegensatz zu Pipelines ist die Kostenstruktur deutlich stärker durch laufende Betriebskosten (OPEX) als durch hohe Anfangsinvestitionen (CAPEX) geprägt. Dadurch steigen die spezifischen Transportkosten mit zunehmender Distanz weniger stark an als bei Pipelines [61, 83]. Weitere Vorteile ergeben sich bei kurzen Projektlaufzeiten (< 20 Jahre), da sich die hohen CAPEX von Pipelines in diesem Zeitraum oft nicht vollständig amortisieren [62]. Die Wirtschaftlichkeitsgrenze, ab der der Schiffstransport gegenüber der Pipeline kostenvorteilhaft ist, hängt maßgeblich vom Zusammenspiel von Transportmenge und -distanz ab. Da Pipelines bei steigenden Durchsatzmengen stark von Skaleneffekten profitieren, verschiebt sich diese Grenze mit zunehmendem Transportmengen deutlich zugunsten der Pipeline. Während der Schiffs-transport bei sehr kleinen Mengen (< 0,5 Mio. t/a) bereits ab Distanzen von etwa 115 bis 200 km konkurrenzfähig sein kann [28, 64], steigt die entsprechende Break-even-Distanz bei 1 Mio. t/a bereits auf 250 bis 320 km [28, 84]. Bei größeren Transportmengen ist der Schiffstransport erst bei sehr großen

Transportdistanzen (> 500 bis > 1.000 km) wirtschaftlich konkurrenzfähig [64].

Bahn- und Straßentransport sind vor allem für kleinere bis mittlere CO₂-Mengen sowie für kurze bis mittlere Distanzen relevant und zeichnen sich durch eine hohe Flexibilität bei gleichzeitig geringen Anfangsinvestitionen aus. Sie eignen sich dadurch vor allem als Übergangslösungen für frühe Projektphasen, zur Anbindung dezentraler Emittenten oder bei kurzen Projektlaufzeiten [72, 73, 78].

Der Straßentransport bietet die größte operative Flexibilität, ist jedoch durch die begrenzte Kapazität der Tankfahrzeuge geprägt. Eine Erhöhung des Durchsatzes erfordert daher eine nahezu proportionale Skalierung der Transportlogistik, d. h. zusätzliche Fahrten, Fahrzeuge und Personal [71], wodurch Skaleneffekte weitgehend ausbleiben. Gleichzeitig dominieren variable Betriebskosten (insbesondere für Personal und Kraftstoff), die mit jedem gefahrenen Kilometer nahezu linear ansteigen [70]. In der Literatur wird der wirtschaftliche Einsatzbereich des Straßentransports typischerweise bei kleineren Quellen in der Größenordnung von etwa 0,1 Mio. t CO₂ pro Jahr und kurzen bis mittleren Transportdistanzen von unter 250 km verortet [70, 71, 83]. Bei größeren

Entfernungen steigen die Kosten des Lkw-Transports oft sprunghaft an, da gesetzliche Ruhezeiten für Fahrer zusätzliche Zwischenstopps oder einen zweiten Fahrer erforderlich machen [70]. Insgesamt hängen Leistungsfähigkeit und Wirtschaftlichkeit des Straßentransports stark von operativen Parametern wie Umlaufzeit, Fahrtenfrequenz sowie der Dauer für Be- und Entladung ab [27, 70], sodass die Transportkosten in hohem Maße projektspezifisch sind [78].

Der Bahntransport ist insbesondere dort vorteilhaft, wo bestehende Gleisanschlüsse genutzt werden können, aber kein direkter Zugang zu einer Pipelineinfrastruktur besteht („gestrandete“ Quellen) [69]. Mehrere Studien ordnen den wirtschaftlichen Einsatzbereich des Schienentransports für mittlere bis lange Distanzen ab etwa 500 km und jährlichen Transportmengen im Bereich von unter 0,3 bis zu 1 Mio. t CO₂ pro Jahr ein [69, 70, 83, 85]. Die Wirtschaftlichkeit wird dabei maßgeblich durch die Auslastung der Kesselwagen, die Verfügbarkeit der Infrastruktur sowie den Be- und Entladezeiten beeinflusst [21, 70]. Entsprechend ist die Kostenstruktur auch hier stark standortspezifisch und wird wesentlich durch variable Betriebskosten wie Trassengebühren und Personal beeinflusst [70].

