



CCU/S in Deutschland: *Zwischen Widerstand und Notwendigkeit*

Wie Akzeptanz, Klimaschutz und Wettbewerbsfähigkeit
gemeinsam gedacht werden müssen

Capgemini  invent

in Partnerschaft mit

dena | FfE

Point of View



01	Executive Summary	2
02	Einführung & Kontext	3
03	Ausgangslage & Handlungsdruck	5
	3.1 Makropolitische Kontext	5
	3.2 Politisch-ökonomischer Ist- vs. Sollzustand	6
	3.3 Lernen aus dem H ₂ -Hochlauf	7
04	Zentrale Spannungs- & Handlungsfelder	8
	4.1 Einsatzfeld & Priorisierung von CCU/S	9
	4.2 Markt, Wirtschaftlichkeit & staatliche Koordination	11
	4.3 CO ₂ -Infrastruktur als Voraussetzung für eine erfolgreiche Industrietransformation	14
	4.4 Akzeptanz, Beteiligung & Kommunikation	17
05	Fazit	19

01 Executive Summary

Deutschland hat mit dem Kohlendioxid-Speicherungs- und Transportgesetz (KSpTG) im November 2025 erstmals einen tragfähigen Rechtsrahmen für Carbon Capture, Utilisation and Storage (CCU/S) geschaffen und verschiebt die Debatte damit von der Grundsatzfrage zur industriellen Umsetzung. Dass dieser Schritt notwendig ist, belegt der wissenschaftliche Befund eindeutig. Der großflächige Einsatz von Carbon-Management-Technologien ist keine Option unter vielen, sondern eine zentrale Voraussetzung zur Erreichung von Deutschlands selbstgesetztem Ziel, bis 2045 klimaneutral zu werden. Trotz der für Frühmarktphasen von Low-Carbon-Technologien typischen Hürden bietet der entstehende globale Markt deutschen Unternehmen ein erhebliches Wertschöpfungspotenzial, das es jetzt proaktiv zu gestalten gilt.

Capgemini, die Deutsche Energie-Agentur (dena) und die Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH (FFE) legen mit diesem Meinungsbeitrag eine gemeinsame Lageeinschätzung zum Halbjahr 2026 vor. Er benennt die zentralen strategischen Spannungs- und Handlungsfelder und zeigt auf, wie CCU/S als wettbewerbsfähige Säule der deutschen Klimastrategie verankert werden kann.

Daraus leiten sich vier zentrale Einschätzungen ab:

- **Der CCU/S Markthochlauf ist nicht nur klimapolitisch notwendig, sondern für den deutschen Maschinen- und Anlagenbau ein planbares Wertschöpfungspotenzial.**

Als unverzichtbare Ergänzung zu Wasserstoff (H₂) adressiert CCU/S primär schwer vermeidbare Prozessemissionen, die geografisch konzentriert und mengenmäßig gut prognostizierbar sind.

- **Die wirtschaftliche Tragfähigkeit von CCU/S entscheidet sich nicht an der Technologie, sondern an der Glaubwürdigkeit des regulatorischen Rahmens.** Die Reform des EU-Emissionshandelssystems (EU-ETS) bietet die konkrete Chance, langfristige CO₂-Preiserwartungen zu festigen und damit den Investitionszyklus heute anzustoßen. Flankierende Instrumente wie Carbon Contracts for Difference (CCfD) kompensieren die verbleibende Lücke und sind Voraussetzung dafür, dass privates Kapital mobilisiert wird. Eine gewisse staatliche Risikoabsicherung ist dabei notwendig, denn eine CO₂-Infrastruktur wird nicht allein marktgetrieben entstehen können. Wenn der Staat erwartet, dass Unternehmen mit enormen Investitionen ins Risiko gehen, muss er selbst bereit sein, Risiken zu teilen.
- **Eine leistungsfähige CO₂-Infrastruktur setzt eine strategische Koordination und Abstimmung verschiedener Infrastrukturen voraus.** CO₂-Transportnetze, Speicherzugänge sowie Schnittstellen zu Wasserstoff- und Strominfrastrukturen sollten frühzeitig aufeinander abgestimmt werden, um Pfadabhängigkeiten, Fehlallokationen und spätere Mehrkosten zu vermeiden. Dabei

geht es nicht um zentrale staatliche Detailplanung, sondern um klare regulatorische Rahmenbedingungen und Koordination entlang der CCU/S Wertschöpfungskette. Mittel- bis langfristig können auch Onshore-Speicher einen wichtigen Beitrag leisten, ersetzen jedoch weder den kurzfristigen Bedarf an grenzüberschreitender Transportinfrastruktur noch die Anbindung an bestehende Offshore-Speicherstandorte. Insbesondere für südliche Bundesländer und dezentrale Standorte bieten sie jedoch eine wichtige Perspektive.

- **Frühzeitige gesellschaftliche Einbindung ist kein weiches Begleitinstrument, sondern entscheidet direkt über Realisierbarkeit und Tempo des CCU/S Hochlaufs.** Erfahrungen aus Dänemark zeigen, dass proaktive Kommunikation und frühe Beteiligung von Kommunen, Ländern und Zivilgesellschaft Akzeptanz schafft und Projekte beschleunigt. Voraussetzung ist, dass CCU/S konsistent als das kommuniziert wird, was es ist: eine notwendige Ergänzung zur Emissionsvermeidung, nicht deren Alternative.

CCU/S wird nur dort entstehen, wo gesellschaftliche Akzeptanz, politische Verlässlichkeit und wirtschaftliche Tragfähigkeit zusammenkommen. Wir unterstützen genau das – mit integrierten Systemperspektiven, belastbaren Business Cases und Umsetzungskompetenz. Wenn Sie mehr über unsere Ansätze zum Point of View (PoV) erfahren wollen, dann sprechen Sie uns von Capgemini, der FFE oder der dena gerne direkt an.



02

Einführung & Kontext

Die Trendwende zeichnet sich ab: Nach mehr als einem Jahrzehnt des Stillstands kehrt Carbon-Management in Deutschland auf die politische Agenda zurück. In den 2010er Jahren geriet die damals umstrittene Technologie nach heftigen gesellschaftlichen und politischen Auseinandersetzungen ins Stocken. Sicherheitsbedenken, Haftungsfragen und Umweltproteste prägten die Debatte und führten dazu, dass die CO₂-Speicherung 2012 mit dem Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (KSptG) auf eng begrenzte Forschungszwecke beschränkt und geplante Demonstrationsvorhaben nicht weiterverfolgt wurden.

In den Folgejahren entwickelte Deutschland trotz der international zunehmenden Bedeutung von Carbon-Management-Ansätzen keinen tragfähigen Rechtsrahmen für die industrielle Abscheidung, den Transport, die Speicherung und die Nutzung von CO₂ weiter. Erst seit 2025 zeichnet sich ein politischer Kurswechsel ab, der sich in der Novelle des KSptGs im November 2025 sowie den jüngsten Anpassungen des Hohe-See-Einbringungsgesetzes (HSEG) und der vorläufigen Anwendung der Änderung des London-Protokolls widerspiegelt. Die Öffnung der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) für Offshore-Speicherung sowie die

im KSptG verankerten Regelungen zu CO₂-Transportleitungen stellen den rechtlichen Rahmen bereit, innerhalb dessen der Aufbau der benötigten Infrastruktur erfolgen kann. Diese Schritte senden ein klares Signal: CCU/S wird auf politischer Ebene nicht länger von den einstmals dominierenden Risiko- und Akzeptanzdebatten geprägt, sondern vor dem Hintergrund ambitionierterer Klimaziele als notwendige Ergänzung einer industriepolitischen Klimastrategie verstanden.

Auch international gewinnt Carbon-Management spürbar an Dynamik: Mit dem im Juni 2024 in Kraft getretenen Net

Zero Industry Act (NZIA) hat die Europäische Union (EU) ihren industriepolitischen Rahmen erweitert und die Möglichkeit geschaffen, CO₂-Speicherprojekte unter bestimmten Voraussetzungen als strategische Projekte einzustufen. Damit verschiebt sich die Debatte von Grundsatzfragen hin zu konkreten Abwägungen und Positionierungen.

