

Gutachten

CCUS-Technologien in Brandenburg

Optionen zur Abscheidung, Transport, Nutzung und
Speicherung von nicht bzw. schwer vermeidbarem Koh-
lenstoffdioxid für die Industrie in Brandenburg



Bild: iStock/Onfokus

© Prognos, 2024

Gutachten

CCUS-Technologien in Brandenburg

Optionen zur Abscheidung, Transport, Nutzung und
Speicherung von nicht bzw. schwer vermeidbarem
Kohlenstoffdioxid für die Industrie in Brandenburg

Von

Moritz Bornemann (*Prognos AG*),
Jens Hobohm (*Prognos AG*),
Saskia Lengning (*Prognos AG*),
Sebastian Lübbers (*Prognos AG*)
Dr. Fabian Muralter (*Prognos AG*),

Dr. Olaf Däuper (*BBH*),
Frederik Braun (*BBH*),
Dr. Julian Schemmann (*BBH*)

Im Auftrag des

Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Energie
des Landes Brandenburg

Abschlussdatum

November 2024

Die Unternehmen im Überblick

Prognos – wir geben Orientierung.

Die Prognos AG ist eines der ältesten Wirtschaftsforschungsunternehmen Europas. An der Universität Basel gegründet, forschen Prognos-Expertinnen und -Experten seit 1959 für verschiedenste Auftraggeber aus dem öffentlichen und privaten Sektor – politisch unabhängig, wissenschaftlich fundiert. Die bewährten Modelle der Prognos AG liefern die Basis für belastbare Prognosen und Szenarien. Mit über 200 Expertinnen und Experten ist das Unternehmen an zehn Standorten vertreten: Basel, Berlin, Bremen, Brüssel, Düsseldorf, Freiburg, Hamburg, München, Stuttgart und Wien. In Wien sitzt die Prognos Europe GmbH, unsere Tochtergesellschaft in Österreich. Die Projektteams arbeiten interdisziplinär, verbinden Theorie und Praxis, Wissenschaft, Wirtschaft und Politik.

Geschäftsführer

Christian Böllhoff

Präsident des Verwaltungsrates

Dr. Jan Giller

Handelsregisternummer

Berlin HRB 87447 B

Umsatzsteuer-Identifikationsnummer

DE 122787052

Rechtsform

Aktiengesellschaft nach schweizerischem Recht; Sitz der Gesellschaft: Basel-Stadt
Handelsregisternummer
CH-270.3.003.262-6

Gründungsjahr

1959

Arbeitsprachen

Deutsch, Englisch, Französisch

Hauptsitz der Prognos AG
in der Schweiz

Prognos AG

St. Alban-Vorstadt 24
4052 Basel

Weitere Standorte der
Prognos AG in Deutschland

Prognos AG

Goethestr. 85
10623 Berlin

Prognos AG

Domshof 21
28195 Bremen

Prognos AG

Werdener Straße 4
40227 Düsseldorf

Prognos AG

Heinrich-von-Stephan-Str. 17
79100 Freiburg

Prognos AG

c/o Mindspace | 2. Etage
Rödingsmarkt 9
20459 Hamburg

Prognos AG

Nymphenburger Str. 14
80335 München

Prognos AG

Eberhardstr. 12
70173 Stuttgart

Standort der Prognos AG
in Belgien

Prognos AG

Résidence Palace, Block C
Rue de la Loi 155
1040 Brüssel

Tochtergesellschaft
in Österreich

Prognos Europe GmbH

c/o e7 GmbH
Hasengasse 12/2
1100 Wien

BBH – aus Überzeugung wegweisend

BBH ist einer der führenden und mit über 700 Mitarbeiter*innen, darunter über 300 Berufsträger*innen, zugleich einer der größten Anbieter von Rechtsberatungsleistungen im Energie- und Infrastruktursektor. Die Kanzlei ist von ihren Standorten in Berlin, München, Köln, Hamburg, Stuttgart, Erfurt und Brüssel aus sowohl strategisch als auch operativ in allen Fragestellungen entlang der Wertschöpfungskette tätig: im Bereich Netz zu allen Regulierungsfragen (wie Netznutzungsentgelte, Netzanschluss und -zugang etc.) sowie zum Konzessionsvertragsrecht und zu Netzübernahmen; bei sonstigen Infrastrukturthemen (wie beispielsweise Wasser/Abwasser/ÖPNV/Telekommunikation), bei der Kraftwerkserrichtung und Energieerzeugung mit Schwerpunkten im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung und den Erneuerbaren Energien; im Vertriebsbereich und Energiehandel; bei energienahen Dienstleistungen sowie allen damit zusammenhängenden Spezialgebieten.

Die Beratungspraxis umfasst regelmäßige gutachterliche Tätigkeiten zu grundlegenden Fragen der Rechtssetzung, -fortbildung und -anwendung für die öffentliche Hand, aber auch für andere Beratungsunternehmen, Verbände und Industrie- und Versorgungsunternehmen. Exemplarisch hierfür steht etwa die Unterstützung der dena bei der Erstellung des Evaluierungsberichts zum Kohlendioxidspeicherungsgesetz oder auch die Erstellung verschiedener Rechtsgutachten für eine namhafte Umweltschutzorganisation zu Fragen des Carbon Management bzw. der Infrastrukturen für den Transport von CO₂. Auch im Kontext politischer Dialogformate und Fachkonferenzen bringen wir fortwährend unsere juristische Expertise ein, so etwa jüngst im Rahmen des ersten Stakeholderworkshops zum Carbon Management des BMWK oder der Wissenschaftlichen Plattform Klimaschutz zu CCS und CCU.

Disclaimer:

Dieses Gutachten wurde für unseren Mandanten und auf der Grundlage des mit unserem Mandanten bestehenden Mandatsvertrages erstellt. Es ist für den eigenen Gebrauch unseres Mandanten bestimmt. Jegliche Weitergabe an Dritte mit Ausnahme der Veröffentlichung durch unseren Mandanten selbst ist nur bei entsprechender vorheriger Mitteilung an uns gestattet.

Gegenüber Dritten, die den Inhalt dieses Gutachtens ganz oder in Teilen zur Grundlage eigener Entscheidungen machen, übernehmen wir keine Verantwortung oder Haftung, es sei denn, dieser Dritte wurde ausdrücklich und durch schriftliche Vereinbarung in den Schutzbereich des Mandatsvertrages mit unserem Mandanten einbezogen oder wir haben mit diesem Dritten schriftlich etwas Abweichendes vereinbart. Auch unser Mandant übernimmt gegenüber Dritten für den Inhalt des Gutachtens keine Verantwortung oder Haftung.

Dort, wo im Einzelfall die Einbeziehung eines Dritten in den Schutzbereich des Mandatsvertrages erfolgt, gelten auch gegenüber dem Dritten die in dem Mandatsvertrag mit unserer Mandantin vereinbarten Haftungsbeschränkungen.

Inhaltsverzeichnis

Tabellenverzeichnis	VIII
Abbildungsverzeichnis	IX
Abkürzungsverzeichnis	XI
Zusammenfassung	XII
1 Einleitung	1
1.1 Hintergrund	1
1.2 Ziel	4
1.3 Aufbau und Methodik	5
2 Politische und rechtliche Rahmenbedingungen von CCS und CCU auf europäischer und nationaler Ebene	6
2.1 Politische Rahmenbedingungen: Strategische Ziele der EU, der Bundesregierung sowie des Landes Brandenburg	6
2.1.1 EU-Ebene	6
2.1.2 Nationale Ebene: Carbon Management Strategie	10
2.1.3 Landesebene: Brandenburg	13
2.2 Rechtliche Rahmenbedingungen	16
2.2.1 CO ₂ -Abscheidung	17
2.2.2 CO ₂ -Transport	23
2.2.3 CO ₂ -Nutzung	31
2.2.4 CO ₂ -Speicherung	31
2.2.5 Bezüge zum Europäischen Emissionshandelssystem (EU-EHS) bzw. zum nationalen Emissionshandel nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)	32
3 CO₂-Abscheidung und -Nutzung in Brandenburg	36
3.1 CO ₂ -Abscheidungstechnologien	37
3.2 CO ₂ -Abscheidung in Brandenburg	41
3.3 CO ₂ -Nutzung in Brandenburg	46

4	CO₂-Speicherung	48
4.1	CO ₂ -Speicherkapazitäten und -Speicherprojekte in Europa	51
4.2	CO ₂ -Speicherung in Deutschland und Brandenburg	56
4.3	Fazit CO ₂ -Speicherung	59
5	CO₂-Infrastrukturbedarf in Brandenburg	60
5.1	Optionen für den CO ₂ -Transport	61
5.2	CO ₂ -Transportprojekte in Deutschland	64
5.3	Vorgehensweise Modellierung CO ₂ -Infrastruktur	70
5.4	Ergebnisse CO ₂ -Infrastruktur in Brandenburg	75
6	Investitionen und CCU/S-Wertschöpfungsketten	79
6.1	Investitionen für CO ₂ -Abscheidung und -Transport in Brandenburg	79
6.2	Identifikation neuer CCU/S-Wertschöpfungsketten	84
7	Förderung für CCU/S-Technologien	87
7.1	Unionsrecht	88
	7.1.1 Zertifikatehandel	88
	7.1.2 Förderprogramme für grenzüberschreitende CO ₂ -Infrastrukturen	88
	7.1.3 Zertifizierung	90
7.2	Nationale Förderprogramme	90
	7.2.1 Bundesförderung Industrie und Klimaschutz (BIK)	91
	7.2.2 Klimaschutzverträge	92
	7.2.3 KfW-Programme	92
7.3	Zusammenfassung	93
8	Handlungsempfehlungen	94
	Quellenverzeichnis	XV
	Anhang	XX
	Impressum	XXIII

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: THG-Emissionen, Betreiber und Anlagenanzahl der betrachteten Branchen	36
Tabelle 2: Technologien zur CO ₂ -Abscheidung und entsprechende Technologiereifegrade (TRL)	39
Tabelle 3: Abscheideverfahren der deutschen CCS-Projekte	40
Tabelle 4: Zentrale Transformationsoptionen für die betrachteten Branchen	42
Tabelle 5: Optionen der CO ₂ -Nutzung	46
Tabelle 6: Schritte zur Realisierung von Speicherstätten	50
Tabelle 7: Angeschlossene Standorte in Brandenburg nach Szenarien	75
Tabelle 8: Modellierungsergebnisse bis zum Jahr 2045 in Brandenburg	80
Tabelle 9: Annahmen für die Berechnung der Investitionen	81
Tabelle 10: Handlungsempfehlungen zu CCU/S für das Land Brandenburg	100

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Abgeschiedene CO ₂ -Mengen in den Klimaneutralitätsszenarien	3
Abbildung 2: Carbon Management Prozesskette	4
Abbildung 3: Prozessschema Post Combustion chemische Absorption (Aminwäsche)	37
Abbildung 4: Prozessschema Oxyfuel-Verfahren	38
Abbildung 5: Prozessschema Pre-Combustion Verfahren	39
Abbildung 6: Entwicklung der THG-Emissionen und abgeschiedenen CO ₂ -Mengen (Szenario 1)	43
Abbildung 7: Entwicklung der THG-Emissionen und abgeschiedenen CO ₂ -Mengen (Szenario 2)	44
Abbildung 8: Wasserfall-Darstellung der szenarischen Transformationen	45
Abbildung 9: Verlässlichkeitspyramide zur Kapazitätsbestimmung salinärer Aquifere	49
Abbildung 10: Karte mit potenziellen CO ₂ -Speicherstätten in Europa	52
Abbildung 11: Verschiedene Schätzungen zu CO ₂ -Speicherkapazitäten in Europa	53
Abbildung 12: Entwicklung der Einspeisekapazitäten aus laufenden und geplanten Projekten in Europa	55
Abbildung 13: Karte der Speicherstrukturen in Deutschland	56
Abbildung 14: CO ₂ -Speicherpotenzial in Polen	59
Abbildung 15: Gütertransportnetz in Brandenburg und betrachtete CO ₂ -Quellen	62
Abbildung 16: Bundeswasserstraßen in Brandenburg und betrachtete CO ₂ -Quellen	63
Abbildung 17: VDZ CO ₂ -Netz	65
Abbildung 18: VDZ CO ₂ -Netz in Brandenburg und betrachtete CO ₂ -Quellen	66
Abbildung 19: OGE CO ₂ -Netz	67
Abbildung 20: OGE CO ₂ -Netz Brandenburg und betrachtete CO ₂ -Quellen	68
Abbildung 21: Leitungsalternativen CapTransCO ₂ und betrachtete CO ₂ -Quellen	70

Abbildung 22: Erdgasübertragungsnetz in Brandenburg und betrachtete CO ₂ -Quellen	71
Abbildung 23: Wasserstoff-Kernnetz und betrachtete CO ₂ -Quellen	72
Abbildung 24: Heatmap Brandenburg	73
Abbildung 25: Heatmap mit relevanten Anschlusspunkten	74
Abbildung 26: CO ₂ -Netz im Szenario 1 und betrachtete Standorte	76
Abbildung 27: CO ₂ -Netz im Szenario 2 und betrachtete Standorte	77
Abbildung 28: CO ₂ -Netz Alternative und betrachtete Standorte	78
Abbildung 29: CCS-Prozesskette im Untersuchungsraum Brandenburg	79
Abbildung 30: Szenario 1: Investitionen in 5-Jahreszeiträumen bis 2045	82
Abbildung 31: Szenario 2: Investitionen in 5-Jahreszeiträumen bis 2045	83
Abbildung 32: Vergleich der kumulierten Investitionen bis 2045 für die Szenarien 1 und 2	84
Abbildung 33: Technische CCUS-Wertschöpfungskette	85
Abbildung 34: Technische CCUS-Wertschöpfungskette	85
Abbildung 35: Nicht-technische CCU/S-Wertschöpfungskette	86

Abkürzungsverzeichnis

ADN	<i>Accord européen relatif au transport international des marchandises dangereuses par voies de navigation intérieures</i>
ADR	<i>Agreement concerning the International Carriage of Dangerous Goods by Road</i>
AGVO	<i>Allgemeinen Gruppenfreistellungsverordnung</i>
AWZ	<i>Ausschließliche Wirtschaftszone</i>
BECC	<i>Bioenergy with Carbon Capture; Bioenergie mit CO₂-Abscheidung</i>
BGR	<i>Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe</i>
BIK	<i>Bundesförderung Industrie und Klimaschutz</i>
BImSchG	<i>Bundesimmissionsschutzgesetzes</i>
BImSchV	<i>Bundesimmissionsschutzverordnung</i>
CC	<i>Carbon Capture, CO₂-Abscheidung</i>
CCS	<i>Carbon Capture and Storage, CO₂-Abscheidung und -Speicherung</i>
CCU	<i>Carbon Capture and Usage, CO₂-Abscheidung und -Nutzung</i>
CDR	<i>Carbon Dioxide Removal</i>
CEF	<i>Fazilität „Connecting Europe“</i>
CMS	<i>Carbon Management Strategie</i>
DACCS	<i>Direct Air Carbon Capture and Storage</i>
DEHSt	<i>Deutschen Emissionshandelsstelle beim Umweltbundesamt</i>
EIF	<i>European Innovation Fund</i>
EU-EHS	<i>Europäisches Emissionshandelssystem</i>
GGBefG	<i>Gefahrgutbeförderungsgesetz</i>
GGVSEB	<i>Gefahrgutverordnung Straße, Eisenbahn und Binnenschifffahrt</i>
GGVSee	<i>Gefahrgutverordnung See</i>
GWB	<i>Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen</i>
ICMS	<i>Industrial Carbon Management Strategy</i>
IMDG	<i>International Maritime Dangerous Goods</i>
IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>
IPCEI	<i>Important Project of Common European Interest</i>
KSpG	<i>Gesetz zur Demonstration der dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid</i>
KSpTG	<i>Gesetz zur dauerhaften Speicherung und zum Transport von Kohlendioxid</i>
LNe	<i>Langfriststrategie Negativemissionen für den Umgang mit unvermeidbaren Restemissionen</i>
LULUCF	<i>Land Use, Land Use-Change and Forestry</i>
MLUK	<i>Ministerium für Landwirtschaft, Umwelt und Klimaschutz des Landes Brandenburg</i>
MWAE	<i>Ministeriums für Wirtschaft, Arbeit und Energie des Landes Brandenburg</i>
NZIA	<i>Net Zero Industry Act</i>
PCI	<i>Projects of Common Interest</i>
PMI	<i>Projects of Mutual Interest</i>
PtJ	<i>Projekträger Jülich</i>
RID	<i>Règlement concernant le transport international ferroviaire de marchandises Dangereuses</i>
TA Luft	<i>Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft</i>
TAB	<i>Thermische Abfallbehandlung</i>
TEHG	<i>Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz</i>
TRL	<i>Technology Readiness Level</i>
UVP	<i>Umweltverträglichkeitsprüfung</i>
UVPG	<i>Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung</i>
WHG	<i>Wasserhaushaltsgesetz</i>

Zusammenfassung

Deutschland und Brandenburg verfolgen das Ziel der **Netto-Treibhausgasneutralität** bis zum Jahr 2045 sowie nach dem Jahr 2050 netto-negative Treibhausgasemissionen zu erreichen. Die CO₂-Abscheidung ist eine CO₂-Vermeidungstechnologie, die insb. für die nicht-vermeidbaren Emissionen notwendig wird, bei denen langfristig keine Alternative zur CO₂-Abscheidung abzusehen ist.

Die Bundesregierung ist derzeit im Entwicklungsprozess einer **Carbon Management Strategie (CMS)**. Sie sieht CCU/S als notwendig an, um die Klimaschutzziele zu erreichen. Die Ziele der Strategie sind:

- Vorrang der Vermeidung, dass CO₂ überhaupt entsteht (z.B. Erneuerbare Energien, Elektrifizierung, Energieeffizienz), und von fossilen Lock-Ins
- Transformationspfad für Industriebranchen mit schwer oder nicht vermeidbaren Emissionen (wie Zement, Kalk, Stahl, Grundstoffchemie);
- Ermöglichung von CCUS im industriellen Maßstab unter internationaler Einbettung;
- Hohe Umwelt- und Sicherheitsstandards.

Auf EU-Ebene bestehen ambitionierte Zielvorgaben für einen CO₂-Markthochlauf (Industrial Carbon Management Strategy). Die Kommission geht davon aus, dass ab 2030

- 360 Millionen bis 790 Millionen Tonnen CO₂ in der EU abgeschieden werden;
- deren wirtschaftlicher Gesamtwert 45 Milliarden bis 100 Milliarden € beträgt und
- zur Schaffung von 75.000 bis 170.000 grünen Arbeitsplätzen beiträgt.

Im Net-Zero Industry Act (NZIA) stuft die Kommission CCUS als strategische Netto-Null-Technologien mit konkreten EU-weiten Ausbauzielen ein und privilegiert sie in Planungs- und Genehmigungsverfahren. Sie will bis 2030 eine jährliche Speicherkapazität von mind. 50 Mio. t CO₂ schaffen.

Auf nationaler Ebene werden die **rechtlichen Rahmenbedingungen** für eine **CO₂-Abscheidung** insbesondere durch das Immissionsschutzrecht gesetzt. Herausfordernd für die Genehmigungsbehörden ist das Bilanzierungsproblem, dass sich der Abgasvolumenstrom der Gesamtanlage durch die Abscheidung verringert. Folglich weisen die Abgase der Gesamtanlage (rein rechnerisch) eine höhere Schadstoffkonzentration auf als ohne die Abscheidung, wodurch Grenzwerte überschritten werden können. Transport und Speicherung von CO₂ wird zukünftig das „Gesetz zur dauerhaften Speicherung und zum Transport von Kohlendioxid“ (KSpTG) regeln. Der Bundestag berät es zurzeit in den Ausschüssen. Die wesentlichsten Regelungsinhalte sind:

- Hürden für Wertschöpfungsketten abbauen;
- Genehmigungs- und Planungsverfahren straffen;
- Offshore-CO₂-Speicherung zulässig, Onshore-Speicherung ausgeschlossen, aber ein Opt-In der Bundesländer;
- Ausschluss von Anlagen zur Kohleverstromung und von Kohle-KWK zu CCUS.

Damit wird der kommerzielle Aufbau von Transportleitungen und Speichern im industriellen Maßstab in Deutschland zulässig werden. Die Infrastruktur soll privatwirtschaftlich errichtet und über frei verhandelte Entgelte finanziert werden. Was der Rechtsrahmen aber (noch) nicht umfasst, ist:

- Eine ex ante Regulierung: Das KSpTG erachtet eine kartellrechtliche ex post Regulierung für ausreichend (Die Kommission plant ein Regulierungspaket. Es ist abzuwarten, ob dadurch demnächst ein nationaler Reformbedarf entsteht.);
- Entflechtungsvorgaben;
- Eine koordinierte, strategische Netzplanung;
- Eine staatliche Absicherung der Infrastrukturerrichtung;
- Die Zulässigkeit eines grenzüberschreitenden Transports zum Zweck der Speicherung im Ausland.

Laut dem Entwurf der CMS kommen energieintensive Unternehmen mit **nicht bzw. schwer vermeidbaren Emissionen** für die CO₂-Abscheidung in Frage. Auch in Brandenburg gibt es Standorte der Zement-, Kalk, Eisen & Stahl-, Glas-, der Chemie und der Papier-Produktion. Darüber hinaus produziert die PCK-Raffinerie in Schwedt Mineralölprodukte und an sieben Standorten wird der Abfall thermisch weiterverarbeitet. Auf Basis von zwei entwickelten Szenarien wurden für diese Branchen die abgeschiedenen CO₂-Mengen entwickelt. Im Szenario 1 mit dem Fokus auf nicht-vermeidbare Emissionen werden im Jahr 2045 2,3 MtCO₂ abgeschieden, wohingegen im Szenario 2 inkl. der schwer vermeidbaren Emissionen 6,2 MtCO₂ durch CCS vermieden werden. Das abgeschiedene CO₂ wird danach entweder permanent in geologischen Formationen gespeichert oder für die Produktion in der Grundstoffchemie genutzt. Herausforderung bei der CO₂-Speicherung sind die knappen CO₂-Injektionskapazitäten. Die meisten Speicherprojekte werden derzeit für die Nordsee geplant. Wohingegen bei der CO₂-Nutzung u.a. der hohe Energiebedarf herausfordernd ist.

Die ersten CCS-Projekte setzen zur Überbrückung, bis eine **leitungsgebundene CO₂-Infrastruktur** zur Verfügung steht, auf den Zugtransport. Ein nationales CO₂-Netz kann für große Mengen und weiten Distanzen mittelfristig die hohen Kosten aus dem Zugtransport reduzieren und ermöglicht durch die Anbindung von Grenzübergangspunkten zu den Nachbarländern die Möglichkeit CO₂-Transitmengen in Richtung der CO₂-Speicher im Norden zu transportieren. Auf Basis der beiden zuvor definierten Szenarien mit verschiedenen CO₂-Vermeidungsschwerpunkten wurden zwei unterschiedliche CO₂-Netze skizziert. Szenario 1 mit dem Fokus auf nicht-vermeidbaren Emissionen weist eine Länge von rund 210 km in Brandenburg auf. Hier werden die Standorte in den Clustern Spree-Neiße, Eisenhüttenstadt und Rüdersdorf an ein CO₂-Netz angeschlossen. Wohingegen beim Szenario 2 auch noch das Cluster Schwedt angeschlossen wird. Insgesamt weist das CO₂-Netz im Szenario 2 eine Länge von knapp 315 km in Brandenburg auf. Falls man alle Standorte mit nicht vermeidbaren Emissionen (Zement, Kalk, TAB) in Brandenburg an ein CO₂-Netz anschließen und zusätzlich den Anschlusspunkt Mecklenburg-Vorpommern mitanbinden würde, käme man auf eine Netzlänge von 450 km. Dabei hängt die Entwicklung eines CO₂-Netzes von den folgenden Faktoren ab:

- Lokalisierung und CO₂-Mengen der Exits: Die konkrete Gestaltung der CO₂-Infrastruktur ist abhängig von der Positionierung der Exportpunkte und deren CO₂-Mengen;
- Erweiterungsmöglichkeiten: Die modellierten Netzwerke bieten Flexibilität zur Anbindung zusätzlicher Standorte;
- Internationale Koordination: Berücksichtigung der Entwicklungen zur nationalen CO₂-Infrastruktur und der Planungen auf polnischer Seite;

- Synergien und Dringlichkeit: Potenziale für Synergieeffekte mit der H₂-Netzplanung und dem parallelen Bau der Infrastrukturen erfordern eine zügige Konkretisierung der Pläne, können aber zur Beschleunigung des Aufbaus einer CO₂-Infrastruktur beitragen.

Für den Bau der **CO₂-Abscheidungsanlagen** und des **CO₂-Netzes** werden die **Investitionen** im Mrd. Bereich liegen. Im Szenario 1 werden kumulierte Investitionen bis zum Jahr 2045 für eine CO₂-Abscheidekapazität von 2,5 MtCO₂/a und ein CO₂-Netz mit einer Länge von 210 km von rund 1,7 Mrd. Euro notwendig sein. Im Szenario 2 mit einer Kapazität von 6,9 MtCO₂/a und einer Länge von 315 km werden insgesamt 3,6 Mrd. Euro veranschlagt.

Der **Europäische Emissionshandel (EU-ETS)** setzt dabei einen bedeutenden **Anreiz für CCS**. Die Menge an abgeschiedenem und dauerhaft geologisch gespeichertem CO₂ ist von der Gesamtemission der Anlage abzuziehen. Aufgrund von CCS nicht in die Atmosphäre emittiertes CO₂ ist folglich im EU-ETS anrechenbar und wirkt der Pflicht zur Abgabe von Zertifikaten entgegen. Während gegenwärtig die Kosten für Abscheidung, Transport und Speicherung noch deutlich über den vermiedenen Kosten der Zertifikate liegen, weshalb CCS zurzeit nicht wirtschaftlich ist und eines nennenswerten Förderrahmens bedarf, kann die Wirtschaftlichkeit von CCS mittel- bis langfristig neben der Kostendegression und dem Technologiehochlauf daraus folgen, dass die Abgabe von Emissionszertifikaten vermieden wird, die fortlaufend verknappt bzw. verteuert werden. Ohne den Einsatz der Technologie besteht langfristig mit Blick auf die Netto-Null die Gefahr für nicht oder schwer dekarbonisierbare Branchen, dass die industriellen Prozesse durch die fortlaufende Preissteigerung im EU-EHS nicht mehr wirtschaftlich am Standort Brandenburg abgebildet werden können. Daneben fördert die EU den Aufbau und die Integration eines europäischen Infrastruktursystems. National bestehen mit der Bundesförderung Industrie und Klimaschutz und den Klimaschutzverträgen zwei Förderprogramme für die Errichtung von Abscheidungsanlagen.

1 Einleitung

1.1 Hintergrund

Deutschland und Brandenburg verfolgen das Ziel, Netto-Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 sowie nach dem Jahr 2050 netto-negative Treibhausgasemissionen zu erreichen. Dafür ist der Einsatz von CO₂-Abscheidung, -Transport, -Nutzung (CCU) und der CO₂-Speicherung in geologischen Formationen (CCS) nach aktuellen Kenntnissen notwendig. Mit der Erarbeitung der Carbon Management-Strategie (im Folgenden CMS) und der Langfriststrategie Negativemissionen für den Umgang mit unvermeidbaren Restemissionen (LNe) wurden die politischen Prozesse angeschoben, um einen bedarfsgerechten Hochlauf für die CCS-Technologie in Deutschland zu ermöglichen. Der Einsatz von CO₂-Abscheidung, -Transport und -Speicherung (CCS) wird nach der CMS in den Anwendungen präferiert, in denen schwer bzw. nicht vermeidbare Emissionen entstehen (z. B. Zementklinker, Branntkalk, Thermische Abfallbehandlung), siehe nachfolgende Infobox.

i**Definition schwer bzw. nicht vermeidbare Emissionen aus dem Entwurf der CMS der Bundesregierung:**

Schwer bzw. nicht vermeidbare Emissionen sind definiert als die Emissionen, die aufgrund mangelnder technischer Vermeidungsmöglichkeiten oder der fehlenden (tatsächlichen bzw. wirtschaftlichen) Verfügbarkeit von Alternativen auch mittel- oder langfristig weiterhin anfallen werden, weshalb an diesen Anwendungen CCS/CCU mit geringeren Lock-In-Gefahren einhergeht. Die Einschätzung zur Höhe dieser schwer vermeidbaren Emissionen ist abhängig von verschiedenen technologischen, wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Entwicklungen und wird daher von der Bundesregierung kontinuierlich evaluiert werden (etwa im regelmäßigen Evaluierungsbericht zum KSpG). Untersuchungen, die zur Erstellung dieser Strategie begleitend beauftragt wurden, kommen zu dem Ergebnis, dass in der Industrie und Abfallwirtschaft im Jahr 2045 etwa 34 Mt an schwer vermeidbaren Emissionen abgeschieden werden müssen.

Schwer bzw. nicht vermeidbare Emissionen teilen sich in die zwei Unterkategorien der „nicht vermeidbaren Emissionen“ sowie weitere „schwer vermeidbare Emissionen“ auf. Nicht vermeidbare Emissionen umfassen prozessbedingte Emissionen wie die durch Zersetzung mineralischer Karbonate bedingten Prozessemissionen in der Zement- und Kalkindustrie. Diese Prozessemissionen machen rund zwei Drittel der Gesamtemissionen in beiden Branchen aus. Ebenfalls in die Kategorie der nicht vermeidbaren Emissionen fallen die Emissionen aus Müllverbrennungsanlagen (inkl. Klärschlammverbrennungsanlagen und Sondermüllverbrennungsanlagen), deren Hauptzweck in der notwendigen Entsorgung (Inertisierung) von Abfällen liegt. Da diese Emissionen nach heutigem Wissensstand auch langfristig weiter anfallen werden, sind sie sogenannte „No-Regret“-Anwendungen für CCS und CCU. Solche Anwendungen wurden auch im Rahmen des Stakeholderdialogs zur Carbon Management-Strategie identifiziert. Ein schneller Hochlauf der CO₂-Abscheidung in diesen Anwendungen geht nur mit geringen Lock-In-Risiken

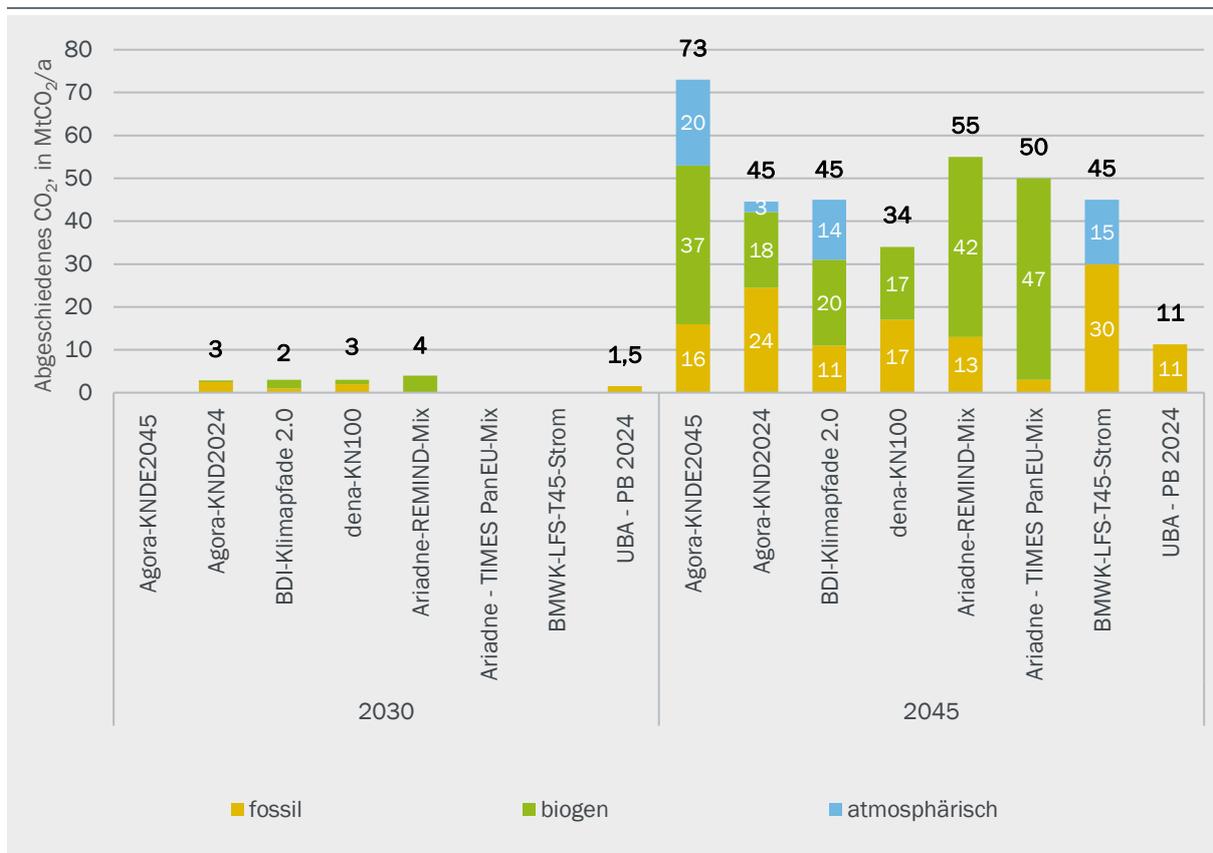
einher und steht in Übereinstimmung mit der langfristigen Transformation zur Klimaneutralität.

Die zweite Kategorie sind „schwer vermeidbare Emissionen“, die zwar langfristig durch den Umstieg auf neue Prozesse ohne Einsatz fossiler Rohstoffe und Energieträger vermieden werden können, jedoch aufgrund mangelnder Verfügbarkeit dieser Alternativen in einem absehbaren Zeithorizont weiter anfallen werden.

Ob CO₂-Emissionen als „schwer bzw. nicht vermeidbar“ anzusehen sind, hängt von technischen Vermeidungsmöglichkeiten und der (tatsächlichen bzw. wirtschaftlichen) Verfügbarkeit von Alternativen ab und kann sich im Zeitverlauf ändern. Als schwer vermeidbare Emissionen erachtet die Bundesregierung nach aktuellem Wissensstand insbesondere die Emissionen von Prozessen innerhalb der Grundstoffchemie, bei denen nicht-fossile Alternativen nicht vor Mitte der 2030er Jahre verfügbar sein werden.

Darüber hinaus kann CCU/S in Kombination mit abgeschiedenem atmosphärischem (DAC) und biogenem (BECC) CO₂ technisch zu negativen Emissionen führen, die neben den natürlichen negativen Emissionen (z. B. Aufforstung) zur THG-Netto-Negativität nach dem Jahr 2050 notwendig sind. Eine Auswertung der bestehenden Treibhausgasneutralitätsszenarien für Deutschland (siehe Abbildung 1) zeigt, dass im Jahr 2045 zwischen 34 und 73 MtCO₂/a abgeschieden werden. Der Großteil der geogenen und fossilen CO₂-Mengen stammt aus der Zementklinker-, der Branntkalkproduktion und der thermischen Abfallbehandlung, also aus den Branchen mit nicht bzw. schwer vermeidbaren Emissionen. Darüber hinaus werden negative CO₂-Emissionen aus der Abscheidung von biogenem CO₂, BECCS (17 bis 42 MtCO₂/a), und aus der direkten Abscheidung aus der Umgebungsluft, DACCS (0 bis 20 MtCO₂/a), eingesetzt, um Restemissionen im Jahr 2045 auszugleichen.

Abbildung 1: Abgeschiedene CO₂-Mengen in den Klimaneutralitätsszenarien



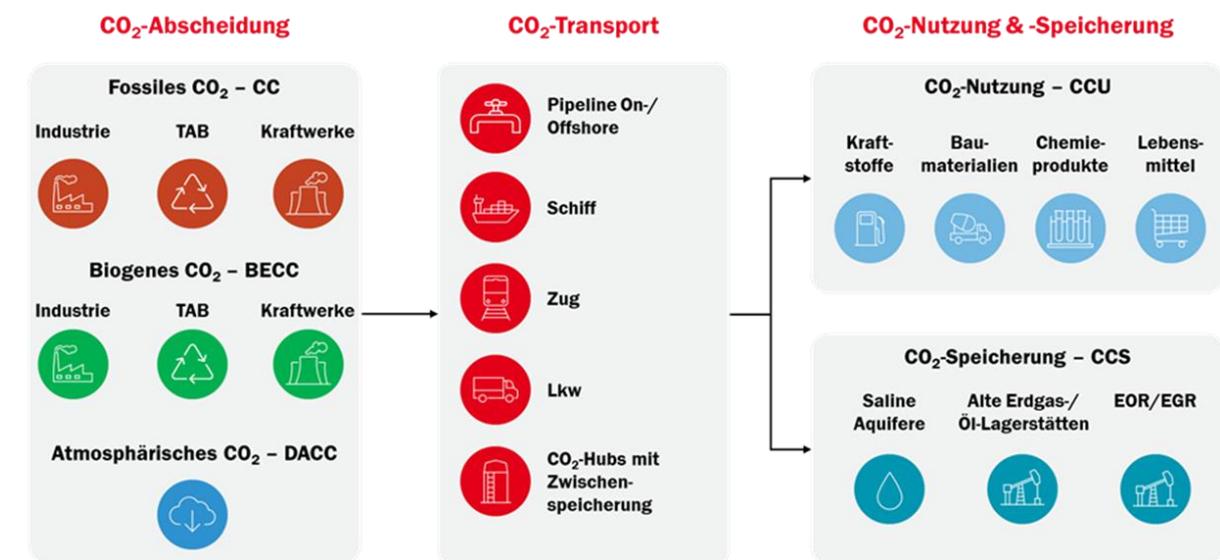
Quelle: Eigene Abbildung

© Prognos AG, 2024

Hinweis: UBA – PB 2024 ist kein Treibhausgasneutralitätsszenario, es verbleiben THG-Emissionen im Jahr 2045

Neben den alternativen Dekarbonisierungsoptionen, etwa der direkten Elektrifizierung, mehr Effizienz, dem Einsatz von grünem Wasserstoff oder der Umstellung auf alternative Produktionsprozesse, ist das Carbon Management eine zentrale Säule auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität bzw. Netto-Negativität. Unter dem Sammelbegriff Carbon Management werden neben der Abscheidung und Speicherung von CO₂ (Carbon Capture and Storage, CCS) auch die CO₂-Abscheidung und Nutzung (Carbon Capture and Utilization, CCU) sowie die Entnahme von CO₂ aus der Atmosphäre (Carbon Dioxide Removal, CDR) verstanden (Schenuit, F.; Böttcher, M.; Geden, O., 2023). Dabei wird CO₂ (fossil/biogen/atmosphärisch) an einer Punktquelle (Industrie, TAB, Kraftwerk) bzw. direkt aus der Atmosphäre abgeschieden, komprimiert und verdichtet. Das abgeschiedene CO₂ wird dann entweder zum Nutzungsort an einen Industriestandort (CCU) oder zur geologischen Speicherung (CCS) transportiert. Der Transport kann über Pipelines, per Schiff, Zug oder Lkw erfolgen. Je nach ausgewählten Transportmodi wird das CO₂ an einem Export- bzw. an einem Importterminal zwischengespeichert und nochmals verdichtet bzw. verflüssigt, bevor es dann per Schiff oder Pipeline exportiert und bspw. der geologischen Speicherstätte zugeführt wird (siehe Abbildung 2).

Abbildung 2: Carbon Management Prozesskette



Quelle: Eigene Abbildung

© Prognos AG, 2024

1.2 Ziel

Vor diesem Hintergrund wird in diesem Vorhaben untersucht, welche Rolle CCU/S im Land Brandenburg auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 einnehmen kann. Dabei ist zu klären, wie zukünftig mit schwer bzw. nicht-vermeidbaren prozessbedingten CO₂-Mengen umgegangen werden sollte, die insbesondere in der Grundstoffindustrie (u. a. Zement, Kalk, Glas) sowie in der thermischen Abfallverwertung entstehen. Dafür wird eine Datengrundlage geschaffen, die es der Landesregierung in Brandenburg erlaubt, zu beurteilen, ob die Entwicklung und der Einsatz von CO₂-Technologien wie CCS und CCU dazu beitragen können, die Erreichung der im Land Brandenburg angestrebten Klimaziele zu unterstützen und welche Anwendungsfelder für die Umsetzung dieser Technologien geeignet wären.

Darüber hinaus werden nicht nur die abgeschiedenen CO₂-Mengen, sondern auch die Standorte der CO₂-Punktquellen ermittelt, weil auch deren Verteilung über die Brandenburger Landesfläche für die Kostenstruktur und die Machbarkeit einer eventuellen CO₂-Infrastruktur von erheblichem Belang ist. Hierbei werden mögliche CO₂-Netze und deren Trassenverläufe betrachtet. Bisherige Planungen auf der Übertragungsebene beachten nur die Infrastruktur für die Strom- und Gasversorgung sowie Wasserstoff. Kohlendioxid ist derzeit kein Bestandteil von Infrastrukturplänen in Deutschland. Infrastrukturen für Wasserstoff sowie Kohlendioxid könnten zukünftig zusammen gedacht und gemeinsam geplant werden, wodurch Synergien genutzt werden könnten, aber auch zusätzlicher Handlungsdruck entsteht. Darüber hinaus werden weitere Transportmöglichkeiten über Schienen, Häfen und Straßen betrachtet, da viele Unternehmen sich fernab von Ballungsräumen befinden und oftmals vor besonderen Herausforderungen stehen, ihre Prozesse zu dekarbonisieren.

Die CO₂-Abscheidung an öffentlichen Wärme- und Heizkraftwerken ist nicht Bestandteil dieser Untersuchung. Hier würde CCS und CCU lediglich dazu dienen, fossile Geschäftsmodelle abzuschließen und den Druck von der Abkehr fossiler Energieträger herauszunehmen. Vielmehr ist das Ziel dieser Studie, den Einsatz der CO₂-Abscheidung im Industriesektor und bei den TAB-Anlagen

zu beurteilen, ob dieser sinnvoll und machbar ist und zu welchen Implikationen (z. B. notwendige Investitionen) der Hochlauf einer CO₂-Wirtschaft führt. Damit werden die grundsätzlichen Weichenstellungen für den Einsatz und die Fortentwicklung dieser Klimaschutztechnologien im Land Brandenburg geschaffen.

Neben den wirtschaftlichen bzw. technischen Betrachtungen ist auch die politische bzw. rechtliche Dimension wesentlich für die Frage, welche Rolle eine CO₂-Wirtschaft in Brandenburg künftig spielen könnte und welche Geschäftsmodelle in diesem Rahmen möglich sind. Daher wird diese Studie ergänzt durch einen umfassenden Überblick über die aktuellen Rahmenbedingungen auf Ebene der EU sowie auf nationaler und auf Landesebene in Brandenburg. Dabei werden auch sich abzeichnende künftige Entwicklungen mit antizipiert. Diese werden gleichsam als „Leitplanken“ der weiteren Analyse vorangestellt.

1.3 Aufbau und Methodik

Es wurden vorab Experteninterviews mit den relevanten Industrieunternehmen aus Brandenburg durchgeführt (siehe Anlage A im Anhang). Die Ergebnisse der Interviews fließen u.a. in die Modellierungen der CO₂-Abscheidung und der CO₂-Infrastruktur ein. Daneben sind die Pläne und Positionen der Industrieunternehmen entscheidend, um ein ganzheitliches Bild für den Einsatz der CO₂-Abscheidung in Brandenburg skizzieren zu können, und sind daher neben der Auswertung von Transformationsstudien u.a. Grundlage für die Aufstellung der zwei Szenarien in der Modellierung gewesen.

Angefangen mit den Ausarbeitungen zu den politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen von CCS und CCU auf europäischer und nationaler Ebene in Kapitel 2, wird in Kapitel 3 die CO₂-Abscheidung und -Nutzung in Brandenburg untersucht. Dafür werden auf Basis von zwei Szenarien die abgeschiedenen CO₂-Mengen im Industriesektor und bei den TAB-Anlagen modelliert. Vorab werden die unterschiedlichen CO₂-Abscheidungstechnologien dargestellt und deren Einsatz in laufenden CCS-Projekten in Deutschland überprüft. Im Kapitel 4 werden eine Literaturrecherche zur CO₂-Speicherung in Europa und Deutschland durchgeführt und laufende CCS-Projekte in Europa hinsichtlich der CO₂-Injektionskapazitäten bis zum Jahr 2050 ausgewertet. Im Kapitel 5 wird der CO₂-Infrastrukturbedarf analysiert. Dafür werden auf Basis der zwei Szenarien zwei unterschiedliche CO₂-Trassenverläufe für das Zieljahr 2045 skizziert. Auf Basis dieser Ergebnisse werden in Kapitel 6 die Investitionen berechnet, die für den Hochlauf der CO₂-Abscheidung und der CO₂-Infrastruktur notwendig sind. Darüber hinaus werden auf Basis einer Analyse der CCU/S-Prozesskette und der tätigen Unternehmen in den einzelnen Prozessschritten neue Wertschöpfungsketten identifiziert. Kapitel 7 stellt die Förderprogramme für die CCU/S-Technologie auf nationaler und europäischer Ebene dar. Abschließend werden in Kapitel 8 auf Basis der erarbeiteten Ergebnisse Handlungsempfehlungen ausgesprochen und offene Fragen adressiert.

2 Politische und rechtliche Rahmenbedingungen von CCS und CCU auf europäischer und nationaler Ebene

Zunächst werden die maßgeblichen politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen identifiziert und vorgestellt. Ziel ist es, die „Leitplanken“ für den Aufbau einer Wertschöpfungskette für CO₂ in Brandenburg aufzuzeigen. Sie bilden den Rahmen eines Markt- und Technologiehochlaufs am Standort Brandenburg.