Tabelle 6: Vergleich der CO₂-Transportoptionen hinsichtlich typischer Einsatzbereiche und techno-ökonomischer Charakteristika

Transportoption	Typischer Transportzustand	Typischer Einsatzbereich	Break-Even-Distanz	Kostenstruktur	Skaleneffekte	Flexibilität	Typische Anwendung
Pipeline	Dichte Phase	> 2 Mio. t/a	bis ≈ 1.000 km (2-5 Mio. t/a); bis ≈ 1.700 km (> 6 Mio. t/a)	Hohe CAPEX, niedrige OPEX	Sehr hoch	Gering	Großskaliger, kontinuierlicher Transport
	Gasphase	> 2 Mio. t/a	bis 150 km	Sehr hohe CAPEX ¹ , niedrige OPEX	Sehr hoch ²	Gering	Großskaliger, kontinuierlicher Transport auf sehr kurzen Distanzen ¹
Schiff	Flüssig (Mitteldruck, Niederdruck)	< 1 Mio. t/a; (bei sehr großen Distanzen auch > 1 Mio. t/a)	bis 300 km (≤ 1 Mio. t/a); ab 500 bis 1.000 km (> 1 Mio. bis < 2 Mio. t/a) ab 1000 km (2 bis 5 Mio. t/a)	Moderate CAPEX, hohe OPEX	Mittel	Hoch	Offshore-Transport, Hochlaufphase, „gestrandete“ Quellen, sehr große Distanzen
Bahn	Flüssig (Mitteldruck)	≈ 0,3 bis 1 Mio. t/a	ab ≈ 500 km	Geringe CAPEX, hohe OPEX	Gering	Mittel	Standorte mit Gleisanschluss ohne Pipelinezugang, Hochlaufphase
Straße (Lkw)	Flüssig (Mitteldruck)	≈ 0,1 Mio. t/a	< 250 km	Sehr geringe CAPEX, hohe OPEX	Sehr gering	Sehr hoch	Dezentrale Quellen, kurze Distanzen, Hochlaufphase

1: Die Umwidmung bestehender Erdgastransportleitungen kann erhebliche Kosteneinsparungen ermöglichen (CAPEX-Reduktion von bis zu etwa 80 % gegenüber einem Neubau).

2: Mit zunehmenden Transportmengen steigen die erforderlichen Rohrleitungsdurchmesser. Die damit verbundenen Skaleneffekte sind jedoch durch physikalische und wirtschaftliche Grenzen, insbesondere hinsichtlich maximal realisierbarer Rohrdurchmesser, begrenzt.