Der wissenschaftliche Befund ist eindeutig: Die heimische Zielmarke der Klimaneutralität bis 2045 ist ohne den gezielten Einsatz von Carbon-Management-Ansätzen kaum erreichbar. Insbesondere in energie- und emissionsintensiven Industrien mit schwer

vermeidbaren Prozessemissionen, wie etwa in der Zement- und Kalkindustrie, stoßen selbst ambitionierte Elektrifizierungs- oder H₂-Pfade an physikalische Grenzen. Entsprechend erwartet auch die Internationale Energieagentur (IEA) einen Anstieg der globalen CO₂-Abscheidung von derzeit rund 40 Millionen auf 7,6 Milliarden Tonnen bis 2050 und positioniert CCU/S als einen zentralen Pfeiler innerhalb von Netto-Null-Emissionsszenarien¹. Für Maschinenbauer und CCU/S Lösungsanbieter eröffnet sich in den kommenden Jahren ein Milliardenmarkt. Vorausgesetzt, die Weltgemeinschaft lässt ihren Klimaschutzambitionen auch Taten folgen, ist der

Hochlauf dieses Marktes zudem vergleichsweise planbar.¹ Der CCU/S Markthochlauf ist damit nicht nur für die Klimaziele relevant, sondern eröffnet deutschen Unternehmen zugleich ein attraktives Geschäftsfeld.

Deutschland steht damit an einer entscheidenden Schwelle: Jetzt kommt es auf die industrielle Umsetzung an. Dieser PoV richtet den Fokus auf vier strukturelle Themenfelder, die einen verlässlichen Rahmen für Investitionssicherheit, strategische Orientierung und gesellschaftliche Akzeptanz schaffen.

¹ IEA (2021): Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector.

03

Ausgangslage & Handlungsdruck



3.1 Makropolitischer Kontext

Der vorliegende Meinungsbeitrag erscheint in einem volatilen energiepolitischen Umfeld. Geopolitische Konflikte, divergierende nationale Interessen und wiederkehrende Energiekrisen machen die Erreichung nationaler Klimaziele unwahrscheinlicher und belasten die Investitionsbereitschaft der Industrie zunehmend. Diese Unsicherheit trifft auch deutsche Schlüsselbranchen wie den Maschinen- und Anlagenbau. Stellenabbauten, wie etwa jüngst bei Thyssenkrupp Polysius, verdeutlichen, dass fehlende Investitionen in Transformations- und Dekarbonisierungstechnologien

zu realen industriepolitischen Risiken führen.

Gleichzeitig steht der EU Green Deal politisch aktuell auf dem Prüfstand. Zentrale Instrumente wie die Berichtspflichten unter der Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD) wurden zurückgefahren, das EU-Lieferkettengesetz nach langem Ringen deutlich abgeschwächt. Die vielleicht folgenreichste Debatte betrifft jedoch den EU-ETS. Seine weitere Ausgestaltung und die damit verbundene Entwicklung des CO₂-Preises sind entscheidend für die Wirtschaftlichkeit von CCU/S Projekten und prägt bereits heute die Investitionsentscheidungen

der Industrie. Dass der Hochlauf unter geeigneten Rahmenbedingungen gelingen kann, belegen erste europäische Leuchtturmprojekte. Northern Lights in Norwegen schafft mit künftig über 5 Mio. Tonnen jährlicher Aufnahmekapazität² beispielsweise das erste kommerzielle CO₂-Transport- und Speicherangebot Europas, während das niederländische Aramis-Projekt perspektivisch auf Speicherkapazitäten im zweistelligen Millionen-Tonnen-Bereich ausgelegt ist³. Für Deutschland liefern sie beide konkrete Blaupausen – von der regulatorischen Ausgestaltung bis hin zur technischen Umsetzung von CCU/S Projekten.

² European Commission (2026): Northern Lights (CEF Project 101146854).

³ European Commission (2026): Aramis (CEF Project 101146928).

3.2 Politisch-ökonomischer Ist- vs. Sollzustand

Mit dem KSpTG hat Deutschland den ersten wichtigen Schritt gemacht. Das Gesetz legt Grundprinzipien fest: die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur (BNetzA), den Anspruch auf diskriminierungsfreien Netzzugang, die Länderöffnungsklausel für die Onshore-Speicherung von CO₂ und eine stärkere Annäherung an energiewirtschaftliche Verfahrenslogiken. Deren volle Wirkung hängt jedoch maßgeblich von der operativen

Ausgestaltung ab. Die noch offenen Strukturfragen rund um Transport, Zulassung, Haftung und Finanzierung müssen durch Politik und Regulierung konsistent und zügig beantwortet werden, um von Beginn an einen robusten und investitionsfreundlichen nationalen Rahmen zu setzen.

Wirtschaftliche Unsicherheiten mit Blick auf Kosten, Förderung und Refinanzierung sind dabei lösbar, sobald der Rahmen aus verlässlichen Transport-, Zulassungs-, Haftungs- und

Finanzierungsregeln die nötige Planungssicherheit schafft.

Wie schnell eine wettbewerbsfähige CCU/S Wertschöpfungskette in Deutschland entsteht, hängt maßgeblich davon ab, wie zügig Politik und Regulierung diese offenen Strukturfragen adressieren. Für Deutschland ergibt sich daraus eine konkrete industriepolitische Chance, im entstehenden europäischen CCU/S Markt eine wettbewerbsfähige Position einzunehmen.

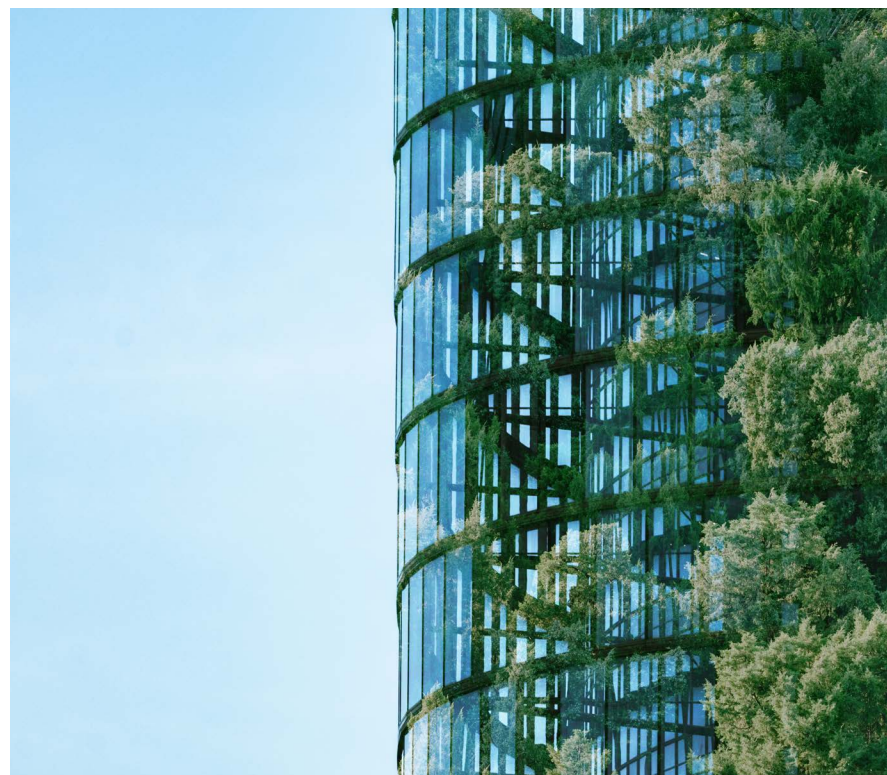


3.3 Lernen aus dem H₂-Hochlauf

Die politischen Ambitionen zum H₂-Markthochlauf waren hoch: Mit der EU Hydrogen Strategy⁴ von 2020 und dem REPowerEU-Plan⁵ 2022 formulierte die EU ambitionierte Ziele von 40 GW Elektrolysekapazität sowie je 10 Mio. Tonnen Produktion und Import von grünem H₂ bis 2030. Europäische Analysen, etwa der „H₂ Reality Check“⁶ aus dem Jahr 2025, zeigen jedoch, dass die Mitgliedstaaten die erforderlichen Ausbaugeschwindigkeiten verfehlen, gebremst durch hohe Kosten, langwierige Genehmigungsverfahren und geopolitische Unsicherheiten. Deutschland steht exemplarisch für diese Lücke. Laut einer Ende 2025 veröffentlichten Studie der dena⁷ zu den Elektrolysekapazitäten in Deutschland waren im Oktober 2025 lediglich rund 185 MW Elektrolysekapazität in Betrieb – etwa 2 % des nationalen Zielwerts für 2030. Eine gemeinsame Studie von Capgemini und dem Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW)⁸ bestätigt, dass der Rückstand nicht nur die Elektrolysekapazität betrifft, sondern die gesamte H₂-Wertschöpfungskette erfasst.