2.1 Politische Rahmenbedingungen: Strategische Ziele der EU, der Bundesregierung sowie des Landes Brandenburg

Strategische Ziele hinsichtlich der Bedeutung sowie des Ausbaus der CCS/CCU-Technologie finden sich auf Ebene der EU, des Bundes sowie des Landes Brandenburg. Auf strategischer Ebene wird daneben die Thematik sog. „negativer Emissionen“ diskutiert.¹ Hierbei handelt es sich um eine weitergehende Thematik, die zwar teils auf die gleichen Technologien bzw. Infrastrukturen wie die CCS/CCU-Technologien zurückgreift, allerdings hinsichtlich der Herkunft des CO₂ bzw. ihres Einsatzzwecks von diesen abzugrenzen ist. Während CCUS durch Abscheidung von fossilem CO₂ direkt an der Emissionsquelle verhindert, dass CO₂ überhaupt in die Atmosphäre gelangt, meinen negative Emissionen gemeinhin die CO₂-Entnahme aus der Atmosphäre durch biologische, geochemische oder chemische Aktivitäten.²

2.1.1 EU-Ebene

Im Jahr 2021 ließ die EU-Kommission verlautbaren, dass sie eine industrielle Kreislaufwirtschaft für Kohlenstoff als wesentlichen Baustein zum Erreichen der EU-Klimaneutralitätsziele betrachtet.³ Die EU geht davon aus, dass 300–500 Millionen Tonnen CO₂ abgetrennt, genutzt oder gespeichert werden müssen, um Klimaneutralität zu erreichen. Darauf beruht die ehrgeizige Ambition, bis 2030 einen Binnenmarkt für industrielles CCS bzw. CCU herbeizuführen.⁴

Es finden sich dementsprechende Strategievorhaben in der von der Kommission vorgelegten Industrial Carbon Management Strategie⁵ und im Net Zero Industry Act⁶. Beim NZIA handelt es sich zwar formal um eine EU-Verordnung und kein Strategiepapier. Da sie inhaltlich aber darauf abzielt, strategische „Net-Zero“-Technologien mit konkreten EU-weiten Ausbauzielen einzustufen und als solche in Planungs- und Genehmigungsverfahren besonders zu privilegieren, liegt es nahe, sie in diesem Zusammenhang zu thematisieren.

¹ Vgl. „Eckpunktepapier: Langfriststrategie Negative Emissionen zum Umgang mit unvermeidbaren Restemissionen“, abrufbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/240226-eckpunkte-negativemissionen.pdf?_blob=publicationFile&v=8. (BMWK, 2024) Auch §§ 3a, 3b KSG sehen separate Zielvorgaben für natürliche und technische Senken vor.

² Auch als Senken von Treibhausgasen bezeichnet.

³ Mitteilung über nachhaltige Kohlenstoffkreisläufe, COM (2024) (Europäische Kommission, 2021) 800 final, S. 11.

⁴ Impact Assessment on a 2040 Climate Target, 2024, S. 160. (Europäische Kommission, 2024)

⁵ Europäische Kommission COM (2024) 62 final, im Folgenden ICMS.

⁶ VO (EU) 2024/1735 v. 13.6.2024, im Folgenden NZIA.

Industrial Carbon Management Strategy

In der ICMS aus dem Februar 2024 betont die Kommission die Bedeutung eines industriellen Kohlenstoffmanagements als unverzichtbaren Bestandteil des Dekarbonisierungspfad der europäischen Wirtschaft. Sie adressiert vor allem jene Sektoren, in denen alternative technische Möglichkeiten zur Emissionsreduktion nicht bzw. nur eingeschränkt bestehen (insbesondere Luft- und Seeverkehr, Stahl-, Zement- und Chemieindustrie, Erdgasverarbeitung). Ziel der ICMS ist es, in einem breiten Stakeholderdialog CCUS-Technologien nebst solchen für Negativemissionen (DACCS, BECCS) einschließlich einer CO₂-Transportinfrastruktur sowie einen hierauf gerichteten Regulierungs- und Investitionsrahmen zu entwickeln. Während sich auf nationaler Ebene in Deutschland eine Präferenz von CCS gegenüber CCU abzuzeichnen scheint, formuliert die ICMS insoweit kein grundsätzliches Rangverhältnis. Vorgesehen sind drei Entwicklungsphasen:

- Bis 2030 die CO₂-Speicherkapazität auf mind. 50 Millionen Tonnen pro Jahr zusammen mit einer entsprechenden Transportinfrastruktur auszubauen;
- Bis 2040 CO₂ als eine zur Speicherung oder Nutzung bestimmte handelbare Ware und wirtschaftlich tragfähige CO₂-Wertschöpfungsketten zu etablieren;
- Nach 2040 industrielles CO₂-Management als einen integralen Bestandteil des EU-Wirtschaftssystems zu konstituieren.

Strategie zu CCS

Die Kommission fordert die Regierungen in der EU auf, CCS als notwendigen Teil der Dekarbonisierungslösung anzuerkennen. Sie selbst möchte die Technologieeinführung durch mehrere Initiativen fördern, insbesondere

- eine Plattform für Nachfrageanalyse und Datensammlung für CO₂-Marktakteure bis spätestens Anfang 2026 einrichten, um sie zusammenzubringen;
- in einem Investitionsatlas bis Anfang 2026 CO₂-Speicherstandorte verzeichnen und
- Leitlinien zu Genehmigungsverfahren für strategische Projekte für Netto-Null-Technologien zur CO₂-Speicherung entwickeln (Umsetzung im Rahmen des NZIA).

Darüber hinaus stellt die Kommission Forderungen an die Mitgliedstaaten:

- Aktualisierung nationaler Energie- und Klimapläne um Daten zum Abscheidungsbedarf und zu Speicherkapazitäten;
- Festlegung von Unterstützungsmaßnahmen zur Einführung einer Wertschöpfungskette;
- Kontaktaufnahme von Speicherdiensten mit zuständigen Behörden bereits in der Vorbereitungsphase des Speichergenehmigungsverfahrens;
- Bereitstellung von Daten für den Investitionsatlas;
- Unterstützung kooperativer strategischer Projekte für Netto-Null-Technologien mit dem Ziel, vollständige Wertschöpfungsketten im grenzüberschreitenden Kontext zu schaffen.

Strategie zu CCU

Gegenüber CCS fallen die Strategievorhaben der Kommission hier verhaltener aus. In enger Abstimmung mit der Industrie wird zunächst die Prüfung der Nutzung von nachhaltigem Kohlenstoff als Ressource in verschiedenen Industriesektoren und die Schaffung eines kohärenten Rahmens für den Technologiepfad angestrebt. Ziel ist es, einen Nachfragesog zu erreichen, sektorspezifische Fahrpläne für CCU-Tätigkeiten zu entwickeln und letztendlich Anreize für deren Anwendung zu setzen. Denn abgeschiedenes CO₂ könnte eine wichtige Kohlenstoffquelle für verschiedene

industrielle Anwendungen sowie für die Produktion nachhaltiger Kraftstoffe für schwer vermeidbare Emissionen im Transportsektor (etwa in der Luft- bzw. Schifffahrt) sein.⁷ Folge wäre neben einer Emissionsreduktion die Steigerung der Energiesicherheit und Autonomie der EU. Des Weiteren sei CCU geeignet, zur Stärkung industrieller Symbiose-Effekte sowie einer besseren Integration von Prozessen innerhalb industrieller Cluster beizutragen. Deshalb sollen CCU-Infrastrukturen vorzugsweise dezentral und auf lokaler Ebene angelegt werden.⁸

Strategie zum CO₂-Transport

Sofern abgeschiedenes CO₂ nicht direkt vor Ort stofflich genutzt wird, muss es für die weitere Verwendung in industriellen Prozessen (etwa für Kunststoffe, Chemikalien, Bauprodukte oder synthetische Kraftstoffe) oder die dauerhafte geologische Speicherung transportiert werden. Die Kommission widmet daher Aufbau und Finanzierung einer leistungsfähigen CO₂-Infrastruktur, einer europäischen Infrastrukturplanung und -integration einen Schwerpunkt.

Der Aufbau einer diskriminierungsfreien, frei zugänglichen, transparenten, multimodalen und grenzüberschreitenden Transportinfrastruktur setzt nach ihrer Ansicht angemessene Genehmigungszeiten und ein hohes Maß an Koordination voraus. Deswegen sieht sie die Einrichtung eines europäischen Koordinierungsmechanismus für die EU-weite Infrastrukturplanung und die Abstimmung zwischen den Mitgliedsstaaten vor.⁹

Die Kommission möchte von Anfang an Optimierungsmöglichkeiten bei der Infrastrukturplanung ausschöpfen.¹⁰ Daher sollen Wechselwirkungen mit dem Strom-, Gas- und H₂-Sektor sowie der Bedarf an künftigen Kapazitätsreserven untersucht werden. Das schließt die Prüfung ein, bestehende Infrastrukturen für den CO₂-Transport oder die CO₂-Speicherung wiederzuverwenden oder umzuwidmen bzw. welche regulatorischen Änderungen dafür erforderlich wären.

Mit der Vorbereitung eines Regulierungspakets für den CO₂-Transport möchte die Kommission noch 2024 beginnen.¹¹ Es sollen Aspekte wie die Markt- und Kostenstruktur, grenzüberschreitende Integration und Planung, technische Harmonisierung und Investitionsanreize für neue Infrastrukturen, Zugang Dritter, zuständige Regulierungsbehörden, Tarifregulierung und Eigentumsmodelle aufgegriffen werden. Der Vergleich zur Regelungssystematik bei Gas oder Strom bzw. den Regelungsinhalten in der Gas-RL/Strom-RL legt nahe, dass die Umsetzung in der CCS-RL¹² erfolgen wird. Das dürfte aller Wahrscheinlichkeit nach eine (erneute) Novellierung des KSpTG erforderlich machen. Bislang sind indessen keine konkreten Reformpläne öffentlich bekannt, sodass sich letztlich auch über den Zeitrahmen hierfür keine belastbare Aussage treffen lässt.

Daneben sollen gemeinsame Minimalstandards für die Reinheit von CO₂-Strömen festgelegt werden, die einen leichteren grenzüberschreitenden Transport und eine Nutzung/Speicherung ermöglichen. Lücken in der Emissionsbilanzierung, etwa mit Blick auf die Haftung für Leckagen während des (nicht-leitungsgebundenen) Transports, sollen zeitnah behoben werden. Dafür müssen im Rahmen des EU-EHS Anpassungen vorgenommen werden.

⁷ Communication Industrial Carbon Management, 2024, S. 3, (Europäische Kommission, 2024)

⁸ Communication Industrial Carbon Management, 2024, S. 17, (Europäische Kommission, 2024)

⁹ Communication Industrial Carbon Management, 2024, S. 10, (Europäische Kommission, 2024),

¹⁰ COM (2024) 62 final.

¹¹ Communication Industrial Carbon Management, 2024, S. 10 f, (Europäische Kommission, 2024)

¹² Richtlinie 2009/31/EG v. 23.4.2009 über die geologische Speicherung von Kohlendioxid (CCS-RL).

Strategie zur Finanzierung und Förderung

Mit Blick auf ihr Klimaziel für 2040 geht die Kommission davon aus, dass ein europäisches CO₂-Transportnetz unter Einbindung verschiedener Transportmodi (Pipeline, Schiff, LKW, Zug) bereits 2030 eine Länge von ca. 7.000 km erreichen und bis 2050 auf bis zu 19.000 km anwachsen könnte.¹³ Dafür sind umfangreiche Förderprogramme vorgesehen. Die EU möchte wichtige Vorhaben zu Transport und Speicherung von gemeinsamem europäischem Interesse über die Plattform JEF-IPCEI fördern, Infrastrukturprojekte via Innovationsfonds, den Fonds „InvestEU“ und die Fazilität „Connecting Europe“ kofinanzieren sowie über Rahmenprogramme für Forschung und Innovation wie „Horizont Europa“ investieren.

Die Kommission geht von erheblichen Investitionsbedarfen aus. Erwartet wird, dass bis zum Jahr 2030 der Aufbau von Speicherkapazitäten Investitionen von 3 Milliarden € und von Transportinfrastruktur Investitionen von 6,2 bis 9,2 Milliarden € erfordern wird, während die Abscheidungskosten aus Punktquellen zwischen 13 € und 103 € t/ CO₂ liegen werden. Über 2030 hinaus schätzt die Kommission, dass bis 2050 zusätzliche Investitionen in die Transportinfrastruktur in Höhe von 9,3 bis 23,1 Milliarden € erforderlich sein könnten, um die Klimaziele zu erreichen.

Beruhend auf dem CO₂-Preissignal aus dem EU-Emissionshandel wird davon ausgegangen, dass sich nach 2030 ein wirtschaftlich tragfähiger Markt herausbildet, auf dem Investoren eine wettbewerbsfähige Rendite aus investiertem Kapital erzielen können. Dem Investitionsbedarf wird ein geschätztes Marktpotenzial für abgeschiedenes CO₂ in der EU von 360 Millionen bis 790 Millionen Tonnen gegenübergestellt, das ab 2030 einen wirtschaftlichen Gesamtwert der künftigen CO₂-Wertschöpfungskette in der EU von 45 Milliarden bis 100 Milliarden € generieren und zur Schaffung von 75.000 bis 170.000 grünen Arbeitsplätzen beitragen könnte.

Net Zero Industry Act

Am 29. Juni 2024 ist der als Verordnung unmittelbar anwendbare NZIA in Kraft getreten. Seine Zielstellung lautet, den Übergang zu einer Netto-Null-Wirtschaft zu beschleunigen, indem er Ausbauziele für sogenannte Netto-Null-Technologien definiert und ihre Planungs- und Genehmigungsverfahren privilegiert. Der Ausbau der europäischen Produktion von Netto-Null-Technologien soll so weit vorangetrieben werden, dass bis 2030 pro Jahr mind. 40 % des EU-Bedarfs in der EU produziert werden.¹⁴ Als Netto-Null-Technologie werden unter anderem Technologien zur Abscheidung, Speicherung, Transport und Nutzung von CO₂ gewertet (Art. 4 lit. g), q) NZIA).¹⁵

Hinsichtlich Netto-Null-Technologien sollen zunächst allgemein die Verwaltungs- und Genehmigungsverfahren gestrafft werden. Dazu legt Art. 9 NZIA Fristen für deren Dauer fest. Dabei ist zu beachten, dass die Verordnung eine EU-weite Verfahrensbeschleunigung im Blick hat, sodass sich national nicht zwangsläufig Veränderungen für die Genehmigungsbehörden ergeben müssen. Vorgesehen ist auch eine Pflicht der Mitgliedstaaten, gemäß Art. 6 NZIA mind. eine Behörde als zentrale Kontaktstelle bis zum 30. Dezember 2024 zu benennen („One-Stop-Shop“). Diese ist die einzige Kontaktstelle des Projektträgers, soll das Genehmigungsverfahren erleichtern sowie koordinieren. Damit wird sie allerdings nicht zuständige Genehmigungsbehörde. An den

¹³ Vgl. (Leopoldina, 2024), acatech, Union der deutschen Akademien der Wissenschaften: Kohlenstoffmanagement integriert denken: Anforderungen an eine Gesamtstrategie aus CCS, CCU und CDR, 2024, S. 40.

¹⁴ Art. 1 und 5 NZIA, Erwägungsgründe 6 und 17.

¹⁵ Erwägungsgrund 49 NZIA: „Die Abscheidung, Speicherung und Nutzung von CO₂, einschließlich Entnahmen, werden **unweigerlich Teil der dekarbonisierten Zukunft** der Union sein. Es bedarf eines gut funktionierenden unionsweiten Markts für abgeschiedenes CO₂, CO₂-Injektionsdienste, CO₂-Transportdienste und Tätigkeiten im Zusammenhang mit der CO₂-Nutzung.“ (Hervorhebung durch die Verfasser).

behördlichen Zuständigkeiten nach Landesrecht ändert sich nichts. Inwieweit die Einrichtung eines One-Stop-Shops tatsächlich geeignet ist, Verfahren zu beschleunigen, bleibt abzuwarten.

Weiterhin enthält der NZIA spezifische Vorgaben für einen Katalog bestimmter strategischer Projekttypen. Nach Art. 13 Abs. 3 UAbs. 1 NZIA gehören dazu Projekte zur CO₂-Speicherung, die dem in Art. 20 NZIA definierten Speicherkapazitätsziel dienen. Nach dem UAbs. 2 werden auch alle Projekte zur CO₂-Abscheidung und -Transport, die dazu in Verbindung stehen, als strategische Ziele anerkannt. Eine Folge der Einordnung ist, dass sich die Dauer des Genehmigungsverfahrens nach den Fristen des Art. 16 NZIA richtet, der in seinem Abs. 1 lit. c) achtzehn Monate als max. Verfahrensdauer für alle Genehmigungen für den Betrieb einer CO₂-Speicherstätte vorschreibt.

Bedeutendste Rechtsfolge der Einordnung als strategisches Projekt ist die Zuweisung eines vorrangigen Status nach Art. 15 NZIA. Dieser bewirkt, dass

- Die Verfahren so schnell wie rechtlich möglich behandelt werden müssen;
- Dem Projekt der Status der höchstmöglichen nationalen Bedeutung zugewiesen wird;
- Das Projekt im öffentlichen Interesse und hinsichtlich gewisser umweltrechtlicher Prüfungen im übergeordneten öffentlichen Interesse liegt;
- Gerichte Rechtsstreitigkeiten als dringlich zu behandeln haben.

Art. 20 NZIA definiert das Ziel, bis 2030 eine jährliche Injektionskapazität von mind. 50 Millionen Tonnen CO₂ zu erreichen.¹⁶ Eine Speicherstätte muss für den Betrieb von mind. fünf Jahren ausgelegt sein und den Grundsätzen eines fairen, offenen, transparenten und diskriminierungsfreien Zugangs entsprechen. Art. 23 NZIA verpflichtet Erdöl- und Erdgasproduzenten, einen Beitrag zur Erreichung des Speicherkapazitätsziels zu leisten. Die Kommission legt regelmäßig Bericht vor und veröffentlicht Leitlinien zur Reinheit und zu Spurenelementen im CO₂-Strom.

Art. 21 NZIA verpflichtet die Mitgliedstaaten zur Transparenz bezüglich der Daten zur Speicherkapazität. Sie müssen bis zum 30. Dezember 2024 Daten über alle Gebiete, in denen Speicher genehmigt werden könnten, öffentlich zugänglich machen und jährlich einen Bericht vorlegen. Schließlich wird an dieser Stelle unter Verweis auf die einschlägige Regelung in Art. 21 der CCS-Richtlinie klargestellt, dass die einzelnen Mitgliedstaaten die notwendigen Maßnahmen zu treffen haben, um den Zugang zu den Transportnetzen zum Zweck der Speicherung zu ermöglichen, soweit das wirtschaftlich machbar oder der Kunde zur Zahlung bereit ist (Art. 22 Abs. 2 NZIA).

2.1.2 Nationale Ebene: Carbon Management Strategie

Die politischen Rahmenbedingungen für CCS/CCU-Technologien wird prägend die Carbon Management Strategie der BReg setzen. Sie beruht auf einem Eckpunktepapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) vom 26. Februar 2024¹⁷, welches am 29. Mai 2024 vom Kabinett beschlossen worden ist. Zum Finalisierungszeitpunkt vorliegender Studie ist die eigentliche Strategie noch nicht veröffentlicht. Im Internet zirkuliert jedoch bereits eine Entwurfsfassung (als Anlage anbei), die als Arbeitsgrundlage der folgenden Darstellung verwendet worden ist.

¹⁶ Zur Einordnung: 50 Mio. t CO₂entsprechen der CO₂-Emission Schwedens 2022, FAQ der Kommission v. 6.2.2024, abrufbar unter: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/qanda_24_586, (Europäische Kommission, 2024).

¹⁷ Eckpunkte BReg für eine Carbon Management-Strategie, abrufbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/240226-eckpunkte-cms.pdf?__blob=publicationFile&v=12, (BMWK).

Strategische Ziele und Anwendungsfelder

Die BReg betrachtet CCS/CCU gestützt auf den Evaluierungsbericht zum Kohlendioxid-Speicherungsgesetz¹⁸ als zwingend erforderlichen Beitrag auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität. Den Schwerpunkt für CCUS im Rahmen ihrer Klimaschutzbemühungen erkennt die BReg bei den nicht oder schwer vermeidbaren Emissionen im Industriesektor (siehe auch Infobox im Kapitel 1.1):

- **Nicht vermeidbare Emission** umfassen prozessbedingte Emissionen (z.B. Zersetzung mineralischer Karbonate in der Zement- und Kalkindustrie). Ebenfalls dazu zählen Emissionen aus Müllverbrennungsanlagen, deren Hauptzweck in der notwendigen Abfallentsorgung liegt. Da diese Emissionen langfristig weiter anfallen, sind sie „No-Regret“-Anwendungen für CCUS, was mit nur geringen Lock-In Risiken einhergeht.
- **Schwer vermeidbare Emission** können zwar langfristig durch den Umstieg auf neue Prozesse ohne Einsatz fossiler Rohstoffe und Energieträger vermieden werden, werden jedoch aufgrund mangelnder (tatsächlicher bzw. wirtschaftlicher) Verfügbarkeit dieser Alternativen zeitlich absehbar weiter anfallen (z.B. Grundstoffchemie).¹⁹

CCUS sollen nicht bewirken, dass sonstige Klimaschutzmaßnahmen (z.B. Steigerung der Energieeffizienz, Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien), die bereits das Entstehen von Emissionen vermeiden, weniger ambitioniert vorangetrieben werden. Vielmehr soll ein Pfad für emissionsintensive Bereiche der deutschen Industrie, die ihren Dekarbonisierungsbeitrag leisten müssen, um die Klimaziele zu erreichen, und zugleich in Konkurrenz zu ausländischen Produktionsstandorten stehen, aufgezeigt werden, insb. die Branchen Zement, Kalk, Chemie, Stahl und thermische Abfallbehandlung, die in Brandenburg mit bedeutenden Standorten vertreten sind. Den Schwerpunkt der CMS-Zielstellung bilden insgesamt folgende Aspekte:

- Vorrang der Reduzierung der Nutzung fossiler Energiequellen;
- Vermeidung und Ausschluss von fossilen Lock-Ins;
- Fortlaufende Evaluierung unter Bereitschaft zur Anpassung der Rahmenbedingungen;
- Fokus auf schwer oder nicht vermeidbare Emissionen; Förderungen hierauf beschränken;
- Abbau von Hürden für CCUS und die Setzung eines klaren Regulierungsrahmens;
- Zulässigkeit einer Offshore-CO₂-Speicherung, Ausschluss einer Onshore-Speicherung unter Einführung eines Opt-in der Bundesländer;
- Ausschluss von Anlagen zur Kohleverstromung und von Kohle-KWK zu CCUS.

Rechtsrahmen

Die CMS macht rechtliche Hürden und anwendungsübergreifende Rechtsunsicherheiten als Erfolgshindernisse aus. Daher will sie den leitungsgebundenen Transport, die Speicherung und die Nutzung von CO₂ neu regeln.²⁰ Das schlägt sich in der Reform des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes²¹ nieder, in der unter anderem der Gesetzeszweck ergänzt wird (neue Bezeichnung „Gesetz zur dauerhaften Speicherung und zum Transport von Kohlendioxid“²²). Mit dem KSpTG soll der Rechtsrahmen für den CCUS-Hochlauf geschaffen werden.

¹⁸ Bericht vom 22.12.2022, BT-Drs. 20/5145. abrufbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energiedaten/evaluierungsbericht-bundesregierung-kspg.pdf?__blob=publicationFile&v=1.., (BMWK, 2022).

¹⁹ CMS, S. 1 f., 4, 7 f., 10 ff.

²⁰ CMS, S. 15 f., 25 f.

²¹ BGBl. I 2012, S. 1726, idF BGBl. I 2021, S. 3436, im Folgenden KSpG.

²² Kohlendioxid-Speicherungs- und Transportgesetz, im Folgenden KSpTG.

Daneben sind internationale Abkommen von Bedeutung, vor allem das London-Protokoll.²³ Es untersagt bisher den grenzüberschreitenden CO₂-Export und die Offshore- CO₂-Speicherung.²⁴ Um den Export zwecks Offshore-Speicherung zu ermöglichen, strebt die BReg an, eine Änderung des Art. 6 Abs. 2 London-Protokoll²⁵ zu ratifizieren.²⁶

Zentrale Maßnahmen in den einzelnen Handlungsfeldern

CO₂-Abscheidung: Die BReg hält am Kohleausstieg fest und möchte Emissionen aus mit Kohle betriebenen Energieerzeugungsanlagen vom Zugang zu den CO₂-Pipelines und Speichern ausschließen. Mit dem KSpTG setzt sie das für die Kohleverstromung und Kohle-KWK um.

CO₂-Transport: Die BReg sieht Deutschland als CO₂-Transitland. Sie priorisiert den zeitnahen Aufbau einer privatwirtschaftlich betriebenen Pipelineinfrastruktur, die hohen Umwelt- und Sicherheitsstandards genügt. Übergangsweise ist auch ein multimodaler Transport möglich. Für eine effiziente Infrastrukturerichtung sieht sie als erforderlich an:

Anpassung des rechtlichen Rahmens durch Verfahrenserleichterungen:

- Klare gesetzliche Regelungen sowie schlanke Genehmigungsprozesse sollen Planungssicherheit beim Aufbau der Infrastruktur bewirken. Ein Beispiel ist, dass das Planfeststellungsverfahren für CO₂-Leitungen weitergehend dem Verfahren für Leitungsvorhaben nach dem EnWG angeglichen wird. Daneben müssen Standards für die Reinheit der CO₂-Ströme vorangetrieben werden, weshalb die BReg die Entwicklung und Anwendung von standardisierten Methoden zur Festlegung von CO₂-Spezifikationen unterstützt.

Koordinierte Infrastrukturerichtung:

- Das soll unter anderem durch die Identifikation von Clustern gelingen, in denen spezifischer Unterstützungs- und politischer Handlungsbedarf analysiert wird. Dazu gehören Planungen von Zwischen- und Pufferspeichern (z.B. in Kavernen). Die BReg hat Berlin-Brandenburg als möglichen Cluster identifiziert. Eine abschließende Entscheidung soll bis Ende des Jahres 2025 erfolgen.

Geeigneter Regulierungsrahmen:

- Die CMS verfolgt einen marktbasieren Ansatz, der auf freien Verhandlungen der Infrastruktur- und Speicherbetreiber über die Gebühren basiert. Regulatorische Eingriffe ex ante sollen soweit wie möglich vermieden werden. Wenigstens in der anfänglichen Hochlaufphase wird die kartellrechtliche ex-post Überwachung als ausreichend erachtet, um einen möglichen Missbrauch marktbeherrschender Stellungen zu verhindern.

CO₂-Nutzung: Es müssen zunächst die Voraussetzungen für wirtschaftliche Geschäftsmodelle geschaffen werden. Um CO₂ als industrielle Ressource zu etablieren, soll eine Einordnung als industrielles Nebenprodukt im Kreislaufwirtschaftsgesetz geprüft werden. Um den Hochlauf zu unterstützen, soll die Anrechenbarkeit im Rahmen des EU-ETS verbessert und ein Herkunftsnachweissystem für verschiedene CO₂-Ströme entwickelt werden.

CO₂-Speicherung: Neben dem Transport liegt der Schwerpunkt der Maßnahmen bei der Speicherung, insbesondere auf deren Sicherheit und ausreichenden Kapazitäten. Gleichwohl sieht die

²³ Protokoll zum Londoner Übereinkommen über die Verhütung der Meeresverschmutzung durch das Einbringen von Abfällen und anderen Stoffen, abrufbar unter: <https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/OurWork/Environment/Documents/PROTOCOLAmended2006.pdf>, (International Maritime Organization).

²⁴ Zu den seevölkerrechtlichen Anforderungen der unterseeischen Speicherung von CO₂siehe Proelß/Westmark KlimR 2022, 234, (Proelß/Westmark, 2022).

²⁵ Abrufbar unter: [https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/KnowledgeCentre/IndexofIMOResolutions/LCLPDocuments/LP.3\(4\).pdf](https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/KnowledgeCentre/IndexofIMOResolutions/LCLPDocuments/LP.3(4).pdf), (International Maritime Organization).

²⁶ CMS, CO₂-Transport Maßnahme 8, S. 27.

BReg CCS nicht als Hochrisikotechnologie. Wissenschaftliche Erkenntnisse zeigten, dass die Risiken von Leckagen, induzierter Seismizität, Beeinträchtigungen von Ökosystemen und anderen potenziell negativen Auswirkungen auf ein vertretbares Minimum reduziert werden könnten. Die BReg will die industrielle Erschließung von Offshore-Speicherstätten in der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) unter Wahrung von Meeres- und Umweltschutzbelangen ermöglichen, aber in Meeresschutzgebieten verbieten. Speicherprojekte sollen als Vorhaben von öffentlichem Interesse eingestuft und ihre Fristen verkürzt werden. Die Onshore-Speicherung möchte sie hingegen nicht erlauben, aber den Bundesländern die Möglichkeit zum Opt-in gewähren.

CO₂-Förderung: Die BReg geht nicht davon aus, dass durch den CO₂-Preis CCUS -Technologien kurz- bis mittelfristig im Vergleich zur herkömmlichen, emissionsintensiven Produktion von Grundstoffen, wie bspw. Zement und Kalk, aber auch Grundchemikalien, die höheren Kosten einer klimaneutralen Produktionsweise am Markt ausgleichen können, sodass eine Förderung zum Hochlauf nötig wird. Diese soll auf schwer oder nicht vermeidbare Emissionen in der Industrie und Abfallwirtschaft fokussieren. Neben den Förderprogrammen Bundesförderung Industrie und Klimaschutz und Klimaschutzverträge will die BReg KfW-Maßnahmen prüfen.

2.1.3 Landesebene: Brandenburg

Auch auf Ebene des Landes Brandenburg existieren strategische Zielvorgaben und Maßnahmenpläne für die Dekarbonisierung des Energiesystems sowie der Gesamtwirtschaft. Im Folgenden wird die Energiestrategie 2040 sowie der Klimaplan Brandenburg in Verbindung zum Carbon Management, insbesondere zu CCUS, gesetzt.

Energiestrategie 2040

Seine strategischen Zielvorgaben für die Transformation der Energieversorgung in Brandenburg im Einklang mit den Klimazielen hat das Land Brandenburg in der Energiestrategie 2040²⁷ formuliert. Die Strategie versteht sich nicht als Abschluss der Zielentwicklung, sondern als fortzuschreibenden Prozess. Als energiepolitisch maßgeblichen Rahmen identifiziert sie die Aspekte

- Klimaneutralität und Umweltverträglichkeit;
- Akzeptanz und Beteiligung;
- Wirtschaftlichkeit;
- Versorgungssicherheit.

Innerhalb dessen beruht der Umbau des Energiesystems auf sechs strategischen Zielkriterien:

- Energieeffizienz erhöhen;
- Anteil erneuerbarer Energien am Energieverbrauch ausbauen;
- Aufbau und Ausbau der Wasserstoffwirtschaft;
- Klimaneutrale, zuverlässige und preisgünstige Energieversorgung gewährleisten;
- Wirtschaftliche Beteiligung & Akzeptanz steigern;
- Beschäftigung und Wertschöpfung stabilisieren und weiterentwickeln.

Die existierende Energiestrategie 2040 bezieht folglich im Schwerpunkt ihrer strukturellen Ausrichtung das Thema Carbon Management wenig ein, also hinsichtlich ihres maßgeblichen Leitszenarios und ihres vordergründigen Zielsystems. Der Umgang mit Emissionen konzentriert sich im

²⁷ Abrufbar unter: <https://mwae.brandenburg.de/media/bb1.a.3814.de/Energiestrategie2040.pdf>, (Land_Brandenburg, 2022).

Vorhaben, sie weitgehend zu vermeiden, wie der Fokus auf Potentiale bei der Energieeffizienz, beim Energietransport (vor allem Flexibilisierung der Stromnetze) und grüne Energieerzeugung/Energieträger (insbesondere Steigerung des Anteils Erneuerbarer Energien und Hochlauf des H₂-Markts) zeigt.

Diese bisherige Schwerpunktsetzung kann im Licht fehlender bundesrechtlicher Rahmenbedingungen für einen strategischen Einsatz von CCUS auf kommerzieller Ebene im industriellen Maßstab gesehen werden. Die Strategie wird von einem Maßnahmenkatalog²⁸ flankiert, der gleichwohl Grundlagen eines Technologiehochlaufs im Land Brandenburg innerhalb des bisherigen rechtlichen Rahmens und der politischen Strategien adressiert. Im Kapitel „Forschung und Entwicklung“ findet sich der Maßnahmentitel 7.2 „Prüfung von Optionen zur Abscheidung, Transport, Nutzung und Speicherung von unvermeidbarem Kohlenstoffdioxid für die Industrie“. Gerichtet an Forschungseinrichtungen und Industrieunternehmen werden unter Federführung des Ministeriums für Wirtschaft, Arbeit und Energie des Landes Brandenburg (MWAE) die Ziele formuliert, den Umgang mit unvermeidbaren CO₂-Emissionen ergebnisoffen zu diskutieren und die Forschung zur Anwendung von CCU- und CCS-Technologien voranzubringen. Als Umsetzungsmaßnahmen werden angesehen:

- Ermittlung der größten unvermeidbaren industriellen CO₂-Quellen und Nutzungsmöglichkeiten in Brandenburg;
- Ermittlung von CCS/CCU-Bedarfen von Industrieunternehmen in Brandenburg und entsprechende Infrastrukturerfordernisse;
- Mitwirkung und Gestaltung der rechtlichen Rahmenbedingungen auf Bundesebene;
- Vernetzung relevanter Akteure aus Wissenschaft, Wirtschaft und Politik z. B. durch das Cluster Energietechnik.

Hierbei handelt es sich um Maßnahmen, die den Beginn einer Strategieentwicklung markieren, aber wohl noch nicht hinreichend ambitioniert sind, um tatsächlich einen Markthochlauf zu erreichen. Sie sind vergleichbar zu denen im Klimaplan, weshalb auf die folgenden Ausführungen verwiesen wird.

Der Maßnahmenkatalog selbst begründet das Ausmaß an Handlungsmöglichkeiten damit, dass *„bislang (...) auf europäischer und nationaler Ebene kein rechtlicher Rahmen bzw. keine gezielte Strategie (existiert), um CO₂-Abscheidung und -speicherung (Carbon Capture and Storage – CCS) und CO₂-Abscheidung und Verwendung (Carbon Capture and Utilization – CCU) großmaßstäblich umzusetzen.“*²⁹ Da er zugleich selbst die Erkenntnis beinhaltet, *„dass das Thema zukünftig unumgänglich ist, um bis 2045 Klimaneutralität zu erreichen, auch wenn Maßnahmen zur Emissionsminderung, -vermeidung und Effizienzsteigerung vorrangig sind“*,³⁰ ist es dem Maßnahmenkatalog inhärent, im Kontext veränderter Rahmenbedingungen neu evaluiert zu werden.

Die Grundsätze der Energiestrategie lassen somit zusammenfassend vor dem Hintergrund bisheriger Rahmenbedingungen die kritische Frage weitgehend offen, wie mit unvermeidbar entstehenden Emissionen umgegangen werden soll. Unter dem Aspekt, dass die Energiestrategie im Ergebnis auf einen Transformationsprozess zur Einhaltung der Klimaschutzziele abzielt, kann sie aus dem Blickwinkel hinterfragt werden, ob der Fokus auf eine Dekarbonisierung der Energieversorgung nicht zu eng gefasst ist, mit der Konsequenz, dass sie politisch neu bewertet werden und sich in einem ganzheitlichen Ansatz vermehrt auf eine Dekarbonisierung der Industrie erstrecken

²⁸ Land Brandenburg, Maßnahmenkatalog zur Umsetzung der Energiestrategie 2040, abrufbar unter: https://mwae.brandenburg.de/media/bb1.a.3814.de/Ma%C3%9Fnahmenkatalog-ES2040_2023-11-16.pdf, (Land Brandenburg, 2023).

²⁹ Land Brandenburg, Maßnahmenkatalog zur Umsetzung der Energiestrategie 2040, S. 57.

³⁰ Land Brandenburg, Maßnahmenkatalog zur Umsetzung der Energiestrategie 2040, S. 57.

könnte. Nicht oder schwer dekarbonisierbare Industrien werden bislang nur im Ansatz adressiert. Folgerichtig sind CCS/CCU-Technologien in der existierenden Energiestrategie 2040 von geringfügiger Relevanz, obgleich der Maßnahmenkatalog hinsichtlich der Ausgangslage und dem Handlungsbedarf grundsätzlich ihre Erforderlichkeit anerkennt. Als Konsequenz dessen verbleiben zurzeit noch reale Herausforderungen emissionsintensiver Unternehmen am Standort. Methodisch möchte die Energiestrategie 2040 technologieoffene, ganzheitliche Lösungen anstreben, die die Systemkopplung vorantreiben. Hier bieten sich schlüssige Anknüpfungspunkte für CCUS.

Klimaplan Brandenburg

Die klimapolitische Gesamtstrategie des Landes Brandenburg ist im Klimaplan Brandenburg³¹ niedergelegt. Das Maßnahmenprogramm identifiziert Handlungsfelder und verknüpft sie mit konkreten Maßnahmen. In zwei Fällen werden CCS/CCU-Technologien in Bezug genommen.

Thematisiert werden sie zunächst im Handlungsfeld 2 „Klimaneutrale Industrie“. Dort werden als Handlungsschwerpunkt prozessbedingte Emissionen erkannt. Als Lösungsoption wird die Anwendung von CCUS vorgeschlagen.³² Daraus leitet sich die Maßnahme M 2.3 „Prüfung von Optionen zur Abscheidung, Transport, Nutzung und Speicherung von unvermeidbarem Kohlenstoffdioxid für die Industrie“ in Verantwortung des MWAE, des Ministeriums für Wissenschaft, Forschung und Kultur des Landes Brandenburg (MWFK) und des Ministeriums für Landwirtschaft, Umwelt und Klimaschutz des Landes Brandenburg (MLUK) ab. Zielsetzung der Maßnahme ist:

„Den Umgang mit unvermeidbaren CO₂-Emissionen ergebnisoffen diskutieren. Die Wettbewerbsfähigkeit bestehender, zukünftig klimaneutraler Industrien sichern und die Ansiedlung von Industrieunternehmen in Brandenburg fördern. Forschung zur Anwendung von CCU- und CCS-Technologien voranbringen.“

Dafür sind vier, im Grundsatz gegenüber dem Maßnahmenkatalog zur Energiestrategie vergleichbare Maßnahmen vorgesehen:

- Ermittlung der größten unvermeidbaren industriellen CO₂-Quellen und Nutzungsmöglichkeiten in Brandenburg;
- Ermittlung von CCS/CCU-Bedarfen von Industrieunternehmen in Brandenburg und entsprechenden Infrastrukturerfordernissen;
- Mitwirkung und Gestaltung der rechtlichen Rahmenbedingungen auf Bundesebene;
- Vernetzung relevanter Akteure aus Wissenschaft, Wirtschaft und Politik.

Vorliegende Studie, im Rahmen deren Erstellung vernetzende Fachgespräche geführt wurden, leistet einen Beitrag zur offensichtlich angestoßenen Diskussion um CCUS. Nachlesbar ist die Ermittlung der CO₂-Quellen und Nutzungsmöglichkeiten in Brandenburg sowie der Bedarfe der Industrieunternehmen und entsprechenden Infrastrukturerfordernissen (siehe unter Kapitel 3). Einer Mitwirkung und Gestaltung der rechtlichen Rahmenbedingungen auf Bundesebene kommt das Land fortlaufend im Rahmen der Tätigkeit des Bundesrats nach.³³ Damit setzt das MWAE die Maßnahmen bereits konkret um. Da die Maßnahmen vergleichbar sind, kann an dieser Stelle ebenso auf das Ergebnis bezüglich der Energiestrategie verwiesen werden.

³¹ Abrufbar unter: <https://mluk.brandenburg.de/sixcms/media.php/9/Klimaplan-Brandenburg.pdf>, (Land_Brandenburg, 2024).

³² Klimaplan Brandenburg, S. 37.

³³ Siehe zur Stellungnahme des Bundesrates zum Entwurf des KSpTG unter 2.2.2.

Daneben finden CCUS im Handlungsfeld 6 „Abfall und Kreislaufwirtschaft“ Berücksichtigung. Die Maßnahme M 6.2 formuliert das Ziel, Treibhausgasemissionen aus der Abfallverbrennung zu vermeiden. Auf dem Weg dahin sind Meilensteine in Verantwortung des MLUK vorgesehen. Der Meilenstein „Beauftragung einer Machbarkeitsstudie für eine klimaneutrale Abfallverbrennung im Land Brandenburg einschließlich der Darstellung der damit verbundenen Kosten“ fordert:

„Prüfung von Kompensationsmöglichkeiten für unvermeidbare Emissionen aus der Abfallverbrennung beziehungsweise geeigneter Technologien zur Emissionsvermeidung (CCS und CCU) ab dem Jahr 2045“.

Vorliegende Studie erfolgt nicht im Auftrag des MLUK, zeigt aber, dass das Land in seiner Gesamtheit betrachtet mit der Umsetzung auch dieses Meilensteins bereits (ansatzweise) begonnen hat: Sogar über die Abfall- und Kreislaufwirtschaft hinaus und für einen Betrachtungszeitraum früher als ab 2045 erfolgt eine ebensolche „Prüfung (...) geeigneter Technologien zur Emissionsvermeidung (CCS und CCU)“.

Über das Maßnahmenprogramm hinaus, das CCUS direkt adressiert, gibt es einen weiteren relevanten Anknüpfungspunkt für den strategischen Einsatz von CCUS im Land Brandenburg, aber ebenso für Entnahmetechnologien.³⁴ Im Rahmen der Zwischen- und Sektorziele³⁵ geht der Klimaplan selbst davon aus, dass im Jahr 2045 positive Gesamtemissionen in Brandenburg von 0,8 Mio. t CO₂ verbleiben, die auch nicht anderweitig kompensiert werden können. Insoweit besteht noch eine Lücke zum Netto-Null-Ziel gemäß §3 Abs.2 S.1 KSG für 2045, die es zu schließen gilt.

Von den verbleibenden Restemissionen entfallen 0,8 Mio. t CO₂ auf den Sektor Industrie und 0,1 Mio. t CO₂ auf den Sektor Abfall, mithin 0,9 Mio. t CO₂ auf Sektoren, die nach der CMS die maßgeblichen Anwendungsbereiche für CCUS sind. Unter Berücksichtigung des Einsatzes dieser Technologien könnte somit zum Erreichen der Emissionsziele in Brandenburg beigetragen werden.

2.2 Rechtliche Rahmenbedingungen

Aus den zahlreichen ambitionierten, politischen Rahmenbedingungen sind längst rechtliche Rahmenbedingungen entwachsen bzw. am Entwachsen. Diese werden im Folgenden entlang der Wertschöpfungskette aufgezeigt. Insgesamt wird sich zeigen, dass für die Abscheidung (v.a. durch das Immissionsschutzrecht) bereits ein Rechtsrahmen besteht, unter dem in leicht optimierter Form ein Markthochlauf vorstellbar ist. Das gilt für Transport und Speicherung unter Geltung des KSpG nicht – die KSpTG-Reform adressiert indessen zentrale rechtliche Herausforderungen. Einzelne Aspekte wie der in minimaler Umsetzung der CCS-RL vorgesehene Regulierungsrahmen und das Fehlen einer staatlichen Absicherung der Infrastrukturerrichtung könnten zwar weiterhin anders bewertet werden und zwar in dem Sinne, dass ein Bedürfnis nach einer höheren gesetzlichen Regulierungsdichte sowie einer staatlichen Absicherung (beispielsweise vergleichbar zur Errichtung des Wasserstoff-Kernnetzes) besteht. Aber im Ergebnis liegt damit ein Rechtsrahmen vor, der einen Technologieeinsatz im industriellen Maßstab ermöglicht.

Für den Erfolg der Technologieeinführung wird es neben der Schaffung eines Rechtsrahmens wesentlich darauf ankommen, dass die ausführenden Bundesländer ganz konkret auf die Umsetzung vorbereitet sind, um die Genehmigungs- und Planungsverfahren effizient durchführen zu

³⁴ Die bilanziell beste Wirkung entsteht in der Kombination der Technologien.

³⁵ Klimaplan Brandenburg, S. 18 ff.

können. Hierbei ist zu beachten, dass es bislang kein einziges behördliches Verfahren zu CCUS,³⁶ mithin keine Erfahrungswerte, gibt und sich der Stand der Technik soeben erst etabliert. Dass hieraus kein bedeutendes Risiko für den Hochlauf in Brandenburg durch ein "Nadelöhr" auf Ebene der Planung bzw. Genehmigung folgt, setzt den rechtzeitigen Aufbau hinreichender personeller bzw. organisatorischer Ressourcen und Know-How in den Landesbehörden voraus.

2.2.1 CO₂-Abscheidung

Ausgangspunkt der Wertschöpfungskette für CCS bzw. CCU ist eine CO₂-Abscheidungsanlage. Es wird untersucht, inwieweit diesbezüglich ein Zulassungserfordernis besteht, wobei rechtliche Lücken und praktische Herausforderungen analysiert werden.

▪ **Immissionsschutz und Umweltverträglichkeitsprüfung**

Die Zulässigkeit der Errichtung und des Betriebs einer Abscheidungsanlage für das CO₂ aus einem Abgas- bzw. sonstigen Stoffstrom richtet sich im Wesentlichen nach den Vorschriften des Bundesimmissionsschutzgesetzes (BImSchG) sowie der nachgelagerten 4. Bundesimmissionsschutzverordnung (BImSchV)³⁷, nicht jedoch nach dem KSpG bzw. KSpTG bzw. der CCS-RL.