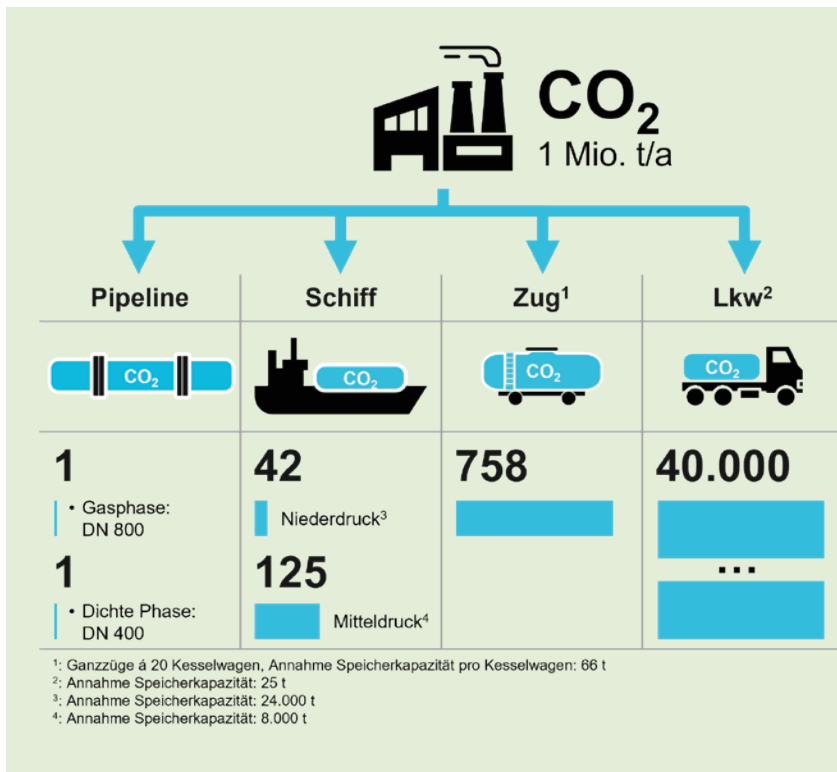


Bild 5: Anzahl der benötigten Transportmittel zum Transport von 1 Mio. t CO₂

In der Gesamtbetrachtung ergibt sich somit ein komplementäres System: Pipelines bilden das Rückgrat für den großskaligen, kontinuierlichen CO₂-Transport, während Schiffe insbesondere für lange Distanzen und Offshore-Anwendungen relevant sind. Bahn und Lkw übernehmen ergänzende Funktionen im Markthochlauf sowie für kleinere und räumlich verteilte Emissionsquellen.

Tabelle 6 fasst die wesentlichen Charakteristika der betrachteten Transportoptionen zusammen. Die wirtschaftliche Einordnung erfolgt dabei über die sogenannte Break-even-Distanz. Diese beschreibt, in Abhängigkeit von der jährlich zu transportierenden CO₂-Menge, diejenige Transportdistanz, bis zu der eine Option gegenüber Alternativen typischerweise die kostengünstigste Lösung darstellt.

Bild 5 veranschaulicht die kapazitiven Unterschiede der betrachteten Transportoptionen, indem die Anzahl an Transportmitteln für den Transport von 1 Mio. t CO₂ dargestellt wird, was der typischen Abscheidekapazität eines größeren Zementwerks entspricht [10].

5. Fazit

Der vorliegende Beitrag zeigt, dass der Aufbau leistungsfähiger CO₂-Transportinfrastrukturen eine zentrale Voraussetzung für die industrielle Umsetzung von Carbon Capture and Storage (CCS) darstellt. Die spezifischen physikalischen Eigenschaften von CO₂, insbesondere das komplexe Phasenverhalten sowie die Sensitivität gegenüber Verunreinigungen, stellen dabei hohe Anforderungen an die Auslegung und den Betrieb von Transportketten.

Der Vergleich der verfügbaren Transportoptionen verdeutlicht, dass keine Technologie universell überlegen ist. Vielmehr ergeben sich klare Tendenzen für typische Einsatzbereiche in Abhängigkeit von Transportmenge, Distanz und Kontinuität der CO₂-Ströme. Während Bahn- und Straßentransporte insbesondere in frühen Projektphasen sowie für kleinere und räumlich verteilte Emissionsquellen eine wichtige Rolle spielen, bieten Schiffstransporte Vorteile bei sehr großen Distanzen und bei der Anbindung von Offshore-Speicherstätten.

Für den großskaligen und kontinuierlichen Transport von CO₂ kristallisieren sich Pipelines als zentrale Infrastrukturkomponente heraus. Aufgrund ausgeprägter Skaleneffekte ermöglichen sie bei hohen Transportmengen die niedrigsten spezifischen Kosten und stellen damit die ökonomisch effizienteste Lösung für den langfristigen Betrieb dar. Gleichzeitig sind sie mit hohen Anfangsinvestitionen und langen Realisierungszeiträumen verbunden, was ihren Einsatz insbesondere in frühen Marktphasen einschränkt.