Ein erfolgreicher CCU/S Hochlauf muss konkrete Lehren aus diesen Erfahrungen ziehen, um einen ähnlichen Implementation Gap zu vermeiden. Dies betrifft zum einen die Governance: Genehmigungsverfahren für Leitungen und Speicher bleiben komplex, die Bund-Länder-Koordination ist ausbaufähig, Finanzierungspfade für

Infrastrukturprojekte sind noch nicht etabliert, und das klassische Henne-Ei-Problem frühphasiger Märkte, bei dem Planung, Investitionen und Infrastruktur gegenseitig voneinander abhängen, ist auch hier präsent. Hinzu kommt ein bislang unzureichender Business Case infolge hoher Vermeidungskosten und eines zu niedrigen CO₂-Preises. CCU/S bringt dabei jedoch einen strukturellen Vorteil mit, der zu mehr Planbarkeit führt. Ein großer Teil der Prozessemissionen sind geografisch konzentriert und mengenmäßig gut prognostizierbar, woraus sich ein vergleichsweise klares Bild ergibt, wo wie viel CO₂ abgeschieden und abtransportiert werden muss.



Bedeutend ist dabei, CCU/S und H₂ als komplementäre, nicht konkurrierende Instrumente zu verstehen. Es muss gelingen, beide koordiniert auszubauen und einen integrierten industriellen Dekarbonisierungsrahmen zu schaffen, der zu einem zentralen Standortvorteil im internationalen Wettbewerb werden kann. Ein Verzögern von CCU/S würde nicht nur den Klimapfad 2045 gefährden, sondern Teile der energieintensiven Industrie faktisch daran hindern, ohne externe Kompensation Klimaneutralität zu erreichen.

04

Zentrale Spannungs- & Handlungsfelder



⁴ European Commission (2020): A Hydrogen Strategy for a Climate-Neutral Europe.

⁵ European Commission (2022): REPowerEU Plan

⁶ EW (2025): H₂ Reality Check – Reappraising the EU's H₂ Strategy in a New Era of Geopolitical Disruptions.

⁷ dena (2025): Elektrolysekapazitäten in Deutschland.

⁸ Capgemini & BDEW (2026): Risikominimierung entlang der Wasserstoff-Wertschöpfungskette.



4.1 Einsatzfeld & Priorisierung von CCU/S

Spannungsfeld

In der öffentlichen Debatte wird CCU/S häufig als konkurrierende Alternative zu H₂ diskutiert. Diese Darstellung greift zu kurz. Bis auf wenige Ausnahmen adressieren beide Verminderungstechnologien unterschiedliche Anwendungsbereiche und werden daher beide für die Erzielung der Klimaneutralität benötigt. H₂ wird perspektivisch fossile Energieträger dort ersetzen, wo die aus heutiger Sicht günstigeren Maßnahmen zur direkten Elektrifizierung und dem Einsatz von Biomasse(-derivaten) an ihre technischen oder Potenzialgrenzen stoßen.

Das betrifft insbesondere branchenübergreifend einige Bereiche der Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung, die Nieder- und Mitteltemperaturprozesswärme sowie spezifische Hochtemperaturprozesse. CCU/S hingegen adressiert primär Bereiche, in denen auch bei H₂-Einsatz Emissionen technisch nicht vollständig vermeidbar sind. In Bereichen, wo grundsätzlich mehrere Technologien zum Einsatz kommen können, sollten wirtschaftliche Überlegungen die entscheidende Rolle spielen. Transformationsmaßnahmen wie der Einsatz von Biomasse, Elektrifizierung und

Effizienzsteigerungen sind in den meisten Anwendungen günstigere Optionen im Vergleich zur CO₂-Verminderung durch Carbon Capture and Storage (CCS). Die Darstellung verschiedener Maßnahmen in einer CO₂-Verminderungskostenkurve macht das deutlich: CO₂-Abscheidung ist eine der teuersten Vermeidungstechnologien und ordnet sich daher weit rechts in der Verminderungskostenkurve ein (vgl. Abbildung 1). Nur die Umstellung auf synthetische Moleküle im Verkehrs- und Gebäudesektor sowie in Teilen der Industrie ist noch teurer.

Zur Verminderung energiebedingter Emissionen in der Energiewirtschaft und Industrie sind in der Regel andere Transformationsoptionen wirtschaftlicher als CCU/S, auch wenn dies technisch grundsätzlich möglich ist. Das Beispiel von Gaskraftwerken verdeutlicht dies: Aufgrund geringer Volllaststunden im zunehmend erneuerbaren Stromsystem ist der Einsatz von CCU/S hier mit überproportional hohen Kosten verbunden. Die vergleichsweise niedrige CO₂-Konzentration im Abgas erhöht den Energiebedarf und somit die Betriebskosten für die Abscheidung. Entsprechend bestehen aus Sicht der relevanten Akteure trotz wiederkehrender öffentlicher Debatte derzeit keine realistischen Umsetzungsüberlegungen.

binden, die für die Umwidmung zu H₂ benötigt werden. Verschärft wird die Lage durch begrenzte CO₂-Speicherkapazitäten, die sich sowohl aus geologischen Standortbedingungen als auch aus limitierten Injektionsraten in den Anfangsjahren des Hochlaufs ergeben. CCS ist insbesondere für Emissionen geeignet, die durch keine andere Transformationsmaßnahme vermieden werden können.

aus der Kohleverstromung in leitungsgebundene CO₂-Infrastruktur aus, eine darüber hinausgehende Einschränkung gibt es jedoch nicht. Solange offen bleibt, wo CCU/S strukturell sinnvoll ist, zögern Unternehmen in beiden Bereichen. Es fehlen nicht nur Investitionsentscheidungen für CCU/S, sondern auch für H₂-Projekte und die Umrüstung von Anlagen auf H₂-Bezug.

Regulatorisch ist dieses Einsatzfeld bislang nicht klar abgesteckt. Das KSPtG schließt zwar explizit die Einspeisung von CO₂-Mengen

Selbst dort, wo H₂ fossile Energieträger direkt ersetzen kann, werden Investitionsentscheidungen

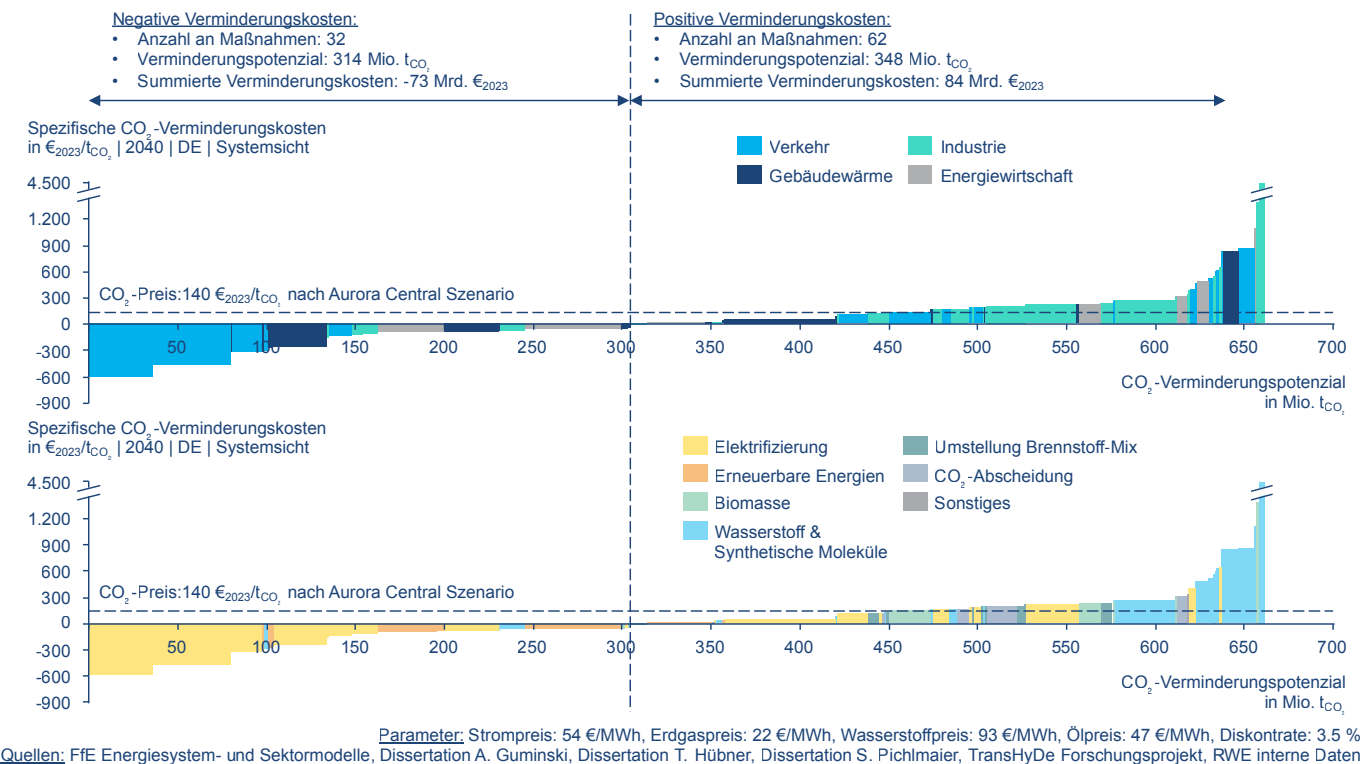


Abbildung 1: CO₂-Vermeidungskosten und -potenziale nach Maßnahmen (Deutschland 2040)