▪ **BImSchG: Genehmigungsbedürftigkeit**

▪ **Erstmalige Errichtung einer Anlage mit CCS**

Nach § 4 Abs. 1 S. 1 BImSchG bedarf die Errichtung und der Betrieb von Anlagen, die aufgrund ihrer Beschaffenheit oder ihres Betriebes in besonderem Maße geeignet sind, schädliche Umwelteinwirkungen hervorzurufen, einer Genehmigung. Welche Anlagen darunterfallen, wird durch die 4. BImSchV geregelt. Nach § 1 Abs. 1 S. 1 der 4. BImSchV erstreckt sich das Genehmigungserfordernis auf die in Anhang 1 aufgeführten Anlagen.

▪ **Genehmigungserfordernis nach Nr. 10.4 Anhang 1 4. BImSchV**

Nr. 10.4 des Anhang 1 zur 4. BImSchV umfasst zunächst „eigenständig betriebene Anlagen zur Abscheidung von CO₂ aus nach Anhang 1 zur 4. BImSchV selbst genehmigungsbedürftigen Anlagen zum Zweck der dauerhaften geologischen Speicherung, soweit diese in Spalte d) mit dem Buchstaben „E“ gekennzeichnet“ sind.

▪ **Genehmigungserfordernis nach § 1 Abs. 2 4. BImSchV**

Darüber hinaus kann sich die Genehmigungsbedürftigkeit einer CO₂-Abscheidungsanlage auch daraus ergeben, dass diese als Anlagenteil oder Nebeneinrichtung einer anderen, jeweils für sich betrachtet nach Anhang 1 der 4. BImSchV genehmigungsbedürftigen Anlage, einzustufen ist. Anknüpfungspunkt für die Genehmigungsbedürftigkeit ist in solchen Fällen nicht die Abscheidungsanlage als solche, sondern die andere genehmigungsbedürftige Anlage, deren Genehmigungserfordernis sich auf die Abscheidungsanlage erstreckt. Ob diese Voraussetzung vorliegt, ist eine Frage des Einzelfalles ohne CCS-Spezifika.

▪ **Anlagen zur Forschung, Entwicklung oder Erprobung**

§ 1 Abs. 6 4. BImSchV nimmt Anlagen vom Genehmigungserfordernis aus, soweit sie allein der Forschung, Entwicklung oder Erprobung neuer Einsatzstoffe, Brennstoffe, Erzeugnisse oder Verfahren im Labor- und Technikmaßstab dienen. Das kann im Zusammenhang mit CCS einschlägig

³⁶ Der bisher einzige CO₂-Pilot-Speicher Deutschlands im Brandenburgischen Ketzin, alle Informationen zum Forschungsprojekt abrufbar unter: <https://www.co2ketzin.de/startseite>, (CO2ketzin, 2024), ist noch vor Inkrafttreten des KSpG nach Bergrecht genehmigt worden.

³⁷ Vierte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes v. 31.05.2017 BGBl. I S. 1440, zuletzt geändert durch Art. 1 der Verordnung v. 12.01.2021 BGBl. I S. 69.

sein. Dient die Anlage auch anderen Zwecken, greift die Ausnahme nicht.³⁸ Das gilt ebenfalls, wenn die Hauptanlage einer Umweltverträglichkeitsprüfung bedarf.³⁹

▪ **Geltung des Genehmigungserfordernisses auch für CCU?**

Das BImSchG regelt die Genehmigungsbedürftigkeit von Abscheidungsanlagen im Rahmen von CCU nicht. Nr. 10.4 Anhang 1 zur 4. BImSchV adressiert nur CO₂, welches zur dauerhaften geologischen Speicherung abgedichtet wird. Eine Genehmigungsbedürftigkeit könnte sich demgemäß nur aus einer analogen Anwendung ergeben, die eher abzulehnen ist.⁴⁰ Nach der Konzeption der 4. BImSchV unterliegen nur ausdrücklich benannte Erzeugungsverfahren einer Genehmigungspflicht. Die Nennung in Anhang 1 wirkt deshalb konstitutiv und abschließend.⁴¹

Damit kann sich nach eine Genehmigungsbedürftigkeit nur als Anlagenteil oder Nebeneinrichtung (§ 1 Abs. 2 4. BImSchV) zu einer selbst nach Anhang 1 der 4. BImSchV genehmigungsbedürftigen Anlage ergeben. Andernfalls wäre lediglich eine Baugenehmigung nach den landesrechtlichen Vorschriften einzuholen. Vor dem Hintergrund, dass von der Errichtung und dem Betrieb einer Abscheidungsanlage unabhängig vom Verwendungszweck des CO₂ dieselben schädlichen Umwelteinwirkungen ausgehen können, ist die Rechtfertigung dieser Differenzierung fraglich.

▪ **Nachrüstung von Bestandsanlagen**

Das Genehmigungsverfahren nach § 4 BImSchG regelt die Neuerrichtung von Abscheidungsanlagen. Bei einer Änderung ist hingegen in Abhängigkeit von ihren Auswirkungen ein Änderungs-genehmigungsverfahren (§ 16 BImSchG) oder ein Anzeigeverfahren (§ 15 BImSchG) einschlägig.⁴² Grundsätzlich wird in Abgrenzung zur Änderung von einer Neuerrichtung ausgegangen, wenn der Kernbestand der Anlage vollständig oder überwiegend verändert wird und sich zugleich den Charakter der Anlage grundlegend verändert.⁴³

▪ **Nachrüstungen als Neuerrichtungen**

Beim Oxyfuel- und dem Pre-Combustion-Verfahren müssen den Kern der Bestandsanlage bildende Komponenten umfassend verändert werden. In der Literatur wird deshalb vertretbar eine Neuerrichtung angenommen.⁴⁴ Angesichts damit verbundener Veränderungen am Emissionsverhalten und am Brennstoffeinsatz sowie des erheblichen Investitionsumfanges kann von einer grundlegenden Veränderung des Charakters ausgegangen werden.

³⁸ Jarass in: Jarass, BImSchG, 13. Auflage 2020, § 4, Rn. 33, (Jarass, 2020).

³⁹ Jarass, in: Jarass, BImSchG, 13. Auflage 2020, § 4, Rn. 33 mwN.

⁴⁰ Schmidt-Kötters in: BeckOK Umweltrecht, BImSchG § 4 Rn. 20; Jarass, in: BImSchG, § 4 Rn. 20, (Schmidt-Kötters).

⁴¹ Böhm in: Führ, GK-BImSchG, § 4 Rn. 32; Schmidt-Kötters, in: BeckOK Umweltrecht, BImSchG § 4 Rn. 71, (Böhm).

⁴² Jarass, in: Jarass, BImSchG, 13. Auflage 2020, § 15, Rn. 3.

⁴³ OVG Lüneburg, Beschl. v. 24.7.2013, 12 ME 37/13, Rn. 14; Reidt/Schiller, in: Landmann/Rohmer, UmweltR, 96. EL, § 16 BImSchG, Rn. 32; Jarass, in: Jarass, BImSchG, 13. Auflage, § 16, Rn. 8 mwN.

⁴⁴ Peine/Knopp/Radde: Rechtsfragen der Abscheidung und Speicherung von CO₂, S. 24, (Peine/Knopp/Radde).

Aus dieser Einstufung ergeben sich in Bezug auf die behördliche Prüfungsreichweite erhebliche Unterschiede. Bei einem Neugenehmigungsverfahren erstreckt sich die Prüfung auf die Gesamtanlage, die am Maßstab der zum Erteilungszeitpunkt der neuen Genehmigung geltenden Rechts- und Tatsachengrundlage überprüft wird. Im Änderungsgenehmigungsverfahren sind nur die geänderten Anlagenbestandteile und ggf. ergänzend solche Bestandteile der (unveränderten) Bestandsanlage, auf die sich die Änderung auswirkt, Prüfungsgegenstand.⁴⁵

▪ **Nachrüstungen als Änderungen**

Nach obiger Abgrenzung dürfte die Installation einer CO₂-Abscheidungsanlage nach dem Post-Combustion-Verfahren wohl eine Änderung darstellen, da hierfür keine größeren Veränderungen am Kernbestand der Bestandsanlage durchgeführt werden müssen.⁴⁶

Hieraus dürfte sich regelmäßig eine Genehmigungspflicht für die Änderung aus §16 Abs.1 S.1 1.HS BImSchG ergeben. Danach bedarf die Änderung der Beschaffenheit oder des Betriebs der Anlage einer Genehmigung, wenn durch die Änderung nachteilige Auswirkungen hervorgerufen werden können und diese für die Prüfung nach § 6 Abs. 1 Nr. 1 BImSchG erheblich sein können (sog. wesentliche Änderung). Für die Genehmigungsbedürftigkeit kommt es also darauf an, inwieweit nachteilige Auswirkungen in Bezug auf die Genehmigungsvoraussetzungen – dies umfasst die Betreiberpflichten nach § 5 BImSchG – auftreten können. Der Auswirkungsbegriff wird weit ausgelegt. Erfasst werden alle direkten oder indirekten, schweren oder leichten nachteiligen Effekte auf die Schutzgüter des BImSchG.⁴⁷ Ungeachtet einer CO₂-Emissionsverringerung können von der Anlage jedenfalls Emissionen in Form von Lärm und Luftverunreinigungen ausgehen, woraus die Möglichkeit nachteiliger Auswirkungen folgt.

Bei der Durchführung des Änderungsgenehmigungsverfahrens ist der Grundsatz der Betreiberidentität (vgl. § 1 Abs. 1 S. 4 der 4. BImSchV „desselben Betreibers“) zu beachten. Die Berechtigung zur Beantragung der Anlagenänderung kommt nur dem bisherigen Genehmigungsinhaber zu, da Änderungs- und Ausgangsgenehmigung eine einheitliche Gesamtgenehmigung bilden. Ein zielführender Genehmigungsantrag setzt demzufolge ggf. eine gesellschafts- oder pachtvertragliche Gestaltung voraus. Ohne Betreiberidentität wäre das Neugenehmigungsverfahren nach § 4 BImSchG mit den dargelegten Konsequenzen im Hinblick auf den Prüfungsgegenstand und den materiell-rechtlichen Prüfungsumfang durchzuführen.

▪ **BImSchG: Genehmigungsfähigkeit**

Es besteht ein gebundener Anspruch (kein behördliches Ermessen) auf Erlass einer Neu- oder Änderungsgenehmigung, wenn die Voraussetzungen des § 6 Abs. 1 BImSchG vorliegen. Obgleich die Voraussetzungen der Änderungsgenehmigung in § 16 BImSchG nicht geregelt werden, kann die Anwendbarkeit von § 6 BImSchG aus dem Zusammenspiel von Erst- und Änderungsgenehmigung geschlussfolgert werden.⁴⁸ Die Genehmigungsfähigkeit bestimmt sich nach der Sach- und Rechtslage im Erteilungszeitpunkt. Die Genehmigung ist „zu erteilen, wenn sichergestellt ist, dass sich aus § 5 und einer aufgrund des § 7 BImSchG erlassenen Rechtsverordnung ergebenden Pflichten erfüllt werden, und andere öffentlich-rechtliche Vorschriften und Belange des Arbeitsschutzes der Errichtung und dem Betrieb der Anlage nicht entgegenstehen.“

⁴⁵ BVerwG, Urt. v. 21.08.1996, 11 C 9/95, Rn. 29.

⁴⁶ Peine/Knopp/Radde, Rechtsfragen der Abscheidung und Speicherung von CO₂, S. 24.

⁴⁷ Pütz/Buchholz/Runte: Anzeige- und Genehmigungsverfahren nach dem BImSchG, 8. Auflage, S. 174, (Pütz/Buchholz/Runte).

⁴⁸ Jarass, in: Jarass, BImSchG, 13. Auflage 2020, § 16, Rn. 35.

- **Voraussetzungen des § 6 Abs. 1 Nr. 1 BImSchG**

- **Erfüllung der Schutzpflicht**

Nach § 5 Abs. 1 Nr. 1 BImSchG sind genehmigungsbedürftige Anlagen „so zu errichten und zu betreiben, dass zur Gewährleistung eines hohen Schutzniveaus für die Umwelt insgesamt schädliche Umwelteinwirkungen (...) nicht hervorgerufen werden können“ (sog. Schutzpflicht). Schädliche Umwelteinwirkungen werden in § 3 Abs. 1 BImSchG definiert als „Immissionen, die nach Art, Ausmaß oder Dauer geeignet sind, Gefahren, erhebliche Nachteile oder erhebliche Belästigungen für die Allgemeinheit oder die Nachbarschaft herbeizuführen.“ Maßgeblich ist deshalb, ob von der Anlage Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen oder ähnliche Erscheinungen ausgehen können.⁴⁹

Anlagen, aus deren Rauchgas CO₂ abgeschieden wird, werden in der Regel schädliche Umwelteinwirkungen hervorrufen. Diese können in Form von Luftverunreinigungen entstehen. Das umfasst insbesondere Schadstoffe wie Stickstoffoxide, Kohlenmonoxid oder Schwefeldioxid. Diesbezüglich sind die in Nr. 4 der Technischen Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA Luft) niedergelegten Immissionsrichtwerte zu beachten.⁵⁰ Herausfordernd für die Genehmigungsbehörden ist dabei, dass sich der Abgasvolumenstrom der Gesamtanlage durch die CO₂-Abscheidung verringert. Folglich weisen die Abgase der Gesamtanlage (rein rechnerisch) eine höhere Schadstoffkonzentration auf als ohne die Abscheidung. Das Ergebnis dieses Bilanzierungsproblems, für das die TA Luft in ihrer aktuellen Fassung noch keine Lösung bereithält, kann in vielen Fällen sein, dass die Grenzwerte der TA Luft nicht mehr eingehalten werden können. Die Überschreitung der Grenzwerte der TA Luft lässt wiederum die Genehmigungsfähigkeit entfallen, obzwar tatsächlich nicht mehr emittiert wird. Möglicher Lösungsansatz könnte sein, dass eine Berechnungsformel in die TA Luft aufgenommen wird, welche diese Problematik durch einen Umrechnungsfaktor berücksichtigt.

- **Erfüllung der Vorsorgepflicht**

Nach § 5 Abs. 1 Nr. 2 BImSchG sind genehmigungsbedürftige Anlagen ferner „so zu errichten und zu betreiben, dass Vorsorge gegen schädliche Umwelteinwirkungen (...) getroffen wird“. Das Emit-tieren von CO₂ widerspricht nicht den Vorgaben der TA Luft, denn die regelt keine Vorsorgeanforderungen für CO₂-Emissionen. Ausschließlich einschlägig sind die Vorgaben des TEHG. Das TEHG ist *lex specialis* in Bezug auf Vorsorgeanforderungen für CO₂-Emissionen.

- **Erfüllung der Abfallpflicht**

Nach § 5 Abs. 1 S. 1 Nr. 3 BImSchG müssen abfallrechtliche Vorschriften eingehalten werden. Nach § 2 Abs. 2 Nr. 15 des Kreislaufwirtschaftsgesetzes ist dieses für „Kohlendioxid, das für den Zweck der dauerhaften Speicherung abgeschieden (...) wird“, nicht anzuwenden. Obgleich hier nur klargestellt wird, dass für die dauerhafte Speicherung abgeschiedenes CO₂ keinen Abfall darstellt, lässt sich das mit überzeugender Argumentation auf für die Nutzung abgeschiedenes CO₂ übertragen. Nach dem KSpG war die Nutzung von CO₂ nicht gestattet, sodass es keinen Regelungsanlass gab. Es gibt keine innere Rechtfertigung, die Genehmigungsfähigkeit der Anlage je nach späterem Verwendungszweck des abgeschiedenen CO₂ anders zu bewerten.

- **Energieeffizienz**

Voraussetzung nach § 5 Abs. 1 Nr. 4 BImSchG ist, dass „Energie sparsam und effizient verwendet wird“. Selbst wenn der Betrieb einer Abscheidungsanlage den Energiebedarf erhöhen und zu Wirkungsgradverlusten führen könnte,⁵¹ dürfen davon unabhängig nach § 5 Abs. 2 S. 2 BImSchG „zur Erfüllung der Pflicht zur effizienten Verwendung von Energie in Bezug auf CO₂-Emissionen,

⁴⁹ Dietlein in: Landmann/Rohmer, UmweltR, 96. EL, § 5 BImSchG Rn. 92, (Dietlein).

⁵⁰ Die 13. BImSchV ist für die Schutzpflicht nicht heranzuziehen (vgl. § 1 Abs. 4 Nr. 1 13. BImSchV).

⁵¹ Fraglich ist bereits die Anwendbarkeit, vgl. Wolf ZUR 2009, 571 (574).

die auf Verbrennungs- oder anderen Prozessen der Anlage beruhen, keine Anforderungen gestellt werden, die über die Pflichten hinausgehen, welche das TEHG begründet.“ Bei Anlagen, die dem TEHG unterliegen, ist dieses Gesetz somit abschließend. Die Genehmigung nach dem BImSchG darf nicht mit der Begründung versagt werden, die Anlage würde aufgrund des höheren Energieverbrauchs zu Wirkungsgradverlusten führen.⁵²

▪ **Voraussetzungen des § 6 Abs. 1 Nr. 2 BImSchG**

Nach § 6 Abs. 1 Nr. 2 BImSchG müssen die Errichtung und der Betrieb der Abscheidungsanlage mit anderen öffentlich-rechtlichen Vorschriften vereinbar sein. Das umfasst u.a. das Bauplanungs-, Bauordnungs-, Bodenschutz- und das Naturschutzrecht.⁵³ Inwieweit sich daraus einzuhaltende Anforderungen ergeben können, ist eine Frage des Einzelfalles.

▪ **CCS-spezifische Vorgaben der 13. BImSchV („Capture Readiness“)**

Nach § 9 Abs. 1 der 13. BImSchV hat der Betreiber „von Feuerungsanlagen zur Erzeugung von Strom mit einer elektrischen Nennleistung von 300 MW oder mehr (...) zu prüfen, ob geeignete Kohlendioxidspeicher zur Verfügung stehen und der Zugang zu Anlagen für den Transport des Kohlendioxids sowie die Nachrüstung von Anlagen für die Abscheidung und Kompression von Kohlendioxid technisch möglich und wirtschaftlich zumutbar sind.“ Die Norm statuiert keine Pflicht abzuscheiden und zu speichern, aber zu prüfen, ob dies später technisch möglich und wirtschaftlich zumutbar ist. Wird das angenommen, hat der Betreiber einer beschriebenen Feuerungsanlage⁵⁴ Flächen für die Einrichtung einer Abscheidungsanlage vorzuhalten (sog. „Capture Readiness“, § 9 Abs. 2 S. 3 13. BImSchV). Dadurch soll sichergestellt werden, dass – falls sich CCS als Stand der Technik etabliert – eine Nachrüstung bestehender Anlagen möglich ist.⁵⁵

▪ **BImSchG: Genehmigungsverfahren**

Abscheidungsanlagen sind in Nr. 10.4 Anhang 1 4. BImSchV in Spalte c) mit dem Buchstaben „G“ gekennzeichnet. Deshalb unterliegen sie iVm § 2 Abs. 1 Nr. 1 lit. a) 4. BImSchV dem förmlichen Verfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung gemäß § 10 BImSchG. Wenn eine Abscheidungsanlage im Rahmen des Neubaus einer weiteren Anlage errichtet wird, kann nach § 1 Abs. 4 4. BImSchV über Errichtung und Betrieb der Abscheidungsanlage einerseits und der Hauptanlage andererseits in einem einzigen immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahren entschieden werden.⁵⁶ Im Fall einer Änderungsgenehmigung ist ebenfalls das förmliche Verfahren nach § 10 BImSchG durchzuführen, wenn die Anlage, die geändert werden soll, selbst dem förmlichen Verfahren unterliegt.⁵⁷ In der Praxis wird das förmliche Verfahren oftmals sogar freiwillig gewählt, weil es den Vorteil der Präklusionswirkung nach § 10 Abs. 3 S. 9 BImSchG bietet.

Des Weiteren sind Abscheidungsanlagen in der IE-RL aufgeführt.⁵⁸ Daraus folgen zusätzliche Vorgaben wie der Bericht über den Ausgangszustand (§ 10 Abs. 1a BImSchG), die Bekanntmachungspflichten (§ 10 Abs. 8a BImSchG), Umsetzung der besten verfügbaren Technik (BVT) und Vorgaben zur Anlagenüberwachung (§ 52 BImSchG).

⁵² Dieckmann, Das neue CCS-Gesetz – Überblick und Ausblick, NVwZ 2012, 989 (993), (Dieckmann, 2012).

⁵³ Dietlein, in: Landmann/Rohmer, UmweltR, 96. EL, § 6 BImSchG, Rn. 23 ff.

⁵⁴ Jede Anlage, in der Brennstoff zur Nutzung der Wärme oxidiert (§ 2 Abs. 14 13. BImSchV), auch Gasturbinen und Verbrennungsmotoranlagen (§ 1 Abs. 1 13. BImSchV). Für Feuerungsanlagen gem. § 1 Abs. 3 13. BImSchV (z.B. Hochöfen, Nachverbrennungsanlagen) ist die 13. BImSchV nicht anwendbar.

⁵⁵ BR-Drs. 676/12, S. 177.

⁵⁶ Dieckmann NVwZ 2012, 989 (992); Wolf ZUR 2009, 571 (573).

⁵⁷ Jarass, in: Jarass, BImSchG, 13. Auflage 2020, § 16, Rn. 44.

⁵⁸ Nr. 6.9 Anhang 1 IE-RL. Darauf verweist die Kennzeichnung in Spalte d) der Nr. 10.4 Anhang 1 4. BImSchV mit dem Buchstaben „E“, vgl. § 3 4. BImSchV.

▪ **Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP)**

Anlage 1 Nr. 1.10 des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung (im Folgenden: UVPG) regelt das Erfordernis einer Umweltverträglichkeitsprüfung für CO₂-Abscheidungsanlagen. Sie sind generell UVP-pflichtig, wenn die Bestandsanlage selbst nach Spalte 1 Anlage 1 UVP-pflichtig ist (Nr. 1.10.1), was sich aus der Kennzeichnung „X“ ergibt, oder eine Abscheidungsleistung von 1,5 Millionen Tonnen oder mehr pro Jahr aufweist und nicht bereits nach Nr. 1.10.1 UVP-pflichtig ist (Nr. 1.10.2). Beträgt die Abscheideleistung unter 1,5 Millionen Tonnen pro Jahr, ist eine Vorprüfung des Einzelfalls zur Feststellung der UVP-Pflicht durchzuführen (Nr. 1.10.3), was sich aus der Kennzeichnung „A“ in Spalte 2 iVm § 7 Abs. 1 S.1 UVPG ergibt. Daneben sei darauf hingewiesen, dass sich die UVP-Pflicht einer Abscheidungsanlage als Nebenanlage auch aus der der Hauptanlage ergeben kann⁵⁹ sowie im Falle der Nachrüstung aus § 9 UVPG.

▪ **Konzentrationswirkung**

Gemäß § 13 BImSchG entfaltet die immissionsschutzrechtliche Genehmigung eine Konzentrationswirkung, d.h. weitere für die Errichtung und den Betrieb der Anlage erforderliche Genehmigungen werden miteingeschlossen. Beispielsweise die zumeist ebenfalls erforderliche Baugenehmigung wird einbegriffen.⁶⁰ Die Zuständigkeit, das Verfahren und die Entscheidung werden zugleich konzentriert.⁶¹ Nicht umfasst von der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung sind indes wasserrechtliche Erlaubnisse und Bewilligungen.⁶²

Wasserrecht

In den meisten Abscheidungsanlagen, insbesondere im Oxyfuel-Verfahren, entsteht Wasser, das auskondensiert wird, während das CO₂ verbleibt. Die Benutzung eines Gewässers bedarf der Erlaubnis oder Bewilligung (§ 8 Abs. 1 WHG⁶³). Das Einleiten von Abwasser wird als Benutzung iSd § 9 Abs. 1 Nr. 4 WHG eingestuft und löst eine Gestattungspflicht aus.⁶⁴ Dabei ist die Direkteinleitung, bei der Abwasser direkt vom Betreiber der Anlage in ein Gewässer eingeleitet wird, von der Indirekteinleitung über einen öffentlichen Abwasserbeseitiger zu differenzieren.⁶⁵

Eine Direkteinleitung erfordert eine Erlaubnis nach §§ 8, 57 WHG. Eine Direkteinleitungserlaubnis darf nach § 57 Abs. 1 Nr. 1 WHG insbesondere nur erteilt werden, wenn die Schadstofffracht des Abwassers so gering ist, wie dies nach dem Stand der Technik möglich ist. Darüber hinaus sind je nach Einzelfall eine Umweltverträglichkeitsprüfung sowie eine FFH-Verträglichkeitsprüfung⁶⁶ durchzuführen sowie ein Fachbeitrag nach der Wasserrahmenrichtlinie zu erstellen. Für eine Indirekteinleitung können Abwassergebühren anfallen. Demgegenüber sind die Voraussetzungen niedriger angesetzt und stellen keine vergleichbaren Hürden dar. § 58 Abs. 2 WHG beinhaltet kumulativ erforderliche Voraussetzungen, vor allem die Pflicht zur Einhaltung der allgemeinen und nach der Abwasserverordnung maßgebenden Anforderungen.

⁵⁹ Kuznik, Abscheidung, Transport und dauerhafte Speicherung von Kohlenstoffdioxid im Genehmigungs- und nationalen Planungsrecht, S. 51, (Kuznik).

⁶⁰ Seibert, in: Landmann/Rohmer, UmweltR, 96. Ergänzungslieferung, § 13 BImSchG, Rn. 80.

⁶¹ Seibert, in: Landmann/Rohmer, UmweltR, 96. Ergänzungslieferung, § 13 BImSchG, Rn. 30.

⁶² Jarass, in: Jarass, BImSchG, 13. Auflage 2020, § 13, Rn. 17.

⁶³ Wasserhaushaltsgesetz v. 31.07.2009, BGBl. I S. 2585, zuletzt geändert durch Gesetz v. 18.8.2021, BGBl. I S. 3901 (im Folgenden: WHG).

⁶⁴ Hasche, in: Giesberts/Reinhardt, BeckOK Umweltrecht, Stand 01.12.2017, Rn. 11 mwN.

⁶⁵ Schendel/Scheider, in: Giesberts/Reinhardt, BeckOK Umweltrecht, Stand 01.10.2021, Rn. 1.

⁶⁶ Beruhend auf Richtlinie 92/43/EWG zur Erhaltung der natürlichen Lebensräume sowie der wildlebenden Tiere und Pflanzen (auch Fauna-Flora-Habitat-Richtlinie oder FFH-RL).

Raumordnung und Planfeststellung

Die immissionsschutzrechtliche Konzentrationswirkung erstreckt sich auch nicht auf die Raumordnung. Aber allein die Nachrüstung einer CO₂-Abscheidungsanlage dürfte wohl keine Pflicht zur Durchführung eines Raumordnungsverfahrens auslösen. Die bestehende Anlage wurde bereits geprüft und Abscheidungsanlagen werfen die Frage der Raumverträglichkeit eher nicht neu auf oder stellen selbst ein raumbedeutsames Vorhaben dar.⁶⁷ Gleichwohl kann die Errichtung einer Abscheidungsanlage im Rahmen des Neubaus einer Anlage als Nebenanlage von dem für die Hauptanlage erforderlichen Raumordnungsverfahren umfasst werden.⁶⁸

Entgegen der Anordnung des § 13 BImSchG umfasst die Konzentrationswirkung eines Planfeststellungsbeschlusses andersherum vielmehr auch eine immissionsschutzrechtliche Genehmigung (vgl. § 75 VwVfG). Diese würde also im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens erteilt werden, sofern die Abscheidungsanlage planfeststellungsbedürftig ist. Das ist aber – anders als etwa für CO₂-Leitungen und -Speicher (vgl. §§ 4, 11 KSpTG) – bisher nicht der Fall.

2.2.2 CO₂-Transport

Im Rahmen der Wertschöpfungskette ist der nächste Schritt der Transport, sofern das CO₂ nicht vor Ort stofflich genutzt wird. Dieser wird mit Verfügbarkeit einer entsprechenden Infrastruktur im Schwerpunkt leitungsgebunden erfolgen, wofür das KSpTG den Rechtsrahmen setzt. Aufgrund des zum Bearbeitungszeitpunkt laufenden Reformprozesses wird eingangs zunächst überblicksartig der diesbezügliche Sachstand dargestellt.

Überblick: Reform des KSpTG

Das KSpG bestand im Wesentlichen unverändert seit 2012 und eröffnete in nicht den Rahmen der CCS-RL ausschöpfender Umsetzung europäischer Vorgaben nur einen ausgesprochen eingeschränkten, auf Forschungszwecke beschränkten Anwendungsbereich (§ 1 S. 2 KSpG). Zulässig war die Speicherung und der Transport von CO₂ zur Erprobung und Demonstration der dauerhaften Speicherung (§ 2 Abs. 1 KSpG), obgleich die CCS-RL keine Beschränkung des Verwendungszwecks vorsieht. Erst im Kontext der Erarbeitung des Evaluationsberichts zum KSpG im Jahr 2022 wurde eine maßgebliche Änderung des rechtspolitischen Diskurses erkennbar, die in die mittlerweile in der BReg herrschende Ansicht mündete, dass ein Markthochlauf für Kohlenstofftechnologien einerseits „unverzichtbar“⁶⁹, aber andererseits unter dem gegenwärtigen Rechtsrahmen nicht möglich sei.

Das schlägt sich auf strategischer Ebene in der CMS und auf rechtlicher in der Reform des KSpG zum KSpTG nieder. Für Transport und Speicherung – nach Hinzufügung des Gesetzesziels Transport nun gleichberechtigte Gesetzeszwecke (vgl. § 1 KSpTG) – bildet das Gesetz den maßgeblichen Rechtsrahmen. Der veränderte Name zeigt, dass ein den Markthochlauf ermöglichender, Rechtssicherheit vermittelnder Rahmen geschaffen werden soll, der keinen Schritt der

⁶⁷ Kuznik, Abscheidung, Transport und dauerhafte Speicherung von Kohlenstoffdioxid im Genehmigungs- und nationalen Planungsrecht, S. 76.

⁶⁸ Kuznik, Abscheidung, Transport und dauerhafte Speicherung von Kohlenstoffdioxid im Genehmigungs- und nationalen Planungsrecht, S. 81.

⁶⁹ <https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2024/kw39-de-kohlendioxid-speicherungsgesetz-1017722>.

Wertschöpfungskette mehr ausspart. Dazu hat das BMWK am 26. Februar 2024 einen Referentenentwurf⁷⁰ und die BReg am 21. Juni 2024 einen Gesetzesentwurf⁷¹ vorgelegt.

Der Bundesrat begrüßt den Gesetzesentwurf und schlägt eher nur geringfügige Änderungen vor allem das Verwaltungsverfahren betreffend vor.⁷² Insbesondere mit der grundsätzlichen Zielrichtung ist er einverstanden⁷³, nämlich

- Der Anerkennung der Notwendigkeit von CCUS für das Erreichen der Klimaschutzziele hinsichtlich schwer vermeidbarer sowie unvermeidbar verbleibender Restemissionen;
- Der Schaffung rechtlicher Grundlagen und den Abbau von Hürden bezüglich einer industriellen Anwendung der Technologien;
- Der Priorisierung der Vermeidung und Minderung von CO₂ unter Aufrechterhaltung der Abkehr von fossilen Energieträgern bzw. der Beibehaltung eines vorrangigen Ausbaus Erneuerbarer Energien und von Energieeffizienzmaßnahmen;
- Dem Ausschluss von Kohleverstromungsanlagen und Kraftwerken mit Kohle-KWK;
- Der Möglichkeit der Offshore-Speicherung, dem Ausschluss der Onshore-Speicherung, aber mit einem Opt-in der Länder bezüglich einer Speicherung auf ihrem Hoheitsgebiet;
- Der Beschleunigung und Erleichterung von Genehmigungsverfahren.

Die Bundesländer stufen die Bedeutung von CCUS teilweise sogar höher ein als die BReg⁷⁴ und fordern sie auf, die Wirtschaftlichkeit des Markthochlaufs zu verbessern (z.B. koordinierte Netzausbaustrategie, enge Begleitung der Unternehmen, ausreichende Förderprogramme).⁷⁵

Über den Entwurf hat der Bundestag am 27. September 2024 in erster Lesung beraten⁷⁶ und ihn anschließend an die Ausschüsse unter Federführung des Ausschusses für Klimaschutz und Energie überwiesen. Die an den Ausschuss überwiesene Fassung ist die Grundlage vorliegender Studie.

CO₂-Transport

Der aus ökologischen (Vermeidung von Straßenverkehr, keine zusätzliche Belastung des Schienennetzes) und ökonomischen Gründen bei mindestens wohl volkswirtschaftlich langfristiger Betrachtung bzw. wohl aus Nutzerperspektive unter Annahme einer hinreichend großen Nutzerbasis vorteilhafte, leitungsgebundene Transport wird vom KSpTG adressiert. Zumindest übergangsweise bis zu einem erfolgreichen Markthochlauf, aber wohl auch langfristig, nämlich überall dort, wo ein Anschluss an das CO₂-Leitungsnetz bzw. der Transport über dasselbe keine bzw. die teurere Option ist, wird daneben ein multimodaler Transport via Straße, Wasserstraße oder Schiene erfolgen, für den das Gefahrgutrecht einschlägig ist. Den Abschluss der Darstellung bilden die internationalen Aspekte des grenzüberschreitenden Transports.

⁷⁰ Abrufbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/20240226-referentenentwurf-cms.pdf?__blob=publicationFile&v=10.

⁷¹ BT-Drs. 20/11900, abrufbar unter: <https://dserver.bundestag.de/btd/20/119/2011900.pdf>.

⁷² Stellungnahme des Bundesrates, BR-Drs. 266/24; Gegenäußerung der BReg, BT-Drs. 20/12717.

⁷³ BT-Drs. 20/12717, S. 5 ff.

⁷⁴ So regen sie an, für die Errichtung, den Betrieb und wesentliche Änderungen von CO₂-Leitungen, analog zu H₂-Leitungen, das übertragende öffentliche Interesse festzustellen, BT-Drs. 20/12717, S. 7.

⁷⁵ BT-Drs. 20/12717, S. 5, 10.

⁷⁶ Alle Gesetzesmaterialien abrufbar unter: <https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2024/kw39-de-kohlendioxid-speicherungsgesetz-1017722>.

Zulassung von Kohlendioxidleitungen

Mit der Neufassung des KSpTG umfasst der deutlich ausgeweitete Anwendungsbereich die Genehmigung und den Betrieb von CO₂-Leitungen unabhängig vom Transportzweck (vgl. § 2 Abs. 1 Nr. 1 KSpTG). Im Gegensatz zu § 3 Nr. 6 KSpG werden neben Leitungen zum Transport von CO₂ zur Speicherung auch CO₂-Leitungen zum Transport für andere Zwecke wie CCU unterschiedslos erfasst. Der Begriff „Kohlendioxidleitung“ wird in § 3 Nr. 6 KSpTG nun definiert als:

„dem Transport des Kohlendioxidstroms dienende Leitungen, einschließlich der dem Leitungsbetrieb dienenden Anlagen, insbesondere Verdichter-, Druckerhöhungs-, Entspannungs-, Regel- und Messanlagen“.

Nach § 4 Abs. 1 S. 1 KSpTG bedürfen „die Errichtung, der Betrieb und die wesentliche Änderung von Kohlendioxidleitungen (...) der vorherigen Planfeststellung“. Die Vorhaben unterliegen folglich einem obligatorischen Planfeststellungsvorbehalt („bedarf“). § 4 KSpTG beinhaltet Verfahrenserleichterungen und Vorgaben an die behördliche Abwägung. So wird einerseits vorgegeben, dass Errichtung, Betrieb und wesentliche Änderungen von CO₂-Leitungen im öffentlichen Interesse liegen (§ 4 Abs. 1 S. 3 KSpTG). Andererseits ist besonders zu berücksichtigen, dass sie dem Klimaschutz dienen und dazu beitragen, die CO₂-Emission in Deutschland dauerhaft zu vermindern (§ 4 Abs. 1 S. 4 KSpTG). Die gesetzliche Verknüpfung von CO₂-Leitungen mit diesen verfassungsrechtlich abgesicherten Belangen vermittelt ihnen Gewicht in der Abwägung.

Weil den Behörden daneben vorgegeben wird, Planfeststellungs- und Plangenehmigungsverfahren Vorrang bei der Bearbeitung einzuräumen (§ 4 Abs. 2 S. 3 KSpTG), geht die BReg ohne Festlegung eines überragenden öffentlichen Interesses davon aus, dass die Behörden „die Bearbeitung von Verfahren zu Kohlendioxidleitungen in der erforderlichen Geschwindigkeit und möglichst parallel zur Bearbeitung von Verfahren zu Wasserstoffleitungen“ zu bewältigen wissen.⁷⁷

Von Bedeutung ist überdies § 4 Abs. 1 S. 5 KSpTG. Danach besteht in Fällen der Parallelverlegung von H₂- und CO₂-Leitungen weit überwiegend in derselben Trasse oder unmittelbar nebeneinanderliegend eine widerlegliche Vermutung dafür, dass keine zusätzliche Beeinträchtigung anderer Belange erfolgt.⁷⁸ Voraussetzung für eine Abweichung von der Vermutungsregelung ist, dass im Einzelfall konkrete gegenteilige Anhaltspunkte dafür vorliegen, dass doch eine zusätzliche Beeinträchtigung gegeben ist. Eine solche kann sich aus der Lage vor Ort, etwa topographischen oder (städte-)baulichen Besonderheiten, ergeben.⁷⁹ Mit der Verfahrenserleichterung und -beschleunigung soll zur parallelen Planung und Verlegung von CO₂- und H₂-Leitungen animiert werden. Die BReg appelliert an die Bundesländer:

„Hintergrund der Regelung (...) ist das Interesse an einer möglichst gemeinsamen Verlegung von leitungsgebundener Infrastruktur und damit Bündelung der Bauvorhaben. Dies hat neben einer Beschleunigung der entsprechenden Genehmigungsverfahren auch den Zweck einer Reduzierung von Beeinträchtigungen und damit Steigerung der Akzeptanz. (...) Die gemeinsame Verlegung von Wasserstoff- und Kohlendioxidleitungen sollte (...) ermöglicht und durch eine beschleunigte Genehmigungspraxis unterstützt werden.“⁸⁰

⁷⁷ BT-Drs. 20/12717, S. 11.

⁷⁸ Zur Definition von „weit überwiegend in oder unmittelbar daneben“ wird auf § 43h S. 2 EnWG nebst Begründung (BT-Drs. 19/9027, S. 15) verwiesen. Kritik BR, die der BT prüft, BT-Drs. 20/12717, S. 1 f., 8.

⁷⁹ BT-Drs. 20/11900, S. 38.

⁸⁰ BT-Drs. 20/12717, S. 8.

Das Planfeststellungsverfahren für CO₂-Leitungen wird dem Verfahren für Leitungsvorhaben gemäß EnWG angeglichen, wenn auch nicht identisch ausgestaltet. Das betrifft Planungsbeschleunigungen, Planänderungen vor Fertigstellung eines Vorhabens, das Anhörungs- und das Anzeigeverfahren. Eine Verfahrenserleichterung bietet der Verweis in § 4 Abs. 2 S. 1 KSpTG auf § 43I Abs. 4 bis 6 EnWG. Er ermöglicht in Gleichklang zur H₂-Leitungserrichtung die Umstellung vorhandener Erdgasleitungen auf den Transport von CO₂, ohne hierfür ein erneutes Planfeststellungsverfahren durchzuführen, indem fingiert wird, dass behördliche Entscheidungen zur Erdgasleitung als Zulassung für den CO₂-Transport gelten. Der weitere Verweis des § 4 Abs. 3 S. 4 KSpTG auf § 113c Abs. 3 EnWG stellt klar, dass Leitungen nach der Umstellung den Anforderungen an die technische Sicherheit gemäß § 49 Abs. 1 EnWG genügen müssen. Im Fall von § 4 Abs. 3 S. 2 KSpTG wird die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik bei Einhaltung der Regeln des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW) vermutet.⁸¹

Unter den Planfeststellungsvorbehalt fallen nur CO₂-Leitungen, die das Werksgelände verlassen (§ 4 Abs. 1 S. 10 KSpTG). Beabsichtigt ist ein Gleichlauf gegenüber dem UVP, wonach „Leitungen, die den Bereich eines Werksgeländes nicht überschreiten“ keiner Pflicht zur Durchführung einer UVP unterliegen (vgl. Nr. 19.10 Anlage 1 zum UVP).⁸² Folglich werden Leitungen, die sich nur auf einem Werksgelände befinden, von einem umfangreichen Planfeststellungs- sowie Umweltverträglichkeitsprüfungsverfahren ausgenommen, wohingegen Leitungen außerhalb beider Verfahren unterliegen (§ 4 Abs. 1 S. 1, 10 KSpTG, §§ 6 bis 14 UVP iVm Nr. 19.10 Anlage 1 zum UVP). Auf Antrag können auch Leitungen auf dem Werksgelände durch ein Planfeststellungsverfahren zugelassen werden (§ 4 Abs. 1 S. 11 KSpTG). Sofern ein solcher nicht gestellt wird, spricht viel dafür, dass eine immissionsschutzrechtliche Genehmigungspflicht besteht.⁸³

Abschließend sei zum Planfeststellungsverfahren erwähnt, dass es auch eine Entscheidung über eine Entziehung oder Beschränkung von Grundeigentum oder von Rechten am Grundeigentum im Weg der Enteignung umfassen kann (§ 4 Abs. 5 KSpTG) und dass der Verweis auf § 43I Abs. 7 EnWG klarstellt, dass der Begriff des Gases nach § 35 Abs. 1 Nr. 3 BauGB, § 1 Nr. 14 Raumordnungsverordnung CO₂ umfasst. Die baurechtliche Privilegierung im Außenbereich findet infolgedessen entsprechend Anwendung.

- **Netzanschluss und -zugang nach § 33 Abs. 1 KSpTG**
- **Verpflichtung zum Netzanschluss**

Emittenten von Kohlendioxid werden, sofern das CO₂ nicht am Ort der Abscheidung stofflich genutzt wird, regelmäßig darauf angewiesen sein, dass ihnen Anschluss und Zugang zu Netzen und Speichern gewährt wird. Das richtet sich nach Maßgabe des § 33 Abs. 1 KSpTG. Nach seinem S. 1 haben Betreiber

„anderen Unternehmen diskriminierungsfrei und zu technischen und wirtschaftlichen Bedingungen, die angemessen und transparent sind und die nicht ungünstiger sein dürfen als sie in vergleichbaren Fällen für Leistungen innerhalb eines Unternehmens oder gegenüber verbundenen oder assoziierten Unternehmen angewendet werden, den Anschluss an ihr Kohlendioxidleitungsnetz und ihre Kohlendioxid Speicher und den Zugang zu denselben zu gewähren.“

Während nach dem KSpG eine gewisse Unklarheit hinsichtlich der Frage bestand, ab welchem Verzweigungs- bzw. Vernetzungsgrad Leitungen als Netz gelten und damit auch, welche

⁸¹ DVGW C-Regelwerk, abrufbar unter: <https://shop.wvgw.de/DVGW-Regelwerk/DVGW-Regelwerk-Gas/Kohlenstoffdioxid/>.

⁸² BT-Drs. 20/11900, S. 38.

⁸³ BR-Drs. 266/24, S. 41.

Leitungsbetreiber Adressaten der Verpflichtung zur Anschluss- und Zugangsgewährung sind, wird es nach § 3 Nr. 6a KSpTG nunmehr eine entsprechende gesetzliche Definition geben. Ein CO₂-Netz ist danach

„ein Netz von Kohlendioxidleitungen, das dem Abtransport von Kohlendioxid oder der Versorgung mit Kohlendioxid dient oder für beide Zwecke gemischt genutzt wird und das von der Dimensionierung nicht von vornherein nur auf die Verwendung durch bestimmte, schon bei der Netzerrichtung feststehende oder bestimmbare Kunden ausgelegt ist, sondern grundsätzlich für die Verwendung durch jeden Kunden offensteht; es umfasst dabei neben Kohlendioxidleitungen, unabhängig von deren Durchmesser, auch alle dem Leitungsbetrieb dienenden Einrichtungen.“⁸⁴

Weitere verpflichtende Anforderungen an den Netzanschluss kennt das KSpTG nicht. Zwar sieht § 33 Abs. 4 KSpTG eine Verordnungsermächtigung des BMWK zum Erlass von Vorschriften über die technischen und wirtschaftlichen Bedingungen für den Anschluss und den Zugang vor. Doch von dieser hat das Ministerium bereits nach dem KSpG keinen Gebrauch gemacht und ein dementsprechendes Vorhaben ist Stand heute zumindest nicht öffentlich bekannt.

Überdies normiert § 33 Abs. 1 S. 2 KSpTG eine Pflicht zur Zusammenarbeit von Betreibern von Netzen und Speichern. Die Neuerung besteht darin, dass die Zusammenarbeit insbesondere im Rahmen von Kooperationsvereinbarungen zu erfolgen hat. Damit wird eine aus dem Bereich der Gasnetzregulierung bewährte Form der Zusammenarbeit aufgegriffen.⁸⁵ Gegenstand von Kooperationsvereinbarungen können Einzelheiten der Zusammenarbeit sein, die notwendig sind, um einen transparenten, diskriminierungsfreien, effizienten und massengeschäftstauglichen Netzzugang zu angemessenen Bedingungen zu gewährleisten.

Die Gesetzesbegründung stellt klar,⁸⁶ dass die Befugnisse der Bundesnetzagentur (BNetzA), weitergehende oder von der Kooperationsvereinbarung abweichende Vorgaben festzulegen, durch die gesetzliche Verankerung der Kooperationsvereinbarung nicht eingeschränkt werden. Die Befugnisse der BNetzA sind indes insgesamt wenig umfangreich ausgeprägt. Sie sind ohne Erweiterung aus dem KSpG übernommen und betreffen allein den Netzzugang.