Darüber hinaus bestehen insbesondere hinsichtlich der zulässigen CO₂-Qualität weiterhin Unsicherheiten. Aktuelle Projektentwicklungen und Regelwerke zeigen, dass die Grenzwerte für Spurstoffe noch nicht abschließend geklärt sind. Dies hat unmittelbare Auswirkungen auf die Auslegung von Aufbereitungsschritten, die Betriebssicherheit sowie die Interoperabilität zukünftiger CO₂-Infrastrukturen und stellt damit einen zentralen offenen Punkt für die weitere Standardisierung dar.

Aus heutiger Sicht deutet vieles darauf hin, dass sich in Europa ein komplementäres CO₂-Transportsystem entwickeln

wird: Flexible Transportoptionen wie Schiff, Bahn und Straße übernehmen im Markthochlauf sowie für dezentrale Quellen eine wichtige Brückenfunktion, während Pipelines schrittweise zum Rückgrat eines integrierten, länderübergreifenden CO₂-Transportnetzes ausgebaut werden. Die strategische Planung dieser Infrastruktur erfordert dabei eine frühzeitige systemübergreifende Koordination von Emissionsquellen, multimodalen Transportlösungen und Speicherstandorten, um Skaleneffekte zu realisieren und das Risiko infrastruktureller Lock-in-Effekte zu reduzieren.