Ein weiterer möglicher limitierender Faktor ist der Netzanlassbedarf. Die CO₂-Abscheidung ist energieintensiv und erhöht den Strombedarf betroffener Standorte erheblich, was angesichts bestehender Engpässe und langer Ausbauezeiten bereits heute ein zentrales Umsetzungs Hindernis darstellt. Bei Carbon Capture and Utilisation (CCU)-Anwendungen potenziert sich dieses Problem: Sie erfordern zusätzlich große Mengen grünen H₂ und damit weiteren erneuerbaren Strom und gegebenenfalls Netzanlasskapazitäten bei eigener Elektrolyse am Standort. CCU/S erhöht damit den Druck auf den Ausbau erneuerbarer Energien und der Strominfrastruktur. Bei der Priorisierung zum Einsatz von CCU/S kommt ein infrastruktureller Konflikt hinzu: Eine fortgesetzte großskalige Nutzung von Erdgas in Verbindung mit CCS würde Netzkapazitäten



aufgeschoben, weil nicht ausgeschlossen werden kann, dass CCU/S später regulatorisch oder finanziell attraktiver gestellt wird. Entscheiden sich Unternehmen dennoch für CCS-Investitionen, drohen Stranded Assets, sofern sich Elektrifizierung oder H₂ langfristig als kostengünstiger erweisen. Das eigentliche Risiko damit: Am Ende werden weder CCU/S noch alternative Maßnahmen realisiert.

Handlungsempfehlungen

Um diese Blockade aufzulösen, braucht es stärkere politische Klarheit über das zukünftige Einsatzfeld von CCU/S und die zukünftigen regulatorischen und finanziellen Rahmenbedingungen entlang zweier komplementärer Prinzipien.

Staatliche Förderinstrumente sowie staatlich abgesicherte CO₂-Transport- und Speicherinfrastrukturkapazitäten sollten auf schwer vermeidbare Emissionen ausgerichtet werden. Nur so lässt sich das Risiko einer stockenden Transformation, eines infrastrukturellen Lock-ins und der Entstehung von Stranded Assets auf staatliche Kosten vermeiden.

Sollten sowohl H₂- als auch CO₂-Infrastruktur umfassend staatlich abgesichert werden, so würden erhebliche Auslastungsrisiken entstehen: Eine der beiden Infrastrukturen wird mit hoher Wahrscheinlichkeit zugunsten der anderen Infrastruktur hinter ihren Annahmen zurückbleiben, und die fiskalischen Konsequenzen trägt der Staat. Wo CCU/S und H₂ als Alternativen nebeneinanderstehen, sollte der Maßstab staatlicher Förderung die Fördermitteleffizienz sein, also die Emissionsminderung pro eingesetztem Euro, verbunden mit der Bevorzugung jener Lösung, die perspektivisch einen vollständig treibhausgasneutralen Prozess ermöglichen kann. In den meisten Fällen würden bei dieser Bewertung die H₂-Anwendungen für Förderungen priorisiert werden.

Gleichzeitig sollte den Emittenten die Freiheit erhalten bleiben, eigenständig über die für sie sinnvollste Transformationsmaßnahme zu entscheiden. Da die Voraussetzungen an einzelnen Standorten sowie innerhalb verschiedener Branchen stark variieren, sollte der Staat

keine technologischen Pfade vorschreiben. Solange das wirtschaftliche Risiko bei den Emittenten selbst liegt und keine staatliche Förderung oder prioritärer Infrastrukturzugang in Anspruch genommen wird, sollten sie auch bestimmen können, welche Dekarbonisierungslösung sie wählen.

Fazit

CCU/S braucht einen klar definierten Platz in der deutschen Dekarbonisierungsstrategie, und dieser Platz muss politisch explizit gemacht werden. Schwer vermeidbare Emissionen sind das zentrale Einsatzfeld. Staatliche Förderung und Infrastrukturkoordination müssen diese Priorisierung konsequent widerspiegeln. Damit stellt sich unmittelbar die nächste Frage: Selbst mit klar definiertem Einsatzfeld bleibt offen, wer die erheblichen wirtschaftlichen Risiken des Hochlaufs trägt und unter welchen Bedingungen private Investitionen überhaupt ausgelöst werden können.

(vgl. Abbildung 2). Dem steht ein aktueller EU-ETS-Preis von unter 80 Euro gegenüber. Solange die technische Vermeidung teurer ist als der Kauf von Emissionszertifikaten, besteht aus rein betriebswirtschaftlicher Perspektive kein Investitionsanreiz. Investitionsentscheidungen setzen nicht heutige Preise

voraus, sondern die glaubwürdige Erwartung mittel- bis langfristig steigender CO₂-Preise. Debatten um eine Verlängerung kostenloser Zertifikatszuteilungen oder eine Aufweichung des Reduktionsfaktors gefährden diese Glaubwürdigkeit jedoch, wie man am gesunkenen CO₂-Preis ablesen kann. Verschärft

wird dies durch ein strukturelles Timing-Problem: CO₂-Preise in investitionswirksamer Höhe werden voraussichtlich erst in den 2040er Jahren sichtbar, während der Aufbau einer vollständigen Infrastruktur 15 bis 20 Jahre benötigt und somit bereits heute beginnen müsste.

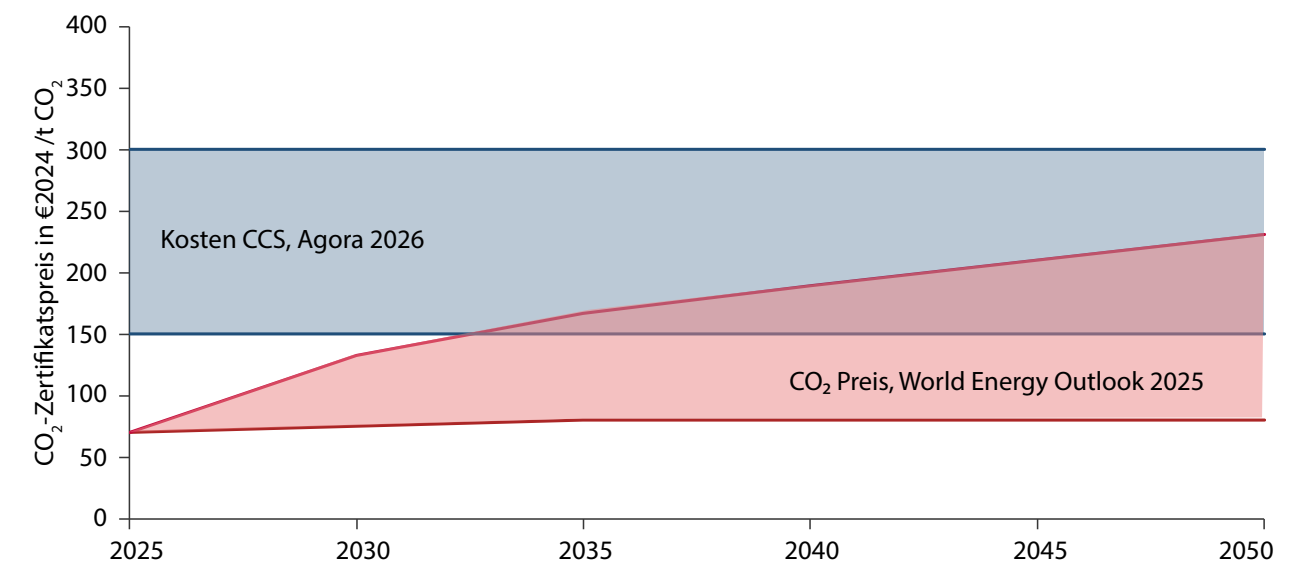


Abbildung 2: Vergleich von CO₂-Preisprognosen und CCS-Kostenentwicklung bis 2050

Das zweite strukturelle Problem ist das Synchronisationsproblem. CCU/S erfordert ein integriertes System aus Abscheidung, Transport und Speicherung. Jede Stufe der Wertschöpfungskette ist für sich genommen kapitalintensiv, langfristig angelegt und wirtschaftlich sowie technisch nur gemeinsam mit den anderen Stufen tragfähig. Ohne aufeinander abgestimmte Investitionsentscheidungen entsteht kein funktionsfähiges Gesamtsystem. Daraus resultieren erhebliche Gegenpartei Risiken entlang der Wertschöpfungskette. Schließlich unterscheiden sich die Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeiträume der einzelnen Komponenten teils erheblich. Wird eine Anlage früher fertiggestellt als die zugehörige Infrastruktur,

bleibt Kapital gebunden, ohne Erträge zu generieren. Diese zeitliche Asynchronität erhöht das Gesamtrisiko und erschwert private Investitionsentscheidungen.