Exkurs: Einbettung der Anschlussregulierung ins regulatorische Gesamtgefüge

Die Regulierungsanforderungen des KSpTG beschränken sich auf eine beinahe wortwörtliche Übernahme der diesbezüglichen Vorgaben der CCS-RL. Diese Form einer „Basisregulierung“ korrespondiert mit der im Zusammenhang mit der CMS dargestellten Strategie. Die BReg möchte zumindest zunächst nicht ex ante regulierend in den Markthochlauf eingreifen, sondern diesen weitgehend den Marktakteuren überlassen. Wenigstens in der anfänglichen Hochlaufphase sollen Infrastrukturbetreiber und Speicherbetreiber allein ex post nach den wettbewerbsrechtlichen Vorschriften (mithin GWB⁸⁷ und Art. 104 AEUV) überwacht werden. In der Entwurfsbegründung finden sich keine weiteren Ausführungen dazu.⁸⁸ Die CMS erachtet die Anwendung des Kartellrechts

⁸⁴ Offensichtliche Orientierung am Begriff des H₂-Netzes gemäß § 3 Nr. 39a EnWG.

⁸⁵ BT-Drs. 20/11900, S. 50.

⁸⁶ BT-Drs. 20/11900, S. 50.

⁸⁷ Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen vom 26. Juni 2013 (BGBl. I S. 1750, 3245), zuletzt geändert durch Artikel 25 des Gesetzes vom 15. Juli 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 236), im Folgenden GWB.

⁸⁸ Vgl. BT-Drs. 20/11900, S. 50.

ebenfalls ohne Begründung als ausreichend, um einen Missbrauch marktbeherrschender Stellungen zu verhindern.⁸⁹

Den Ansatz minimaler Regulierung verfolgt das KSpTG konsequent in anderen Bereichen einer möglichen Netzregulierung weiter. Netzbetreiber werden nicht legal definiert und müssen nicht zertifiziert werden. Netzebenen werden nicht getrennt und es ist keine Verpflichtung zur Entflechtung (Unbundling) vorgesehen. Damit weicht das Gesetz für die Regulierung von CO₂-Leitungen in zentralen Punkten von dem Modell ab, das hinsichtlich des Hochlaufs eines H₂-Marktes durch die kürzlich in Kraft getretene EU-Gas/Wasserstoff-Binnenmarkt-RL⁹⁰ vorgegeben wird. Weiterhin sind Vorgaben zur koordinierten, einheitlichen Netzplanung und Netzentgeltbildung nicht Regelungsgegenstand.

Dass diese Strategie mit Risiken behaftet ist, ist der BReg bewusst. Sie erkennt, dass eine vertikale Trennung nach dem Frühstadium des Infrastrukturaufbaus kompliziert ist.⁹¹ Hinsichtlich des Netzanschlusses besteht für Emittenten, die nicht in unmittelbarer Nähe zum ersten Leitungsnetz liegen, eine potentielle Gefahr, dass sie nicht oder nicht zu wirtschaftlich angemessenen Bedingungen angeschlossen werden. Selbst mit einem zeitlich verzögerten Anschluss gehen angesichts der Preisentwicklung im Emissionshandel erhebliche Wettbewerbs- und Standortnachteile einher. In diesem Sinn wird § 44 KSpTG in seinem Abs. 2 (Evaluierungspflicht) um eine Nr. 3b) ergänzt, die verpflichtet zu untersuchen und zu bewerten:

„die Entwicklung der Kohlendioxidleitungsnetze insbesondere unter dem Gesichtspunkt, ob diese perspektivisch den Anschluss von Kohlendioxid-Emittenten (...) ermöglichen, (...), unter Berücksichtigung des Risikos für küsten- oder clusterferne Emittenten, möglicherweise nicht an das Leitungsnetz angeschlossen werden zu können oder auf Grund weiter Transportwege mit hohen Netzentgelten belastet zu werden“.

Daraus folgt, dass ein Strategiewechsel hinsichtlich des regulatorischen Rahmens auch in näherer Zukunft nicht ausgeschlossen ist, wenn er sich nicht schon aus dem angekündigten EU-Regulierungspaket ergibt. Die Entwicklung sollte weiter aufmerksam beobachtet werden.

Ausnahmen von der Anschlussverpflichtung

Netzbetreibern ist die Verweigerung zum Netzanschluss und -zugang nur unter engen Voraussetzungen möglich (§ 33 Abs. 2 KSpTG). Voraussetzung ist, dass es an Kapazität mangelt oder zwingende rechtliche Gründe dies unmöglich oder unzumutbar werden lassen. Bei einer Verweigerung aus Kapazitätsgründen sind Netzbetreiber nach § 33 Abs. 3 KSpTG verpflichtet, die notwendigen Ausbaumaßnahmen vorzunehmen, soweit (1) ihnen dies wirtschaftlich zumutbar ist oder (2) die den Anschluss oder den Zugang beantragende Partei die Kosten dieser Maßnahmen übernimmt und (in beiden Fällen) diese Maßnahmen die Sicherheit des Transports und der Speicherung nicht beeinträchtigen.

In Übereinstimmung mit der CMS wird § 33 KSpTG ein Abs. 5 angefügt. Er verpflichtet Betreiber von Netzen und Speichern, CO₂ nicht aufzunehmen, wenn es aus einer Anlage in Deutschland stammt, die der Energieerzeugung durch Verbrennung von Kohle dient. Ziel der Bestimmung ist es, Betreiber von Kohlekraft- und Heizwerken faktisch vom Gebrauch von CCS/CCU-Technologien

⁸⁹ CMS, S. 31 ff.

⁹⁰ Richtlinie (EU) 2024/1788 vom 13.6.2024 über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff, im Folgenden EU-GasRL.

⁹¹ CMS, S. 33.

auszuschließen.⁹² Damit das Ende der Kohleverstromung effektiv abgesichert wird, fordert die BReg in ihrer Gesetzesbegründung, dass der Begriff des untersagten Anschlusses weit verstanden wird und alle Transportmodalitäten zu einem Einspeisepunkt oder einem CO₂-Speicher erfasst.⁹³

Zur Klarstellung sei darauf hingewiesen, dass § 33 Abs. 5 KSpTG keine weiteren Anlagen erfasst. Das heißt, dass die in der CMS und der Gesetzesbegründung geäußerte Zielstellung der BReg, mit CCUS-Technologien nur einen Lösungsansatz für schwer oder nicht dekarbonisierbare Branchen aufzuzeigen, insoweit keine gesetzliche Spiegelung findet. Beispielsweise die Nutzung von Erdgas in einem Kraft- oder Heizwerk steht dem Anschluss an eine CO₂-Leitungs- oder Speicherinfrastruktur und damit dem Rückgriff auf CCUS nicht entgegen.

Beschaffenheit des CO₂-Stroms

CO₂-Ströme, gemäß § 3 Nr. 8 KSpTG die Gesamtheit der aus Abscheidung und Transport von CO₂ stammenden Stoffe, unterliegen bei der Einspeisung ins Netz mindestens mittelbar den Beschaffenheitsvoraussetzungen des § 24 Abs. 1 KSpTG. Das DVGW-Arbeitsblatt C 260 zu Eigenschaften und Anforderungen eines CO₂-Stroms für den Transport in Stahlleitungen kann als Orientierungshilfe dafür herangezogen werden, ob die Vorgaben erfüllt sind.

Ausdrücklicher Normadressat sind nur die Betreiber von CO₂-Speichern. Wenigstens mittelbar dürften sich die Vorgaben auch auf Leitungsbetreiber beziehen. Wenn sie Stoffströme annehmen, die nicht den gesetzlichen Vorgaben entsprechen, laufen sie Gefahr, dass der CO₂-Strom, der bereits in der Leitungsinfrastruktur ist und in den Speicher eingespeist werden soll, abgelehnt wird. Aus Art. 12 Abs. 1 lit. a) CCS-RL, der sich mitunter auf die Integrität der Transportinfrastruktur bezieht, ergibt sich, dass Sinn und Zweck der Regelungen auch die Gewährleistung der Sicherheit von CO₂-Leitungen ist. Es erschiene daher sinnvoll, wenn eine entsprechende Klarstellung in den Gesetzgebungsprozess eingebracht werden würde.⁹⁴

Transport via Straße/Schiene: Gefahrgutrecht zu beachten

Soweit ein leitungsgebundener Transport (noch) nicht möglich ist, kommt ein Transport via LKW, Zug oder Binnenschiff – ggf. auch multimodal – in Betracht. Hierbei finden nicht die Regelungen des KSpTG Anwendung, sondern jene des Gefahrgutrechts. Relevant ist hier das Gefahrgutbeförderungsgesetz⁹⁵ sowie die nachgelagerten Rechtsverordnungen, namentlich die Verordnung über die Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße, mit Eisenbahnen und auf Binnengewässern⁹⁶ und über die Beförderung gefährlicher Güter mit Seeschiffen⁹⁷.

Die Bestimmungen des GGBefG gelten gemäß § 1 Abs. 1 GGBefG für die Beförderung gefährlicher Güter. Gefährliche Güter sind gemäß § 2 Abs. 1 GGBefG „Stoffe und Gegenstände, von denen auf Grund ihrer Natur, ihrer Eigenschaften oder ihres Zustandes im Zusammenhang mit der

⁹² BT-Drs. 20/11900, S. 50 f.

⁹³ BT-Drs. 20/11900, S. 50.

⁹⁴ Vgl. hierzu bereits Bellona/BBH, Rechtliche Rahmenbedingungen für Carbon Capture and Storage (CCS) in Deutschland, 2022, S. 47 f., abrufbar unter <https://de.bellona.org/publication/rechtliche-rahmenbedingungen-fur-carbon-capture-and-storage-ccs-in-deutschland/>.

⁹⁵ Gefahrgutbeförderungsgesetz vom 6. August 1975 (BGBl. I S. 2121), zuletzt geändert durch Artikel 26 des Gesetzes vom 2. März 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 56), im Folgenden GGBefG.

⁹⁶ Gefahrgutverordnung Straße, Eisenbahn und Binnenschiffahrt in der Fassung der Bekanntmachung vom 18. August 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 227), im Folgenden GGVSEB.

⁹⁷ Gefahrgutverordnung See in der Fassung der Bekanntmachung vom 21.10.2019 (BGBl. I S. 1475), zuletzt geändert durch Art. 16 des Gesetzes v. 12.12.2019 (BGBl. I S. 2510), im Folgenden GGVSee.

Beförderung Gefahren für die öffentliche Sicherheit oder Ordnung, (...) ausgehen können.“ Die Einzelheiten der Einstufung als gefährliches Gut ergeben sich aus der GGVSEB/GGVSee:

- Nach § 2 Nr. 7 GGVSEB sind gefährliche Güter die Stoffe und Gegenstände, deren Beförderung nach Teil 2, Kapitel 3.2 Tabelle A und Kapitel 3.3 der hierfür einschlägigen internationalen Abkommen für den Straßenverkehr,⁹⁸ den Eisenbahnverkehr⁹⁹ und die Binnenschifffahrt¹⁰⁰ verboten oder nur nach deren Bedingungen gestattet ist.
- Nach § 2 Abs. 2 Nr. 1 GGVSee sind gefährliche Güter Stoffe und Gegenstände, die unter die Begriffsbestimmungen für die Klassen 1 bis 9 des IMDG-Codes¹⁰¹ fallen, wobei der Code die Gefahrgutklassen und UN-Nummern analog zu ADR/RID/ADN verwendet.

CO₂ wird in Teil 2, Kapitel 3.2, Tabelle A und Kapitel 3.3 ADR/RID/ADN aufgeführt, weshalb der Transport gefahrgutrechtlichen Bedingungen, wie etwa Kennzeichnungspflichten, unterliegt. Nichtsdestominder ergeben sich für Emittenten sowie Betreiber von CO₂-Infrastrukturen oder -Speichern keine spezifischen Vorgaben aus dem Gefahrgutrecht. Verpflichtete Adressaten sind allein die befördernden Unternehmen, nicht etwa Dritte als „Produzenten“ oder Abnehmer des zu transportierenden CO₂.

Grenzüberschreitender Transport

Eine wesentliche Erleichterung für die Planfeststellung ergibt sich im KSpTG daraus, dass § 4 Abs. 2 S. 3 KSpG aufgehoben wird, der die nationale Behörde im Fall des grenzüberschreitenden Transports zum Zweck der Speicherung in einem anderen Mitgliedstaat verpflichtete, im Rahmen der Genehmigung der inländischen Infrastruktur zu prüfen, ob der Speicher in dem anderen Mitgliedstaat im Einklang mit dem Unionsrecht errichtet und betrieben wird. Angesichts des bürokratischen Aufwands und unionsrechtlicher Bedenken ist die Aufhebung zu begrüßen.

Der grenzüberschreitende Transport ist nicht Gegenstand des KSpTG, sondern völkerrechtlicher Verpflichtungen. CO₂ zählt gemäß London-Protokoll als Abfall, dessen Entsorgung grundsätzlich nach seinem Art. 4 Abs. 1 verboten ist. CO₂ darf aber nach Art. 4 iVm Annex I 1.8 und 4 London-Protokoll in einer geologischen Formation unter dem Meeresboden entsorgt werden, wobei der Strom hauptsächlich aus CO₂ bestehen muss und keine anderen Abfälle oder Stoffe zur Entsorgung hinzugefügt werden dürfen.¹⁰² Mit Relevanz für CCS bestimmt Art. 6 Abs. 1 London-Protokoll indessen, dass der Export von Abfällen zum Zweck des Entsorgens oder Verbrennens auf dem Meer grundsätzlich nicht gestattet ist.

Deshalb wurde im Jahr 2009 Art. 6 London-Protokoll um einen Abs. 2 ergänzt, der den Export von CO₂ zum Zweck von CCS in Übereinstimmung mit Annex I ermöglicht.¹⁰³ Voraussetzung ist, dass die betreffenden Länder ein bilaterales (oder auch multilaterales) Abkommen schließen, das die Bestätigung und Aufteilung der Zuständigkeiten für die Erteilung von Genehmigungen zwischen dem Ausfuhr- und dem Aufnahmeland im Einklang mit den Bestimmungen des Protokolls und sonstigem geltenden Völkerrecht beinhaltet. Ist das Aufnahmeland keine Vertragspartei, muss dennoch gewährleistet sein, dass diese Bestimmungen eingehalten werden.

⁹⁸ Agreement concerning the International Carriage of Dangerous Goods by Road (ADR).

⁹⁹ Règlement concernant le transport international ferroviaire de marchandises Dangereuses (RID).

¹⁰⁰ Accord européen relatif au transport international des marchandises dangereuses par voies de navigation intérieures (ADN).

¹⁰¹ International Maritime Dangerous Goods (IMDG).

¹⁰² Resolution LC-LP.1/Circ. 5.

¹⁰³ Resolution LP.3(4).

Wirksamkeitsvoraussetzung der Bestimmung ist, dass zwei Drittel der Vertragsparteien sie ratifiziert haben. Das ist bislang bei Weitem nicht erreicht – auch in Deutschland ist die Ratifizierung noch nicht erfolgt. Darüber hinaus müsste Deutschland noch den Katalog der Ausnahmetatbestände vom Einbringungsverbot von Abfällen in die Hohe See des § 4 S. 2 Hohe-See-Einbringungsgesetz¹⁰⁴ ergänzen.

Ebendiese Ratifizierung und Anpassung des HoheSeeEinbrG schlägt die Fraktion der CDU/CSU im Rahmen der KSpTG-Reform vor.¹⁰⁵ Wie im Zusammenhang mit der CMS dargestellt, entspricht die Ermöglichung des grenzüberschreitenden Transports zum Zweck der Speicherung den Zielen der BReg. Ob sie dem Antrag der Opposition im Verlauf des Reformprozesses daher noch zustimmen oder einen eigenen einbringen wird, bleibt abzuwarten.

2.2.3 CO₂-Nutzung

Die Nutzung von CO₂ ist in keinem Gesetz gebündelt adressiert. Ihr Rechtsrahmen folgt spezialgesetzlich aus der jeweiligen konkreten Nutzungsmethodik mit ihrem jeweiligen Nutzungszweck. Die Anzahl an Möglichkeiten, die sich dabei ergeben, und der damit einschlägigen Rechtsvorschriften ist so mannigfaltig wie die Bedeutung von CO₂ als Rohstoff. Es kommt beispielsweise eine Nutzung in der Lebensmittelindustrie, vor allem als Kohlensäure in der Getränkeindustrie, in Betracht, wofür das Lebensmittelrecht spezifische Regelungen enthält. Wird das CO₂ hingegen biotechnologisch genutzt, kann wiederum das Gentechnikgesetz verbindliche Vorgaben enthalten. Bereits diese ersten Beispiele zeigen, dass eine abstrakte Darstellung der CO₂-Nutzung nicht zweckmäßig ist. Eine überzeugende Darstellung des Rechtsrahmens kann nur spezifisch für eine konkrete Art und Weise der CO₂-Nutzung mit abgestimmtem Nutzungszweck gelingen.¹⁰⁶

2.2.4 CO₂-Speicherung

Die Speicherung von CO₂ wird vom KSpTG abschließend geregelt. Die BReg erkennt als maßgebende Faktoren die Wirtschaftlichkeit, die technische Umsetzbarkeit, die Sicherheit, Umweltauswirkungen und die gesellschaftliche Akzeptanz.¹⁰⁷

Das KSpTG setzt den Rechtsrahmen für eine kommerzielle Speicherung im industriellen Maßstab. Dafür wird der Geltungsbereich unter Aufhebung einer Vorgabe an den Speicherzweck auf „die Genehmigung und den Betrieb von Anlagen zur dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid in unterirdischen Gesteinsschichten einschließlich der Untersuchung, der Überwachung, Stilllegung und Nachsorge für alle Anlagen und Einrichtungen zur Speicherung“ erstreckt (§ 2 Abs.1 Nr.2 KSpTG). Die Zulassungsbeschränkungen des § 2 Abs. 2 KSpG werden vollständig aufgehoben. Wesentlich ist, dass die Speicherung dauerhaft sein muss. Die temporäre Zwischenspeicherung ist vom KSpTG nicht erfasst. Sie richtet sich nach dem Bergrecht.

Die Zulässigkeit der Speicherung wird durch § 2 Abs. 3 KSpTG auf den Bereich der AWZ und des Festlandsockels beschränkt. Von Bedeutung für die Bundesländer ist das Opt-in nach §2 Abs.5 KSpTG. Durch Landesrecht können sie für ihr Gebiet oder für Teile davon die Speicherung

¹⁰⁴ Hohe-See-Einbringungsgesetz vom 25. August 1998 (BGBl. I S. 2455), zuletzt geändert durch Artikel 127 der Verordnung vom 19. Juni 2020 (BGBl. I S. 1328), HoheSeeEinbrG.

¹⁰⁵ Entwurf eines CO₂-Export-Ermöglichungsgesetzes, BT-Drs. 20/12084.

¹⁰⁶ Vgl. beispielsweise *Umwelttechnik BW/BBH*, Rechtsgutachten Biotechnologische CO₂-Nutzung, abrufbar unter: <https://www.umwelttechnik-bw.de/de/biooekonomie-co2#rechtsgutachten> (Umwelttechnik BW und Becker Büttner Held PartGmbH, 2024).

¹⁰⁷ BT-Drs. 20/11900, S. 22.

zulassen. Wenn ein Land von der Opt-in-Möglichkeit Gebrauch macht, darf die CO₂-Speicherung zur Absicherung des Verfahrens der Auswahl eines Endlagers für hochradioaktive Stoffe nicht die Ziele des Standortauswahlgesetzes¹⁰⁸ unterlaufen. Demzufolge schreibt § 39 Abs. 2 S. 8 KSpTG vor, dass bei Entscheidungen nach §§ 7, 13, 37 KSpTG § 21 StandAG unberührt bleibt. Hierbei hat das Bundesamt für die Sicherheit der nuklearen Entsorgung eine Erklärung über das Einvernehmen innerhalb von drei Monaten abzugeben. Die Frist kann nur einmal verlängert werden und wird, sollte keine Erklärung erfolgen, fingiert.

Errichtung, Betrieb und wesentliche Änderungen eines Speichers, die im öffentlichen Interesse liegen (§ 13 Abs. 1 S. 2 KSpTG), bedürfen der Planfeststellung gemäß § 11 Abs. 1 KSpTG. Dabei ist die Öffentlichkeit möglichst frühzeitig zu informieren und ihnen ist Gelegenheit zur Äußerung und Erörterung zu geben. Nach § 11 Abs. 1 S. 5 KSpTG können die Länder nähere Anforderungen an das Verfahren der Öffentlichkeitsbeteiligung stellen. Im Rahmen der Abwägung ist aufgrund des Verweises des § 13 Abs. 1 S. 3 KSpTG auf das Planfeststellungsverfahren von Leitungen der Zweck des Klimaschutzes besonders zu berücksichtigen.

Die Voraussetzungen, unter denen der Planfeststellungsbeschluss erteilt werden darf, werden in § 13 Abs. 1 KSpTG aufgeführt. Neben dem Nachweis der Sicherstellung, dass der Stoffstrom den bereits dargelegten Anforderungen des § 24 KSpTG erfüllt, umfasst das insbesondere technische Anforderungen an die Langzeitsicherheit, Vermeidung von Gefahren und die Umsetzbarkeit. Mit dem KSpTG werden die Voraussetzungen um zwei neue Nummern erweitert:

Nr. 8 sichert im Einklang mit den CMS-Zielen die Priorität des Ausbaus erneuerbarer Energien und des Hochlaufs der H₂-Wirtschaft zur Erreichung der Klimaziele nach dem KSG ab. CO₂-Speicher dürfen nur erlaubt werden, wenn es im Einvernehmen mit dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie zu keiner wesentlichen Beeinträchtigung des Baus und Betriebs von Windenergieanlagen auf See und Offshore-Anbindungsleitungen, sonstigen Energiegewinnungsanlagen zur Erzeugung von H₂ sowie von H₂-Leitungen kommt. Nr. 9 formuliert weiterhin hohe Anforderungen, die ein Speicher zum Schutz der Meeresumwelt gewährleisten muss. Speicher dürfen nicht in oder unter Meeresschutzgebieten liegen und müssen aus akustischen Gründen eine Pufferzone von neun Kilometern wahren.

2.2.5 Bezüge zum Europäischen Emissionshandelssystem (EU-EHS) bzw. zum nationalen Emissionshandel nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)

Neben den Aspekten des Klimaschutzes ist die Frage, inwieweit ein Carbon Management ermöglicht wird, auch von ausgemachter ökonomischer Relevanz für die betroffenen Standorte. Denn angesichts der zunehmend größeren Bedeutung des europäischen Emissionshandels für die Wirtschaftlichkeit insbesondere emissionsintensiver Branchen wie Stahl oder Zement droht ohne zügigen CO₂-Markthochlauf gar eine Abwanderung entsprechender ansässiger Unternehmen aus Brandenburg. Im Folgenden wird daher das System des Emissionshandels insoweit erläutert, wie es zum Verständnis seiner Implikationen für die betreffenden Business-Cases erforderlich ist.

¹⁰⁸ Standortauswahlgesetz vom 5. Mai 2017 (BGBl. I S. 1074), StandAG.

Überblick System des Emissionshandels

Der europäische Emissionshandel richtet sich im Wesentlichen nach den Vorgaben der EU-Emissionshandelsrichtlinie,¹⁰⁹ welche in Deutschland durch das Treibhausgasemissionshandelsgesetz¹¹⁰ umgesetzt wird. Das europäische System des Emissionshandels (EU-EHS) ist darauf ausgerichtet, die Treibhausgasemissionen auf wirtschaftliche und kostengünstig effiziente Weise zu senken. Das funktioniert im Überblick wie folgt:

Die EH-RL knüpft an den Betrieb emittierender Anlagen an. Der Emissionshandelspflichtige muss seine Treibhausgasemissionen überwachen, bilanzieren und der Deutschen Emissionshandelsstelle beim Umweltbundesamt (DEHSt) berichten. Emissionshandelspflichtige Anlagen benötigen eine Genehmigung sowie sog. Berechtigungen (Zertifikate), die sie zum Ausstoß von CO₂-Emissionen ermächtigen.¹¹¹ Die Menge an Zertifikaten definiert eine Obergrenze. Für jede Tonne CO₂-Äquivalent muss der Betreiber eine Berechtigung an die DEHSt abgeben. Diese Berechtigung kann sich der Anlagenbetreiber durch eine kostenlose Zuteilung, Versteigerung oder von Dritten beschaffen, die solche haben, sie wegen der Dekarbonisierung aber nicht benötigen. CO₂-Äquivalente werden mithin bepreist und handelbar gemacht.

Der EU-EHS ist nach Handelsperioden strukturiert, für die der jeweilige Rechtsrahmen angepasst wird. Nach und nach wird die Anzahl der kostenlos ausgegebenen Berechtigungen reduziert, was eine Steigerung ihres jeweiligen Preises bewirkt. Durch die kontinuierliche Verknappung entsteht ein Anreiz, Emissionen durch Dekarbonisierung zu vermeiden.

Der nationale Emissionshandel nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz¹¹² ergänzt den EU-EHS, indem er weitere Sektoren (Gebäude und Verkehr) einbezieht. 2027 wird der nationale Emissionshandel durch das sog. EU-EHS 2 abgelöst, das sich wie das BEHG im Wesentlichen nicht an Betreiber stationärer Anlagen, sondern die Inverkehrbringer von Brennstoffen richtet.

Anrechenbarkeit im Rahmen des Emissionshandels

Bei Verwendung der CCS-Technologie

Die Emissionen, für die der Anlagenbetreiber Berechtigungen erwerben muss, entsprechen der Menge an Brenn- oder Einsatzstoffen, die die Anlage im jeweiligen Jahr verbraucht hat, multipliziert um den Emissionsfaktor dieses Brenn- oder Einsatzstoffes. Dazu bestehen allerdings Ausnahmen, beispielsweise, wenn die Kohlenstoffemissionen aus der Anlage abgeschieden und langfristig geologisch gespeichert werden. Die Menge an abgeschiedenem und gespeichertem CO₂ ist von der Gesamtemission der Anlage abzuziehen.¹¹³ Aufgrund von CCS nicht in die Atmosphäre emittiertes CO₂ ist folglich im EU-EHS anrechenbar.

Ogleich Anlagenbetreiber Investitionskosten in die Errichtung einer Abscheidungsanlage unterliegen, deren Energieverbrauch hoch ist, Netzentgelte und Speichergebühren gezahlt werden müssen und die Kosten für Abscheidung, Transport und Speicherung noch regelmäßig deutlich

¹⁰⁹ Richtlinie 2003/87/EG v. 13.10.2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft, im Folgenden EH-RL.

¹¹⁰ Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz vom 21. Juli 2011 (BGBl. I S. 1475), das zuletzt durch Artikel 18 des Gesetzes vom 10. August 2021 (BGBl. I S. 3436) geändert worden ist, im Folgenden TEHG.

¹¹¹ Vgl. Art. 4 ff. EH-RL.

¹¹² Brennstoffemissionshandelsgesetz v. 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2728), zuletzt durch Art. 7 des Gesetzes vom 22.12.2023 (BGBl. 2023 I Nr. 412) geändert, im Folgenden BEHG.

¹¹³ Anhang 1 EH-RL; Art. 49 Abs. 1 Verordnung (EU) Nr. 601/2012 v. 21.6.2012 über die Überwachung von und die Berichterstattung über Treibhausgasemissionen (Monitoring and Reporting).

über den vermiedenen Kosten der Zertifikate liegen, weshalb CCS gegenwärtig weit überwiegend nicht wirtschaftlich ist und eines nennenswerten Förderrahmens bedarf, folgt die Wirtschaftlichkeit von CCS mittel- bis langfristig neben der Kostendegression und dem Technologiehochlauf daraus, dass die Abgabe von Emissionszertifikaten vermieden wird, die fortlaufend verknappt bzw. verteuert werden. Ohne den Einsatz der Technologie besteht langfristig mit Blick auf die Netto-Null-Emissionsziele die Gefahr für nicht oder schwer dekarbonisierbare Branchen, dass die industriellen Prozesse durch die fortlaufende Preissteigerung im EU-EHS nicht mehr wirtschaftlich am Standort Brandenburg abgebildet werden können.

Bei Verwendung der CCU-Technologie

Wird das CO₂ im Rahmen der CCU-Technologie und nicht der CCS-Technologie abgeschieden, ist die Anrechenbarkeit dieser Mengen im EU-EHS demgegenüber begrenzt. Sie war ursprünglich sogar ganz auf CCS konzentriert, was mittlerweile teilweise aufgebrochen ist.¹¹⁴

Gegenwärtige Rechtslage

Die Schlüsselfrage ist, wie lange das genutzte CO₂ im Produkt gespeichert sein muss, um wie CCS von Anreizen zu profitieren. Die Antwort bestimmt, ob für die Abscheidungsanlage Berechtigungen für die abgeschiedenen CO₂-Mengen abgegeben werden muss. In der jüngeren Vergangenheit noch war eine Berücksichtigung nicht möglich. Diesbezüglich hat die „Schaefer-Kalk-Entscheidung“¹¹⁵ des EuGH eine Änderung bewirkt. Der EuGH hat entschieden, dass CO₂, das für die Herstellung von gefällttem Kalziumkarbonat (PCC) verwendet wird, von der Gesamtmenge der Emissionen abzuziehen ist, da es chemisch dauerhaft und folglich der Speicherung vergleichbar gebunden wird. In Fortschreibung dessen wurde 2023 die EH-RL abgeändert:

„Für Treibhausgasemissionen, die als abgeschieden und derart dauerhaft in einem Produkt chemisch gebunden angesehen werden, dass sie bei normalem Gebrauch und/oder während der Entsorgungsphase des Produkts, einschließlich normaler Tätigkeiten nach dem Ende der Lebensdauer des Erzeugnisses, nicht in die Atmosphäre gelangen, entsteht keine Verpflichtung zur Abgabe von Zertifikaten.“¹¹⁶

Jedoch ist die Möglichkeit der Anrechnung von CCU im Rahmen des EU-EHS auf die dauerhafte chemische Bindung in Produkten beschränkt und die Anforderungen daran werden hoch angelegt, sodass die Grenze zur Speicherung letztlich fließend erscheint. Vorgesehen ist, dass das CO₂ „für einen Zeitraum von mindestens einigen Jahrhunderten nicht in die Atmosphäre“ gelangen darf, was im Ergebnis nur bei wenigen Bauprodukten und -materialien einschlägig ist.¹¹⁷

Im Zusammenhang mit synthetischen Brennstoffen, die abgeschiedenen Kohlenstoff nutzen und in einer unter das EU-EHS fallenden Anlage verwendet werden, besteht gar die Problematik, dass sie zweimal dem EU-EHS unterliegen,¹¹⁸ einmal im Rahmen der Abscheidung ohne Anrechenbarkeit iSd EH-RL und einmal im Rahmen der späteren Verwendung als CCU-Brennstoff.

¹¹⁴ Übersichtliche Darstellung zum komplexeren Rechtsrahmen bei Hocksell, KlimR 2024, 42, 46 ff.

¹¹⁵ EuGH, C-460/15 Schaefer Kalk GmbH & Co. KG/Bundesrepublik Deutschland, 2017.

¹¹⁶ Art. 1 Nr. 21 lit. f) Richtlinie (EU) 2023/959 v. 10.5.2023; vgl. auch Erwägungsgrund 16.

¹¹⁷ Vgl. Art. 3 Abs. 1 lit. b) S. 1 und Anhang Delegierte Verordnung (EU) 2024/2620 v. 30.7.2024.

¹¹⁸ Amt für Veröffentlichungen der Europäischen Union, Green/Bardow, Low-Carbon Process Industries through Energy Efficiency and Carbon Dioxide Utilisation, 2018, S. 32.

Zukünftig: Delegierte Rechtsakte in Vorbereitung

Wesentliche Voraussetzung, dass CCU-Anwendungen ihr volles Potenzial entfalten können, ist deren Wirtschaftlichkeit. Insoweit spielt die Frage der Anrechenbarkeit im Rahmen des EU-EHS eine zentrale Rolle. Der EuGH hat einen ersten Anstoß zur Veränderung gegeben. Es gibt weitere Ansätze der Kommission zur Veränderung, deren konkrete Auswirkungen allerdings noch nicht sicher prognostizierbar ist.

Als einen Ansatz will die Kommission die Problematik der doppelten Abgabepflicht von Zertifikaten adressieren und erarbeitet eine Durchführungsverordnung, um Regeln für die Behandlung synthetischer Brennstoffe im Rahmen des EU-EHS zu schaffen.¹¹⁹ Als weiteres Beispiel sei erwähnt, dass die EU-GasRL die Kommission verpflichtet, eine Methode zur Bewertung der Treibhausgas-Emissionseinsparungen durch kohlenstoffarme Kraftstoffe festzulegen. Basierend auf der Ökobilanz der gesamten Treibhausgasemissionen der Kraftstoffe bereitet sie einen delegierten Rechtsakt vor, der CCUS-Technologien berücksichtigt.¹²⁰

Haftung für CO₂-Leckagen

Die emissionshandelsrechtliche Verantwortlichkeit trifft denjenigen Anlagenbetreiber, in dessen Anlage das CO₂ entweicht. Speicherstätten sind in die EH-RL einbezogen, wonach im Falle von Leckagen Zertifikate abgegeben werden müssen. Eine staatliche Haftung im Sinne sog. „Ewigkeitslasten“ im Anschluss an eine Stilllegung der Speicherstätte ist rechtlich nicht mit absoluter Sicherheit vorbeugbar. Indes trifft das KSpTG in gewissem Rahmen diesbezüglich Vorsorge. Die Pflichten zur Nachsorge aus dem Umweltschadengesetz, zur Erfüllung gesetzlicher Schadensersatzansprüche und aus dem TEHG enden nicht mit der Stilllegung oder einem Betreiberwechsel. Eine Übertragung der Verantwortung vom Betreiber auf das Bundesland ist gemäß § 31 KSpTG grundsätzlich frühestens nach Ablauf von 40 Jahren nach dem Abschluss der Stilllegung möglich, wenn die Langzeitsicherheit gegeben und ein Nachsorgebeitrag geleistet ist.

Der Transport von CO₂ per Zug, LKW oder Schiff unterliegt nach der EU-EHS-Novelle wie der Pipelinetransport Anforderungen des Emissionshandels (Monitoring- und Abgabepflicht bei Leckagen). Für den nicht leitungsgebundenen Transport sind bereits Regelwerke vorhanden, die dessen Sicherheit gewährleisten sollen. Im Besonderen für die neu zu errichtende CO₂-Infrastruktur ist eine Anpassung bzw. Angleichung des Rechtsrahmens daher jedoch erforderlich.¹²¹

¹¹⁹ COM (2021) 800 final.

¹²⁰ https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/14303-Methodology-to-determine-the-greenhouse-gas-GHG-emission-savings-of-low-carbon-fuels_en.

¹²¹ CMS, S. 25 f.

3 CO₂-Abscheidung und -Nutzung in Brandenburg

In diesem Abschnitt wird die CO₂-Abscheidung, -Nutzung und -Speicherung für die Industrie inkl. der Thermischen Abfallbehandlung (TAB-Anlagen) in Brandenburg analysiert und, wo möglich, quantifiziert.

Basis für die weitere Analyse ist die Identifikation von Industrieanlagen, die aktuell und perspektivisch signifikante CO₂-Emissionen verursachen und für die CO₂-Abscheidung sowie -Nutzung (und -Speicherung) als THG-Minderungsoptionen grundsätzlich in Betracht kommen. Dafür wird eine Auswertung der Anlagen im EU-Emissionshandel in Brandenburg angestellt (Tabelle 1). Es werden die Branchen Eisen/Stahl, Zement, Kalk, Glas, Papier, Grundstoffchemie, Raffinerien und TAB-Anlagen betrachtet. Die Analyse umfasst die berichteten THG-Emissionen, Standorte, Betreiber sowie die jeweilige Anlagenanzahl pro Branche.

Tabelle 1: THG-Emissionen, Betreiber und Anlagenanzahl der betrachteten Branchen

im EU-Emissionshandel**, berichtete THG-Emissionen für 2023 in Mt CO₂e

Branche	THG-Emissionen* in Mt CO ₂ e	Betreiber	# Anlagen (Standorte)
Eisen/Stahl	3,7****	ArcelorMittal , B.E.S., H.E.S.	9 (3)
Zement	0,8***	CEMEX	1 (1)
Kalk	0,3	Fels-Werke, ArcelorMittal	2 (2)
Glas	0,1	Ardagh, GMB, Swarco	4 (4)
Papier	0,04	LEIPA, Hamburger Rieger, Progroup Paper	4 (3)
Grundstoffchemie	0,3	BASF, Verbio	2 (2)
Raffinerien	3,1***	PCK	1 (1)
TAB-Anlagen**	1,8	EEW , Spreerecycling, Iqony, Progroup	7 (7)
Summe	10,3	s.o.	30 (12)

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von (DEHSt, 2024) sowie internen Datenbanken.

© Prognos, 2024

* aus Anlagen mit verifizierten Emissionen im EU ETS im Jahr 2023 in den betrachteten Branchen

(industrielle Energieerzeugungsanlagen sind teils anderen Branchen zugeordnet); biogene Emissionen werden über einen Emissionsfaktor 0 bilanziert und liefern somit keine (positiven) Beiträge zu den THG-Emissionen

** aus internen Datenbanken, da im EU ETS nicht transparent

*** starker Rückgang ggü. den Vorjahren

**** inkl. Gichtgas-Kraftwerk

Hinweis: mit fett markierten Betreiberunternehmen wurden Fachgespräche geführt

Die Auswertung zeigt einige relevante Branchen bzw. Anlagen mit aktuellen THG-Emissionen (im EU-Emissionshandel) in Brandenburg. Die höchsten Emissionen finden sich in der Zement- und Stahlindustrie, bei den TAB-Anlagen und in der Raffinerie. Die PCK-Raffinerie ist eine der größten Einzelanlagen im EU ETS in ganz Deutschland (fünfhöchste Emissionen 2023).

3.1 CO₂-Abscheidungstechnologien

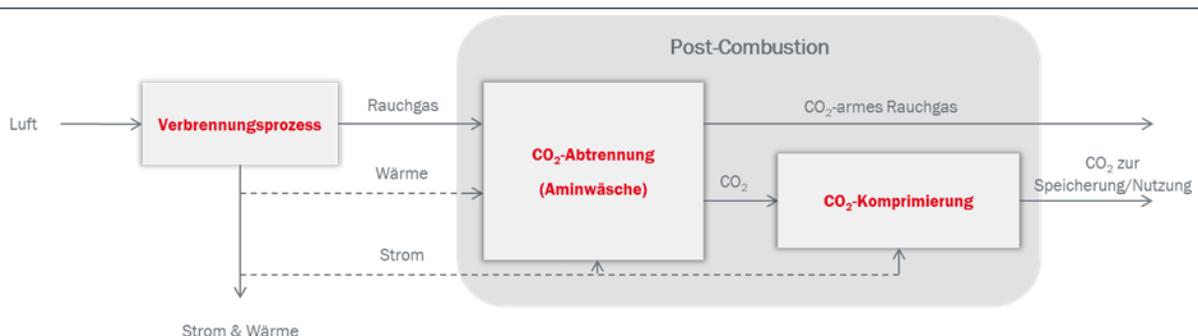
Grundsätzlich kann CO₂ an Punktquellen (fossil, geogen und biogen) oder direkt aus der Atmosphäre abgeschieden werden. Diese Anwendungen unterscheiden sich insbesondere in der Konzentration von CO₂, die an industriellen Anlagen deutlich höher ist. Daran gekoppelt sind der Energiebedarf zur Abtrennung und die verwendeten Technologien.

An Punktquellen wird CO₂-Abscheidung in drei Hauptverfahren eingeteilt:

- Post-Combustion
- Oxyfuel-Verfahren
- Pre-Combustion

Das **Post-Combustion-Verfahren** ist ein Abscheideprozess aus dem Abgasstrom, der als „Tail End“-Lösung an bestehende Punktquellen wie thermischen Kraftwerken, Industriewerken oder sonstigen CO₂-Punktquellen angeschlossen werden kann und keine Anpassung der Quelle benötigt. Das CO₂-haltige Rauchgas aus dem Verbrennungsprozess (oder einer sonstigen CO₂-Punktquelle) wird in eine CO₂-Abtrennungseinheit geleitet. Dabei wird durch den derzeit am weitesten entwickelten Abscheidungsmechanismus, die Aminwäsche, das CO₂ aus dem Rauchgas absorbiert, welches dann der weiteren Behandlung zugeführt oder in die Atmosphäre entlassen wird. Die mit CO₂ gesättigten Amine werden anschließend in einer separaten Kammer auf ein Temperaturniveau von 100–140 °C erhitzt und geben das CO₂ in konzentrierter Form wieder ab. Die Amine können dann erneut im Kreislauf eingesetzt werden, um CO₂ aus dem Abgasstrom abzuscheiden. Die Abscheidung im Absorber benötigt entsprechende Mengen an thermischer Energie, um das CO₂ wieder von den Aminen zu lösen. Für die Zirkulation der Amine wird zusätzlich Strom benötigt, ebenso wie für die Ventilation und Komprimierung des CO₂. Dieser Energiebedarf wird entweder die Effizienz des Kraftwerks mindern oder anderweitig zur Verfügung gestellt werden müssen. Der Abscheideprozess ist vereinfacht in Abbildung 3 dargestellt.

Abbildung 3: Prozessschema Post Combustion chemische Absorption (Aminwäsche)



Quelle: Eigene Abbildung

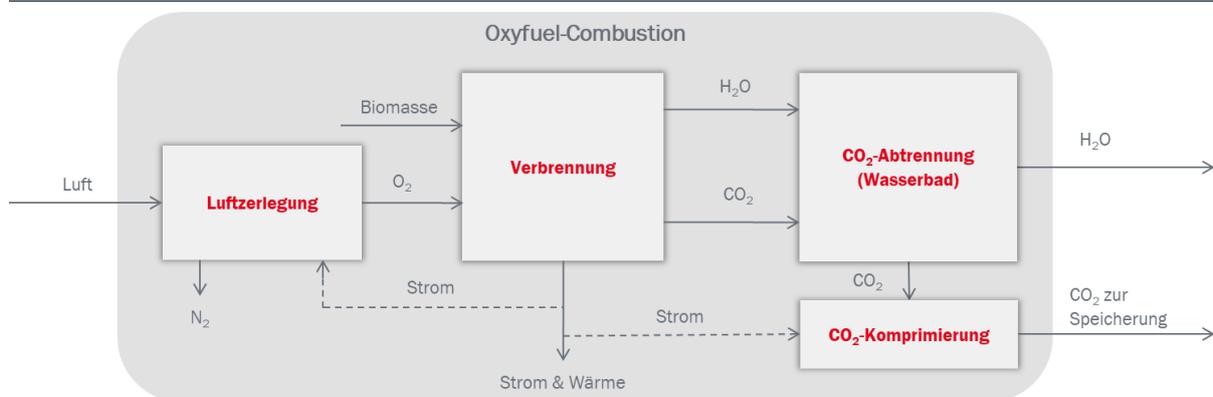
© Prognos, 2024

Für die Abscheidung von CO₂ gibt es diverse Verbesserungen und Lösungsansätze, die den Energiebedarf senken, die Komprimierung erleichtern oder eine höhere Abscheiderate erreichen können. Diese Weiterentwicklungen beinhalten u. a. alternative Lösungsmittel, die zirkuliert werden (z. B. Calcium und Carbonate Looping), oder eine CO₂-Abscheidung über Membrane (z. B. mit Metal Organic Frameworks „MOF“). Die meisten Weiterentwicklungen können ebenso wie die

Aminwäsche nachträglich als „Retrofit“ in bestehenden Anlagen für die CO₂-Abscheidung eingesetzt werden. Zudem verwenden die neuen Verfahren, wie z.B. das Carbonate Looping, ungiftige Sorptionsmittel.

Das **Oxyfuel-Verfahren** (integrierte Lösung) ist eine Abscheidungsmethode, die auf einer Verbrennung unter Sauerstoffatmosphäre basiert. Weil beim Oxyfuel-Verfahren der Verbrennungsprozess auf eine Verbrennung in reiner Sauerstoffumgebung umgestellt wird und die Abgase recirkuliert werden, stellt das Oxyfuel-Verfahren eine integrierte Lösung dar. Dies erfordert einen Neubau der Anlage. Da das Rauchgas in diesem Fall fast nur aus CO₂ und Wasserdampf besteht, ist die Abscheidung des CO₂ einfach möglich, indem der Wasserdampf in einem Wasserbad kondensiert wird, wobei das restliche Gas fast ausschließlich aus CO₂ besteht. Um diese Abscheidung zu ermöglichen, müssen Stickstoff und die übrigen Bestandteile der Luft, außer dem Sauerstoff für die Verbrennung, in einer kryogenen Luftzerlegungseinheit bei tiefen Temperaturen (< -180 °C) separiert werden. Aufgrund des fehlenden Stickstoffs bei der Verbrennung ändern sich die thermischen Parameter in der Brennkammer. Es muss daher spezifisch für jede Anlage geprüft werden, ob Oxyfuel Combustion Capture nachgerüstet werden kann oder ob die Anlage für diese Abscheidetechnologie neu ausgelegt werden muss. Der zusätzliche Energieaufwand der Abscheidung besteht ausschließlich aus elektrischer Energie für die Luftzerlegungseinheit sowie für zusätzliche Ventilation und die Komprimierung des CO₂. Die Abscheidung mit dem Oxyfuel-Verfahren ist vereinfacht in Abbildung 4 dargestellt.