Literatur

- [1] IEA (Hrsg.): CCUS in Clean Energy Transitions. Paris, September 2020
- [2] European Commission; joint research centre.: Clean Energy Technology Observatory, Carbon capture utilisation and storage in the European Union: status report on technology development, trends, value chains and markets 2024: Publications Office, 2024
- [3] European Commission: Industrial carbon management: Industrial carbon management is the range of technologies to capture, transport, use and store CO₂ emissions from industrial and energy production facilities, as well as to remove CO₂ from the atmosphere. URL https://energy.ec.europa.eu/topics/carbon-management-and-fossil-fuels/industrial-carbon-management_en. – Aktualisierungsdatum: 2026-02-09 – Überprüfungsdatum 2026-02-09
- [4] Europäische Kommission: Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen – Auf dem Weg zu einem ehrgeizigen industriellen CO₂-Management in der EU (in Kraft getr. am 6. 2. 2024) (2024-02-06). URL <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:52024DC0062>
- [5] Europäisches Parlament und Rat: Verordnung (EU) 2024/1735 des Europäischen Parlaments und des Rates (in Kraft getr. am 2024). Net Zero Industry Act. In: Amtsblatt der Europäischen Union, 2024
- [6] Bundesamt für Justiz: Gesetz zur dauerhaften Speicherung und zum Transport von Kohlendioxid (Kohlendioxid-Speicherung-und-Transport-Gesetz) (in Kraft getr. am 18. 3. 2026) (2026-03-18). URL <https://www.gesetze-im-internet.de/kspg/BJNR172610012.html> – Überprüfungsdatum 2026-03-18
- [7] VDZ: Anforderungen an eine CO₂-Infrastruktur in Deutschland. Voraussetzungen für Klimaneutralität in den Sektoren Zement, Kalk und Abfallverbrennung. Düsseldorf, 2024
- [8] *Becattini, V.* et al.: Rolling-out pioneering carbon dioxide capture and transport chains from inland European industrial facilities: A techno-economic, environmental, and regulatory evaluation. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 205 (2024), S. 114.803 <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403212400529X>
- [9] *Bennæs, A.* et al.: Modeling a supply chain for carbon capture and offshore storage – A German–Norwegian case study. In: International Journal of Greenhouse Gas Control 132 (2024). URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1750583623001986>
- [10] *Barlow, H.* et al.: ADVANCEMENTS IN CCS TECHNOLOGIES AND COSTS. January 2025
- [11] *Tumara, D.* et al.: Shaping the future CO₂ transport network for Europe. Luxembourg, 2024
- [12] *Bell, I. H.* et al.: Pure and Pseudo-pure Fluid Thermophysical Property Evaluation and the Open-Source Thermophysical Property Library CoolProp. In: Industrial & engineering chemistry research 53 (2014), Nr. 6, S. 2.498–2.508
- [13] *Nimtz, M.*: Modellierung des Pipelinetransportes von CO₂-reichen Fluiden. Senftenberg, Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg. Dissertation. 2016
- [14] ISO 27913. 2024. Carbon dioxide capture, transportation and geological storage — Pipeline transportation systems
- [15] Global Centre for Maritime Decarbonisation: Concept Study to Off-load Onboard Captured Carbon Dioxide. 2024
- [16] *Buit, L.* et al.: Transport network design and CO₂ management. Deliverable. 2011 (D3.1.1)
- [17] *King, G.* et al.: Carbon Dioxide Pipelines. In: Mechani, ABCM – Brazilian Society of; França Freire, José Luiz de; Rennó Gomes, Marcelo Rosa; Guedes Gomes, Marcelino (Hrsg.): Handbook of Pipeline Engineering. Cham: Springer International Publishing, 2024, S. 1.533–1.573
- [18] Deutscher Bundestag (Hrsg.): Evaluierungsbericht der Bundesregierung zum Kohlendioxid-Speicherungsgesetz. 2022 (Drucksache 20/5145)
- [19] *Svensson, R.* et al.: Transportation systems for CO₂ application to carbon capture and storage. In: Energy Conversion and Management 45 (2004), 15-16, S. 2.343–2.353. URL <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0196890403003662> – Überprüfungsdatum 2025-05-06
- [20] VTG: Flüssiggas-Kesselwagen für Tiefkalte Gase – Kohlendioxid. URL https://www.vtg.de/fileadmin/VTG/Dokumente/waggon_datenblaetter/Fluessiggas-Kesselwagen-tiefkalte-Gase-Kohlendioxid-G92.062D.pdf. – Aktualisierungsdatum: 2024
- [21] *Roussanaly, S.* et al.: Techno-economic evaluation of CO₂ transport from a lignite-fired IGCC plant in the Czech Republic. In: International Journal of Greenhouse Gas Control 65 (2017), S. 235–250
- [22] *Peletiri, S. P.* et al.: CO₂ Pipeline Design: A Review. In: Energies 11 (2018), Nr. 9, S. 2.184
- [23] Northern Lights JV: Northern Lights JV has successfully stored first CO₂. Stavanger, Norway, 25.08.2025. URL <https://norlights.com/news/northern-lights-jv-has-successfully-stored-first-co2%E2%82%82/> – Überprüfungsdatum 2026-03-19
- [24] European Commission: PCI-PMI Transparency platform : Projects of common interest & Projects of mutual interest – Interactive map. URL https://ec.europa.eu/energy/infrastructure/transparency_platform/map-viewer/main.html – Überprüfungsdatum 2026-03-20
- [25] *Panzer, H.*: Deutsch-belgische CO₂-Autobahn wird konkreter. In: energate GmbH (2026-03-18)
- [26] Tree Energy Solutions GmbH: TES und OGE entwickeln gemeinsam ein 1000 km langes CO₂-Transportnetz | TES H₂. URL <https://tes-h2.com/de/news/tes-und-oge-entwickeln-gemeinsamen-ein-1000-km-langes-co2-transportnetz>. – Aktualisierungsdatum: 2025-05-12 – Überprüfungsdatum 2025-05-12
- [27] Danish Energy Agency: Carbon capture, transport and storage. Copenhagen, 2024
- [28] *Al Baroudi, H.* et al.: A review of large-scale CO₂ shipping and marine emissions management for carbon capture, utilisation and storage. In: Applied Energy 287 (2021), S. 116.510. URL <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261921000684> – Überprüfungsdatum 2025-05-06
- [29] Technical Rule – Code of Practice. September 2024. DVGW C 260 E (A)
- [30] *Hilgenstock, A.*: ISO 27913 – Ein neuer Standard zum leitungsgebundenen CO₂-Transport. In: gwf Gas+Energie (2017), 4-5, S. 44–49
- [31] *Erfurth, J.*: Überblick CO₂-Transport. Essen: 2023
- [32] Technische Regel – Arbeitsblatt. Juni 2025. DVGW C 463
- [33] Design Considerations for CO₂ Transportation Pipelines