Darüber hinaus erhöht die natürliche Monopolcharakteristik der CO₂-Transportinfrastruktur die Komplexität: Leitungsgebundene CO₂-Infrastruktur ist durch hohe Fixkosten und geringe Grenzkosten geprägt. Sind Pipelines und Hubs einmal gebaut, verursacht zusätzlicher Durchsatz nur geringe Mehrkosten. Diese Kostenstruktur begünstigt die Entstehung eines natürlichen Monopols. Dies birgt ohne klare Regulierung das Risiko überhöhter Transportentgelte oder diskriminierender Zugangsbedingungen.

Private Investitionen erfolgen typischerweise nur bei gesicherter Nachfrage, was systemisch zu einer unterdimensionierten Infrastruktur führt. Effizient wäre hingegen eine vorausschauende Überdimensionierung, die spätere Skaleneffekte antizipiert. Bei einer rein verursachergerechten Kostenumlage entstünden in der Frühphase zudem prohibitiv hohe Einzelentgelte für die geringe Anzahl von Nutzern. Die notwendige zeitliche Streckung der Netzentgelte kann nicht allein von Netzbetreibern erbracht werden. Aufgrund dieser Faktoren ist nicht zu erwarten, dass eine effiziente CO₂-Transportinfrastruktur rein marktgetrieben entsteht.

4.2 Markt, Wirtschaftlichkeit & staatliche Koordination

Spannungsfeld

Die Transformation zur Klimaneutralität sollte so weit wie möglich marktwirtschaftlich getragen werden. Gerade in Zeiten angespannter öffentlicher Haushalte und multipler globaler Krisen sollte der Staat einen regulatorischen Rahmen setzen, um privatwirtschaftliches Kapital

zu mobilisieren. Diesem Leitbild soll auch der Hochlauf von CCU/S folgen, allerdings reichen die beschlossenen Maßnahmen nicht aus, um endgültige Investitionsentscheidungen für die angekündigten großskaligen Projekte in Deutschland zu ermöglichen. Drei strukturelle Herausforderungen machen deutlich, warum:

Ein erstes Problem ist die fehlende Wirtschaftlichkeit: CCU/S stellt aktuell kein tragfähiges Geschäftsmodell dar. Optimistische Werte für die prospektiven CO₂-Vermeidungskosten von CCS liegen – je nach Anwendungsbereich, Transportdistanz und Speicherart – bei rund 150 Euro je Tonne CO₂



Handlungsempfehlungen

Die anstehende EU-ETS-Reform muss einen schwierigen Balanceakt zwischen kurzfristiger Entlastung der Industrie und Bewahrung der langfristigen Glaubwürdigkeit des Instruments meistern. Dabei ist die anstehende Reform ein schon beschlossener Prozess, der nun bedacht ausgeführt werden muss. Politische Eingriffe, die die Erwartung steigender CO₂-Preise untergraben sowie auch zukünftige Eingriffe in das System erwartbar machen, gefährden die Investitionsgrundlage für CO₂-Vermeidungsoptionen wie CCS. Ein robuster und planbarer ETS reduziert den Bedarf an zusätzlichen Förderinstrumenten und stärkt marktwirtschaftliche Investitionssignale. Eine mögliche Reformoption liegt dabei in einer Integration permanenter CO₂-Entnahmen in den EU-ETS. Eine aktuelle Modellierung des Potsdam-Instituts für Klimafolgenforschung (PIK) zeigt, dass eine klar regulierte Integration von Entnahmetechnologien wie Direct Air Carbon Capture and Storage (DACCS) oder Bioenergy with Carbon Capture and Storage (BECCS) nicht nur zusätzliche Investitionsanreize für CO₂-Entnahmen schafft, sondern zugleich den ETS-Preis stabilisieren und extreme Preisspitzen abfedern könnte⁹. Dadurch ließe sich die langfristige Stabilität des Systems erhöhen, ohne den Vermeidungsanreiz zu reduzieren und zu stark in die Architektur des ETS einzugreifen. Voraussetzung dafür ist jedoch eine schrittweise Integration von permanenten Entnahmen, um Fehlanreize und eine Verdrängung direkter Emissionsminderungen zu vermeiden.

Über das CO₂-Preissignal hinaus sind flankierende Instrumente notwendig, um Investitionen

frühzeitig anzustoßen. CCfDs können die Preislücke zwischen heutigen ETS-Preisen und den tatsächlichen Vermeidungskosten überbrücken. Ergänzend helfen Förderprogramme wie die Bundesförderung für Industrie und Klimaschutz (BIK) Modul 2 sowie Kreditgarantien und Risikoabsicherungsinstrumente dabei, projektbezogene Investitionsrisiken zu senken.

Synchronisationsrisiken und Monopolstruktur erzeugen systemische Risiken, die von keinem privatwirtschaftlichen Akteur allein getragen werden können. Aufgrund der hohen Standortbindung und stabilen Branchenstrukturen bei relevanten Emittenten ist belastbare Infrastrukturkoordination mit guter Prognosequalität und somit vertretbarem Risiko für den Staat möglich. Der Staat sollte daher die Risiken für Investitionen etwa durch verschiedene staatliche Absicherungsinstrumente reduzieren, um privatwirtschaftliches Handeln zu ermöglichen.

Fazit

Die wirtschaftliche Tragfähigkeit von CCU/S hängt weniger von technologischer Machbarkeit als von glaubwürdigen Rahmenbedingungen und langfristiger Investitionssicherheit ab. Fehlende Geschäftsmodelle, hohe Koordinationsanforderungen und die Monopolstruktur der Infrastruktur verhindern marktgetriebene Investitionen. Ein funktionierender Markthochlauf erfordert daher glaubwürdige CO₂-Preissignale, gezielte staatliche Absicherung und eine stärkere Koordination der Infrastrukturentwicklung.