Abbildung 4: Prozessschema Oxyfuel-Verfahren



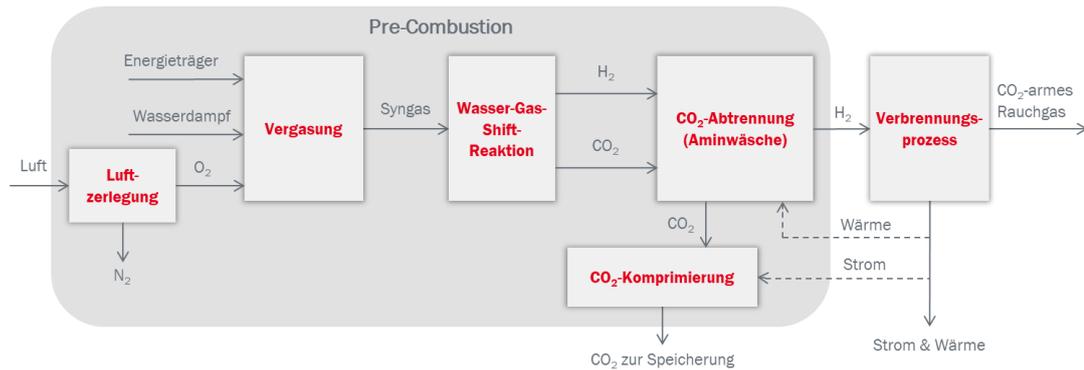
Quelle: Eigene Abbildung

© Prognos, 2024

Das **Pre-Combustion Verfahren** ist als Abscheidungstechnologie deutlich komplizierter als die anderen Technologien, kann aber theoretisch höhere Effizienzen erreichen und mit unterschiedlichen Energieträgern genutzt werden. Analog zum Oxyfuel-Verfahren wird Sauerstoff aus der Luft abgeschieden und zusammen mit Wasserdampf und dem Brennstoff in den Vergaser geleitet. Der Brennstoff (C_xH_y) wird als Kohlenstoffträger unter Wasserstoff- und Sauerstoffatmosphäre vergast (Partialoxydation) und der Kohlenstoff wird als Syngas freigesetzt (eine Mischung aus Wasserstoff, Kohlenstoffmonooxid und Kohlenstoffdioxid). Der Brennstoff (besonders Mineralöl und Kohle) muss vorher von Verunreinigungen wie Asche, schwefelhaltigen Verbindungen und Chlor bereinigt werden. Das Kohlenstoffmonooxid im Syngas wird anschließend mit Wasserdampf in einer Wasser-Gas-Shiftreaktion zu Wasserstoff und CO₂ reagiert. Das CO₂ im Gemisch wird dann mit einer CO₂-Abscheideeinheit analog zum Post-Combustion-Capture-Verfahren

abgeschieden und komprimiert, während der Wasserstoff beispielsweise in einer GuD-Turbine verstromt werden kann. Die Abscheidung von CO₂ ist aufgrund der höheren Konzentrationen von CO₂ im Gasgemisch deutlich effizienter als bei den geringer konzentrierten Rauchgasen im Post-Combustion-Verfahren, bei dem noch große Mengen an Stickstoff im Gas enthalten sind. Das CAPEX-intensive Pre-Combustion-Capture-Verfahren ist in Abbildung 5 vereinfacht dargestellt.

Abbildung 5: Prozessschema Pre-Combustion Verfahren



Quelle: Eigene Abbildung

© Prognos, 2024

In nachfolgender Tabelle sind die verschiedenen Abscheideverfahren mit jeweils unterschiedlichen Technologien und Technologiereifegrad (TRL) aufgeführt.

Tabelle 2: Technologien zur CO₂-Abscheidung und entsprechende Technologiereifgrade (TRL)

Abscheideverfahren	Technologie	TRL*
Post-Combustion	Chemische Absorption (z. B. Monoethanolamine = MEA, chilled ammonia) Physikalische Absorption (z. B. Selexol, Rectisol)	8 – 9
	Kryogene Zerlegung	5 – 6
	Membranverfahren	5
	Calcium-Carbonate-Looping (CCL)	6 – 7
	Pressure swing absorption (PSA)	5
	Temperature swing absorption (TSA)	6 – 7
	Direkte Trennung (LEILAC)	6
Oxyfuel-Verfahren	Verbrennung mit reinem Sauerstoff	6 – 7
	Integrated Carbonate Looping	6 – 7
Pre-Combustion	Chemische Absorption	< 4
	Physikalische Absorption	< 4

Anmerkung: *TRL = Technology Readiness Level, 4: Labormaßstab, 5: Kleine Prototypen, 6: Pilotmaßstab, 7: Demonstration, 8: Industrieller Maßstab, 9: Erprobtes System

Quellen: (IEA, 2020; Ong & Munson, 2019; Office of Fossil Energy and Carbon Management, 2023).

Um festzustellen, welche Abscheideverfahren bevorzugt eingesetzt werden, sind in nachfolgender Tabelle die angekündigten CCS-Projekte in Deutschland mit der angegebenen Abscheidungstechnologie aufgezeigt.

Tabelle 3: Abscheideverfahren der deutschen CCS-Projekte

Branche	Projektname	Standort	Abscheideverfahren	Technologie
BioCC	Aker Carbon Capture biomass CHP Germany	unbekannt	Post-Combustion	Just Catch™ (Aker Carbon Capture)
BioCC	E-Kerosin - Biogasanlage und DAC	Werlte	unbekannt	
Chemieindustrie	Rohm chemical plant	unbekannt	Post-Combustion	Just Catch™ (Aker Carbon Capture)
DAC	Greenberry 2	Essen	Andere	Elektrochemisches Verfahren
Zement	LEILAC 2	Hannover	Andere	„Direct separation“ (Calix)
Zement	Carbon2Business	Lägerdorf	Oxyfuel	pure oxyfuel Technologie (ThyssenKrupp)
Kalk	EVEREST	Flandersbach	Pre-combustion Oxyfuel	Cryocap™ (AirLiquide) und Oxyfuel
Zement	GeZero	Geseke	Oxyfuel	
Zement	CAP2U	Lengfurt	Post-Combustion	Aminwäsche
Zement	CO2LLECT	Rüdersdorf	Pre-Combustion	Kryogenes Verfahren: HISORP® (Linde)
Zement	Dyckerhoff Werk Deuna	Deuna	unbekannt	
Zement	Rohrdorfer Zement-Projekt	Rohrdorf	unbekannt	„Flash Kalzinator“
Müllverbrennung	Waste to energy	Wilhelmshaven	Post-Combustion	Just Catch™ (Aker Carbon Capture)

Quelle: nach (IEA, 2023; IEA, 2024; Zero Emissions Platform, 2022/2023; NRW.Energy4Climate, 2023).

Aus der Tabelle ist erkennbar, dass bei einem Viertel der geplanten Projekte das Abscheideverfahren noch unbekannt, oder zumindest nicht veröffentlicht ist. Auch aus den restlichen Projekten zeichnet sich kein bevorzugtes Verfahren ab. In den Branchen Kalk und Zement, wo es die meisten Projektankündigungen gibt, wird ebenso mit ganz unterschiedlichen Verfahren geplant. Dies ist unter anderem darauf zurückzuführen, dass es bisher noch keine Erfahrungswerte für CO₂-Abscheidungsanlagen im industriellen Maßstab an Zement- bzw. Kalkwerken gibt. Zudem befinden sich die Projekte noch größtenteils im Planungsverfahren. Außerdem ist aus Tabelle 2 erkennbar, dass die Technologiereifegrade (TRL) der Verfahren vor allem im Prototypen- oder Pilotmaßstab sind. Grundsätzlich befindet sich die CO₂-Abscheidung noch in der Entwicklung, sodass noch keine Aussagen über präferierte Verfahren oder gar Technologien für bestimmte Branchen getroffen werden können.

3.2 CO₂-Abscheidung in Brandenburg

Zur Analyse potenzieller CO₂-Abscheidung in Brandenburg wird auf der Standortanalyse aufgesetzt und diese mit einer Identifikation von Dekarbonisierungs-/Defossilisierungsoptionen verknüpft (Tabelle 4). Zudem wird die Frage verfolgt: Welche Rolle kann CO₂-Abscheidung dabei spielen?

Zur Abschätzung möglicher CO₂-Mengen, die (potenziell) bis 2045 in Brandenburg abgeschieden werden, werden zwei szenarische Transformationspfade entwickelt und dargestellt (siehe folgende Infobox). Daraus werden THG-Emissionen und abgeschiedene CO₂-Mengen abgeleitet und abgebildet.

i

Szenario 1: Alternatives Transformationsszenario

CO₂-Abscheidung findet nur in den Kernbranchen mit nicht vermeidbaren Emissionen statt, für die die Technologie aus heutiger Perspektive als zentrale, (quasi) alternative THG-Minderungsoption gilt (Zement, Kalk, TAB). Sonstige THG-Minderungsoptionen werden in ambitionierten Hochlaufpfaden, angelehnt an Klimaneutralitätsstudien, angenommen.

Szenario 2: CCU/S-Szenario

CO₂-Abscheidung findet in allen genannten Bereichen in relevantem Umfang statt (v. a. für nicht bzw. schwer vermeidbare Prozessemissionen und biogenes CO₂). Absehbare Entwicklungen sonstiger THG-Minderungsoptionen werden berücksichtigt. Unternehmens- und Branchenpläne werden hinterlegt und die Informationen aus den Fachgesprächen einbezogen.

Die zentralen Transformationsoptionen der betrachteten Branchen sowie die Hauptannahmen in den zwei Szenarien sind in folgender Tabelle dargestellt:

Tabelle 4: Zentrale Transformationsoptionen für die betrachteten Branchen

allgemein und in den beiden Szenarien

Branche	Transformationsoptionen	Szenario 1 in Anlehnung an ...	Szenario 2 in Anlehnung an ...
Eisen/Stahl	Direktreduktion, Sekundärstahl, E-Öfen, alternative Energieträger, (CCU/S)	-	Planungen: Hochofen + IKW stillgelegt, E-Öfen, CC an Hubbalkenofen
Zement	alternative Bauweisen, Klinkerfaktor reduzieren (alternative Zemente/ Bindemittel), alternative ET, CCU/S	Roadmap EnEf: Zementproduktion -13 %, Klinkerfaktor bis 2045 auf 50 %, Abscheidequote ~80 %	Planungen: Zementproduktion ~konstant (2,3 Mt/a), Klinkerproduktion ~1,4 Mt/a, Abscheidequote ~90 %
Kalk	alternative Produkte, alternative Energieträger, CCU/S	Roadmap EnEf: Kalkproduktion -20 %, Abscheidequote ~80 %	Planungen: Kalkproduktion ~konstant, Abscheidequote ~90 %
Glas	Altglaseinsatz, alternative Produkte, Energieträger, (CCU/S)	-	Roadmap Glas Hybridszenario: 100% alternative ET; CC für Prozessemissionen (~40 kt/a), Abscheidequote ~50 %
Papier	Altpapiereinsatz, alternative Produkte, Energieträger, (CCU/S)	-	Roadmap Papier: 100 % alternative ET; CC bei Nutzung biogener ET
Grundstoffchemie	alternative Produkte, Rohstoffe (biogen, CCU, Recycling), Energieträger, (CCU/S)	-	100 % alternative Energieträger; CC bei Nutzung biogener ET
Raffinerie	alternative Produkte, Energieträger, (CCU/S)	-	Planungen: 50 % Reduktion bis 2040, danach CC für restliche Emissionen
TAB-Anlagen	Abfallvermeidung, Recycling, CCU/S	Roadmap EnEf: Abfall -15 %, Abscheidequote ~50 %	Planungen: Abfall ~konstant, Abscheidequote ~70 %

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von internen Datenbanken und Setzungen

© Prognos, 2024

Roadmap EnEf = (BMWK; Prognos, 2021)

ET = Energieträger; CC = Carbon Capture (CO₂-Abscheidung)

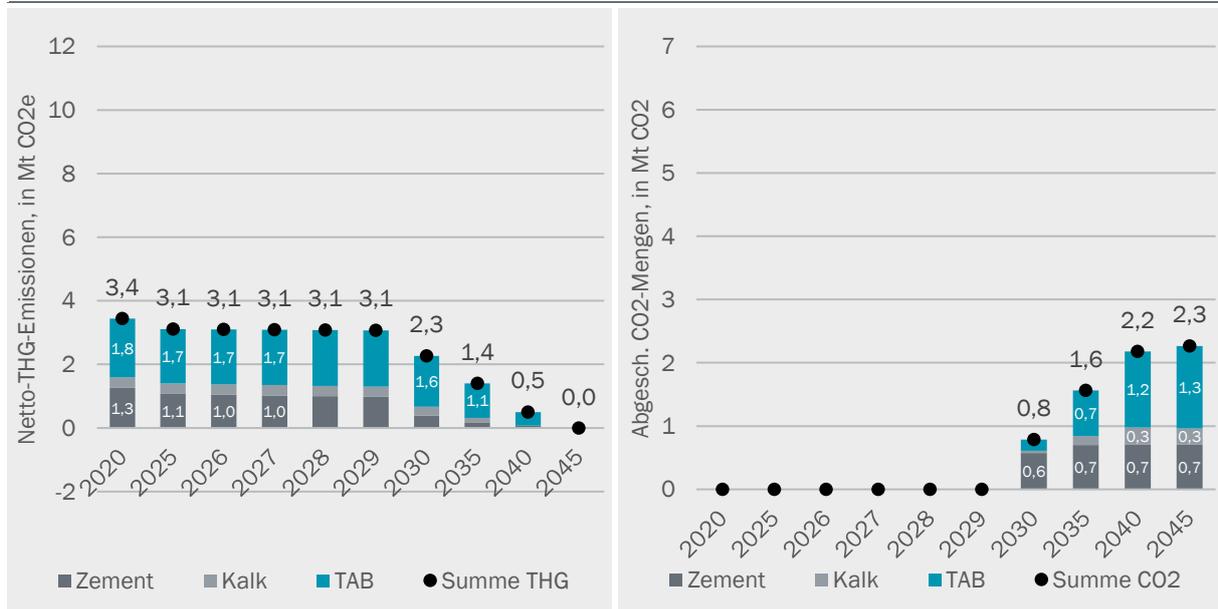
Abscheidequote: Anteil der (verbleibenden) Emissionen der Standorte, der abgeschieden wird

(CCU/S) = nicht vorrangige Transformationsoption

Die Abbildung der Transformationspfade auf Branchenebene zeigt folgende zentrale Ergebnisse: Szenario 1 in Abbildung 6, Szenario 2 in Abbildung 7.

Abbildung 6: Entwicklung der THG-Emissionen und abgeschiedenen CO₂-Mengen (Szenario 1)

Alternatives Transformationsszenario (THG-Emissionen links, abgeschiedene CO₂-Mengen rechts), in Mt CO₂e



Quelle: Eigene Berechnungen/Darstellungen

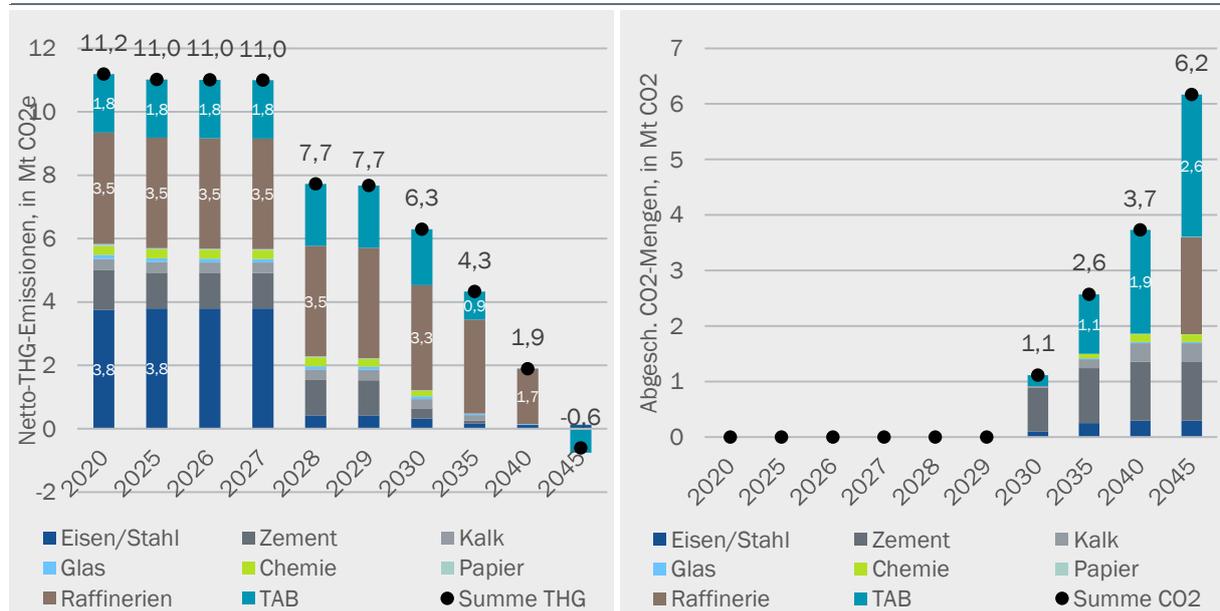
© Prognos, 2024

Hinweis: Biogene Emissionen werden über einen Emissionsfaktor 0 bilanziert und liefern somit keine (positiven) Beiträge zu den THG-Emissionen, werden bei Abscheidung allerdings als Negativemissionen (netto) abgezogen (linke Abbildung). Die biogenen CO₂-Mengen werden aber bei den abgeschiedenen CO₂-Mengen hinzugezählt (rechte Abbildung).

Die THG-Emissionen der Bereiche Zement, Kalk und TAB belaufen sich in Brandenburg aktuell auf etwas über 3 Mt CO₂e. Dies sind die einzigen Bereiche, in denen in Szenario 1 CO₂-Abscheidung stattfindet. Nach etwas langsameren Reduktionen bis 2030 finden ab den 2030ern ambitionierte Anstrengungen zur Transformation in Richtung THG-Neutralität statt, sodass die Netto-Emissionen bis 2045 auf 0 sinken. Der Beitrag der CO₂-Abscheidung zu dieser Entwicklung ist signifikant, da aus heutiger Perspektive nur beschränkte Optionen zur anderweitigen THG-Reduktion in diesen Bereichen bestehen. Ab 2030 werden 0,8 Mt CO₂ (v. a. in der Zementindustrie) abgeschieden. Durch einen Hochlauf der CO₂-Abscheidung in den Bereichen Kalk und TAB in den 2030ern werden 2045 insgesamt 2,3 Mt CO₂ abgeschieden.

Abbildung 7: Entwicklung der THG-Emissionen und abgeschiedenen CO₂-Mengen (Szenario 2)

CCU/S-Szenario, (Netto-THG-Emissionen links, abgeschiedene CO₂-Mengen rechts), in Mt CO₂e



Quelle: Eigene Berechnungen/Darstellungen

© Prognos, 2024

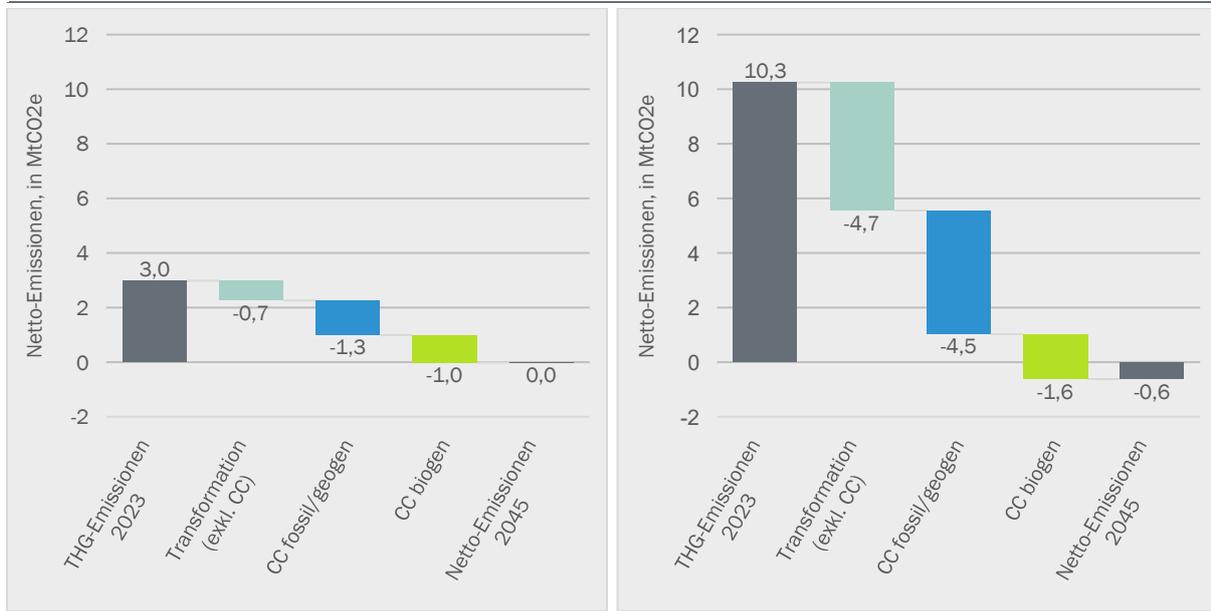
Hinweis: Biogene Emissionen werden über einen Emissionsfaktor 0 bilanziert und liefern somit keine (positiven) Beiträge zu den THG-Emissionen, werden bei Abscheidung allerdings als Negativemissionen (netto) abgezogen (linke Abbildung). Die biogenen CO₂-Mengen werden aber bei den abgeschiedenen CO₂-Mengen hinzugezählt (rechte Abbildung).

Die THG-Emissionen der betrachteten Branchen in Brandenburg in Szenario 2 sind aktuell in der Höhe von rund 11 Mt CO₂e. V. a. durch ambitionierte Minderungspläne in der Eisen- und Stahlindustrie (fast ohne CC) sowie in der Zementindustrie (mit CC) werden die Emissionen bereits bis 2030 um fast 50 Prozent gemindert. Anschließend erfolgt ein zusätzlicher Hochlauf der CO₂-Abscheidung in den Branchen Kalk, Chemie, Papier, TAB und Eisen-/Stahl, v. a. in den 2030ern. Ein geplanter Start der CO₂-Abscheidung in der PCK-Raffinerie Mitte der 2040er trägt dazu bei, dass 2045 in diesem Szenario insgesamt rund 6,2 Mt CO₂ abgeschieden werden. Die größten Mengen sind den TAB, der Raffinerie sowie der Zementindustrie zuzurechnen.

Zum Vergleich der beiden Szenarien werden folgende Wasserfalldarstellungen der THG-Emissionen nebeneinandergestellt:

Abbildung 8: Wasserfall-Darstellung der szenarischen Transformationen

Entwicklung der Netto-Emissionen (Transformation exkl. CC, CC fossiles/geogenes und biogenes CO₂), in Mt CO₂e



Quelle: Eigene Berechnungen/Darstellung

© Prognos, 2024

Szenario 1: Zement, Kalk, TAB (linke Abbildung)

Szenario 2: Zement, Kalk, TAB, Eisen/Stahl, Glas, Chemie, Papier, Raffinerie (rechte Abbildung)

CC = Carbon Capture

Während in Szenario 1 (Alternative Transformation) rund 20 Prozent der THG-Minderung in den (acht) betrachteten Branchen über CC stattfindet, ist die CO₂-Abscheidung in Szenario 2 (CCU/S) für über 50 Prozent der Minderung der THG-Emissionen bis 2045 verantwortlich. Neben geogenen Emissionen (Prozessemissionen aus der Zement-/Kalkproduktion) werden auch fossile Emissionen aus der Verbrennung fossiler Abfallfraktionen und Energieträger abgeschieden sowie auch biogenes CO₂ aus ebensolchen Abfällen und Energieträgern. So ist in dieser Darstellung auch erkennbar, dass die THG-Vermeidung durch Abscheidung fossiler/geogener Emissionen (aufgrund unvollständiger Abscheidung) zu keiner vollständigen Emissionsminderung auf 0 führt. Erst durch Bilanzierung von Negativemissionen durch Abscheidung von biogenem CO₂ ist THG-Neutralität in den betrachteten Bereichen (ohne anderweitigen Ausgleich) erreichbar. Biogenes CO₂ ist neben geogenem/fossilem CO₂ v. a. in den Abgasströmen der Bereiche Zement, Kalk und TAB (und Papier) ohnehin enthalten, eine physikalische Trennung findet nicht statt. Insgesamt können so die jeweiligen Netto-Emissionen bis 2045 in Szenario 1 auf 0 gemindert werden, in Szenario 2 sogar leicht darunter. Dies ist auf mehr (Mit-)Abscheidung von biogenem CO₂ durch Mehreinsatz von CC zurückzuführen.

Insgesamt zeigt die Analyse, dass CO₂-Abscheidung eine Säule der (geplanten) Industrietransformation in Brandenburg darstellt. Im alternativen Transformationsszenario sind deutlich weniger Emissionen für CCU/S relevant. In der Zement- und Kalkindustrie sowie den TAB-Anlagen gilt CO₂-Abscheidung aus heutiger Perspektive für das Erreichen der THG-Neutralität bis 2045 als zentral. In den weiteren Branchen kann CO₂-Abscheidung zu (zusätzlicher) Minderung von Prozessemissionen und zur Erzeugung von Negativemissionen beitragen. Die restlichen Transformationsoptionen (siehe Tabelle 4) sind aber für einen Gutteil der Emissionsminderung wichtig. In den Szenarien kommt es 2045 zur CO₂-Abscheidung im Umfang von 2,3 bzw. 6,2 Mt CO₂ pro Jahr.

3.3 CO₂-Nutzung in Brandenburg

Die CO₂-Nutzung (CCU) kann grundsätzlich zwei wesentliche Zwecke erfüllen:

- die CO₂-Speicherung in Produkten und
- die alternative Kohlenstoff-Bereitstellung v. a. für Chemieprodukte, Energieträger (e-Fuels).

Damit ist CCU eine (begrenzte) Alternative zu geologischer CO₂-Speicherung. Die Permanenz, also die Speicherdauer des CO₂, bewegt sich je nach Zielprodukt und Anwendung in Größenordnungen von Wochen bis Jahrzehnte und ist damit größtenteils nicht vergleichbar mit geologischer Speicherung bzw. geologischen Zeiträumen. Dennoch besteht das Potenzial, dass die CO₂-Nutzung einen Beitrag zur Defossilisierung der Rohstoffbasis der Wirtschaft leistet – im Sinne einer zirkulären Kohlenstoffwirtschaft. Daneben existieren allerdings vielfältige weitere Optionen, wie Material-/Ressourceneffizienz, Wiederverwendung, Recycling und biogene/abfallstämmige Rohstoffe. Insgesamt kann CCU somit über den Lebenszyklus der so hergestellten Produkte potenziell zu (temporärer) Emissionsminderung/-vermeidung beitragen. Es besteht ein potenzieller Nutzen zusätzlich zur (temporären) CO₂-Speicherung, wodurch mögliche zusätzliche Wertschöpfung entstehen kann. Dabei bestehen vielfältige Optionen der CO₂-Nutzung (siehe Tabelle 5).

Tabelle 5: Optionen der CO₂-Nutzung

Technologiepfade und deren Möglichkeiten

Technologiepfade	(Mögliche) Produkte	Kommentar	TRL
Direkte Nutzung	Getränke, Trockeneis, Kältemittel	Oft geringe Permanenz	7-9
Enhanced Resource Recovery	Öl, Gas, Wasser, Geothermie	Teils problematische Nebeneffekte/THG-Bilanz	5-9
Biologisch	Chemikalien, e-Fuels, Nahrungsmittel	Langsame Kinetik	3-9
Chemisch	Chemikalien (z. B. Methanol), Werkstoffe, e-Fuels (z. B. Fischer-Tropsch-Produkte)	Erfordert geeignete Katalysatoren, Nutzung grüner H ₂ /Strom	1-9
Karbonatisierung	Karbonate (Chemikalien, Baustoffe)	Langfristige Bindung (THG-Bilanz wichtig)	5-9

Quellen: Eigene Darstellung auf Basis von (dechema, 2019), (Kamkeng, Wang, Hu, Du, & Qian, 2021) und internen Datenbanken
 THG = Treibhausgas; TRL = Technology Readiness Level (Technologiereife)

© Prognos, 2024

Die unterschiedlichen Technologiepfade und Prozesse zur Herstellung von CCU-Produkten weisen sehr heterogene Zugänge und Technologiereifegrade auf. Es gibt einzelne Prozesse, die bereits industriell etabliert sind, viele andere sind noch im Labor- oder im Demo-/Pilotmaßstab. Eine Übersicht zu CO₂-basierten Syntheserouten findet sich bspw. in (dechema, 2019).

In der direkten Nutzung wird CO₂ ohne chemischen Umwandlungsschritt (also als CO₂) eingesetzt, wobei größtenteils geringe Permanenz bzw. Potenziale bestehen. Enhanced Resource Recovery ist eine Sonderform der direkten Nutzung, bei der CO₂, wie bereits heute zur Rohölförderung, in Lagerstätten injiziert wird, um die Nutzung schwer zugänglicher Potenziale zu ermöglichen oder zu erleichtern. Es bestehen teils problematische Nebeneffekte und THG-Bilanzen (bspw. durch Förderung zusätzlicher Mengen fossiler Energieträger). Biologische und chemische Nutzung, wie auch Karbonatisierung werden demgegenüber als Technologiepfade diskutiert, die das Potenzial

haben, signifikant zur Emissionsminderung/-vermeidung in vielen Bereichen beizutragen. Über unterschiedlichste Prozesse können Chemikalien, e-Fuels, Werk- und Baustoffe sowie Nahrungsmittel produziert werden, die potenziell Teile der heutigen konventionellen Produktion über fossile Rohstoffe ersetzen. Ein viel diskutiertes Beispiel für eine chemische Umwandlung von CO₂ ist die Hydrogenierung zu Methanol via $\text{CO}_2 + 3\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_3\text{OH} + \text{H}_2\text{O}$. Dies illustriert u. a., dass CO₂ ein inertes Molekül ist, wodurch hohe Energiebedarfe bestehen, um es zu höherwertigen Verbindungen umzusetzen. Für die Produktion von heutigen (petro-)chemischen Grundstoffen liegen die Energiebedarfe über CO₂ bei 8-49 MWh/t Produkt. Wie das Beispiel zeigt, kann ein Teil dieser Energie über Wasserstoff bereitgestellt werden. Hinsichtlich Emissionsminderung ist eine THG-reduzierte Bereitstellung der großen H₂-/Energiebedarfe unerlässlich. Dadurch entstehen große Strombedarfe. In der Regel belaufen sich 60–90 Prozent des Gesamtenergiebedarfs für CCU-Produkte auf die grüne H₂-Bereitstellung.

Der Markthochlauf und konkrete Projekte zur CO₂-Nutzung sind nicht zuletzt aufgrund der hohen Energiebedarfe (und infolge Kosten) zögerlich (vgl. u. a. (IEA, 2024)). Insgesamt wird bislang auf die Produktion heutiger Grundstoffe, wie Methanol und Mineralöle (über CO₂ als Fischer-Tropsch-Produkte), fokussiert. Hinsichtlich CO₂-Quellen liegt der Fokus auf schwer vermeidbaren Emissionen, biogenem und atmosphärischem CO₂. In Deutschland existieren bislang einige Forschungs-, Demo- und Pilotprojekte, wie eine PtL-Anlage für SAF in Werlte im Emsland (Solarbelt FairFuel, 2024), aber keine Großprojekte. Dennoch sind CCU-Projekte in einem Umfang von insg. knapp 3 Mt CO₂/a geplant. Auf europäischer Ebene gibt es in Nord-/Westeuropa bereits erste größere Projekte. Insg. ist ein Umfang von knapp 9 Mt CO₂/a geplant. Flagship-One, ein Projekt in Schweden von Ørsted, in dem ein Produktionsstart von CCU-Methanol mit 2025 angesetzt war, wurde kürzlich trotz bestehender FID (Final Investment Decision) abgebrochen (FAZ, 2024). Als Grund dafür wurde der zögerliche Markthochlauf genannt.

In Brandenburg plant CEMEX am Standort Rüdersdorf gemeinsam mit Sasol und Enertrag das Projekt Concrete Chemicals (CEMEX, 2023). Mit biogenem CO₂ aus der Produktion kalzinierter Tone sollen zukünftig Sustainable Aviation Fuels (SAF) produziert werden. Für die PCK-Raffinerie sind noch keine konkreten CCU-Projektpläne bekannt.

Insgesamt gibt es einige Potenziale, aber auch große Unsicherheiten und komplexe Herausforderungen für die CO₂-Nutzung in Brandenburg. Einerseits bestehen Implikationen mit dem sonstigen Kohlenstoffmanagement, speziell dem CO₂-Transport, aber auch u. a. zu Mengen für die Abscheidung und die geologische Speicherung. Andererseits implizieren die konkreten Prozesseigenschaften voraussichtlich große H₂-/Strombedarfe, plus dafür notwendige (Transport-)Infrastruktur. Wie in anderen Bereichen stellen sich Verfügbarkeitsfragen bzw. -zweifel. Grob abgeschätzt entspricht die vollständige nationale Bedarfsdeckung der Grundstoffprodukte über CO₂ der Größenordnung des heutigen Stromverbrauchs in Deutschland. Bspw. weisen die (extremen) C4C-Szenarien (C4C, 2023) einen Strombedarf von 325 bis 508 TWh für die Grundstoffchemie aus, was aktuell (2023) über 500 TWh nationalem Bruttostromverbrauch gegenübersteht. Darüber hinaus bestehen komplexe Implikationen mit Rahmenbedingungen, wie Standorten, Energiekosten, CO₂-Preisen, Infrastruktur, sonstiger Rohstoffbasis/Alternativen, Produktlebensdauern, Wettbewerb/Importen, Bedarfen/Potenzialen, Regulatorik etc. Die grundsätzliche Möglichkeit für CO₂-Nutzung besteht v. a. an Standorten, die bereits heute (petro-)chemische Grundstoffe bzw. Energieträger herstellen bzw. damit arbeiten. In Brandenburg sind dies speziell die PCK-Raffinerie in Schwedt, die Grundstoffchemie von BASF in Schwarzheide und die Biokraftstoffproduktion von Verbio in Schwedt) sowie Standorte, die perspektivisch CO₂ abscheiden (Zement, Kalk, TAB-Anlagen). Die jeweiligen Möglichkeiten sind stark von den Gegebenheiten und Transformationspfaden der Standorte abhängig. Aus heutiger Perspektive ist unklar, ob CCU eine Teilantwort auf den hohen Transformationsdruck sein kann oder diesem entgegensteht bzw. untergeordnet ist. CO₂-

Nutzung birgt jedenfalls die Gefahr fossiler Lock-ins. Es kommt potenziell „nur“ zu einer Verzögerung der Emissionen und für das Erreichen von THG-Neutralität besteht die Notwendigkeit, vielfältige auch alternative Anstrengungen (parallel) zu unternehmen. Kostenseitig sind Grundstoffe, die über CO₂-Nutzung hergestellt werden, in etwa 2–4-mal so teuer wie jene aus konventioneller Produktion (siehe u. a. (IRENA, 2021)). Perspektivisch werden starke Kostenreduktionen durch Weiterentwicklung der Technologien und Skalierungseffekte erwartet, aber auch langfristig können die Kosten von CCU-Produkten nur unter optimistischen Annahmen mit konventioneller Produktion und möglichen Alternativen konkurrieren. Eine Option für Brandenburg ist auch hier der Import von grünen bzw. THG-neutralen Grundstoffen/Energieträgern (und deren Weiterverarbeitung). Es bleibt fraglich, ob CO₂-Nutzung überhaupt in großem Maßstab in Brandenburg bzw. Deutschland stattfinden wird.

4 CO₂-Speicherung

In diesem Abschnitt werden die Möglichkeiten und Herausforderungen der langfristigen Speicherung von CO₂ in geologischen Formationen beschrieben. Es werden verschiedene geologische Optionen und notwendige Bedingungen für die Speicherung vorgestellt und methodische Ansätze erläutert, die zur Abschätzung der Speicherkapazität genutzt werden. Darauf aufbauend werden Kapazitätsschätzungen für Europa und Deutschland eingeordnet und deren Unsicherheiten beleuchtet. Außerdem werden geplante Speicherungsprojekte betrachtet. Abschließend wird ein Blick auf Brandenburg geworfen und es werden Implikationen abgeleitet.

Grundlagen

Damit abgeschiedenes CO₂ langfristig gebunden ist, kann es im Untergrund in geologischen Formationen gespeichert werden. Geologisch eignen sich dafür:

- Salinare Aquifere,
- ehemalige Erdöl- und Erdgaslagerstätten,¹²²
- Basalte,
- teilweise auch Salzstöcke und Kohleflöze.

Aufgrund der Verbreitung sind besonders die ersten beiden Optionen (salinare Aquifere und Kohlenwasserstofflagerstätten) im Fokus. Voraussetzungen, ob eine geologische Formation geeignet ist, sind vorrangig eine deckende, dichte Schicht über dem Speicher, die einen Austritt des Gases verhindert, und eine Tiefe von mindestens ca. 800 m, um vorteilhafte Druckbedingungen zu erhalten. Um diese Eigenschaften feststellen zu können, braucht es genaue geologische Charakterisierungen des Untergrunds.

Anhand dieser Untersuchungen kann ebenfalls abgeleitet werden, wie viel CO₂ in einer Speicherstätte eingespeichert werden kann. Speicherpotenziale beschreiben dabei die grundsätzliche Fähigkeit bestimmter Gesteinsschichten im Untergrund, Gase und Flüssigkeiten aufzunehmen und langfristig zu speichern. Die Speicherkapazität einer Speicherstätte hingegen gibt an, wie viel CO₂

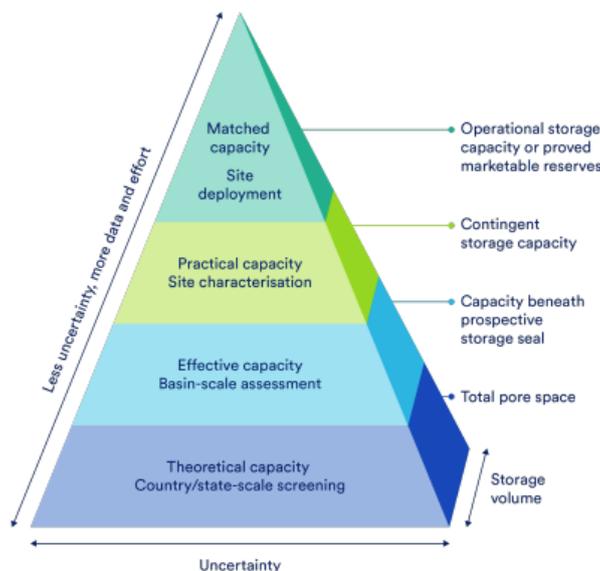
¹²² Grundsätzlich sollten die Lagerstätten leer sein. Das sogenannte Enhanced Resource Recovery verfolgt den Ansatz, Gase wie CO₂ in Lagerstätten einzupressen, um damit die Ausbeute zu erhöhen. Sie dient nicht dem alleinigen Ziel der CO₂-Speicherung.

potenziell am Standort injiziert und gespeichert werden kann. Die Schätzungen liefern genauere, aber immer noch ungenaue Angaben zur tatsächlich injizierbaren CO₂-Menge im Betrieb, denn für eine belastbare Angabe der Kapazität braucht es standortspezifische Erkundungsarbeiten (BGR, 2023).

Die Kapazitäten für ehemalige Kohlenwasserstofflagerstätten lassen sich relativ leicht bestimmen. Dazu wird mit der „in-for-out“-Methode gerechnet (BGR, 2023). Diese besagt, dass dasselbe Volumen, was bereits in Form von Erdgas oder Erdöl gefördert wurde, durch CO₂ ersetzt werden kann. Da Daten über die Fördermengen für gewöhnlich vorliegen, liefert diese Methodik belastbare Zahlen. Untersuchungen, ob es ehemalige Bohrungen gibt oder andere Austrittsrisiken, müssen jedoch speicherspezifisch beachtet werden.

Für saline Aquifere gibt es verschiedene Methodiken, die in Stufen der Unsicherheiten eingeteilt werden können. Nach der Potenzialabschätzung (*theoretical capacity*), die über die Porenkapazität bestimmt wird, werden in der Methodik in der nächsten Stufe die geologischen Strukturen über dem Speicher, die das Gas in der Speicherstruktur halten, einbezogen (*effective capacity*). Der nächstgenauere Ansatz bezieht geologische Charakterisierungen der spezifischen Speicher ein (*practical capacity*). Dadurch nimmt die Unsicherheit, aber oft auch die geschätzte Speicherkapazität ab. Durch eine Speichererkundung wird die Schätzung immer genauer, erfordert aber auch viele Untersuchungen und Daten (*matched capacity*). Zur Darstellung dieser Methodiken wurde eine Verlässlichkeitspyramide entwickelt (Sarhosis, 2016), die diese Schritte nochmal in der folgenden Abbildung 9 visualisiert und den Unsicherheitsgrad sowie das Speichervolumen schematisch mit aufzeigt.

Abbildung 9: Verlässlichkeitspyramide zur Kapazitätsbestimmung salinärer Aquifere



Quelle: (CATF, 2023) nach (Sarhosis, 2016)

Darüber hinaus werden oft länderspezifische Angaben gemacht, die keine Angaben über die Methodiken geben oder auf Hochrechnungen von Regionalstudien basieren. Dementsprechend sind

Unsicherheiten in der Übertragbarkeit auf ein gesamtes Land enthalten. Deutlich verlässlicher sind wiederum Schätzungen, die bottom-up durchgeführt werden.

Bei der Betrachtung und dem Vergleichen von Angaben muss beachtet werden, dass die Kapazitätsschätzungen mit großen Unsicherheiten belegt sind, da Daten oft nur in geringem Maße vorliegen und nur grobe Annahmen zulassen. Generell fällt die tatsächliche Speicherkapazität meist deutlich geringer aus als Schätzungen (Prognos AG, Öko-Institut, 2024). Die genaue Speicherkapazität eines Speichers sowie dessen Eignung kann jedoch nur standortspezifisch in Zusammenhang mit geologischen Charakterisierungen bestimmt werden.

Neben den oben beschriebenen geologischen Voraussetzungen für die Eignung eines Speichers spielt auch die physikalische Erreichbarkeit, welche geologischen Strukturen über der Speicherstätte vorhanden sind, eine zentrale Rolle für die Erschließbarkeit und der letztendlich nutzbaren Kapazität. Damit zusammenhängend stehen die ökonomischen Faktoren, wie teuer eine spezifische Erschließung und der damit verbundene Aufbau von Infrastrukturen ist. Außerdem können weitere sozioökonomische und regulatorische Faktoren die Nutzbarkeit von Speichern beeinflussen. Beispielsweise können Nutzungskonflikte, wie die Nutzung von Geothermie, Naturschutzgebiete oder dicht bebaute bzw. intensiv genutzte Flächen, die Verfügbarkeiten einschränken. Aber auch nationale und europäische Regulatorik oder Eigentumskonflikte können die Erschließbarkeit beeinflussen. Diese Faktoren sind wiederum spezifisch für die einzelne Speicherstruktur und müssen untersucht werden. Sie wirken sich auf die letztendlich praktisch nutzbaren Kapazitäten aus.

Tabelle 6: Schritte zur Realisierung von Speicherstätten

Aquifer	Kohlenwasserstofflagerstätten
Vorerkundung	Planung
Erkundungsgenehmigung	Prüfung von Altbohrungen
Erkundung	Anträge und Genehmigungen
Speicherantrag, Umweltverträglichkeitsprüfung	Beschaffung und Beauftragung
Genehmigungen und Stellungnahmen	Ertüchtigung von Altbohrungen
Beauftragung der Erschließung	ggf. Neubohrungen

Quelle: (BGR, 2023)

Die Speicherbeantragung sowie das Verfahren entsprechend der EU-Speicherrichtlinie, kann laut Experteneinschätzung des BGR zwischen 3 und 10 Jahren dauern (BGR, 2023). Da Erdgaslagerstätten bereits für die Förderung von Erdgas in Betrieb waren und erschlossen sind, liegen mehr Daten vor. Außerdem können bestehende Infrastrukturen genutzt werden. Deswegen ist der Aufwand auch in 3 bis 4 Jahren möglich. Bei salinaren Aquiferen wird von einer längeren Beantragung ausgegangen, da die (Neu-)Erkundung des Speichers erfolgen muss. Für die Errichtung der Speicherinfrastruktur kann von mindestens einem Jahr ausgegangen werden (BGR, 2023). Nachfolgend sind die wesentlichen Schritte zur Realisierung und Erschließung von Speichern aufgelistet:

Um die Erschließung von Speichern durchführen zu können, braucht es einen abgestimmten Genehmigungsprozess. Dieser muss allerdings erst entwickelt werden. Dafür braucht es geschultes

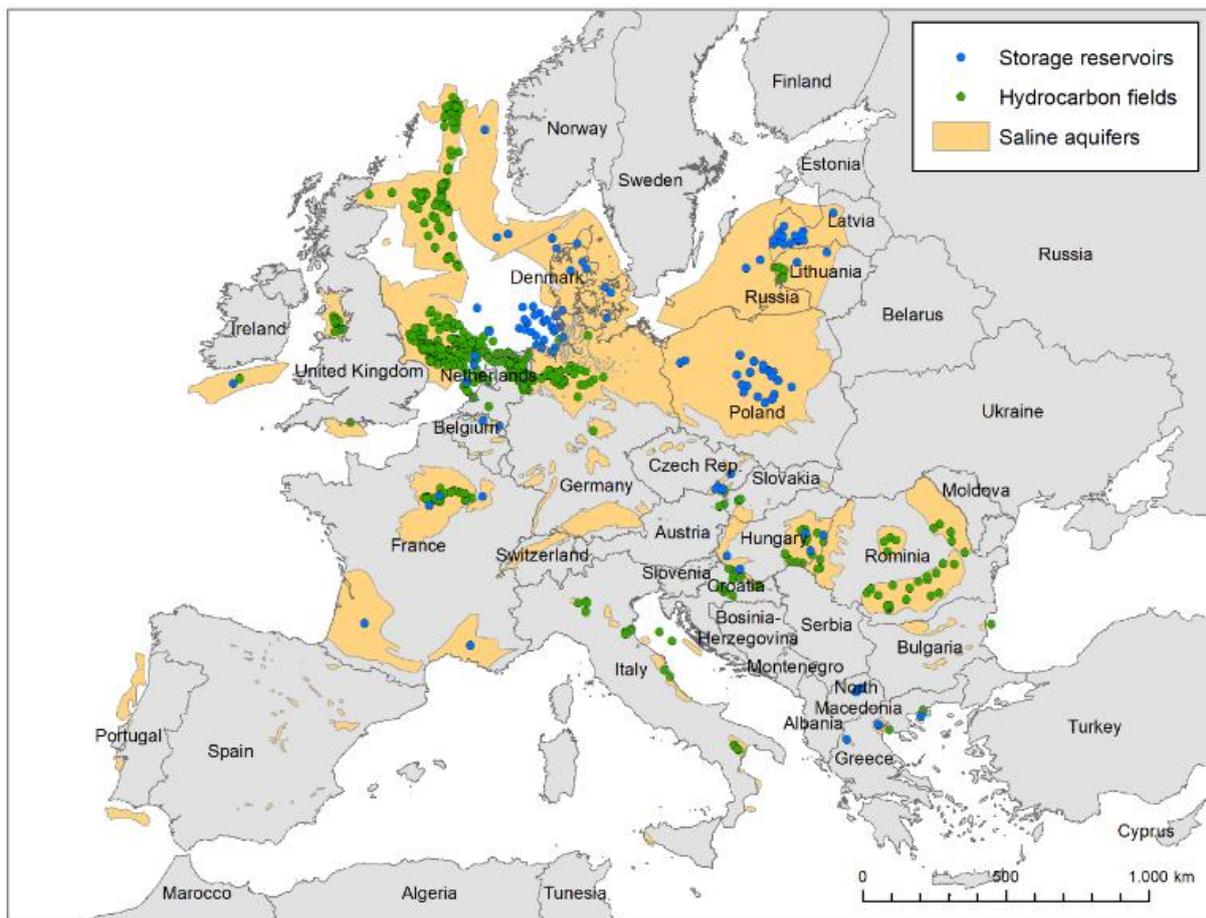
Personal, welches die Genehmigungsprozesse entwickeln und anschließend durchführen kann. Aber auch für Speichererschließung, -planung und -betrieb werden Kapazitäten benötigt. Dazu braucht es, neben der Wissensgenerierung, Weiter- und Ausbildung entlang der gesamten Prozesskette.