- [34] *Knoope, M.M.J.* et al.: A state-of-the-art review of techno-economic models predicting the costs of CO₂ pipeline transport. In: International Journal of Greenhouse Gas Control 16 (2013), S. 241–270. URL <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S175058361300011X> – Überprüfungsdatum 2025-05-05
- [35] *Smith, E. E.*: The Cost of CO₂ Transport and Storage in Global Integrated Assessment Modeling. Massachusetts Institute of Technology (MIT)
- [36] *Sonke, J.* et al.: Corrosion and chemical reactions in impure CO₂. In: International Journal of Greenhouse Gas Control 133 (2024), S. 104.075
- [37] *Korsen, P.*: CO₂ Specification & Impurities. Porthos Knowledge Sharing Webinar. 4. Nov. 2025
- [38] *Herrmann, F.* et al.: CO₂-Management – Phase I: Grundlagenermittlung (CO₂-Start): Abschlussbericht. DVGW G 202434. Bonn, Januar 2026
- [39] Chemanalyst: Europe Liquid Carbon Dioxide (CO₂) Market Analysis: Industry Market Size, Plant Capacity, Production, Operating Efficiency, Demand & Supply, End Use, Sales Channel, Regional Demand, Manufacturing Process, 2015-2035 : Decode the Future of Liquid Carbon Dioxide. 2026
- [40] *Taylor, E.*: Liquid CO₂ carriage by sea: An introduction. URL <https://www.clarksons.com/home/news-and-insights/2022/liquid-co2-carriage-by-sea-an-introduction/>. – Aktualisierungsdatum: 2022-07-06 – Überprüfungsdatum 2025-05-12
- [41] MarineTraffic.com: Vessel Characteristics: Ship HELLE (CO₂ Tanker) Registered in Norway: Vessel details, Current position and Voyage information. IMO 9201906MMSI 9201906Call Sign LAJE8 | AIS Marine Traffic. URL <https://www.marinetraffic.com/en/ais/details/ships/shipid:258317/mmsi:257510000/imo:9201906/vessel:HELLE>. – Aktualisierungsdatum: 2025-05-12 – Überprüfungsdatum 2025-05-12
- [42] WÄRTSILÄ: WÄRTSILÄ Encyclopedia of Marine and Energy Technology. URL <https://www.wartsila.com/encyclopedia/term/liquefied-co2-carrier-coral-carbonic> – Überprüfungsdatum 2025-04-30
- [43] Northern Lights JV: Northern Lights' first CO₂ transport ship ready for delivery. 25.11.2024. URL <https://norlights.com/news/northern-lights-first-co2-transport-ship-ready-for-delivery/> – Überprüfungsdatum 2025-04-30
- [44] Northern Lights JV: Northern Pathfinder ship delivered. 27.12.2024. URL <https://norlights.com/news/northern-pathfinder-ship-ready-for-delivery/> – Überprüfungsdatum 2025-04-30
- [45] Northern Lights JV: Northern Phoenix delivered. URL <https://norlights.com/news/northern-phoenix-delivered/>. – Aktualisierungsdatum: 2026-02-10 – Überprüfungsdatum 2026-02-10
- [46] Northern Lights JV: Northern Lights expands the fleet with four more CO₂ ships. URL <https://norlights.com/news/northern-lights-expands-the-fleet-with-four-more-co2-ships/>. – Aktualisierungsdatum: 2026-02-10 – Überprüfungsdatum 2026-02-10
- [47] Northern Lights JV: Northern Lights enters charter agreement to expand fleet with a fourth CO₂ ship. 14.12.2023. URL <https://norlights.com/news/northern-lights-enters-charter-agreement-to-expand-fleet-with-a-fourth-co2-ship/> – Überprüfungsdatum 2025-04-30
- [48] *Notaro, G.* et al.: Ceto: Technology Qualification of Low-Pressure CO₂ Ship Transport. In: 16th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, GHGT-16. Lyon, 2022
- [49] Equinor: Northern Lights Project Concept report. 2019 (RE-PM673-00001)