4.3 CO₂-Infrastruktur als Voraussetzung für eine erfolgreiche Industrietransformation

Spannungsfeld

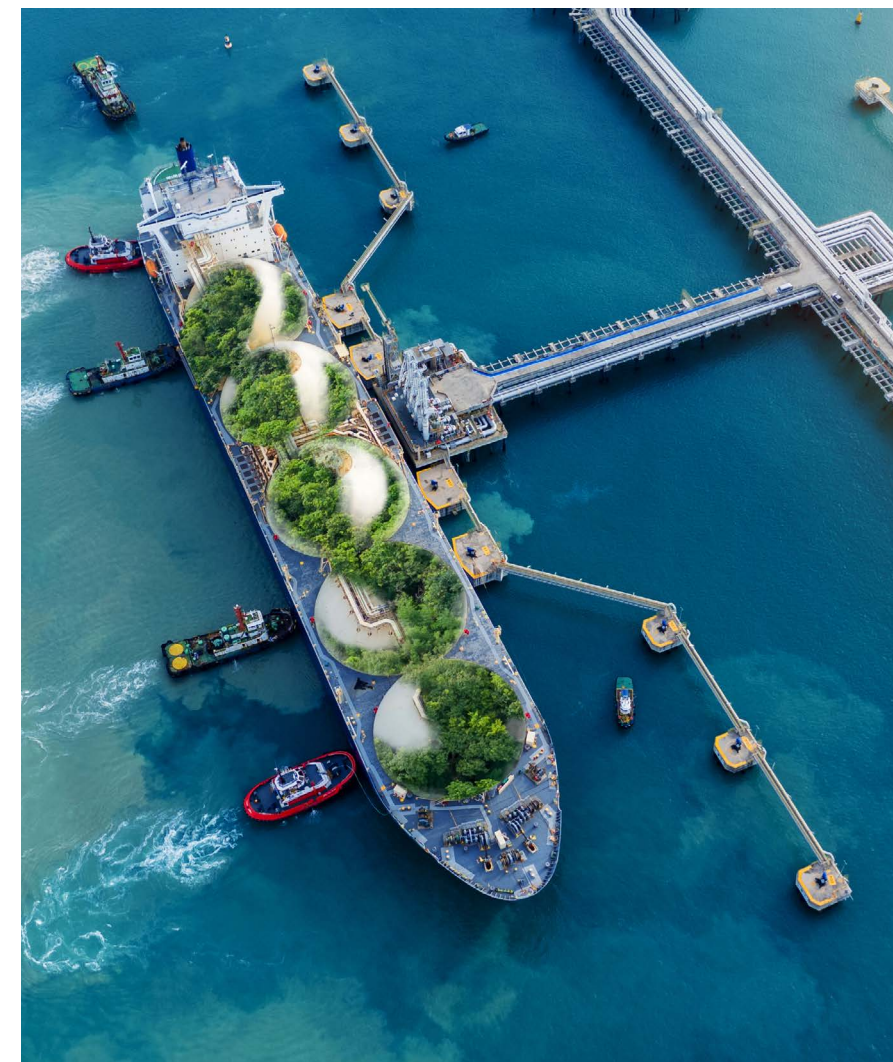
Selbst bei funktionierenden Investitionsanreizen für CO₂-Abscheidung bleibt eine zentrale Herausforderung bestehen: der Aufbau einer leistungsfähigen CO₂-Transport- und Speicherinfrastruktur. Aktuell stehen in Europa nur wenige geeignete Transportleitungen und Speicherstätten zur Verfügung.

Standorten, die ihr abgeschiedenes CO₂ nicht zu wettbewerbsfähigen

Kosten abtransportieren können, droht ein erheblicher Nachteil im europäischen Wettbewerb gegenüber Standorten mit direkterem und daher kostengünstigerem Speicherzugang. Vor diesem Hintergrund gilt eine pipelinegebundene Infrastruktur langfristig als effiziente Option für den CO₂-Transport. Zwar können alternative Transportformen wie Schiff oder Bahn eine Übergangslösung bieten und für einzelne Standorte und Cluster auch langfristig

die kostengünstigste Option darstellen, sie sind jedoch insbesondere bei großen CO₂-Mengen mit deutlich höheren Anforderungen an Logistik, Betrieb und Koordination verbunden. Der Aufbau einer CO₂-Pipelineinfrastruktur ist zugleich äußerst kapitalintensiv und mit langen Realisierungszeiträumen verbunden. Fehlallokationen bei Trassenverläufen, Transportkapazitäten oder der Auslegung von Hub-Strukturen lassen sich im Nachhinein nur schwer korrigieren und prägen regionale Industriestrukturen dauerhaft. Umso größer ist die Bedeutung einer vorausschauenden Planung in Abstimmung mit H₂-Netz und Stromnetzausbau, welche aber die schnelle Entwicklung und Umsetzung von ersten Pilot- und Vorreiterprojekten nicht behindern darf.

In Deutschland sieht das KSpTG eine Opt-in-Regelung der Bundesländer vor, sodass die Länder eigenständig entscheiden können, ob sie Onshore-Speicherung erlauben oder nicht. Diese Möglichkeit wurde bislang noch von keinem Bundesland genutzt. Im Mai 2026 hat die neu gewählte Landesregierung aus Bündnis 90/Die Grünen und der CDU in Baden-Württemberg zwar angekündigt die sogenannte Länderöffnungsklausel zu nutzen und Onshore-Speicherung zu ermöglichen, ob dies umgesetzt wird bleibt jedoch abzuwarten. Die weiteren Bundesländer sind zögerlich bei einer Entscheidung, da sie mangelnde Akzeptanz und daher negative politische Konsequenzen aufgrund der Einführung einer in der breiten



⁹ Sultani et al. (2026): How the EU can utilize its carbon market to scale up carbon dioxide removal.

Öffentlichkeit noch unbekannten Technologie fürchten. Die Onshore-Speicherung nicht zu ermöglichen bedeutet jedoch, dass langfristige Potenziale zur Kostenreduktion bei der CO₂-Speicherung sowie die Diversifizierung des Speicherangebots auf der Strecke bleiben. Zur Wahrheit gehört jedoch auch, dass die Zulassung der Onshore-Speicherung für Deutschland die Notwendigkeit des zeitnahen Anschlusses von großen CCU/S Clustern an die CO₂-Infrastruktur in Ländern wie Dänemark, Norwegen oder Belgien nicht verringert. Der Aufbau einer überregionalen CO₂-Infrastruktur und der Anschluss an Offshore-Speicherstätten in der deutschen AWZ oder im Ausland sind allein deswegen nötig, weil die Speicherpotenziale am Festland Deutschlands noch nicht ausreichend gut untersucht sind. Planungssicherheit für Industrien mit schwer vermeidbaren Prozessemissionen lässt sich daher nicht mit der Hoffnung auf mögliche Onshore-Potenziale schaffen, vielmehr sollten diese Potenziale erforscht werden, während gleichzeitig die richtigen Rahmenbedingungen für die Entwicklung einer Exportinfrastruktur gesetzt werden.

Grundsätzlich müssen beim Aufbau der Transport- und Speicherinfrastruktur verlässliche und planbare Rahmenbedingungen geschaffen werden. Dies ist insbesondere für die Industrie relevant, um zeitnah Investitionsentscheidungen für Transformationsprozesse treffen zu können. Eine glaubhafte Perspektive auf eine funktionierende und bezahlbare CO₂-Transport- und Speicherinfrastruktur ist eine zentrale Voraussetzung für

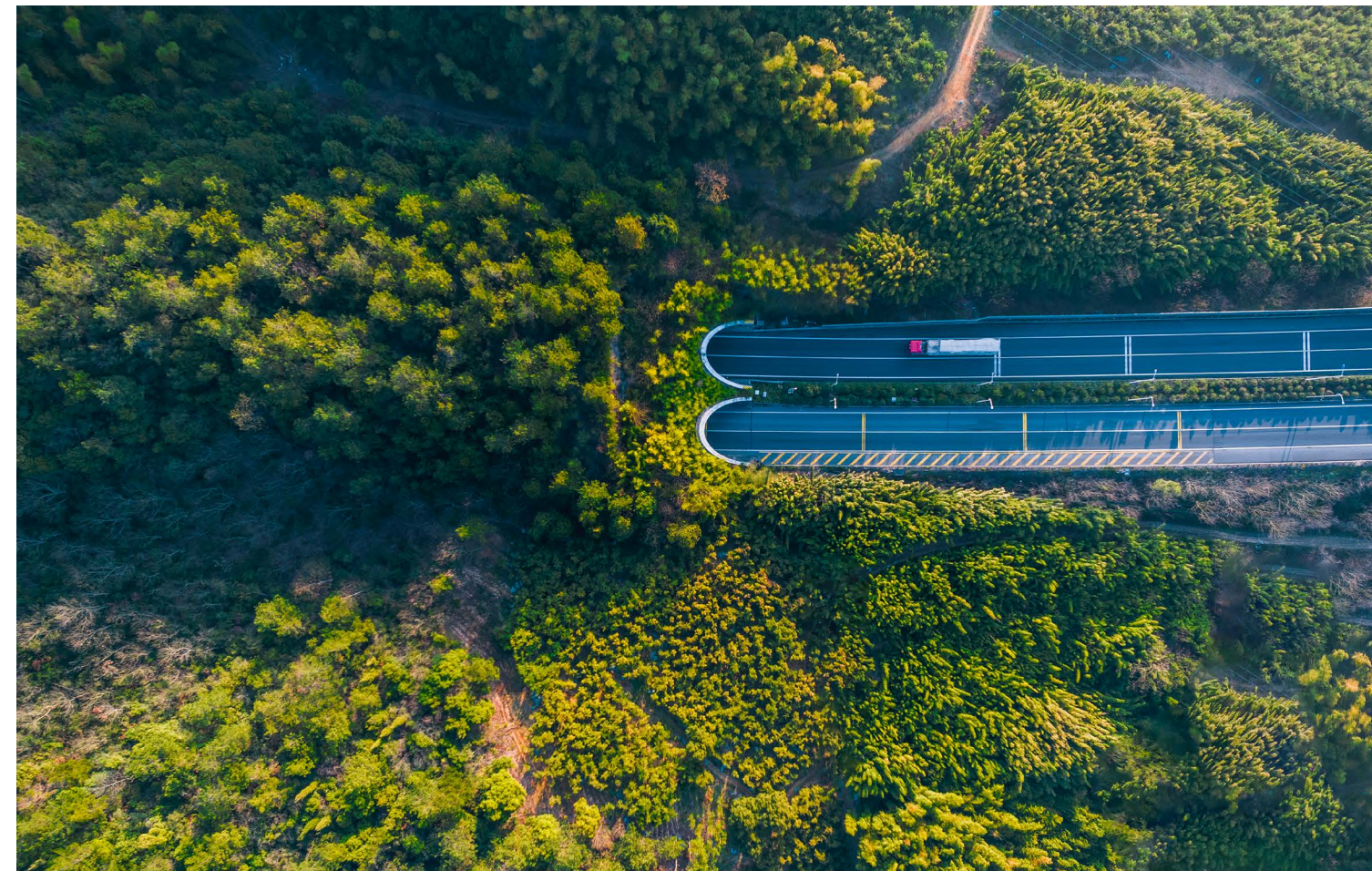
die strategische Ausrichtung der Industrie in Einklang mit der Erreichung der Klimaziele und einer europäischen Wettbewerbsfähigkeit.