Auch wenn bereits verschiedene Gase sicher unter der Erdoberfläche verstaut waren, birgt die großtechnische anthropologische Einbringung von CO₂ Risiken mit sich. Es muss sichergestellt werden, dass bei salinaren Aquifere das Grundwasser unbeeinflusst bleibt, was geohydrologische Untersuchungen voraussetzt. Zusätzlich muss die Druckerhöhung durch die Gaseinbringung mitbeachtet werden. Deswegen ist für einen sicheren Speicherbetrieb und nach Abschluss ein Monitoring zentral.

4.1 CO₂-Speicherkapazitäten und -Speicherprojekte in Europa

Speicherkapazitäten in Europa

Auf dem europäischen Kontinent sind verschiedene Speicherstrukturen zu finden, besonders Speicherstätten in salinare Aquifere und ehemalige Kohlenwasserstofflagerstätten. In der folgenden Abbildung 10 ist die regionale Verteilung abgebildet.

Abbildung 10: Karte mit potenziellen CO₂-Speicherstätten in Europa

Quelle: (GEUS, 2021)

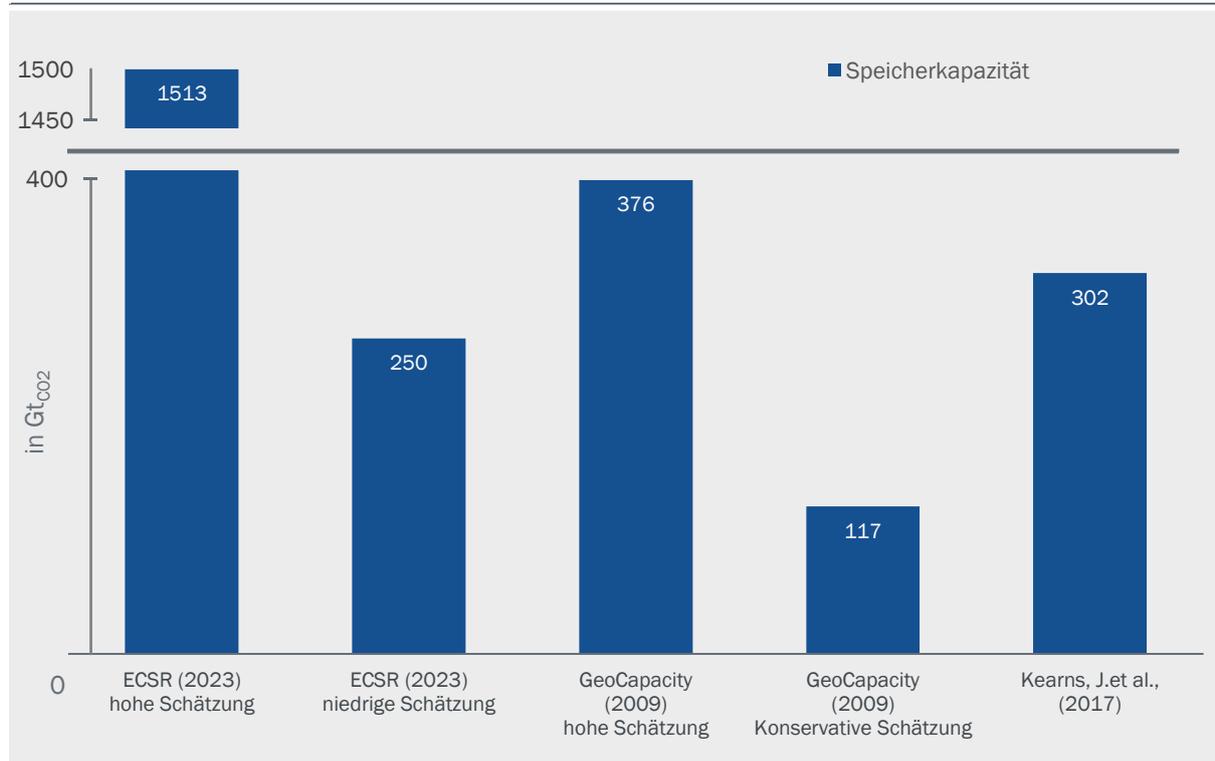
Storage reservoirs (blau): Speicherreservoir in salinaren Aquiferen mit bereits bekannten Fallen- und Barrierestrukturen. Hydrocarbon fields (grün): Kohlenwasserstofflagerstätten.

Die Karte zeigt, dass besonders viele potenzielle Lagerstätten im nördlich-zentralen Europa, rund um die Nord-Ostsee-Region zu finden sind. Salinare Aquifere sind besonders in der Nordsee, der Ostsee und im mitteleuropäischen Becken (Norddeutschland, Dänemark, Polen, Litauen) vertreten. Außerdem sind in Rumänien, Ungarn und Frankreich größere Strukturen vorhanden. Kleinere Vorkommen sind auch in den meisten anderen Ländern auffindbar. Ehemalige Erdgas- und Erdöllagerstätten sind etwas stärker konzentriert. Sie sind ebenfalls vor allem in der Nordsee zu finden und sind bis auf das niederländische und nordwestdeutsche Festland erstreckt. Außerdem finden sich weitere in geringerem Maße in Rumänien bzw. Ungarn, sowie vereinzelt in Frankreich, Italien und Kroatien.

Um die Kapazitäten dieser Lagerstätten bestimmen zu können, wurden in den letzten Jahrzehnten bereits verschiedene nationale und regionale Untersuchungen durchgeführt. In einigen paneuropäischen Projekten wurden die Daten zusammengefasst. Die erste Schätzung aus dem Projekt JOULE von 1995 beziffert die europäische Speicherkapazität auf 800 Gt (CO₂GeoNet, 2021). Dabei sind innerhalb der Projekte die Methodiken und Schätzungsansätze in den einzelnen Ländern jedoch sehr verschieden und teilweise sogar nicht bekannt. Demnach sind die Daten mit großen Unsicherheiten behaftet und bilden lediglich erste Ansätze ab. Zusätzlich sind auch die

betrachteten Regionen nicht unbedingt gleich, was eine konsistente Vergleichbarkeit erschwert. Dennoch werden im Folgenden verschiedene Schätzungen für Europa miteinander verglichen, um eine Einordnung im Gesamtkontext vornehmen zu können.

Abbildung 11: Verschiedene Schätzungen zu CO₂-Speicherkapazitäten in Europa



Quellen: (CO2GeoNet, 2021; Jordan Kearns, 2017; CATF, 2023), Emissionen: (EEA, 2024)

Die Abbildung zeigt, dass es eine große Bandbreite gibt, selbst innerhalb der Projekte. Die meisten Schätzungen bewegen sich jedoch im Bereich von wenigen hunderten Gt. Besonders hohe Kapazitäten werden in Norwegen, im Vereinigten Königreich, in Deutschland, Frankreich und Rumänien vermutet (CATF, 2023; CO₂GeoNet, 2021), was sich mit der regionalen Verteilung der Speicherstätten (siehe oben) deckt. Besonders hohe Kapazitäten werden salinaren Aquiferen zugeordnet. Im Vergleich zu den kumulierten CO₂-Emissionen der letzten 10 Jahre aus der EU (rund 3,4 GtCO₂/a) (EEA, 2024) sind dies jedoch nur 2 bis 29 Prozent der Kapazitäten. Daraus kann geschlossen werden, dass grundsätzlich eine hohe Speicherkapazität in Europa erwartet wird.

Aus dieser Betrachtung kann abgeleitet werden, dass auch bei konservativen Schätzungen die Kapazitäten für einige Jahre CO₂-Speicherung dienen können, insbesondere wenn die Emissionen aufgrund von Effizienzsteigerungen und Technologiewechsel sinken. Es braucht jedoch genauere Untersuchungen, um zum einen die Kapazitätsschätzungen realistischer zu gestalten und zum anderen die Datengrundlagen zu vereinheitlichen. Zwar sind fast in allen Staaten Angaben zu Speicherkapazitäten zu finden, jedoch sind die Berechnungsmethoden und die Detailtiefe der Daten sehr verschieden. Dies erfordert einerseits einen vorsichtigen Umgang mit den vorhandenen Daten und zum anderen den Ausbau von Wissen und Daten über die unbekannteren Speicherstrukturen, sodass die Kapazitätsschätzungen realistischer werden. Dabei muss beachtet

werden, dass es starke regionale Unterschiede gibt. Dies bezieht sich zum einen auf den Detailgrad der Daten, der besonders im nord-westlichen Europa deutlich höher ist. So braucht es zwar einen generellen Ausbau der Untersuchungen, jedoch sollte auch der Kenntnisstand aufgeholt und angeglichen werden. Zum anderen ist auch die regionale Verteilung der Speicherstätten höchst verschieden. Dies erfordert eine Diskussion über eine Speicherinfrastruktur, aber auch über den Zugang von Speichern.

Für Brandenburg bedeutet dies, dass im Umgang mit Kapazitätsschätzungen bedacht werden sollte, welche Unsicherheiten in der Erfassung bestehen und wie sich Kapazitätsschätzungen von der real nutzbaren Kapazität unterscheiden. Außerdem sollte bei der Planung und Ausrichtung der Strategien beachtet werden, dass die Verteilung der Speicherstrukturen stark auf Nord-West-europa konzentriert ist. Damit hat Brandenburg aufgrund der Lage eine verantwortungsvolle Rolle und kann eine Diskussion über den Zugang zu Speicherstätten aufbringen. Wenn eine Speicherung im Land angestrebt wird, braucht es außerdem Datenerhebungen und Speichererkundungen.

Speicherungsprojekte in Europa

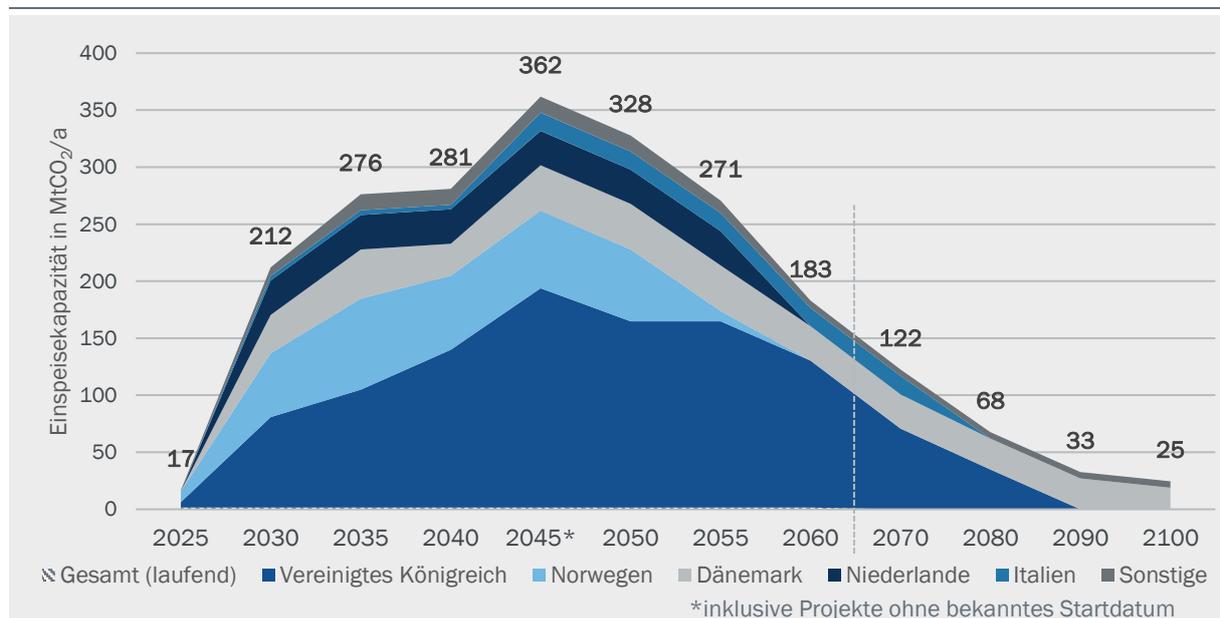
Neben den Speicherungspotenzialen werden europaweit auch konkrete Speicherungsprojekte verfolgt. Um daraus die verfügbaren Speicherkapazitäten ableiten zu können, wurden verschiedene Datenbanken ausgewertet (Clean Air Task Force, 2023; IEA, 2023; IEA, 2024; IOGP, 2023; Zero Emissions Platform, 2022/2023). Dabei wurden insgesamt 51 Projekte identifiziert, wovon bereits 4 in Betrieb¹²³ und 2 im Bau¹²⁴ sind.

Die Entwicklung der Einspeisekapazitäten in Europa, entnommen aus den aktuell angekündigten und laufenden Projekten, ist in Abbildung 12 dargestellt. Dabei wurde die Annahme getroffen, dass alle angekündigten Projekte spätestens 2045 ihre volle Kapazität erreichen. Außerdem wurde die maximale Kapazität der genutzten Speicher bzw. eine maximale Speicherlaufzeit einbezogen. Das bedeutet, dass sich die Speicher mit fortlaufender Einspeisung füllen bis zur maximalen Kapazität bzw., sofern die Kapazität nicht vorliegt, bis zu einer Laufzeit von 30 Jahren und anschließend keine Einspeisung erfolgt.

¹²³ Sleipner (Norwegen), Snohvit (Norwegen), Silverstone (Island) und Orca (Island)

¹²⁴ Mammoth (Island) und Northern Lights (Norwegen)

Abbildung 12: Entwicklung der Einspeisekapazitäten aus laufenden und geplanten Projekten in Europa



Quellen: eigene Berechnung auf Basis von (Clean Air Task Force, 2023; IEA, 2023; IEA, 2024; IOGP, 2023; Zero Emissions Platform, 2022/2023)

Hinweis: unter Einbezug maximaler Speicherkapazitäten (Clean Air Task Force, 2024) bzw. Laufzeit der Projekte

Die Entwicklung der Speicherstätten soll nach aktuellen Planungen bis zum Jahr 2030 steil voranschreiten und dann im Jahr 2045 ihren Höhepunkt erreichen, bevor sie anschließend wieder abflacht.

Die geplante Einspeisekapazität für das Jahr 2030 beträgt insgesamt 212 Mt/a. Davon sollen 37 Prozent in salinaren Aquiferen, 43 Prozent in ehemaligen Gasfeldern und 9 Prozent in ehemaligen Ölfeldern gespeichert werden. Die meisten Speicherstätten, nämlich 88 Prozent, befinden sich offshore, während 12 Prozent onshore liegen. Besonders viele Projekte und damit auch 95 Prozent der Kapazitäten sind in den Nordseeanrainerstaaten, wie dem Vereinigten Königreich, Norwegen, Dänemark und den Niederlanden vertreten. 2045 soll die maximale Einspeisekapazität in den Projekten auf 362 Mt/a ansteigen.

Da die Speicher irgendwann erschöpft sind, nimmt die Einspeisekapazität anschließend ab. Um eine konstante Einspeiserate zu gewährleisten, müssen kontinuierlich neue Speicherstätten erschlossen werden. Die gesamte Kapazität der geplanten Speicher nimmt jedoch nur 0,8 bis 11 Prozent der geschätzten Kapazitäten in Europa aus Abbildung 11 (zwischen 117 und 1.513 Gt) ein. Es besteht also die Möglichkeit weitere Speicher zu erschließen und Projekte umzusetzen. Wie hoch der Bedarf an Einspeisekapazitäten tatsächlich ist, hängt jedoch mit der Entwicklung der THG-Reduktion und den erzielten Abscheideraten zusammen.

Ob die geplanten Projekte jedoch wirklich umgesetzt und die maximalen Kapazitäten erreicht werden, ist mit großen Unsicherheiten belastet. Bisher sind ein Großteil der Projekte lediglich Ankündigungen und konkrete Umsetzungen sind noch ausstehend. 21 Projekte¹²⁵ haben immerhin eine finale Investitionsentscheidung (FID) angekündigt, getroffen wurde sie neben den in Bau

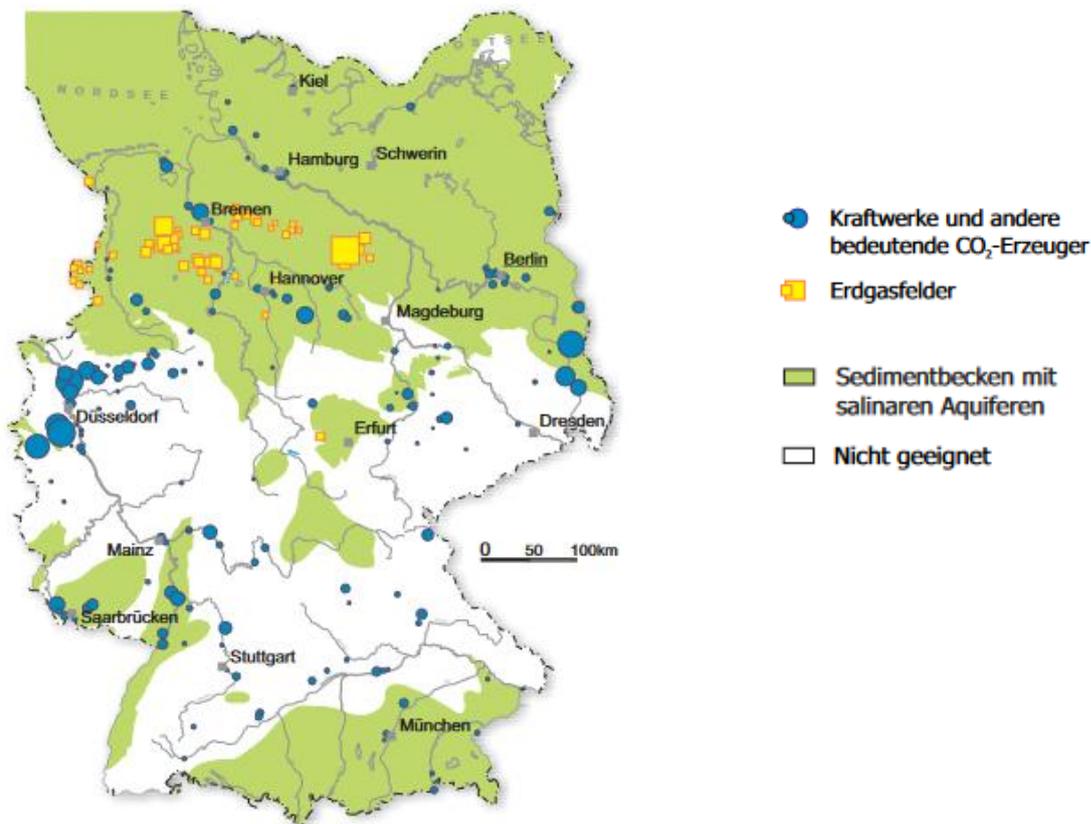
¹²⁵ Poseidon (UK), Aramis (Niederlande), Bifrost (Dänemark), Viking CCS (UK), Truvag (Norwegen), Hewett (UK), Northern endurance Partnership (UK), Projekt Tellus (UK), Liverpool Bay (UK) und L10 (Niederlande)

befindlichen Projekten nur in einem Vorhaben¹²⁶. Andererseits wurde bereits in 23 Projekten eine Speicherlizenz erworben. Mehrere dieser Lizenzen wurden bisher in Norwegen, dem Vereinigten Königreich, Dänemark und den Niederlanden ausgegeben, sowie eine Lizenz in Italien. Dementsprechend sind auch die Entwicklungen der geplanten Einspeisekapazitäten noch unsicher und abhängig von diversen Rahmenbedingungen.

4.2 CO₂-Speicherung in Deutschland und Brandenburg

Deutschland verfügt geologisch über gute Voraussetzungen für die CO₂-Speicherung. Potenziell ist eine Speicherung in salinaren Aquiferen und ehemaligen Erdgasfeldern möglich. Die geographische Einordnung ist in folgender Abbildung dargestellt.

Abbildung 13: Karte der Speicherstrukturen in Deutschland



Quelle: (BGR, 2010)

Daraus ist erkennbar, dass sich ehemalige Erdgaslagerstätten in Niedersachsen konzentrieren. Sedimentbecken mit salinaren Aquiferen sind vor allem in Norddeutschland zu finden. Außerdem sind auch im Alpenraum und vereinzelt in Mitteldeutschland Speicherstrukturen vorhanden.

¹²⁶ Porthos (Niederlande)

Schätzungen über Kapazitäten wurden bereits von der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) durchgeführt. Erdgaslagerstätten werden rund 2,75 Gt Kapazitäten zugeordnet (BGR, 2023; BGR, 2010), wobei ausschließlich große Lagerstätten im erschöpften Zustand einbezogen wurden. Aufgrund der großen Datengrundlage ist die Kapazitätsschätzung sehr belastbar. Es werden jedoch insgesamt noch größere Mengen vermutet, wenn auch die kleineren Lagerstätten einbezogen werden. Dies wurde jedoch bisher nicht untersucht.

Auch zu salinaren Aquiferen wurden Untersuchungen vom BGR durchgeführt. Eine Schätzung zu den Onshore-Kapazitäten beläuft sich auf 6,3 bis 12,8 Gt (BGR, 2023; BGR, 2010). Dazu wurden drei Regionalstudien durchgeführt und Parameter für die Kapazitätsbestimmung abgeschätzt. Diese Ergebnisse wurden auf Deutschland übertragen. Die Unsicherheit ist bei dieser Angabe deutlich höher, da keine vollständige Charakterisierung aller Speicherstätten vorgenommen wurde.

Die offshore-Kapazitäten in der Nordsee wurden erst kürzlich im Projekt GEOstore auf 0,9 bis 5,5 Gt beziffert (Knopf, 2024). Auch hier sind die Unsicherheiten groß, da die Datengrundlage diverse Annahmen erforderlich macht. Die Kapazitäten in der Ostsee wurden bisher nicht untersucht. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass auch dort Speicherstätten zu finden sind und sich die Möglichkeiten aus der kontinentalen mitteleuropäischen Senke übertragen lassen. Konkrete Projekte zur Speicherung sind in Deutschland bisher nicht angekündigt. Im Rahmen des Forschungsprojektes GEOstore wird aktuell jedoch die offshore-Speicherung in salinaren Aquiferen konkreter untersucht.

Brandenburg

Wie aus der Karte in Abbildung 13 erkennbar ist, befindet sich Brandenburg in einem Sedi-mentbecken mit salinaren Aquiferen. Dementsprechend sind hier die Voraussetzungen für eine Speicherung grundsätzlich gegeben. Lediglich im Süden sind keine Speicherstrukturen zu finden.

Bereits 2009 wurde vom LBGR Brandenburg eine Vorauswahl von CO₂-Speichermöglichkeiten gegeben (Höding, 2009). Dabei wurden 21 potenzielle Speicher¹²⁷ identifiziert. Davon waren derzeit jedoch zwei als Erdgasspeicher in Betrieb. Die restlichen Speicher wurden allerdings nicht auf eine geologische Eignung für CO₂ geprüft. Auch eine spezifische Kapazitätsschätzung ist bisher nicht durchgeführt worden.

Eine spezifische Speicherstruktur wurde jedoch schon genauer betrachtet: der Speicher in Ketzin. Im Rahmen eines großen Forschungsprojektes von 2004 bis 2017 wurde von 2008 bis 2013 CO₂ aktiv in den salinaren Aquifer eingebracht und in verschiedenen Projekten untersucht. Insgesamt wurden in den 5 Jahren 67 kt CO₂ in das poröse Gestein eingebracht und im Anschluss untersucht (GFZ). Dadurch wurde die sichere und verlässliche Speicherung über den gesamten Lebenszyklus demonstriert und wissenschaftliches Verständnis generiert. Das Projekt gilt außerdem als Vorbild für die Kommunikation mit der Bevölkerung.

Eine CO₂-Speicherung in Erdgaslagerstätten ist in Deutschland möglich und gut erschließbar. Auch das Potenzial in salinaren Aquiferen Speicherstätten zu erschließen ist spezifisch in Brandenburg vorhanden. Um die Unsicherheiten der Datenlage zu reduzieren, sollten weitere Erhebungen unternommen werden. Dies kann zum Beispiel in Form eines Speicherstrukturkatasters für Deutschland durch den BGR erfolgen. Daraus kann auch für Brandenburg eine Zusammenarbeit mit den umliegenden Bundesländern abgeleitet werden. Informationen über die

¹²⁷ Siehe Abbildung 5 auf S. 10: https://lbgr.brandenburg.de/sixcms/media.php/9/BGB-1-2_09_Hoeding_1-18.pdf

Speicherstrukturen in Brandenburg können vom LBGR durchgeführt und somit die bereits durchgeführte Untersuchung weiter vertieft werden.

Daran anschließend können auch konkrete Projekte entwickelt werden, woran erarbeitet wird, welche Hürden und Herausforderungen bestehen. Dafür kann beispielsweise die Kommunikationsstrategie aus den Forschungsprojekten in Ketzin herangezogen werden, um die politische Diskussion über die Bedingungen, wie und ob eine Speicherung von CO₂ in Brandenburg verfolgt wird, zu gestalten. Dabei sollten ökologische und soziale Auswirkungen bzw. Perspektiven zentral beachtet werden.

i

Exkurs: CO₂-Speicherung in Polen als potenzieller Partner

Aufgrund der geographischen Nähe kann Polen als potenzieller Partner für die CO₂-Speicherung mit in Betracht gezogen werden. Bisher spielt CCS/CCU in der nationalen Planung in Polen keine große Rolle. 2021 wurde allerdings eine Arbeitsgruppe zu CCUS vom Klimaministerium gegründet¹²⁸. Außerdem wurde 2023 die Onshore-Speicherung auch im größeren Maßstab als zu Forschungszwecken erlaubt¹²⁹. Um den Austausch im Themenbereich zu fördern, läuft seit 2023 ein polnisch-norwegisches Forschungsnetzwerk¹³⁰. Im NECP-Update von Anfang des Jahres wird CCS als Lösungsansatz gesehen und es soll perspektivisch für Kohlekraftwerke, „new gas“ und Biomasseeinheiten untersucht und entwickelt werden¹³¹.

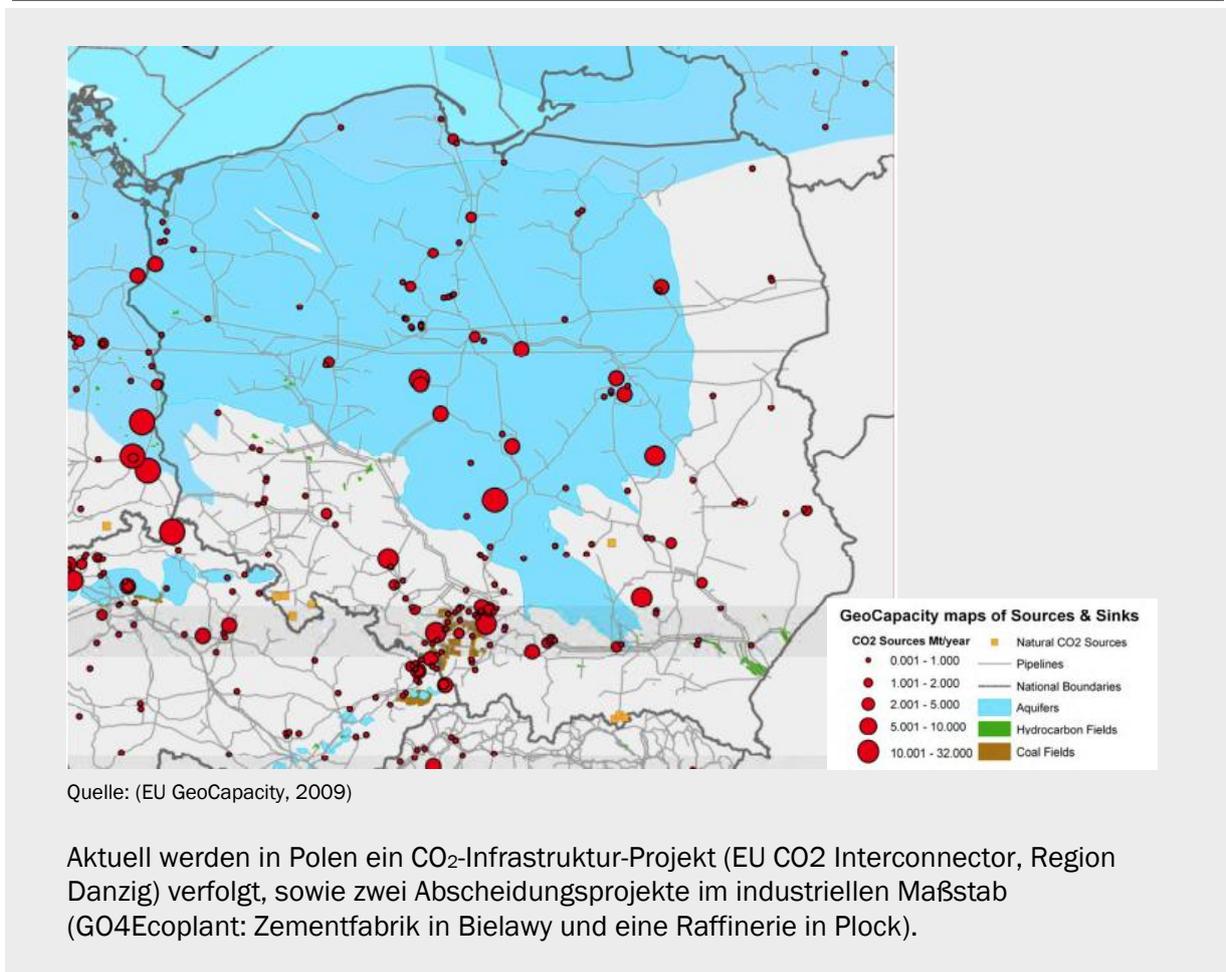
Die Schätzungen der Speicherkapazitäten in Polen aus verschiedenen Forschungsprojekten belaufen sich auf 3 bis 14 Gt (CATF, 2023; CO₂GeoNet, 2021). Die ersten Potenzialschätzungen gingen sogar von 209 Gt aus¹²⁹. Dabei wird von den größten Kapazitäten in salinaren Aquiferen an Land ausgegangen. Diese sind besonders im Zentrum und nordöstlich verbreitet, wie in der folgenden Karte (Abbildung 14) dargestellt ist.

¹²⁸ https://www.energy.gov/sites/default/files/2023-07/5.%20Piotr%20Dziedzic_CCUS%20activities%20in%20Poland-final.pdf

¹²⁹ <https://tracker.carbongap.org/region/poland/>

¹³⁰ <https://www.mn.uio.no/geo/english/research/projects/polnorccs/>

¹³¹ https://commission.europa.eu/document/download/5118b15e-d380-49ae-b8bb-41cc81a28e15_en?file-name=PL_NECPupdate_Projekt_EN.pdf

Abbildung 14: CO₂-Speicherpotenzial in Polen

4.3 Fazit CO₂-Speicherung

Speichermöglichkeiten in Form von salinaren Aquiferen oder ehemaligen Kohlenwasserstofflagerstätten sind in Europa vorhanden. Sie konzentrieren sich vor allem auf den Nordwesten, in der Nord- und Ostseeregion. Dazu gehört auch der Norden Deutschlands. Dementsprechend ist auch Brandenburg in einer vorteilhaften Situation, Speicherstätten aufweisen zu können. Diese ungleiche Verteilung wirft jedoch die Diskussion über den Zugang zu Speicherstätten und den Aufbau von Infrastrukturen auf. Brandenburg kann diesen notwendigen Dialog anstoßen.

Im Umgang mit der Kapazitätsschätzung gilt es besonders, die Unsicherheiten und verschiedene Erhebungsmethodiken im Blick zu behalten. Dies erfordert einerseits den Ausbau des Wissens. Spezifisch für Brandenburg bedeutet dies, dass aufbauend auf der Speicheruntersuchung eine Prüfung auf CO₂-Tauglichkeit erfolgt und eine Kapazitätsschätzung für das Bundesland durchgeführt wird. Letztendlich können auch geologische Untersuchungen zur Erschließbarkeit von Speichern angestrebt werden.

Andererseits braucht es bei der Einordnung der Daten einen bewussten Umgang mit der Unvollständigkeit. Dies sollte auch in der strategischen Ausrichtung in Brandenburg für das Carbon

Management beachtet werden. Dabei ist besonders relevant, dass die Kapazitätsschätzungen mit zunehmender Datengrundlage bisher nach unten korrigiert wurden.

Es ist wichtig, sich über weitere Faktoren, die die nutzbaren Kapazitäten beeinflussen, bewusst zu sein und diese bei der realistischen Umsetzbarkeit einzubeziehen. Diese Faktoren und dessen Einfluss auf die Kapazitäten, wie Nutzungskonflikte, Umwelteinflüsse oder ökonomische Rahmenbedingungen, sollten im Rahmen von Forschungsprojekten und Stakeholderdialogen untersucht werden. Da die Einspeicherung von CO₂ nicht unangefochten für den Klimaschutz notwendig ist, braucht es letztendlich dazu auch in Brandenburg einen Austausch in der Gesellschaft, ob und unter welchen Rahmenbedingungen eine Speicherung möglich ist.

Eine großskalige Einspeisekapazität, auch im europäischen Ausland, ist bisher noch nicht sicher absehbar. Dies sollte in der strategischen Ausrichtung zum Carbon Management für Brandenburg beachtet werden. Außerdem ist die Speicherung in brandenburgischen Speicherstätten bisher rechtlich nicht möglich. Da im Eckpunktepapier der deutschen Carbon Management Strategie eine Opt-in-Klausel für Bundesländer zur Onshore-Speicherung vorgesehen ist, sollte dies überprüft werden.

Ein weiterer Punkt sind Genehmigungsverfahren für die Erschließung und Errichtung von Speichern, die bisher nicht vorhanden sind. Um diese auch in Brandenburg zu entwickeln, braucht es Wissensaufbau und personelle Kapazitäten. Da auch dies Zeit in Anspruch nehmen wird, muss dies beachtet werden, wann realistisch betrachtet CO₂ industriell eingespeichert werden kann. Im Zuge der Genehmigungsverfahren sollten auch Risikofaktoren untersucht werden, wie der Einfluss des gespeicherten CO₂ auf umliegende Ökosysteme ausfällt oder wie die Dichtheit sichergestellt wird. Daraus können Rahmenbedingungen abgeleitet werden, welche Eigenschaften für die Genehmigung vorliegen müssen.

5 CO₂-Infrastrukturbedarf in Brandenburg

Dieses Kapitel widmet sich dem CO₂-Infrastrukturbedarf in Brandenburg und beleuchtet insbesondere die Anforderungen und Möglichkeiten, die mit dem Transport von CO₂ verbunden sind. Im vorangegangenen Abschnitt dieser Studie haben wir die relevanten CO₂-Quellen und -Senken sowie die grundlegenden Aspekte der CO₂-Speicherung erörtert. Nun wird der Fokus gezielt auf den Transport gelenkt, da dieser eine entscheidende Rolle in der Wertschöpfungskette von CO₂ hinsichtlich Effizienz und Wirtschaftlichkeit spielt.

Den ersten Schritt der Untersuchung bildet die Auseinandersetzung mit den verfügbaren Optionen für den CO₂-Transport. Die bestehende Infrastruktur ist in ihrer aktuellen Form nicht dazu geeignet, den (wachsenden) Bedarf an CO₂-Transport auf wirtschaftlich tragfähige Weise zu decken. Aufgrund dieser Einschränkung wird der Pipeline-Transport als eine vielversprechende Lösung hervorgehoben. Pipelines sind in der Lage, große Mengen an CO₂ sicher und kosteneffizient über weite Strecken zu transportieren, was sie zu einem unentbehrlichen Bestandteil der zukünftigen CO₂-Infrastruktur macht.

Im nächsten Schritt betrachten wir geplante Netzwerke und beziehen uns auf Studien, die in diesem Kontext von Bedeutung sind. Zunächst richtet sich der Blick auf die gesamtdeutsche Situation, um ein umfassendes Verständnis der nationalen Entwicklungen und Planungen zu erlangen. Darauf aufbauend verschieben wir den Fokus auf Brandenburg, um die regionalen Besonderheiten und Anforderungen zu identifizieren, die bei der Entwicklung eines geeigneten CO₂-Transportsystems berücksichtigt werden müssen.

Daraufhin beschreibt die Studie das methodische Vorgehen zur Modellierung eines CO₂-Netzes speziell für Brandenburg. Dabei werden verschiedene Szenarien analysiert, die unterschiedliche Faktoren wie Nachfrage, Technologieeinsatz und geographische Gegebenheiten berücksichtigen. Die Modellierung zielt darauf ab, praxisnahe und wirtschaftlich effiziente Lösungen zu entwickeln, die die regionale CO₂-Infrastruktur nachhaltig stärken.

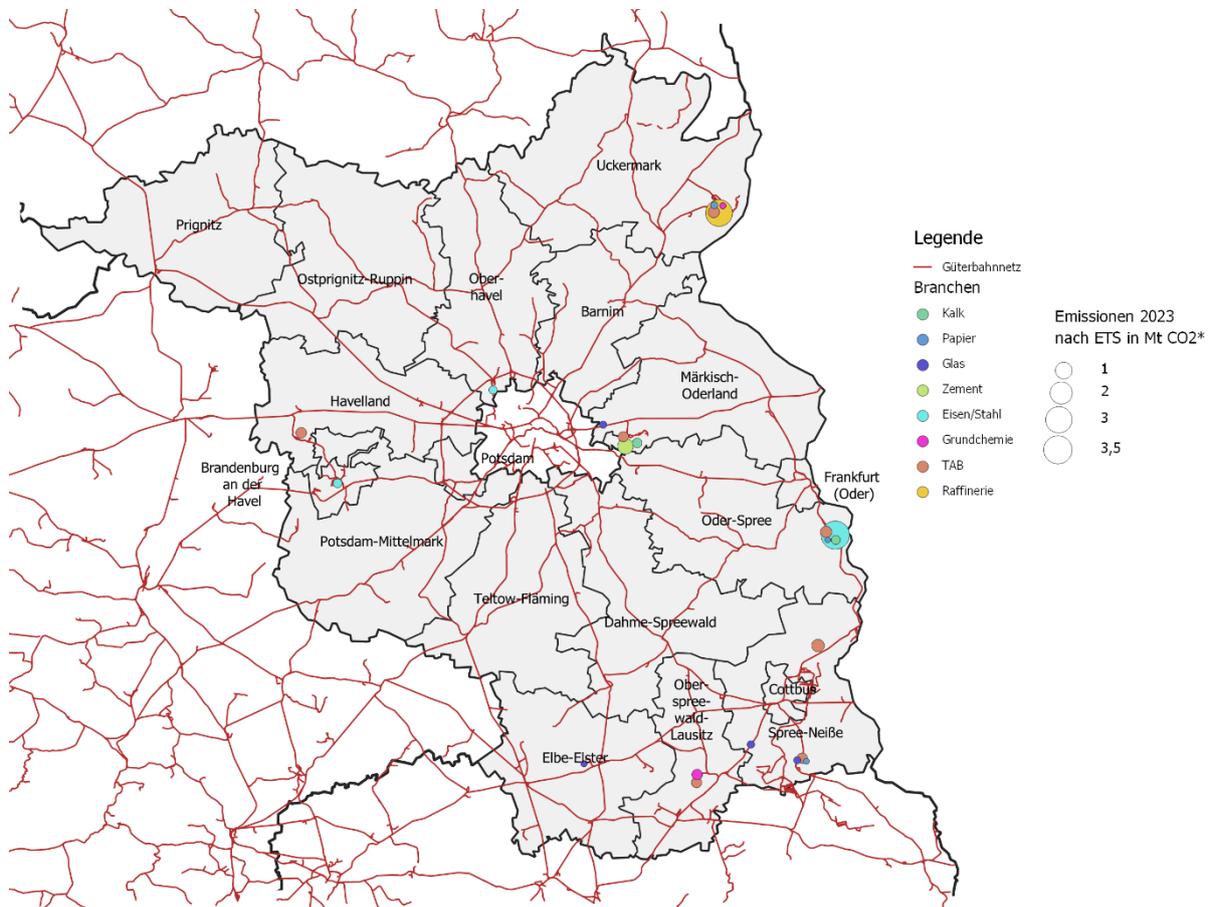
Zum Abschluss des Kapitels werden die Ergebnisse der Modellierungsarbeit präsentiert. Diese Ergebnisse bieten wertvolle Einblicke in die Machbarkeit und die erforderlichen Investitionen für den Aufbau eines leistungsfähigen CO₂-Transportsystems in Brandenburg. Zudem unterstreichen sie die Bedeutung eines gezielten Planungsansatzes, der sowohl technische als auch wirtschaftliche Aspekte in Einklang bringt, um die ehrgeizigen Klimaziele der Region zu unterstützen.

5.1 Optionen für den CO₂-Transport

Das **Güterbahntransportnetz** in Brandenburg sowie den angrenzenden Gebieten wird in der folgenden Abbildung 15 dargestellt. Diese umfassende Darstellung beinhaltet alle Standorte, die relevante Emissionen verursachen. Auffallend ist, dass sämtliche Standorte in unmittelbarer Nähe zu diesem Transportnetz liegen, was prinzipiell eine gute Anbindung an das bestehende Schienennetz andeutet.

Um jedoch festzustellen, ob ein spezifischer Standort auch direkt an das Bahnnetz angeschlossen ist, bedarf es einer detaillierten Standortanalyse. Diese Untersuchung würde sicherstellen, dass die jeweilige Infrastruktur vorhanden ist, um CO₂ effizient per Güterbahn zu transportieren. Es ist wichtig zu betonen, dass die Durchführung einer solchen Standortanalyse nicht im aktuellen Umfang dieses Projektes enthalten ist.

Abbildung 15: Gütertransportnetz in Brandenburg und betrachtete CO₂-Quellen



Quelle: Eigene Abbildung auf Grundlage von (Geo-Basis-DE/BGK, 2024) und (DEHSt, 2024)

© Prognos, 2024

Insgesamt kann der Schienentransport von CO₂ eine wertvolle Ergänzungsstrategie darstellen, um die Flexibilität in der CO₂-Logistik zu erhöhen und gleichzeitig die bestehende Infrastruktur optimal zu nutzen. Diese Option bietet zusätzliche Möglichkeiten zur Anpassung an individuelle Transportbedarfe, insbesondere für Unternehmen, die kleinere Mengen transportieren müssen und für die ein Pipelineanschluss nicht sofort oder wirtschaftlich sinnvoll ist.