- [50] Capital Clean Energy Carriers Corp.: CAPITAL CLEAN ENERGY CARRIERS CORP. TAKES DELIVERY OF THE WORLD'S FIRST 22,000 cbm LIQUID CO₂/MULTI-GAS CARRIER "ACTIVE". Athens, 6.1.2026. URL <https://www.capitalcleanenergycarriers.com/static-files/1a1f8f27-8a64-48a0-aacb-a553b2407ec2> – Überprüfungsdatum 2026-03-19
- [51] DNV: KNCC Liquid CO₂ Concept moves forward with DNV GASA. Oslo, Norway, 09.06.2023. URL <https://www.dnv.com/news/kncc-liquid-co2-concept-moves-forward-with-dnv-gasa-244351/> – Überprüfungsdatum 2025-04-30
- [52] DNV: DNV supports innovations in CO₂ carrier design. URL <https://www.dnv.com/expert-story/maritime-impact/DNV-supports-innovations-in-co2-carrier-design/> – Überprüfungsdatum 2025-04-30
- [53] Knutsen NYK Carbon Carriers: Marine transportation of CO₂ – a new shipping segment in the making. 2022
- [54] Daewoo Receives Design Approval from ABS for Largest LCO₂ Carrier. URL <https://maritime-executive.com/article/daewoo-receives-design-approval-from-abs-for-largest-lco2-carrier>. – Aktualisierungsdatum: 2024-11-08
- [55] DSME to develop 70,000-m³ LCO₂-carrier design. URL <https://www.rivieramm.com/news-content-hub/news-content-hub/dsme-to-develop-70000m3-lco2-carrier-design-67561> – Überprüfungsdatum 2024-11-08
- [56] KR, DSME target large-scale LCO₂-carrier development, green fuels. URL <https://www.offshore-energy.biz/kr-dsme-target-large-scale-lco2-carrier-development/> – Überprüfungsdatum 2024-11-08
- [57] Weltweit erster Flüssig-CO₂-Tanker geordert – THB. URL <https://www.thb.info/rubriken/international/detail/news/fluessig-co2tanker-geordert.html> – Überprüfungsdatum 2024-03-19
- [58] What it takes to ship CO₂ – Northern Lights. URL <https://norlights.com/news/what-it-takes-to-shipco2/> – Überprüfungsdatum 2024-05-02
- [59] World's First Liquid CO₂-Carrier for CCUS Launched. URL <https://www.ccus-expo.com/industry-news/worldsfirst-liquid-co2-carrier-ccus-launched> – Überprüfungsdatum 2024-03-19
- [60] IEAGHG: CO₂ Pipeline Infrastructure - Report 2013/18. 2014
- [61] IEAGHG (Hrsg.): The Status and Challenges of CO₂ Shipping Infrastructures. Cheltenham, July 2020
- [62] *Reyes-Lúa, A.* et al.: 4th Report of the Thematic Working Group on: CO₂ Transport, Storage, and Networks. 2021
- [63] *Parmiter, P. J. M.*: CO₂ Shipping Interoperability. Deliverable. 2022 (D2.2.1)
- [64] *Durusut, E.* et al.: Shipping CO₂ – UK cost estimation study: Final report for Business, Energy & Industrial Strategy Department. 2018
- [65] *Roussanaly, S.* et al.: At what Pressure Shall CO₂ Be Transported by Ship? An in-Depth Cost Comparison of 7 and 15 Barg Shipping. In: Energies 14 (2021), Nr. 18, S. 5.635
- [66] *Oeuvray, P.* et al.: Multi-criteria assessment of inland and offshore carbon dioxide transport options. In: Journal of Cleaner Production 443 (2024), S. 140.781. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652624002282>
- [67] *Riboldi, L.* et al.: A Tool To Guide The Development Of Cost-Efficient Inland CO₂ Transport Solutions For The Rolling-Out Of CCTS Value Chains, 2024
- [68] *Karlsson, S.* et al.: Cost-optimal CO₂ capture and transport infrastructure – A case study of Sweden. In: International Journal of Greenhouse Gas Control 132 (2024), S. 104.055. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1750583623002244>
- [69] *Ho, A.* et al.: Opportunities for rail in the transport of carbon dioxide in the United States. In: Frontiers in Energy Research 11 (2024), S. 134.3085. <https://www.frontiersin.org/journals/energy-research/articles/10.3389/fenrg.2023.1343085/full>