Handlungsempfehlungen

Um Klarheit zur Auslegung einer berregionalen CO₂-Infrastruktur zu schaffen, ist die Untersuchung geologischer Speicherkapazitäten in Deutschland notwendig. Dabei sollten sowohl geologische Formationen Onshore als auch Offshore auf ihre CO₂-Speichertauglichkeit untersucht werden. Gleichzeitig ist die Bestimmung von deutschen CO₂-Mengen sowie CO₂-Mengen aus dem Ausland notwendig, um den Transportbedarf innerhalb Deutschlands inklusive Transitbedarfe aus Nachbarländern abzuschätzen. Neben Marktabfragen, bei welchen oft strategisch höhere Mengen angegeben werden als in der Realität anfallen, sollte dabei eine systematische Bedarfsanalyse erfolgen, die auch alternative Transformationsoptionen wie den Einsatz von H₂ einbezieht. Dabei ist wichtig, dass parallel die Umsetzung von Pilotvorhaben konsequent vorangetrieben wird, damit CCU/S in Deutschland greifbar wird. Erfolgreiche Vorreiterprojekte können politisch den Weg für die Umsetzung CCU/S erleichtern und ermöglichen es allen beteiligten Akteuren Lernkurven abzuschreiten. Dies wiederum ist eine der Voraussetzungen dafür, dass CCU/S perspektivisch im industriellen Maßstab erfolgreich umgesetzt werden kann.

Mit Blick auf die Speicherung des CO₂ obliegt es den Ländern, über eine Anwendung der Opt-in Klausel im KSpTG zu entscheiden. Ein erster Schritt

könnte eine strukturierte Analyse des möglichen Potenzials für die CO₂-Speicherung im Landesgebiet sein. Eine erste Analyse der möglichen Eignung oder „Untersuchungswürdigkeit“ von geologischen Formationen erfordert noch keine aufwändigen Messungen und



ist in verhältnismäßig kurzer Zeit möglich. Bundesländer mit einem hohen theoretischen CO₂ Speicherpotenzial sollten diese Möglichkeit nutzen, das Opt-In erklären und das Speicherpotenzial anschließend konkret untersuchen.

Durch die zusätzliche Erschließung von Onshore-Speicherkapazitäten können im Rahmen des

CCU/S Hochlaufs regionale Lösungsansätze in Clustern, insbesondere in Süddeutschland wie beispielsweise in Baden-Württemberg, realisiert werden. Bei einer perspektivischen Verbindung von Clustern mit Onshore-Speicherung zu einer überregionalen CO₂-Infrastruktur,

können langfristig potenzielle Engpässe im Transportnetz und Systemkosten reduziert werden. Dennoch bleibt der Aufbau einer überregionalen pipelinegebundenen CO₂-Infrastruktur auch mit Onshore-Speichern die kosteneffizienteste Option für eine klimaneutrale Industrie.

Für die Umsetzung sind regulatorische Modelle erforderlich, die eine langfristige Refinanzierung bei gleichzeitig tragfähigen Anfangsentgelten ermöglichen. Eine zeitliche Streckung der Netzentgelte kann die Belastung von Erstnutzern reduzieren und

Investitionssicherheit schaffen. Gleichzeitig bestehen erhebliche Mengen- und Auslastungsrisiken, insbesondere in der Anfangsphase. Staatliche Garantien und Absicherungsinstrumente sind daher erforderlich, um Investitionen zu ermöglichen. Vergleichbare Mechanismen sind auch für Speicher

notwendig. Dabei können Vorgaben zur Bereitstellung von Speicherkapazitäten, wie sie im NZIA vorgesehen sind, zum Anstoßen eines rechtzeitigen Hochlaufs beitragen. Diese Regelung sollte im Grundsatz trotz Widerstand aus den Reihen der Öl- und Gaskonzerne aufrechterhalten bleiben. Gleichzeitig sollten die Vorgaben konkretisiert werden, etwa hinsichtlich verbindlicher Kapazitätsziele und realistischer Umsetzungszeiträume, die den tatsächlichen Projektvorlaufzeiten im Offshore-Bereich Rechnung tragen.

Während der H₂-Hochlauf im Rahmen des Netzentwicklungsplans (NEP) Gas und H₂ bereits Dynamik gewinnt, wird das CO₂-Leitungssystem bislang in einem eigenständigen Regime entwickelt. Eine engere Abstimmung der Infrastrukturen ist notwendig, um Wechselwirkungen bei Trassenführung und Kapazitätsplanung frühzeitig zu berücksichtigen. Gleiches gilt für die Verzahnung mit dem Stromnetzausbau. Die aus der CO₂-Abscheidung resultierenden Stromlasten werden im Rahmen des NEP bereits standortscharf modelliert und sind den Übertragungsnetzbetreibern daher keine Unbekannte. Was es darüber hinaus braucht, ist ein verlässliches Verfahren, das sicherstellt, dass CO₂-Leitungsinfrastruktur und Netzanschluss zum richtigen Zeitpunkt am richtigen Standort verfügbar sind, ohne bewährte Verfahren der bestehenden Netzplanung zu beeinträchtigen.

Fazit

CO₂-Infrastruktur ist keine gewöhnliche Netzinfrastuktur: Sie bildet die Grundlage, ohne die Investitionsanreize in CO₂-Abscheidung ihre Wirkung nicht entfalten können. Trotz wirksamer Investitionsanreize für CO₂-Abscheidung hängt die Wettbewerbsfähigkeit und Transformationsfähigkeit der

Industrie entscheidend von einer vorausschauend geplanten, überregionalen und langfristig finanzierbaren CO₂-Transport- und Speicherinfrastruktur ab. Während der Staat insbesondere für die regulatorische Rahmensetzung und langfristige Planungssicherheit verantwortlich ist, liegen die konkrete Planung, der Bau und der Betrieb der CO₂-Infrastruktur bei Infrastruktur- und Netzbetreibern

mit entsprechender technischer Expertise. Damit sind die strukturellen Voraussetzungen für den CCU/S Hochlauf benannt – technisch, wirtschaftlich und infrastrukturell. Was bleibt, ist die gesellschaftliche Dimension: Denn selbst die beste Infrastruktur entfaltet ihre Wirkung nur dann, wenn sie auf gesellschaftliche Akzeptanz und politische Legitimität trifft.

adressiert die Sorge vor CCU/S als Feigenblatt für die Fortsetzung fossiler Geschäftsmodelle und zugleich das Risiko ineffizienter Investitionsentscheidungen. Risiken und Begrenzungen, insbesondere bezüglich Haftung, Verantwortung und langfristiger Sicherheit der Speicherung, müssen klar benannt werden. Eine beschönigende Darstellung untergräbt das Vertrauen langfristig stärker als eine offene Darstellung von Zielkonflikten und Unsicherheiten.

herauszustellen. Gegenüber der breiten Öffentlichkeit stehen der Beitrag von CCU/S zum Klimaschutz und Fragen der Sicherheit im Mittelpunkt. Für betroffene Regionen wiederum sollten Beschäftigung und regionale Wertschöpfung als konkrete Argumente in den Vordergrund gestellt werden.

und Energie (BMWE) sowie die Wiederaufnahme in Form eines Carbon-Management-Forums sind positive Ansätze. Entscheidend ist nun, diese Formate dauerhaft zu etablieren und auf weitere Teile der Gesellschaft auszuweiten.