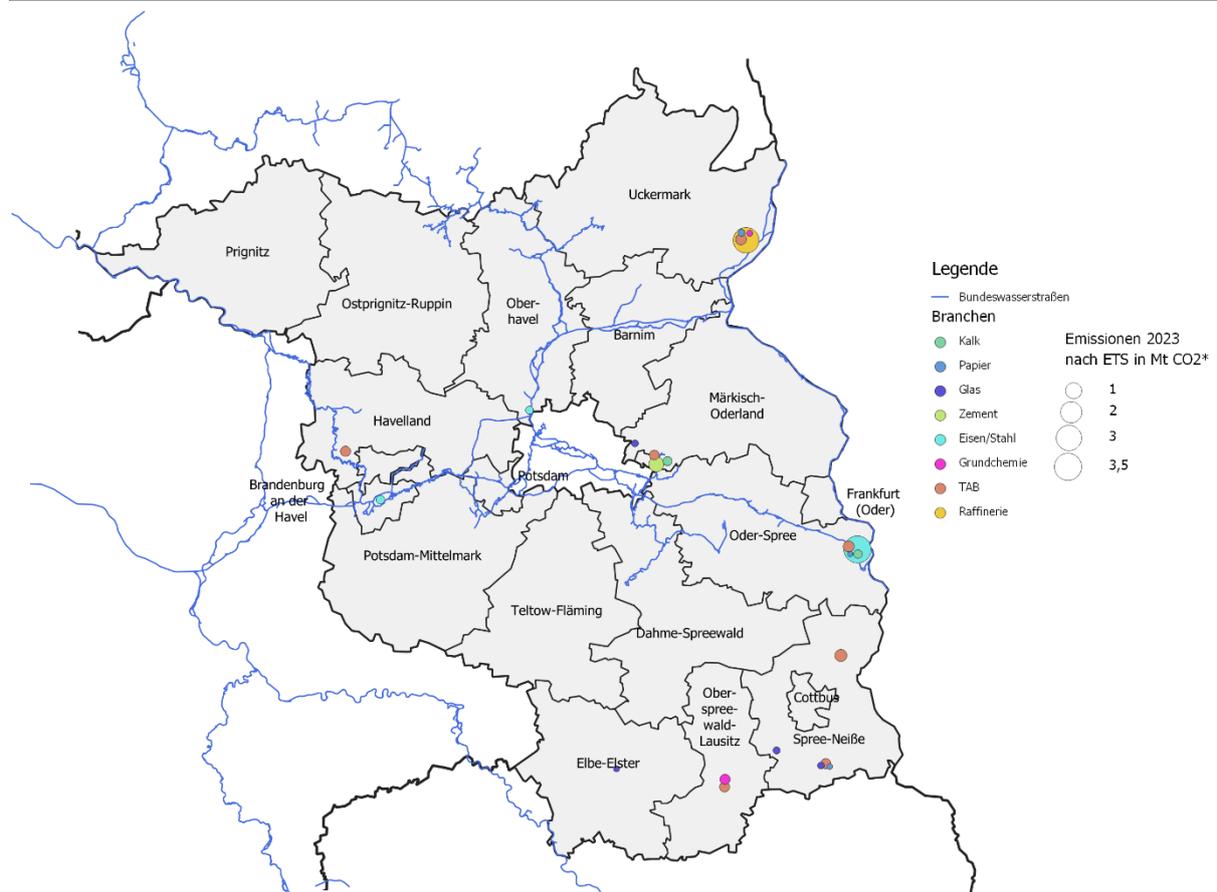
Eine weitere Transportmöglichkeit für CO₂ bietet der Einsatz von Schiffen, die geeignet sind, größere Mengen effizient über die **Bundeswasserstraßen** zu befördern. Auf diesen Wegen können erhebliche Volumina an CO₂ transportiert werden, was sie zu einer interessanten Option macht, insbesondere für Standorte mit entsprechendem Zugang.

Die geografische Abdeckung durch Bundeswasserstraßen ist jedoch eingeschränkter verglichen mit anderen Verkehrsinfrastrukturen, und nicht alle Emissionsstandorte können direkt an dieses Netz angeschlossen werden. Diese potenziellen Einschränkungen in der Erreichbarkeit könnten den Wassertransport von CO₂ an einigen Standorten erschweren.

Die folgende Abbildung 16 zeigt das Netz der Bundeswasserstraßen in Brandenburg. Sie gibt einen Überblick über die vorhandenen Wasserwege und ihre Anbindung im Landesgebiet.

Insbesondere Standorte im Südosten Brandenburgs, in den Landkreisen Oberspreewald-Lausitz und Spree-Neiße, sind deutlich weiter von den Hauptwasserstraßen entfernt. Daher könnte der Wassertransport in diesen Regionen weniger praktikabel sein.

Abbildung 16: Bundeswasserstraßen in Brandenburg und betrachtete CO₂-Quellen



Quelle: Eigene Abbildung auf Grundlage von (Geo-Basis-DE/BGK, 2024) und (DEHSt, 2024) © Prognos, 2024

Für diese Gebiete müsste eventuell eine Kombination aus verschiedenen Transportmethoden oder ein verstärkter Einsatz alternativer Infrastrukturen in Erwägung gezogen werden, um effizient und zuverlässig CO₂ zu transportieren.

Der Schwerpunkt dieser Untersuchung liegt klar auf dem leitungsgebundenen Transport, der insbesondere bei größeren CO₂-Mengen erhebliche Vorteile gegenüber alternativen Methoden bietet. Der Transport von CO₂ in der dichten (flüssigen) Phase durch Pipelines stellt eine besonders effiziente Lösung dar.

Einer der Hauptvorteile des Pipeline-Transports ist die hohe Dichte, die es ermöglicht, große Mengen an CO₂ durch kleine Leitungen zu bewegen, ohne dabei signifikante Druckverluste in Kauf nehmen zu müssen. Diese Eigenschaft macht den Pipeline-Transport nicht nur technisch effizient, sondern auch wirtschaftlich attraktiv, da so die größte CO₂-Menge mit vergleichsweise geringem Energieaufwand über weite Strecken transportiert werden kann.

Angesichts der Projektionen für die zukünftigen Mengen an CO₂, die abgeschieden und transportiert werden müssen, erscheint der Pipeline-Transport als die wirtschaftlichste Lösung. Er ermöglicht eine kontinuierliche und zuverlässige Beförderung, die durch die geringeren Betriebskosten auf lange Sicht auch rentabler gestaltet werden kann. Dies macht den Pipeline-Transport zu einem zentralen Element in der Infrastrukturplanung für CO₂ in Brandenburg und bietet eine nachhaltige Grundlage für die Erreichung regionaler und nationaler Umweltziele.

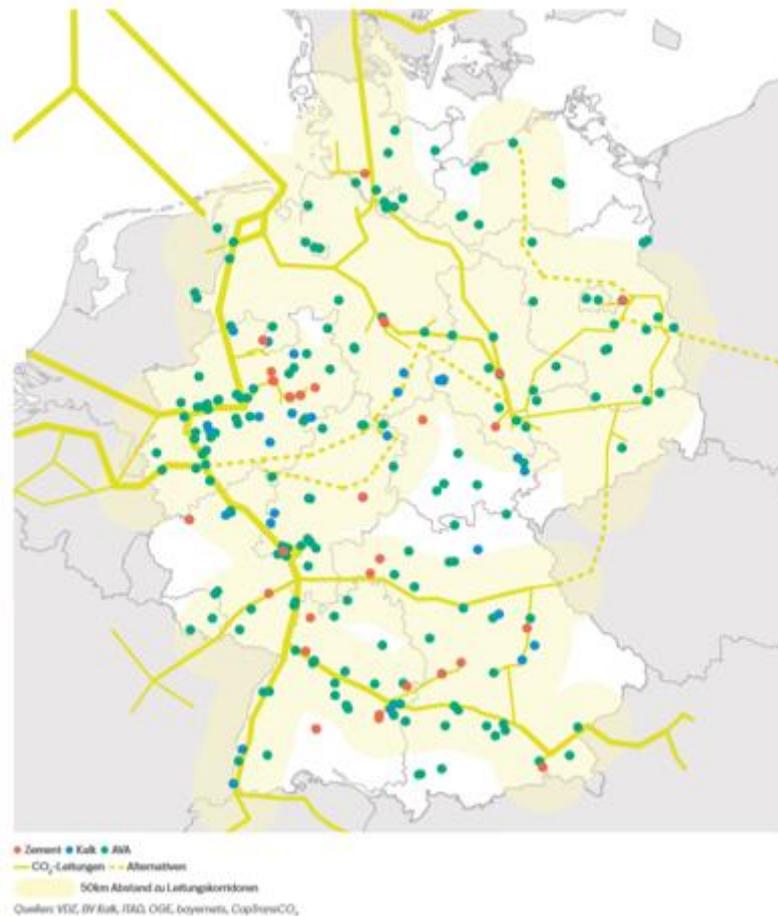
5.2 CO₂-Transportprojekte in Deutschland

Der Verein Deutscher Zementwerke (VDZ) hat einen systematischen Ansatz verfolgt, um ein umfassendes nationales CO₂-Transportnetz mit einer Länge von 4.800 km zu entwickeln. In ihrer Planung haben sie sich nicht nur auf die Emissionsquellen der Zementherstellung konzentriert, sondern auch auf die Standorte der Abfallverbrennungsanlagen (AVA) und der Kalkproduktion, die ebenfalls signifikante CO₂-Emissionen verursachen. Basierend auf dieser umfassenden Standortanalyse hat der VDZ ein Netzwerk konzipiert, das sich an den Hauptleitungen der bestehenden Erdgasinfrastruktur orientiert. Diese Vorgehensweise ermöglicht es, bestehende Infrastrukturen zu nutzen und so Synergien zu schaffen, die den Aufbau und Betrieb des CO₂-Netzes effizienter und kostengünstiger gestalten und dabei die meisten Standorte in der Nähe (50 km) des Netzes zu berücksichtigen. Neben den Standorten hat der VDZ in seinem Netzdesign auch den CO₂-Transport in und aus anderen Ländern berücksichtigt. Ebenfalls wurden wichtige Exitpunkte, wie etwa der Hafen Wilhelmshaven, in das Netzwerk integriert.

Durch die Einbeziehung solcher strategischer Infrastrukturelemente ermöglicht das Netzwerk nicht nur eine effiziente Abwicklung auf nationaler Ebene, sondern auch eine internationale Vernetzung. Dies eröffnet die Möglichkeit, CO₂ für die Speicherung in geologischen Formationen unter dem Meer oder für internationale Projekte zur Kohlenstoffbindung und -nutzung zu exportieren. Die Berücksichtigung von internationalen Transportwegen und Exitpunkten erhöht die Flexibilität und Reichweite des Netzes und macht es anpassungsfähig an verschiedene zukünftige Szenarien im CO₂-Management. Dies steht im Einklang mit globalen Strategien zur Emissionsreduktion, da die Bekämpfung des Klimawandels eine gemeinsame Anstrengung ist, die über regionale und nationale Grenzen hinausgeht.

Hervorzuheben ist, dass beim VDZ bestimmte Regionen, insbesondere Teile von Mitteldeutschland und Mecklenburg-Vorpommern, nicht vollständig erschlossen sind. Diese Lücken im Netzwerk werden besonders deutlich, wenn man die alternativen Verbindungen außer Acht lässt, die möglicherweise als Übergangslösungen dienen könnten. Die Nichtberücksichtigung dieser alternativen Verbindungen hat zudem zur Folge, dass wichtige potenzielle Anschlussstellen in Nachbarländern wie Polen und Tschechien nicht an das deutsche Netz angeschlossen sind. Dies stellt eine Herausforderung dar, da eine optimale CO₂-Infrastruktur auch grenzüberschreitend konzipiert sein sollte, um die Effektivität und Effizienz des CO₂-Transports zu maximieren.

Abbildung 17: VDZ CO₂-Netz

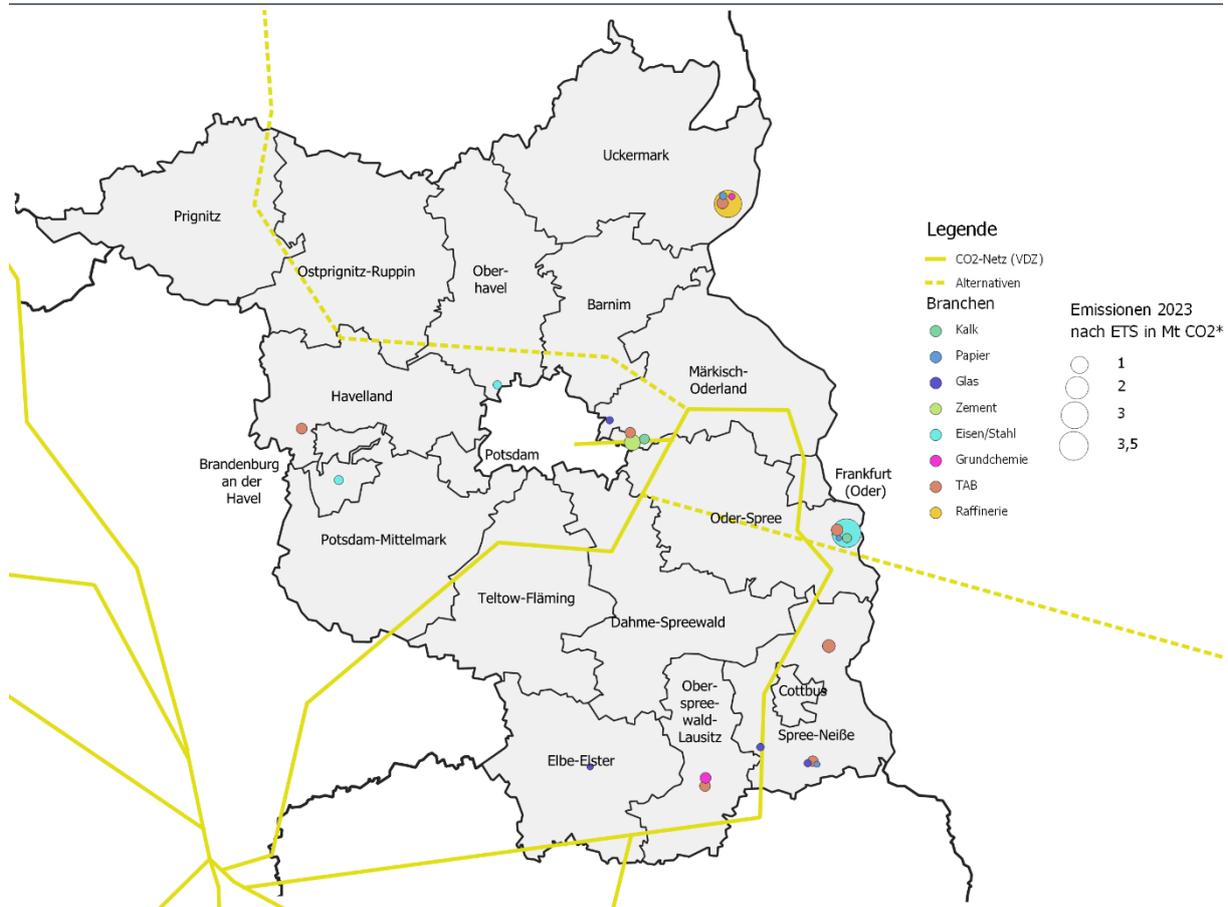


Quelle: (VDZ, 2024)

In der Abbildung 18¹³² wird deutlich, dass das VDZ-Netzwerk in Brandenburg strategisch auf die Anbindung wichtiger industrieller Cluster ausgerichtet ist. Insbesondere werden die Cluster in den Regionen Spree-Neiße, Eisenhüttenstadt und Rüdersdorf in das Netzwerk integriert. Diese Regionen sind für ihre industriellen Aktivitäten bekannt. Weiter entfernt liegen die Standorte in Schwedt und im Westen von Brandenburg. Diese Standorte sind nicht zentral in das Hauptnetz eingebunden, was darauf hinweist, dass hier möglicherweise alternative Transportlösungen in Betracht gezogen werden könnten, um diese Gebiete an das CO₂-Netz anzuschließen.

¹³² Netz nachgezeichnet, Abweichungen sind möglich

Abbildung 18: VDZ CO₂-Netz in Brandenburg und betrachtete CO₂-Quellen



Quelle: Eigene Abbildung auf Grundlage von (Geo-Basis-DE/BGK, 2024), (VDZ, 2024) und (DEHSt, 2024) © Prognos, 2024

Das geplante CO₂-Netz mit einer Länge von ca. 3.500 km der OGE legt seinen Schwerpunkt auf den Anschluss großer Industriezentren, anstatt sich auf spezifische Einzelstandorte zu konzentrieren. Dieser Ansatz ermöglicht es, umfassendere regionale Projekte zu realisieren, die eine Vielzahl von Industrien einbeziehen. Der Fokus liegt hierbei vor allem auf Projekten und Regionen in Nordwestdeutschland sowie den angrenzenden Ländern, was eine strategische Vernetzung mit wichtigen industriellen Ballungsräumen in diesen Gebieten sicherstellt.

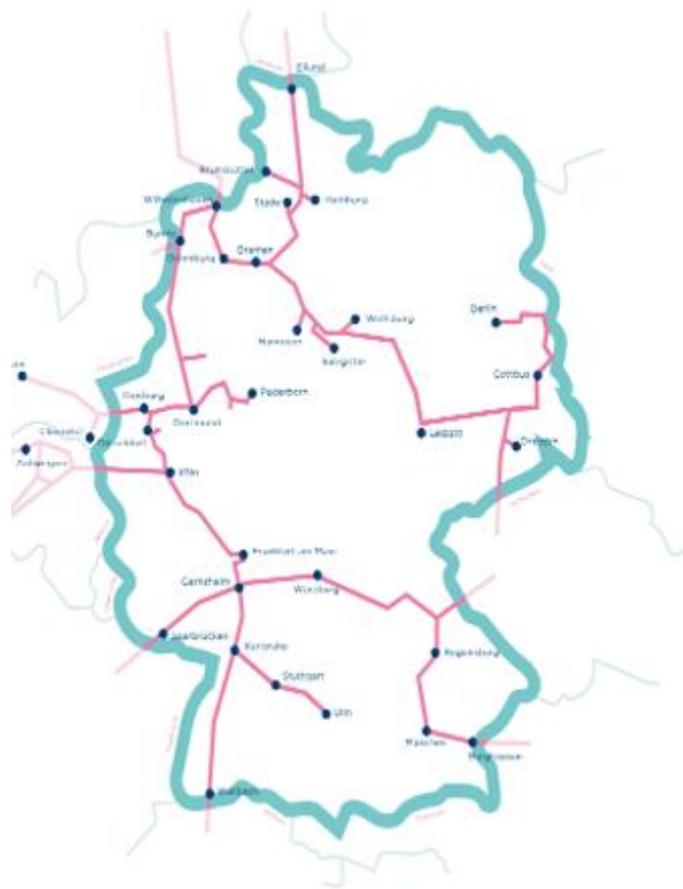
Zugleich sind Planungen für CO₂-Infrastrukturen im Süden und Osten Deutschlands ebenfalls Teil der OGE-Strategie. Diese Projekte befinden sich jedoch noch in einem früheren Entwicklungsstadium und sind möglicherweise noch nicht so weit fortgeschritten wie jene in Nordwestdeutschland. Dies könnte unter anderem an unterschiedlichen regionalen Anforderungen oder Prioritäten liegen, die in den bisherigen Planungen berücksichtigt wurden. Die OGE strebt damit an, ein flexibles und anpassbares Netzwerk zu schaffen, das sich sowohl an bestehenden industriellen Strukturen orientiert als auch Raum für zukünftige Erweiterungen lässt. Diese Strategie ermöglicht es, mittel- bis langfristig eine umfassende Abdeckung und Integration verschiedenster Regionen zu gewährleisten, wodurch alle relevanten Industriezentren effektiv in die nationale und gegebenenfalls auch internationale CO₂-Transportinfrastruktur eingebunden werden können.

Auch in den Planungen der OGE werden Anschlüsse zu Nachbarländern berücksichtigt, sowohl für zusätzlichen Transit als auch als potenzielle Exitpunkte für die CO₂-Infrastruktur. Es ergeben sich wiederum ökonomische und ökologische Vorteile grenzübergreifender Zusammenarbeit im Transport von CO₂.

Indem die OGE sicherstellt, dass der Netzplan sowohl nationale als auch internationale Dimensionen umfasst, schafft sie nicht nur eine robuste und skalierbare Infrastruktur, sondern unterstützt auch die übergeordneten Klimaziele auf europäischer Ebene. Diese grenzüberschreitende Perspektive fördert den Austausch von Technologien und Know-how und trägt dazu bei, die globale Herausforderung des Klimawandels durch gemeinschaftliche Anstrengungen zu bewältigen.

Auch in dem von OGE geplanten Netz ist ein Anschluss von Mitteldeutschland und Mecklenburg-Vorpommern nicht der zentrale Fokus und es sind zum aktuellen Zeitpunkt weder ein Anschluss an Polen noch an die Ostsee (möglicher weiterer Exitpunkt) angedacht.

Abbildung 19: OGE CO₂-Netz

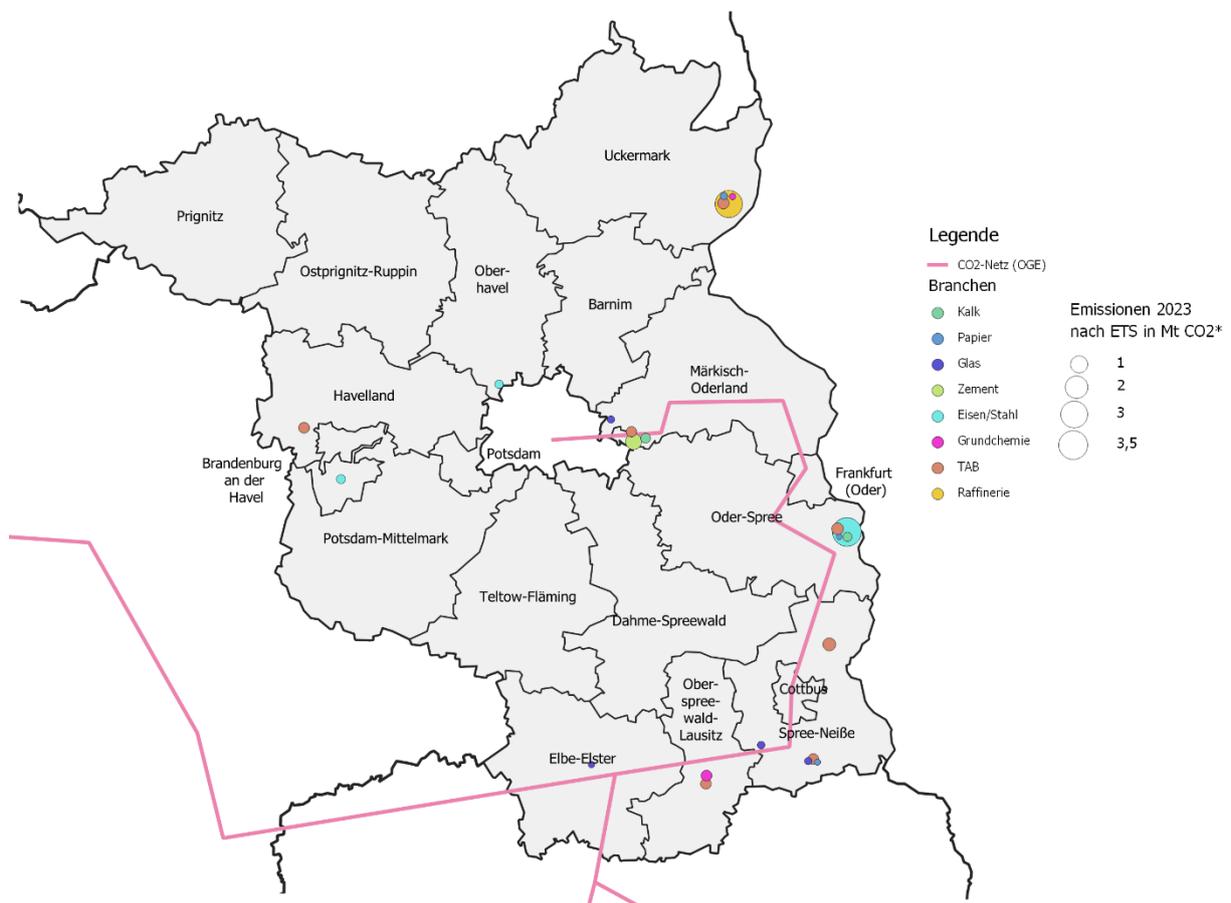


Quelle: (OGE, 2024)

Das OGE-Netz in Brandenburg in der Abbildung 20¹³³ zeigt eine strategische Ausrichtung mit einer Verbindung nach Süden, die an Sachsen anschließt. Diese regionale Integration ermöglicht es, insbesondere die industriellen Cluster in der Nähe, wie Spree-Neiße, Eisenhüttenstadt und Rüdersdorf, effektiv an das CO₂-Transportnetz anzubinden. Diese Regionen sind wichtige industrielle Zentren, die von der Anbindung an eine effiziente CO₂-Infrastruktur profitieren können.

Allerdings ist der Standort Schwedt im derzeitigen OGE-Netzkonstrukt nicht eingebunden. Zudem existiert aktuell keine direkte Anbindung an Mecklenburg-Vorpommern oder Polen. Diese fehlenden Verbindungen schränken die Möglichkeit für grenzüberschreitende Kooperationen und eine umfassende regionale Netzabdeckung ein. Gerade die Verknüpfung mit Mecklenburg-Vorpommern könnte strategisch wichtig sein, um den Zugang zu den Seehäfen zu erweitern, was in Zukunft von Interesse sein könnte.

Abbildung 20: OGE CO₂-Netz Brandenburg und betrachtete CO₂-Quellen



Quelle: Eigene Abbildung auf Grundlage von (Geo-Basis-DE/BGK, 2024), (OGE, 2024) und (DEHSt, 2024)

© Prognos, 2024

Im Rahmen des Projekts CapTransCO₂¹³⁴ wird die Zukunft der Kohlenstoffwirtschaft im Ballungsraum Halle-Leipzig untersucht. In dieser Region besteht die Möglichkeit, CO₂ aus industriellen

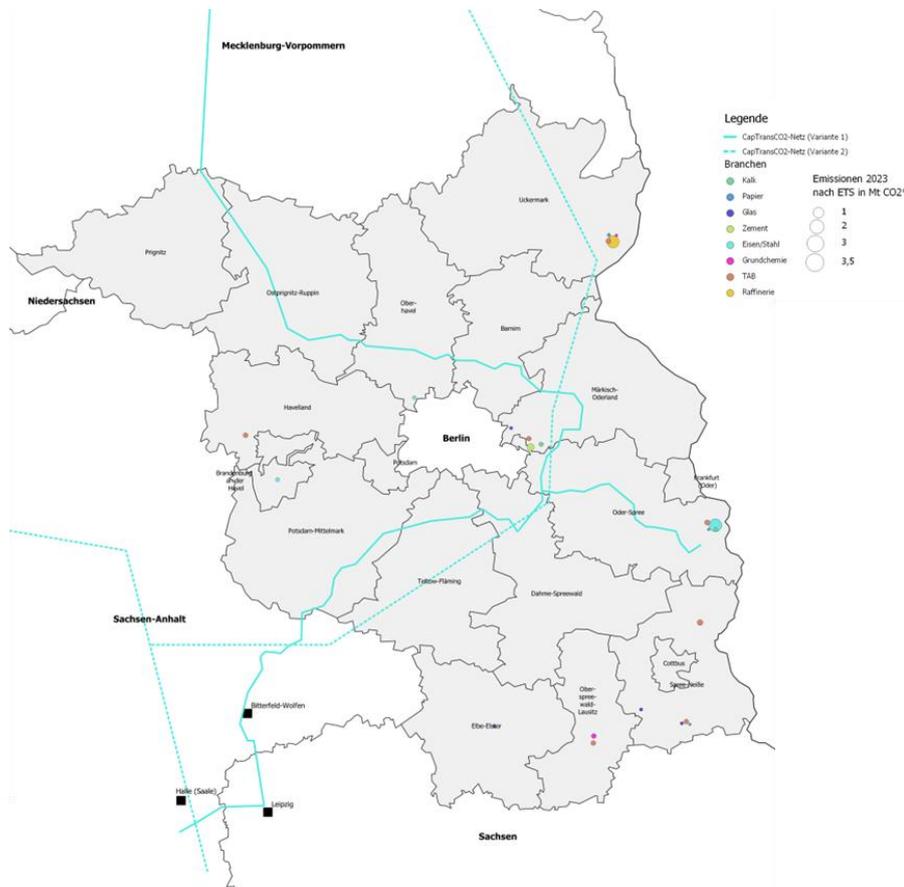
¹³³ Netz nachgezeichnet, Abweichungen möglich

¹³⁴ <https://hypower-mitteldeutschland.com/projekte/captransco2/>

Prozessen, insbesondere bei der Herstellung von blauem Wasserstoff, abzuscheiden. Dieser Wasserstoff wird durch Dampfreformierung von Erdgas gewonnen, wobei das dabei entstehende CO₂ abgeschieden und nicht in die Atmosphäre emittiert wird. Das Projekt beleuchtet die Prozesse der CO₂-Abscheidung, -Nutzung sowie den Transport und die Speicherung des Kohlendioxids. Beim Transport werden zwei Varianten überprüft. Einmal die Variante CO₂ wird Richtung Rostock durch Brandenburg transportiert und einmal Anbindung an das geplante OGE CO₂-Netz über die Anbindung in Salzgitter. Die geografische Nähe zu Brandenburg ist hierbei entscheidend, da die Planungen in der Halle-Leipzig-Region Auswirkungen auf die Netzplanung in Brandenburg haben können, indem die brandenburgischen CO₂-Mengen an die Variante 1 mitangeschlossen werden.

Wie in Abbildung 21 zu sehen, sind beide für Brandenburg relevanten Alternativen im Westen an Sachsen-Anhalt angeschlossen. Das Leitungssystem aus Variante 1 schließt die Cluster Rüdersdorf und Eisenhüttenstadt an, verläuft nördlich von Rüdersdorf nach Westen und hat dort über Mecklenburg-Vorpommern eine Anbindung an den Exportpunkt Rostock. Die Anbindung an Eisenhüttenstadt ermöglicht einen Anschlusspunkt an ein potenzielles polnisches CO₂-Netz. Die Variante 2 hat südlich von Berlin einen ähnlichen Verlauf und auch hier wird das Cluster Rüdersdorf angeschlossen. Anschließend verläuft es nach Nordosten Richtung des Clusters Schwedt; auch hier besteht wiederum die Möglichkeit des Anschlusses an Polen. Von dort aus verläuft die Leitung Richtung Nordwesten nach Mecklenburg-Vorpommern.

Abbildung 21: Leitungsalternativen CapTransCO2 und betrachtete CO2-Quellen



Quelle: Eigene Abbildung auf Grundlage von (Geo-Basis-DE/BGK, 2024), (DEHSt, 2024) und (Hypos Germany, 2024) © Prognos, 2024

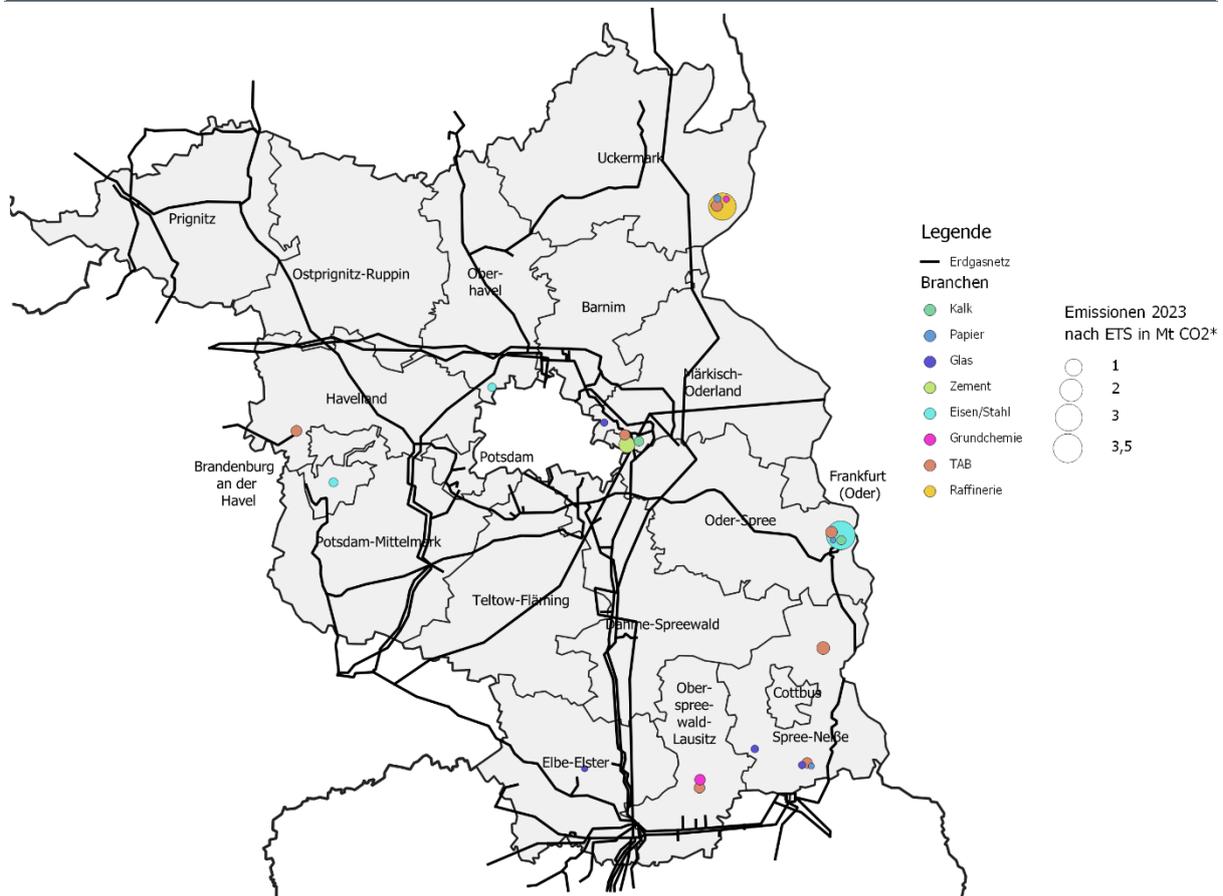
5.3 Vorgehensweise Modellierung CO2-Infrastruktur

In diesem Kapitel beschreiben wir das Vorgehen zur Modellierung eines CO₂-Transportsystems für Brandenburg ausführlich. Die Planung und Umsetzung dieses Netzwerks basieren auf mehreren strategischen Eckpfeilern, die sicherstellen, dass sowohl technische als auch wirtschaftliche und ökologische Faktoren berücksichtigt werden.

- 1. Integration bestehender Projektplanungen:** Die Modellierung bezieht sich auf die bereits entwickelten Projekte von OGE und VDZ (siehe 5.2). Diese Projekte liefern wertvolle Erkenntnisse und Standards, die als Grundlage für die Weiterentwicklung eines umfassenden CO₂-Netzwerks dienen. Die Analyse dieser Projekte ermöglicht eine zielgerichtete Anpassung der Planungen an regionale Besonderheiten.
- 2. Nutzung vorhandener und geplanter Infrastrukturen:** Ein zentraler Aspekt ist die Betrachtung der bestehenden Erdgasinfrastruktur sowie der für die Zukunft geplanten Wasserstoffinfrastruktur. Während die Erdgasleitungen als bestehendes Transportmedium identifiziert werden, liegt der strategische Fokus auf der Integration mit Wasserstoffinfrastrukturen, insb. für

die Identifizierung der Trassenverläufe. Die Umstellung von Erdgasleitungen auf CO₂ wird in der Regel nicht sinnvoll sein.

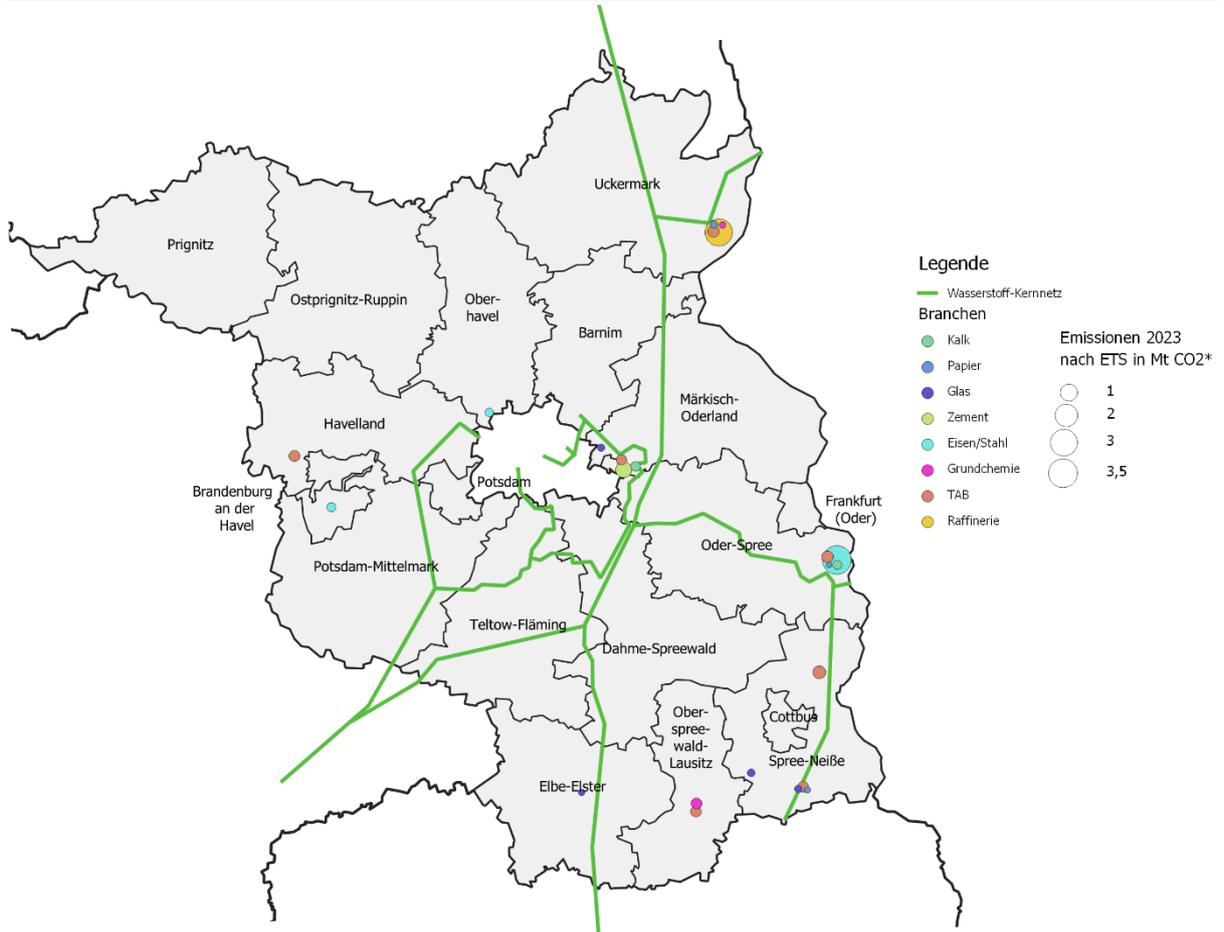
Abbildung 22: Erdgasübertragungsnetz in Brandenburg und betrachtete CO₂-Quellen



Quelle: Eigene Abbildung auf Grundlage, von (Geo-Basis-DE/BGK, 2024), (FNB-Gas, 2024b) und (DEHSt, 2024) © Prognos, 2024

- 3. Synergien mit Wasserstoffprojekten nutzen:** Große Potenziale ergeben sich durch die parallele Planung und den möglichen gemeinsamen Bau von CO₂- und Wasserstoffleitungen. Diese Synergien führen zu einer effizienteren Ressourcennutzung in der Bauphase und helfen, Umwelteingriffe so gering wie möglich zu halten. Weiterhin liegen viele industrielle Zentren in der Nähe des Wasserstoffnetzes und somit bietet das Wasserstoffnetz einen guten Indikator auch für den Anschluss an die CO₂-Infrastruktur.

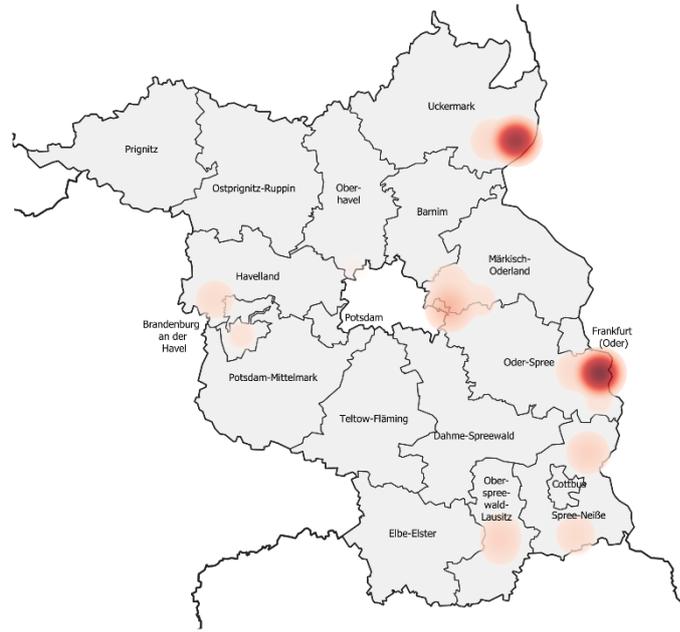
Abbildung 23: Wasserstoff-Kernnetz und betrachtete CO₂-Quellen



Quelle: Eigene Abbildung auf Grundlage von (Geo-Basis-DE/BGK, 2024), (FNB-Gas, 2024a) und (DEHSt, 2024) © Prognos, 2024

- 4. Identifikation von CCUS-Clustern:** Mithilfe einer Heatmap wurden Regionen mit hohen CO₂-Emissionen identifiziert. Diese Cluster bilden entscheidende Knotenpunkte für das Netzwerk und ermöglichen eine priorisierte Entwicklung und direkte Anbindung an das CO₂-Netz.

Abbildung 24: Heatmap Brandenburg

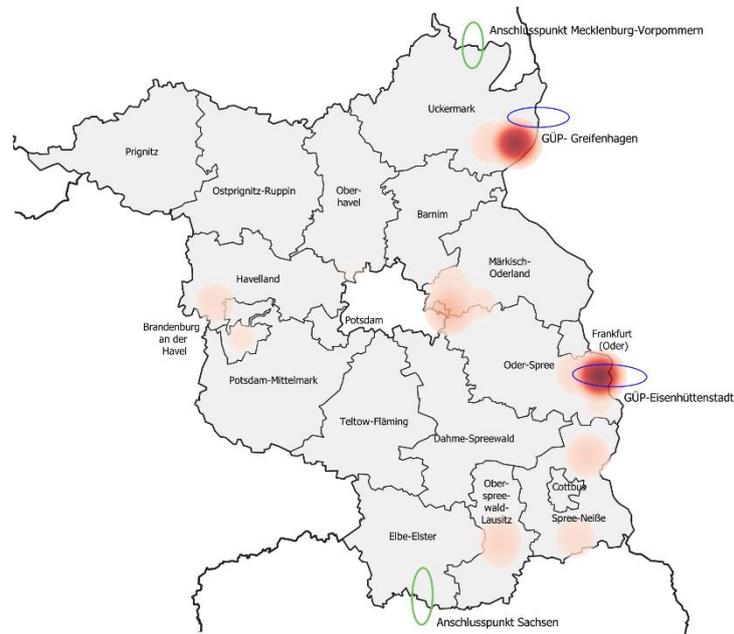


Quelle: Eigene Abbildung auf Grundlage von (Geo-Basis-DE/BGK, 2024) und (DEHSt, 2024)

© Prognos, 2024

- 5. Erweiterung der Verbindungen innerhalb und außerhalb Deutschlands:** Für die umfassende Wirksamkeit des Netzwerks ist es wichtig, nicht nur nationale, sondern auch internationale Anbindungen zu berücksichtigen. Verbindungen zu Nachbarländern und innerhalb Deutschlands sind essenziell, um die übergeordneten Klimaziele und internationale Kooperationen zu unterstützen.

Abbildung 25: Heatmap mit relevanten Anschlusspunkten



Quelle: Eigene Abbildung auf Grundlage von (Geo-Basis-DE/BGK, 2024) und (DEHSt, 2024)

© Prognos, 2024

6. **Szenario-basierte Modellierung:** Die Netzmodellierung basiert auf den zwei vorgestellten Szenarien, die Branchen und Mengen berücksichtigen. Durch die Simulation dieser Szenarien kann das Netz flexibel geplant werden, um bei veränderten Marktbedingungen oder technologischen Entwicklungen zeitnah angepasst zu werden. Für zusätzliche Flexibilität wurde eine weitere Variante mit einem zusätzlichen Anschluss nach Mecklenburg-Vorpommern und Anschluss aller CO₂-Quellen erstellt.