- [70] Myers, C. et al.: The cost of CO₂ transport by truck and rail in the United States. In: International Journal of Greenhouse Gas Control 134 (2024)
- [71] Ashkavand, M. et al.: Techno-economic assessment of liquefied CO₂ transport via trucking. In: International Journal of Greenhouse Gas Control 147 (2025), S. 10.4491. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1750583625001896>
- [72] McKaskle, R. et al.: The Engineer's Guide to CO₂ Transportation Options, 2022
- [73] National Petroleum Council: Chapter 6. CO₂ Transport. In: National Petroleum Council (NPC) (Hrsg.): Meeting the Dual Challenge: A Roadmap to At-Scale Deployment of Carbon Capture, Use, and Storage, 2021
- [74] Häcker, R.: Failure of a pressure vessel for rail transport of fluid carbon dioxide. In: Engineering Failure Analysis 43 (2014), S. 92–106. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1350630713003889>
- [75] Aasen, E. Y. et al.: Delrapport L6 Litteraturstudie og sammenstilling av rapporter. 2020
- [76] Doctor, R. et al.: Transport of CO₂. In: IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Cambridge, UK and New York, NY, USA : Cambridge University Press, 2005, S. 180–194
- [77] Metz, B. (Hrsg.): IPCC special report on carbon dioxide capture and storage. 1. publ. Cambridge : Cambridge Univ. Press, 2005
- [78] Golrokh S. A. et al.: Dynamic thermal modeling of the refrigerated liquified CO₂ tanker in carbon capture, utilization, and storage chain: A truck transport case study. In: Applied Energy 326 (2022), S. 119.990. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261922012478>
- [79] Roussanaly, S. et al.: Benchmarking of CO₂ transport technologies: Part II – Offshore pipeline and shipping to an offshore site. In: International Journal of Greenhouse Gas Control 28 (2014), S. 283–299. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1750583614001765>
- [80] Knoope, M.M.J. et al.: Improved cost models for optimizing CO₂ pipeline configuration for point-to-point pipelines and simple networks. In: International Journal of Greenhouse Gas Control 22 (2014), S. 25–46. <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1750583613004490> – Überprüfungsdatum 2025-05-05
- [81] Pleier, A. et al.: Analyse CO₂-Infrastrukturbedarf in Bayern. München, 2024
- [82] Caceres, L. und Daniel, A. et al.: Maritime Transport of CO₂. 2022
- [83] Galimova, T. et al.: Global demand analysis for carbon dioxide as raw material from key industrial sources and direct air capture to produce renewable electricity-based fuels and chemicals. In: Journal of Cleaner Production 373 (2022), S. 133.920. <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0959652622034928> – Überprüfungsdatum 2025-05-06
- [84] Orchard, K. et al.: The Status and Challenges of CO₂ Shipping Infrastructures. In: Abu Dhabi, UAE, 2021, S. 10
- [85] Stolaroff, J. K. et al.: Transport Cost for Carbon Removal Projects With Biomass and CO₂ Storage. In: Frontiers in Energy Research 9 (2021), S. 639.943. <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fenrg.2021.639943/full> – Überprüfungsdatum 2025-05-05

Autoren

Florentin Glockner



DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie | Karlsruhe |
Tel.: +49 721 608-41291 |
glockner@dvgw-ebi.de

Maximilian Heneka (Korrespondenzautor)



DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie | Karlsruhe |
Tel.: +49 721 608-41225 |
heneka@dvgw-ebi.de

Johannes Schwarze



DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie | Karlsruhe |
Tel.: +49 721 608-41273 |
schwarze@dvgw-ebi.de

Dr. Frank Graf



DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie | Karlsruhe |
Tel.: +49 721 608-41221 |
graf@dvgw-ebi.de

Ihr Kontakt zur Redaktion

Elisabeth Terplan

Telefon +49 176 50703205, Telefax +49 201 82002-40, E-Mail: e.terplan@vulkan-verlag.de