Fazit

Gesellschaftliche Akzeptanz ist keine Begleiterscheinung des CCU/S Hochlaufs, sondern eine seiner zentralen Grundvoraussetzungen. Transparente, zielgruppenspezifische und frühzeitige Kommunikation ist kein weiches Instrument, sondern ein harter Erfolgsfaktor, der über Realisierbarkeit und Tempo von Projekten entscheidet. Einsatzfeld, Wirtschaftlichkeit, Infrastruktur und gesellschaftliche Akzeptanz sind damit die vier Dimensionen, entlang derer sich entscheidet, ob der CCU/S-Hochlauf gelingt – und in jeder dieser Dimensionen besteht konkreter, unmittelbarer Handlungsbedarf.

4.4 Akzeptanz, Beteiligung & Kommunikation

Spannungsfeld

Abseits der technisch-regulatorischen Debatte um Einsatzfeld, Wirtschaftlichkeit und Infrastruktur ist gesellschaftliche Akzeptanz eine zentrale Voraussetzung für den CCU/S Hochlauf. CO₂-Pipelines, -Terminals und -Speicher stoßen als ungewohnte Infrastrukturen auf Skepsis und Sorgen zu Sicherheitsrisiken. Teile der Öffentlichkeit lehnen CCU/S grundsätzlich ab, da sie eine Verschiebung des politischen Fokus weg von konsequenter Emissionsvermeidung befürchten. Der zentrale Konflikt liegt damit zwischen der realpolitischen Notwendigkeit, schwer vermeidbare Emissionen zu adressieren, und normativen Erwartungen, Dekarbonisierung primär durch CO₂-Vermeidung zu erreichen. Dieser Zielkonflikt hat den politischen Fortschritt bei CCU/S in der Vergangenheit erheblich gebremst.

Kommunikation beeinflusst dabei nicht nur die gesellschaftliche Akzeptanz, sondern bereits vorgelagert Investitionsentscheidungen. Ein

Teil der derzeitigen Unsicherheit unter Industrieakteuren ist auch das Ergebnis uneindeutiger Kommunikation und wechselnder politischer Signale. Solange das öffentliche Bild von CCU/S zwischen „fossiler Verlängerung“ und „unverzichtbarem Klimainstrument“ schwimmt, fehlt die gesellschaftliche wie politische Legitimität für einen beschleunigten Hochlauf.

Handlungsempfehlungen

Eine konsistente Kommunikation beginnt bei der Einordnung von CCU/S. Klimaneutralität bis 2045 erfordert den parallelen Ausbau mehrerer Dekarbonisierungspfade. CCU/S ist kein Ersatz für Emissionsminderung, sondern eine unverzichtbare Lösung für bestimmte schwer vermeidbare Emissionen. Diese Abgrenzung

Ein universell überzeugendes Narrativ für CCU/S existiert derzeit nicht. Wie eine Studie von Civey/Navos¹⁰ zeigt, werden die Vorteile von CCS in der Bevölkerung bislang nur unzureichend wahrgenommen. Eine erfolgreiche Kommunikationsstrategie muss daher zielgruppenspezifisch ansetzen: Gegenüber der Industrie gilt es, regulatorische Verlässlichkeit und Planungssicherheit als zentrale Investitionsvoraussetzung

Beteiligung sollte sich dabei nicht auf die Grundsatzfrage konzentrieren, ob CCU/S eingesetzt wird, sondern auf das konkrete „Wie“ der Umsetzung, etwa auf Standortfragen, Trassenführung, Standards, Monitoring und Governance. Kommunen, Länder und Zivilgesellschaft sollten nicht erst in späten Projektphasen adressiert werden, wenn keine Einflussmöglichkeiten mehr bestehen. Erfahrungen aus Dänemark zeigen, dass frühzeitige und proaktive Kommunikation die Akzeptanz erhöht. Die bisherige Stakeholdereinbindung durch das Bundesministerium für Wirtschaft



¹⁰ Civey/Navos (2025): CCS-Akzeptanz im Faktencheck.

Fazit

Deutschland steht nicht mehr am Anfang der CCU/S Debatte – es steht am Anfang der Umsetzung. Der rechtliche Rahmen ist gesetzt, die Notwendigkeit wissenschaftlich belegt, die europäischen Referenzprojekte existieren. Genau deshalb ist dieser Moment entscheidend. Wer die Weichen jetzt richtig stellt, kann den entstehenden europäischen CCU/S Markt mitgestalten; wer wartet, überlässt diese Position anderen. Das erfordert konkrete Entscheidungen in vier Dimensionen: CCU/S braucht einen politisch explizit gesetzten Platz, fokussiert auf schwer vermeidbare Emissionen, komplementär zu H₂, mit klarer Leitplanke im KSpTG. Der EU-ETS muss durch einen glaubwürdigen Absenkungspfad und flankierende Instrumente so ausgestaltet werden, dass der Investitionszyklus heute beginnt. CO₂-Infrastruktur hat lange

Vorlaufzeiten und ist faktisch irreversibel, weshalb Investitionen in die Infrastruktur abgesichert und zeitnah ausgelöst werden müssen. Auch gesellschaftliche Akzeptanz entsteht nicht von selbst. Die frühzeitige Einbindung von Kommunen, Ländern und Zivilgesellschaft ist keine Begleitmaßnahme, sondern Voraussetzung für Realisierbarkeit und Tempo.

Deutschland bringt dafür gute Voraussetzungen mit: eine starke industrielle Basis in den emissionsintensiven Sektoren, hohe ingenieurtechnische Kompetenz im Maschinen- und Anlagenbau sowie die unternehmerischen und institutionellen Strukturen, um einen solchen Hochlauf zu gestalten. Der entstehende europäische Markt für CO₂-Transport, -Nutzung und -Speicherung bietet reale

Wertschöpfungspotenziale, für die energieintensive Industrie ebenso wie für Infrastrukturbetreiber und Technologieanbieter. Diese Potenziale lassen sich nur heben, wenn jetzt gehandelt wird. Denn wer jetzt handelt, kann Investitionssicherheit schaffen, industrielle Wertschöpfung im Inland halten und CCU/S zu dem machen, was es sein muss: ein unverzichtbarer, gezielt eingesetzter Baustein einer realistischen, inländischen Klimaneutralität.

Autoren



Dr. Hinrich Thölken

Sustainability Lead Northern and Central Europe, Capgemini



Corinna Enders

Vorsitzende der Geschäftsführung, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)



Dr.-Ing. Andrej Guminski

Managing Director, FfE

Co-Autoren

Maximilian Pistner

Consultant Sustainable Futures Germany, Capgemini Invent

Pascal Hader-Weinmann

Teamleiter Kohlenstoffmanagement, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)

Amanda Pleier

Senior Research Consultant, FfE

Über Capgemini Invent

Als Marke für digitale Innovation, Design und Transformation innerhalb der Capgemini-Gruppe unterstützen wir bei Capgemini Invent CxOs dabei, die Zukunft ihrer Unternehmen zu gestalten. Mit über 40 Studios und mehr als 70 Niederlassungen weltweit sind wir ein Team von 13.500 Strateg:innen, Data Scientists, Produkt- und Experience-Designer:innen, Markenexpert:innen und Technolog:innen, die neue digitale Services, Produkte, Erlebnisse und Geschäftsmodelle für nachhaltiges Wachstum entwickeln.

Capgemini Invent ist ein integraler Bestandteil von Capgemini – einem weltweit tätigen, KI-gestützten Partner für Geschäfts- und Transformationstechnologie, der messbaren Geschäftswert liefert. Wir gestalten die Zukunft von Organisationen und machen sie mit KI, Technologie und Menschen real. Mit einer starken Tradition von nahezu 60 Jahren sind wir eine verantwortungsbewusste und vielfältige Gruppe von über 420.000 Mitarbeitenden in mehr als 50 Ländern. Wir bieten End-to-End-Dienstleistungen und -Lösungen, basierend auf tiefgreifender Branchenexpertise und einem starken Partnerökosystem, und nutzen dabei unsere Kompetenzen in Strategie, Technologie, Design, Engineering und Business Operations. Die Gruppe erzielte im Jahr 2025 einen weltweiten Umsatz von 22,5 Mrd. €.

Make it real. | capgemini.com/de-de/invent