Tabelle 7: Angeschlossene Standorte in Brandenburg nach Szenarien

Zieljahr 2045/ Branche	Anzahl Standorte in BB gesamt	Anzahl angeschlossene Standorte Szenario 1	Anzahl angeschlossene Standorte Szenario 2
Zementklinker	1	1	1
Branntkalk	2	2	2
TAB	7	4	6
Eisen/Stahl	3	-	1*
Grundstoffchemie	2	-	1
Papier	3	-	2
Glas	4	-	2
Raffinerie	1	-	1
Gesamt	23	7	17

Quelle: Eigene Darstellung
*Eisenhüttenstadt

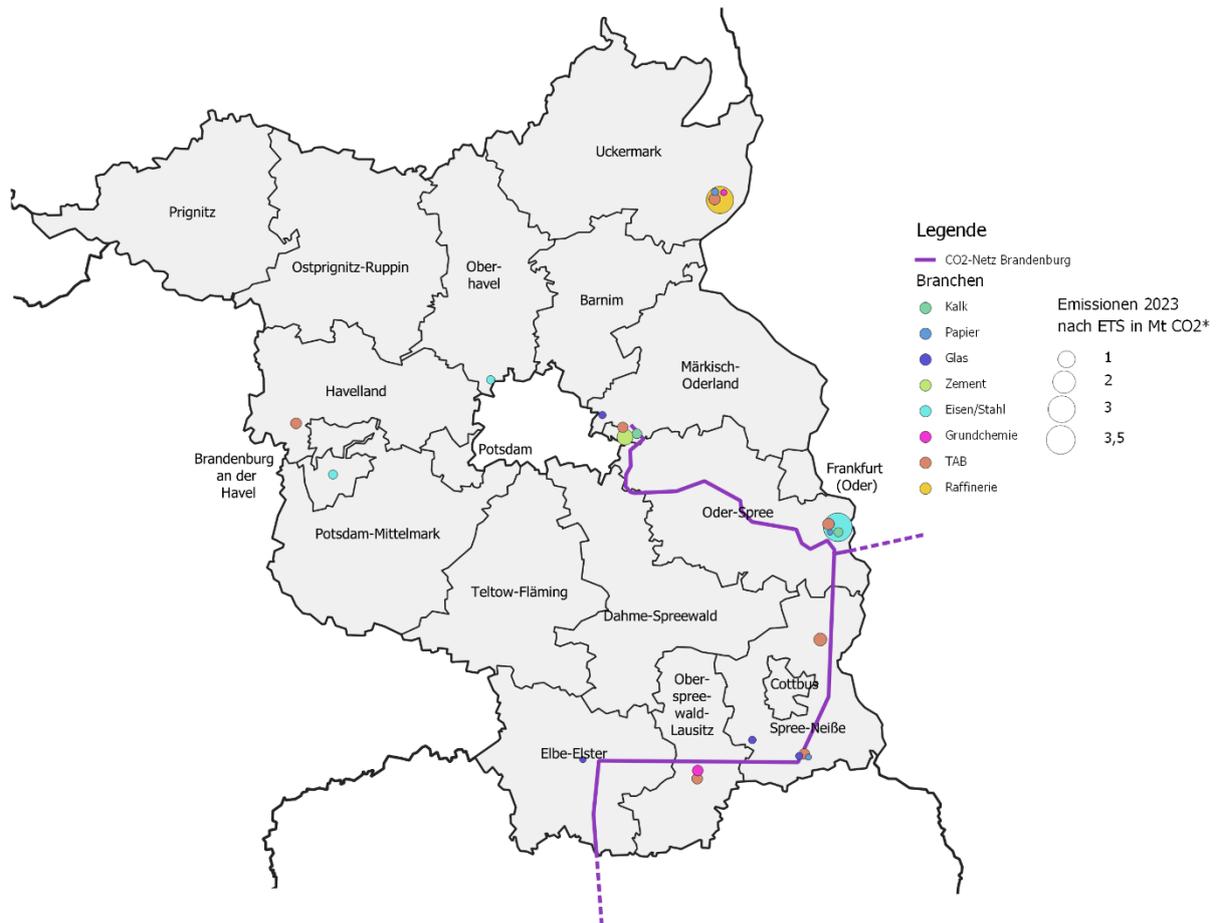
© Prognos, 2024

Auf diese Weise wird ein robustes, zukunftsfähiges CO₂-Transportsystem für Brandenburg modelliert, das sowohl den aktuellen als auch den zukünftigen Anforderungen gerecht wird, und die nationale wie internationale Klimapolitik unterstützt.

5.4 Ergebnisse CO₂-Infrastruktur in Brandenburg

Im **ersten Szenario** besteht der Anschluss der CO₂-Infrastruktur nach Sachsen im Elbe-Elster-Kreis. Diese Anbindung erfolgt parallel zu bestehenden Wasserstoffleitungen und lässt sich ähnlich in den Netzen von OGE und VDZ finden. Ein wesentlicher Bestandteil dieses Szenarios ist der Anschluss an das Spree-Neiße-Cluster durch eine Leitung, die von dort in Richtung Osten verläuft. Es ist bemerkenswert, dass dies der einzige Abschnitt ist, in dem die CO₂-Leitung nicht parallel zur Wasserstoffinfrastruktur verläuft. Diese Entscheidung ermöglicht eine effiziente Anbindung, da es ansonsten erforderlich gewesen wäre, einen Umweg über ein Gebiet zu nehmen, in dem keine Standorte für einen Anschluss zur Verfügung gestanden hätten. Im weiteren Verlauf wird das Cluster Eisenhüttenstadt im Norden in die Infrastruktur integriert. Die nahe Grenzlage zu Polen eröffnet außerdem Potenziale für einen grenzüberschreitenden Übergabepunkt (GÜP), was positive Auswirkungen auf zukünftige internationale Projekte haben könnte. Abschließend verläuft die CO₂-Pipeline nach Nordwesten und schließt sich das Cluster Rüdersdorf an die Trasse an. Insgesamt ergibt sich aus diesem Szenario eine Netzlänge von etwa 210 km, die sieben ausgewählte Standorte miteinander verbindet.

Abbildung 26: CO₂-Netz im Szenario 1 und betrachtete Standorte

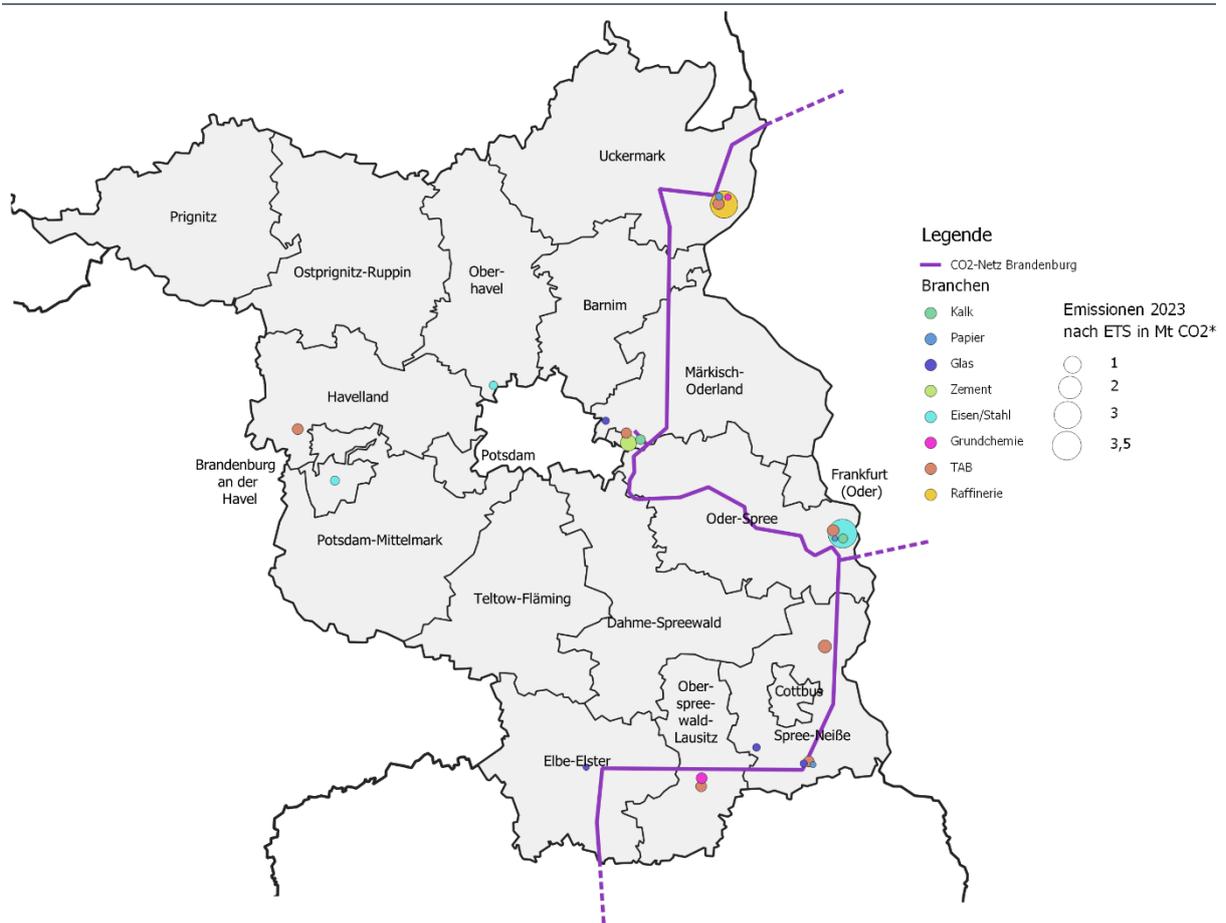


Quelle: Eigene Abbildung auf Grundlage von (Geo-Basis-DE/BGK, 2024) und (DEHSt, 2024)

© Prognos, 2024

Im **zweiten Szenario** wird die bestehende CO₂-Infrastruktur durch die Anbindung zusätzlicher Standorte und Branchen erweitert. Dies erfolgt vornehmlich in den Clustern, die bereits im ersten Szenario integriert wurden. Hierbei können zusätzliche Standorte berücksichtigt werden, um die Effizienz der Infrastruktur weiter zu steigern. Ein wichtiger neuer Bestandteil dieses Szenarios ist die Anbindung des Clusters Schwedt. Um dies zu erreichen, wird eine Trasse von Rüdersdorf in nördlicher Richtung gelegt, die eine direkte Verbindung zu diesem Cluster ermöglicht. Die Einbeziehung von Schwedt ist strategisch von Bedeutung, da es sich um einen industriellen Standort mit hohem Potenzial für CO₂-Anwendungen handelt. Zudem bietet die Nähe von Schwedt eine interessante Möglichkeit, ein potenzielles polnisches Netz anzuschließen. Diese grenzüberschreitende Anbindung könnte die regionale Infrastruktur erheblich stärken und neue Kooperationsmöglichkeiten im Hinblick auf den internationalen Austausch von CO₂ schaffen. Mit einer Netzlänge von ca. 315 km können nun vier Cluster, ein anderes Bundesland und zwei GÜP angeschlossen werden.

Abbildung 27: CO₂-Netz im Szenario 2 und betrachtete Standorte



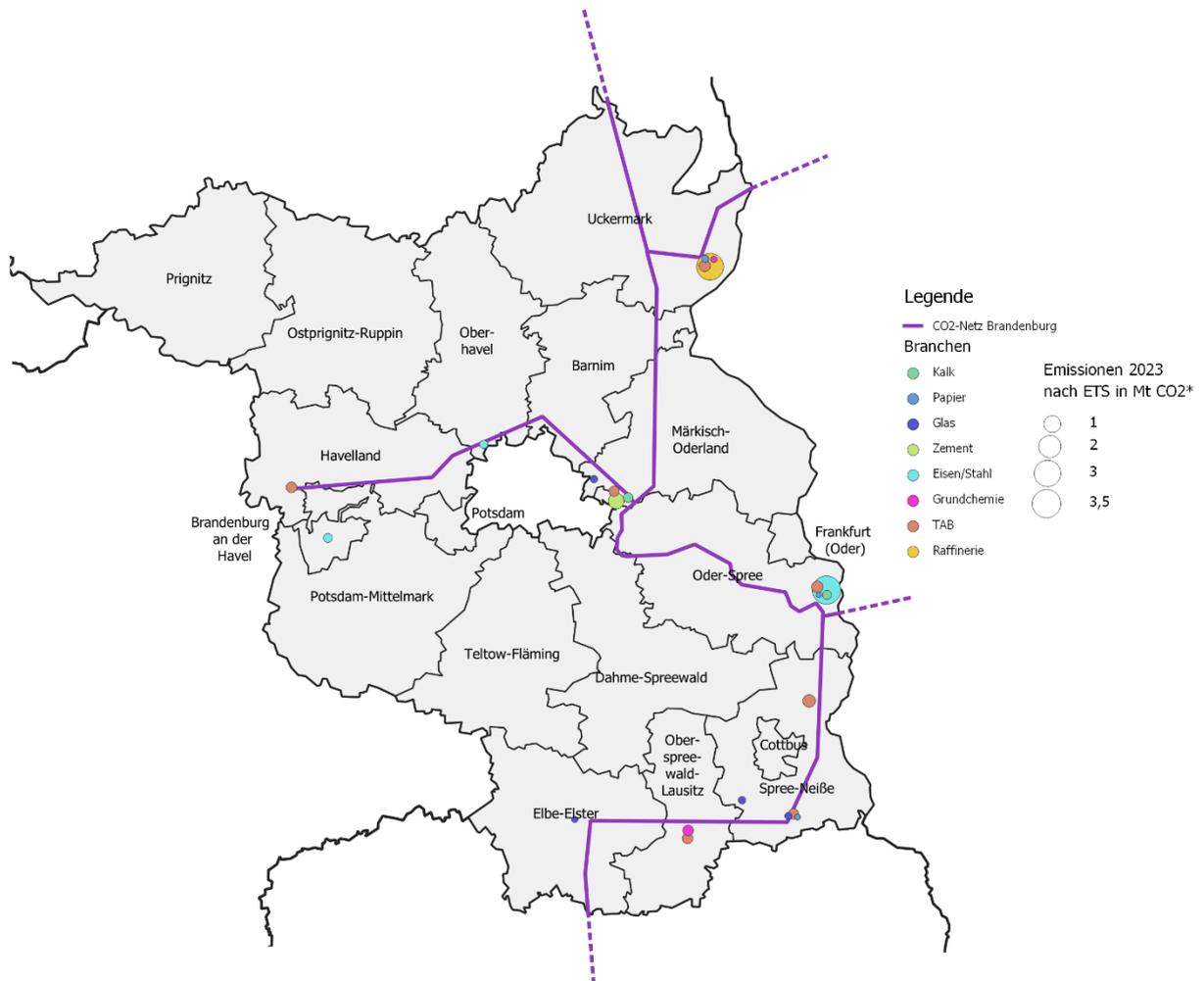
Quelle: Eigene Abbildung auf Grundlage von (Geo-Basis-DE/BGK, 2024) und (DEHSt, 2024)

© Prognos, 2024

In einer **Alternative** wird ein CO₂-Netz entwickelt, das alle Standorte mit nicht-vermeidbaren Emissionen (Zement, Kalk, TAB) in Brandenburg berücksichtigt und zusätzliche Verbindungen herstellt. In dieser Alternative ist ein zentrales Element dieser Planung der Anschluss nach Norden über Mecklenburg-Vorpommern in Richtung Rostock. Diese Anbindung ermöglicht nicht nur den Zugang zu einem potenziellen Exitpunkt für die CO₂-Speicherung in der Nordsee über den Hafen Rostock, sondern auch die Integration in ein umfassenderes Netz von CO₂-Transportmöglichkeiten einschließlich des Exitpunkts über den Hafen Rostock an der Ostsee. Zusätzlich werden die Standorte Havelland und Brandenburg an der Havel in das Netzwerk integriert. Ein wichtiger Aspekt des Planungsprozesses ist dabei, die Trassenführung so zu gestalten, dass sie nicht durch Berlin verläuft. Es wird vermutet, dass der Transport durch die Großstadt mit hohen Kosten verbunden wäre, aufgrund der urbanen Infrastruktur, der Dichte des Verkehrs und der potenziellen Umweltschutzaufgaben. Angesichts der Tatsache, dass im Norden von Berlin keine Wasserstoffinfrastruktur geplant ist, orientiert sich die Trassenführung an der bestehenden Erdgasinfrastruktur. Dies ermöglicht eine pragmatische Herangehensweise, da bereits bestehende Leitungen und Infrastrukturen genutzt werden können, die die Implementierung effizienter gestalten. Daher verläuft die modellierte Trasse im Norden um Berlin herum und setzt dann in Richtung Westen ins Havelland fort. Mit ca. 450 km handelt es sich um das längste beschriebene Netz, wobei ein

Großteil der zusätzlichen Netzlänge dazu benötigt wird, die abgelegenen Standorte im Westen von Brandenburg (Premnitz) anzuschließen.

Abbildung 28: CO₂-Netz Alternative und betrachtete Standorte



Quelle: Eigene Abbildung auf Grundlage von (Geo-Basis-DE/BGK, 2024) und (DEHSt, 2024)

© Prognos, 2024

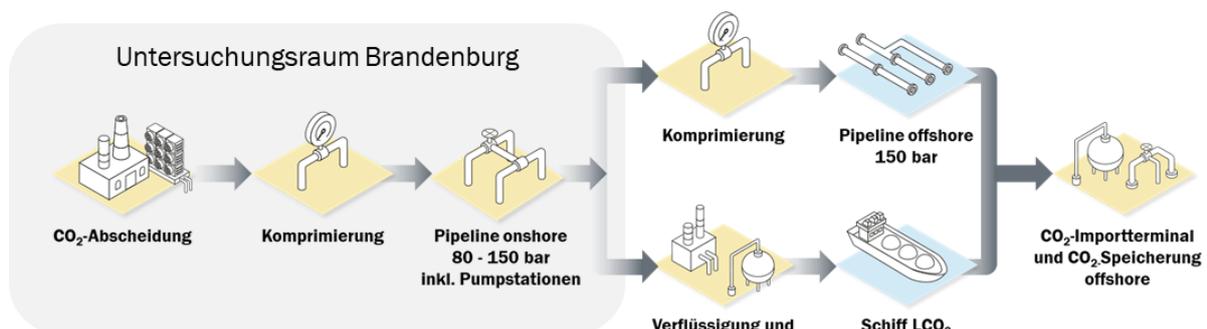
6 Investitionen und CCU/S-Wertschöpfungsketten

Für den Aufbau einer neuen CCU/S-Infrastruktur werden Investitionen im Mrd. Euro Bereich notwendig sein. Die folgenden zwei Kapitel zeigen zum einen den Investitionsbedarf für den Aufbau einer CO₂-Infrastruktur (Abscheidung und Netz) für Brandenburg auf und zum anderen wird die CCU/S-Wertschöpfungskette analysiert. Anhand der laufenden CCS-Projekte in Deutschland wird gezeigt, an welchen Stellen der Wertschöpfungskette die unterschiedlichen Unternehmen beteiligt sind.

6.1 Investitionen für CO₂-Abscheidung und -Transport in Brandenburg

Die Industrieunternehmen werden in neue Abscheidungstechnologien investieren müssen, die aktuell in einem dreistelligen Millionenbetrag liegen. Für den Transport muss das abgeschiedene CO₂ gereinigt, komprimiert und je nach Transportmodus noch verflüssigt werden. Für den Transport per Pipeline wird das CO₂ auf bis zu 150 bar in einen dichten Zustand komprimiert und dann in Richtung der Exit-Points weitertransportiert. Das können Standorte der Raffinerien oder der Grundstoffchemie sein, die das CO₂ z. B. über die Methanolsynthese nutzen (CCU). Oder das CO₂ wird in Richtung der neuen Speicher in der Nordsee transportiert, wo es permanent gespeichert werden soll (CCS). Dafür wird das CO₂ an einem CCUS-Terminal an der Küste entweder komprimiert und in eine offshore Pipeline gespeist oder es wird verflüssigt und zwischengespeichert, um es danach per Schiff in Richtung der Speicherstätten zu transportieren. In den CO₂-Speichern offshore kann das CO₂ in salinaren Aquiferen oder erschöpften Erdgaslagerstätten permanent gespeichert werden. Die gesamte CCS-Prozesskette ist in Abbildung 29 abgebildet.

Abbildung 29: CCS-Prozesskette im Untersuchungsraum Brandenburg



Quelle: Eigene Abbildung

© Prognos, 2024

In der vorliegenden Analyse für die Berechnung der Investitionen wird der Teil der Prozesskette betrachtet, der sich davon in Brandenburg befindet. Dies sind zum einen die Abscheidung an den CO₂-Punktquellen inkl. der Komprimierung und der CO₂-Transport per Onshore-Pipeline innerhalb Brandenburgs. Der Untersuchungsraum hört somit an den Landesgrenzen Brandenburgs auf. Außerhalb des Untersuchungsraums wird angenommen, dass das abgeschiedene CO₂ in ein deutschlandweites CO₂-Netz gespeist und zu den Exit-Points transportiert wird. Dafür werden, wie in Kapitel 5 beschrieben, die „Grenz“-übergangspunkte (GÜPs) in Richtung Sachsen und in Variante 1 Mecklenburg-Vorpommern angeschlossen.

Für die Berechnung der Investitionen werden die Ergebnisse aus der Modellierung der CO₂-Mengen (Kapitel 3) herangezogen. Im Szenario 1 wird bis zum Jahr 2045 eine Abscheidekapazität von 2,5 Mio. t CO₂/a errichtet werden. Im Szenario 2 sind es hingegen 6,9 Mio. t CO₂/a Abscheidekapazität. Für das CO₂-Netz in Brandenburg werden im Szenario 1 im Zielzustand 2045 212 km Leitungslängen und mind. 1 Pumpstation, im Szenario 2 sind es 314 km und mind. 2 Pumpstationen notwendig (siehe Tabelle 8).

Tabelle 8: Modellierungsergebnisse bis zum Jahr 2045 in Brandenburg

CCS-Prozessschritt	Technologie	Einheit	Ergebnisse Szenario 1	Ergebnisse Szenario 2
CO₂-Abscheidungs-kapazität	Post Combustion und Oxyfuel	Mt CO ₂ /a	2,5	6,9
	CO ₂ -Netzlänge	km	212	314
CO₂-Pipeline	Pumpstationen	Anzahl	1	2

Quelle: Eigene Darstellung

© Prognos, 2024

Hinweis: Die CO₂-Speicherung würde in einer kompletten CCS-Prozesskette noch fehlen. Aber es wurde angenommen, dass die CO₂-Speicherung außerhalb des Untersuchungsraums stattfinden wird, und somit fallen die Investitionen nicht in Brandenburg an.

Bei der CO₂-Abscheidung wird unterschieden nach Abscheideverfahren (siehe Kapitel 3.1). Für die einzelnen Industriebranchen und den TAB-Anlagen kommen entweder Post Combustion- (PC) oder Oxyfuel-Verfahren (OF) in Frage. Dabei wurde die folgende Aufteilung der Verfahren pro Branche angenommen:

- Zement: 100 % PC
- Kalk: 50 % PC, 50 % OF
- Eisen & Stahl: 50 % PC, 50 % OF
- Glas: 100 % PC
- Papier: 75 % PC, 25 % OF
- Grundstoffchemie: 50 % PC, 50 % OF
- Raffinerie: 100 % PC
- TAB: 100 % PC

Für den CO₂-Transport wurde ein kompletter Neubau angenommen, in dem das CO₂ in einem dichten Zustand transportiert wird. Für die Pumpstationen wurde angesetzt, dass in einem Abstand von 200 km eine Pumpstation errichtet wird. Darüber hinaus wurden für einzelnen Prozessschritte die folgenden CapEx angenommen. Tabelle 9 zeigt dabei pro Schritt die CapEx-Entwicklung bis zum Jahr 2045.

Tabelle 9: Annahmen für die Berechnung der Investitionen

CCS-Prozessschritt	Technologie	Annahme	Einheit	CapEx		
				2030	2040	2045
CO₂-Abscheidung	Post Combustion	Abscheidekapazität 1 Mt CO ₂ /a	Mio. Euro	380	336	328
	Oxyfuel	Abscheidekapazität 1 Mt CO ₂ /a	Mio. Euro	300	290	282
CO₂-Pipeline	CO ₂ -Netz	DN 700, DP 80	EUR/m	3.599*	3.538	3.508
	Pumpstationen	15 MW, pro 200 km	Mio. EUR/MW	4.413	4.338	4.301

Quelle: Eigene Darstellung

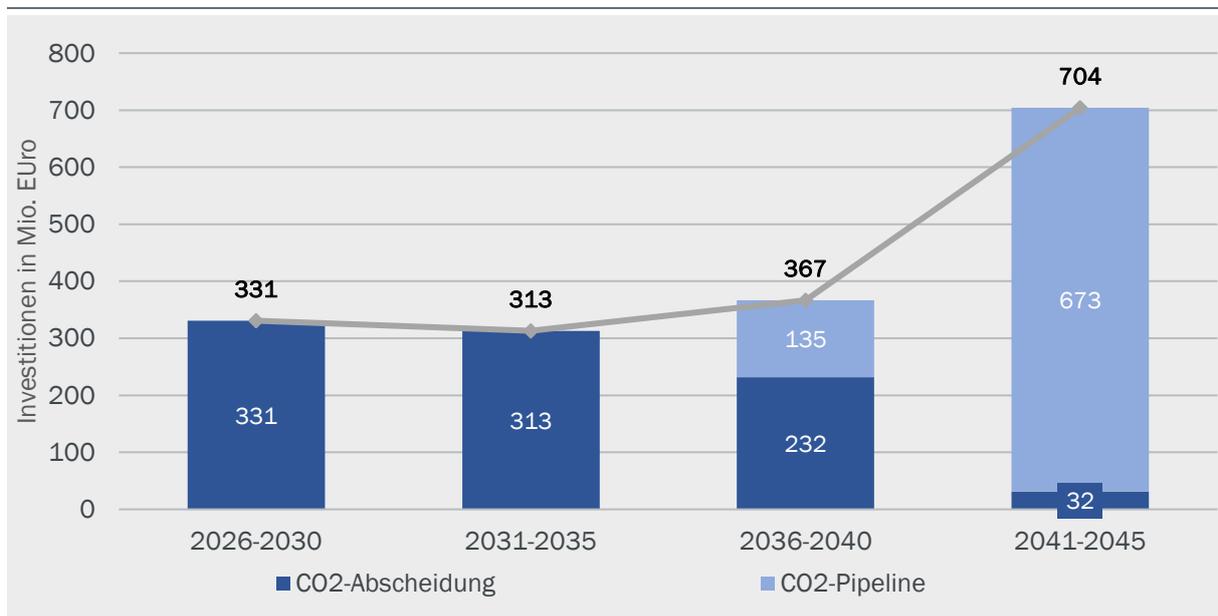
© Prognos, 2024

*Für den CAPEX der CO₂-Leitung wurde der CAPEX einer Erdgas-Pipeline 1.830 EUR/m für 2020 herangezogen. Dieser wurde aufgrund der Annahme, dass die Leitungen komplett neugebaut werden und das CO₂ in einem dichten Zustand transportiert wird, mit dem Faktor 2 erhöht. Bis zum Jahr 2050 wurde eine Kostenreduktion von 5 % angesetzt.

Mit den Ergebnissen aus der Modellierung (Tabelle 8) und den angenommenen CapEx-Entwicklungen (Tabelle 9) werden die Investitionen für den Hochlauf der CO₂-Abscheidung und des CO₂-Netzes für die beiden Szenarien berechnet.

Im Szenario 1 werden sieben Standorte mit einer CO₂-Abscheidungsanlage ausgestattet, in denen im Jahr 2045 2,3 Mio. t CO₂ abgeschieden werden. Die ersten Abscheidungsanlagen gehen im Szenario 1 im Jahr 2030 in den Betrieb. Der weitere Hochlauf findet in den 30er Jahren statt. Dafür werden rund 310–370 Mio. Euro Investitionen in fünf Jahreszeiträumen aufgebracht. Mit Beginn der 40er Jahre wird der Bau der CO₂-Pipeline vorangetrieben. Insgesamt sind im Szenario 1 für den Bau der Abscheidungsanlagen und für die Verlegung der Pipeline rund 1,7 Mrd. Euro kumulierte Investitionen notwendig.

Abbildung 30: Szenario 1: Investitionen in 5-Jahreszeiträumen bis 2045

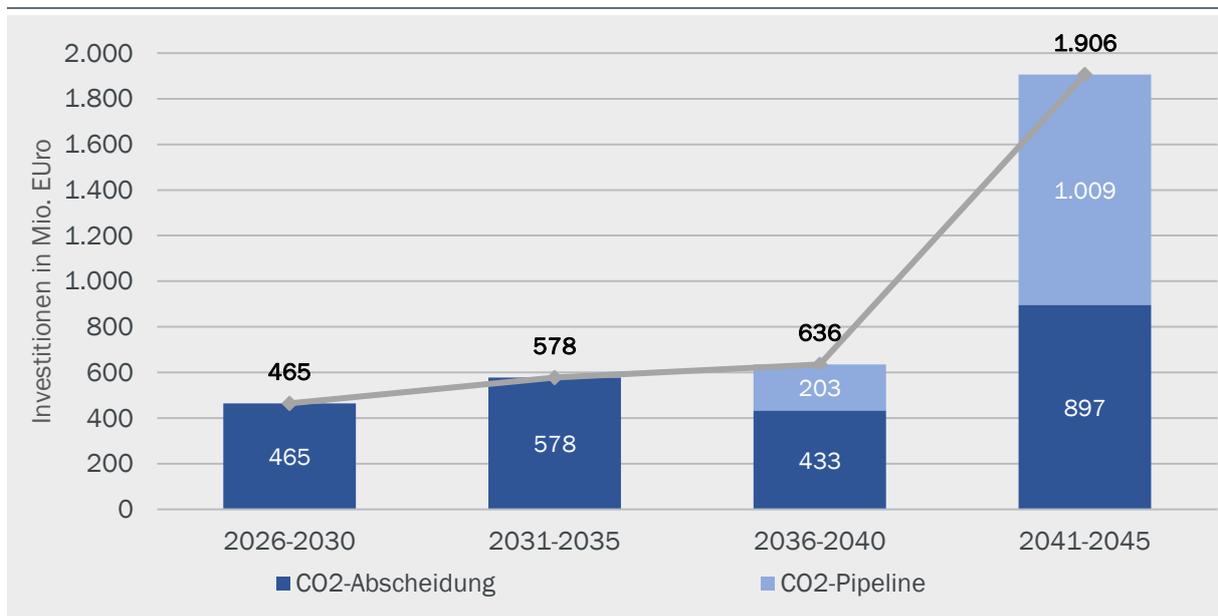


Quelle: Eigene Abbildung

© Prognos, 2024

Im Szenario 2 werden 17 Standorte mit einer CO₂-Abscheidungsanlage ausgestattet, in denen im Jahr 2045 6,2 Mio. t CO₂ abgeschieden werden. Die ersten Abscheidungsanlagen gehen auch hier im Szenario 2 im Jahr 2030 in den Betrieb. Der weitere Hochlauf findet in den 30er Jahren statt. Dafür werden rund 470–640 Mio. Euro Investitionen in 5 Jahreszeiträumen aufgebracht. Im Szenario 2 werden auch noch in den 40er Jahren neue Standorte mit Abscheidungsanlagen ausgestattet. Mit Beginn der 40er Jahre wird auch hier mit dem Bau der CO₂-Pipeline begonnen. Insgesamt sind im Szenario 2 für den Bau der Abscheidungsanlagen und für die Verlegung der Pipeline rund 3,6 Mrd. Euro kumulierte Investitionen notwendig.

Abbildung 31: Szenario 2: Investitionen in 5-Jahreszeiträumen bis 2045

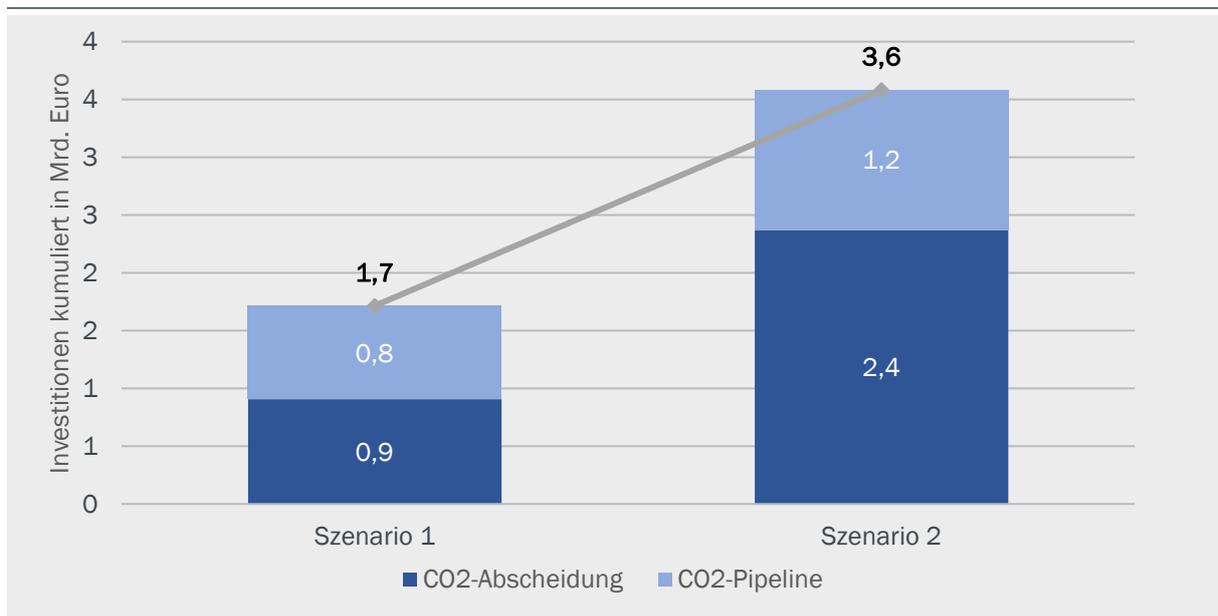


Quelle: Eigene Abbildung

© Prognos, 2024

Im Vergleich zum Szenario 1 sind im Szenario 2 doppelt so viele Investitionen notwendig. Es werden bei rund 3x so viel abgeschiedenen CO₂-Mengen nur 1,5x mehr CO₂-Leitungen benötigt. Würde man alle Standorte mit schwer vermeidbaren Emissionen anschließen und die Anbindung Richtung Rostock berücksichtigen (Alternative), dann werden kumulierte Investitionen für das CO₂-Netz (450 km) von rund 1,7 Mrd. Euro benötigt, rund 500 Mio. Euro mehr als im Szenario 2 (315 km).

Abbildung 32: Vergleich der kumulierten Investitionen bis 2045 für die Szenarien 1 und 2



Quelle: Eigene Abbildung

© Prognos, 2024

6.2 Identifikation neuer CCU/S-Wertschöpfungsketten

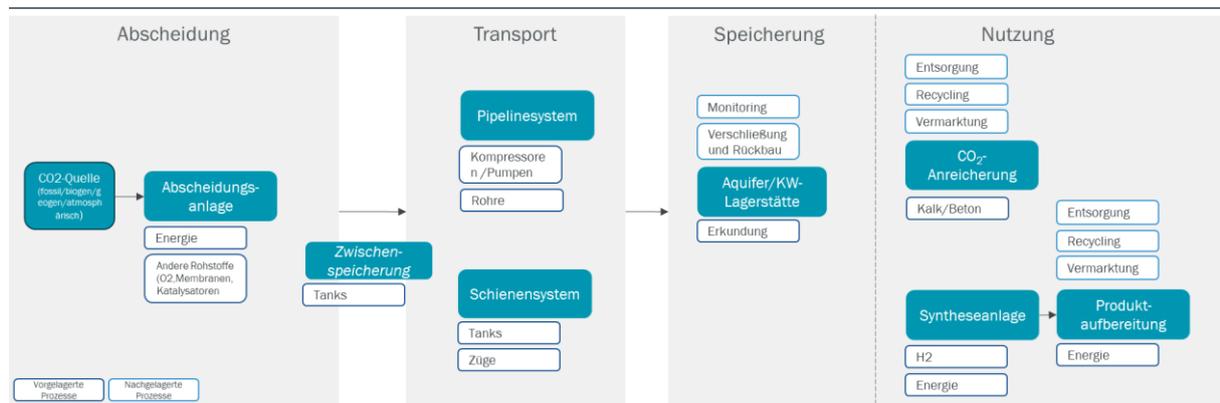
Der Aufbau einer CCU/S-Wertschöpfungskette bietet viele Chancen und Bereiche, die sich neu entwickeln oder sich erweitern. Grundsätzlich umfasst die technische Seite die Abscheidung von CO₂ aus Punktquellen oder der Atmosphäre, der anschließende Transport und die Speicherung oder Nutzung des Gases. Dies kann in verschiedene Entwicklungsschritte unterteilt werden:

- Forschung und Entwicklung
- Herstellung der Anlagentechnik
- Planung und Auslegung
- Errichtung und Bau
- Betrieb und Monitoring

Außerdem können auch vorgelagerte Prozesse, wie die Bereitstellung von Energie oder anderen Rohstoffen und Materialien, und nachgelagerte Prozesse, wie die Nutzung von Produkten und die Entsorgung und das Recycling oder der Rückbau von Anlagen, mit einbezogen werden.

Damit kann die Wertschöpfungskette mit relevanten vor- und nachgelagerten Prozessen wie folgt dargestellt werden:

Abbildung 33: Technische CCUS-Wertschöpfungskette

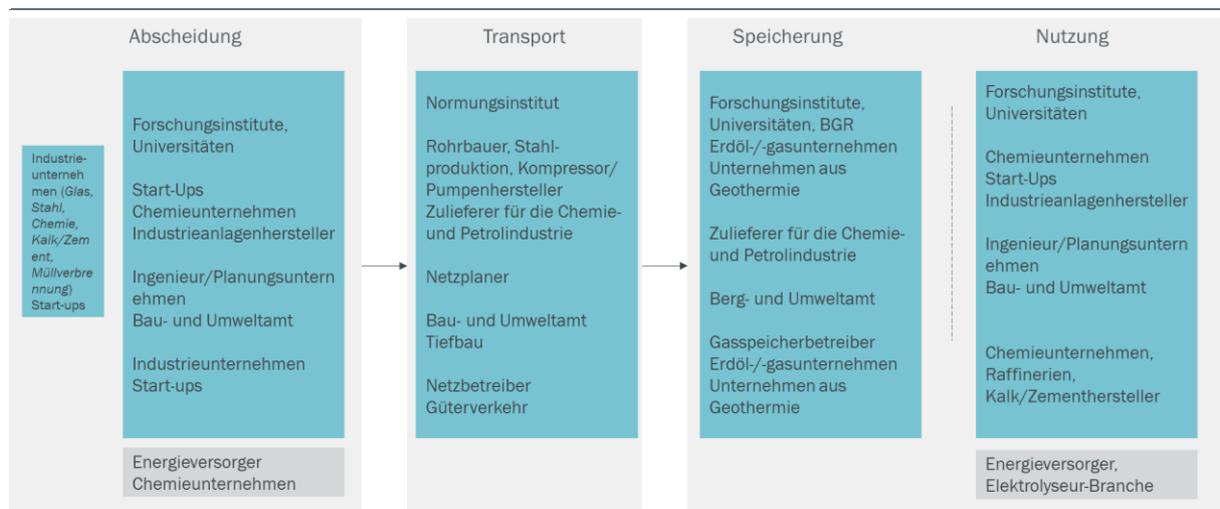


Quelle: Eigene Abbildung

© Prognos, 2024

Für die Umsetzung dieser Kette kommen unterschiedliche Unternehmen in Frage, die in folgender Darstellung aufgezeigt sind.

Abbildung 34: Technische CCUS-Wertschöpfungskette



Quelle: Eigene Abbildung

© Prognos, 2024

Im ersten Prozessschritt der Abscheidung werden zunächst Unternehmen benötigt, die das CO₂ bereitstellen, sofern nicht atmosphärisches und damit frei verfügbares CO₂ verwendet wird. Dies können vor allem Industrieunternehmen sein.

Für die Abscheidung wird die Anlagentechnik benötigt. Da sich viele Abscheideverfahren noch in der Entwicklung befinden, sind hier vor allem Forschungseinrichtungen oder Universitäten sowie Start-ups relevant. Auch verschiedene Unternehmen der chemischen Industrie verfügen bereits über Abscheidungstechnologien. Für die Planung und Auslegung der Abscheideanlagen sind entweder die Hersteller selbst oder Ingenieurdienstleister sowie Zulieferer von Komponenten gefragt. Für die Genehmigungsverfahren sind auch Behörden relevant. Der Betrieb der Abscheideanlagen

kann von Industrieunternehmen oder DAC-Start-ups übernommen werden. Da die Abscheidung sehr energieintensiv ist, müssen auch Energieversorger berücksichtigt werden.

Für den Aufbau eines Pipeline-Transportsystems werden Netzplaner und -betreiber eine zentrale Rolle spielen. Darüber hinaus werden Unternehmen benötigt, die spezielle Rohre sowie geeignete Kompressoren und Pumpen herstellen. Für eine günstige Auslastung können Pufferspeicher relevant werden. Alternativ zum Pipelinetransport kann das CO₂ auch per Bahn über das bestehende Schienennetz transportiert werden. Um dies zu planen und umzusetzen, können Unternehmen des Schienengüterverkehrs aktiv werden.

Für die Endlagerung von Klimagasen in Speicherstätten sind derzeit geologische Untersuchungen des Untergrundes erforderlich, um geeignete Speicherstätten zu identifizieren und anschließend zu erkunden. Dies wird vor allem von Forschungsinstituten oder im Rahmen der Exploration von Unternehmen der Erdöl- und Erdgasförderung durchgeführt. Aber auch Unternehmen aus dem Bereich der Geothermie können geeignet sein. Für den Betrieb der Speicher kommen z. B. Betreiber von Gasspeichern in Frage.

Auch für die Nutzung von CO₂ müssen Verfahren entwickelt werden. Daran arbeiten bereits Forschungsinstitute, Universitäten, Start-ups und Industrieunternehmen aus der Chemie- und Zementbranche. Für die Herstellung der Synthesanlagen sind Start-ups und Chemieunternehmen relevant. Für die Planung und Auslegung der Trennanlagen sind ebenfalls entweder die Hersteller selbst oder Ingenieurdienstleister sowie Zulieferer von Komponenten gefragt. Neben der Produktion kann die Wertschöpfung auch in der Nutzung der produzierten Materialien oder im anschließenden Recycling liegen. Darüber hinaus ist insbesondere die Energieversorgung, vor allem mit Strom und Wasserstoff, von Bedeutung.

Da das Carbon Management noch kein etablierter Wirtschaftszweig ist, bietet der Aufbau über die technische Seite hinaus weitere Wertschöpfungsmöglichkeiten. Diese beziehen sich insbesondere auf die Entwicklung einer technischen Wertschöpfungskette. Dabei können für die Bearbeitung dieser Bereiche verschiedene Institutionen und Unternehmen betrachtet werden. Diese sind nachfolgend dargestellt.

Abbildung 35: Nicht-technische CCU/S-Wertschöpfungskette



Quelle: Eigene Abbildung

© Prognos, 2024

In Deutschland baut sich bereits eine Wertschöpfungskette im Bereich CCU/S auf. Es sind aktuell 15 Projekte im industriellen Maßstab bekannt, die eine Abscheidung von CO₂ vorsehen. Davon streben fünf Projekte eine Speicherung im Ausland und acht Projekte die Nutzung von CO₂ an. Zwei dieser Projekte sind Pilotanlagen, die bereits in Betrieb sind, während ein weiteres sich in Bau befindet. Zusätzlich sind fünf Projekte in der Infrastrukturplanung aktiv. Eine Liste mit den CCU/S-Projekten in Deutschland befindet sich im Anhang in Anlage B. Dabei ist zu erwähnen, dass die Projektplanungen sich in unterschiedlichen Stadien befinden und die Informationslage sehr divers ist. Besonders auffällig ist außerdem, dass acht Projekte im Bereich Zement und Kalk sind.

Da sich das Carbon-Management in der Aufbauphase befindet, bieten sich aktuell Entwicklungsmöglichkeiten im Aufbau des CO₂-Marktes und in der Technologieentwicklung. Mittelfristig wird es einen Bedarf geben, die Anlagen zu planen und letztendlich auch zu errichten. Dabei werden auch insbesondere Behörden für die Genehmigungen ausreichend Kapazitäten brauchen. Im Laufe dieser Marktentwicklung wird es eine Betrachtung dieser benötigen, sodass Rahmenbedingungen angepasst werden können.

7 Förderung für CCU/S-Technologien

Im folgenden Kapitel soll ein Überblick über die verschiedenen existierenden Regelungen bzw. Programme auf europäischer und nationaler Ebene gegeben werden, die darauf abzielen bzw. geeignet sind, einen Markt- bzw. Technologiehochlauf für CCU/S-Technologien anzureizen. Im Mittelpunkt stehen wirtschaftsförderpolitische Maßnahmen, derer es auch hinsichtlich der Errichtung einer Netzinfrastruktur bedarf, obgleich diesbezüglich die Amortisierung von Investitionen über private Gebühren erfolgen soll. Zumindest noch liegen die Kosten für Abscheidung, Transport und Speicherung nämlich regelmäßig deutlich über den vermiedenen Kosten der Zertifikate, weshalb CCS gegenwärtig weit überwiegend nicht wirtschaftlich ist. Es ist davon auszugehen, dass sich das perspektivisch ändern wird. Mittel- bis langfristig ist schon vor dem Hintergrund des Technologiehochlaufs eine Kostendegression zu erwarten, daneben auch eine Verknappung bzw. Verteuerung der CO₂-Zertifikate. Bis zum Erreichen der Schwelle der Wirtschaftlichkeit bedarf es allerdings eines nennenswerten Förderrahmens. Im Folgenden werden die verschiedenen Instrumente bzw. Förderprogramme in ihrer Funktionsweise erklärt und hinsichtlich ihrer Bedeutung für den Aufbau einer CCU/S-Wertschöpfungskette am Standort Brandenburg eingeordnet und bewertet. Damit soll ein erster fundierter Überblick über eine Reihe typischerweise wesentlicher Aspekte von Förderprogrammen gegeben werden, der ggf. auch betroffenen Unternehmen dazu dienen kann, sich auf dieser Basis vertiefter mit der Möglichkeit zum Einsatz von CCU/S-Technologien zu beschäftigen. Diese Darstellung kann selbstverständlich keine sorgfältige Einzelfallprüfung ersetzen, ob ein spezifisches Projekt unter Berücksichtigung aller relevanter Umstände im konkreten Einzelfall förderwürdig ist.

7.1 Unionsrecht

7.1.1 Zertifikatehandel

Der EU-EHS setzt wie bereits erläutert Anreize zum Technologieeinsatz,¹³⁵ vor allem für CCS – jedenfalls für den Fall, dass der CO₂-Preis über den Kosten liegt, aber auch vor diesem Punkt zumindest anteilig –, weil dauerhaft geologisch gespeichertes CO₂ im EU-EHS angerechnet werden kann. Die jüngste Reform des EU-EHS setzt CCU dem Grunde nach gleich und lässt die Pflicht zur Abgabe von Zertifikaten entfallen, wenn das CO₂ im Produkt dauerhaft chemisch gebunden wird.

7.1.2 Förderprogramme für grenzüberschreitende CO₂-Infrastrukturen

Die Kommission betont in der ICMS die Rolle eines effektiven Förder- bzw. Anreizsystems, insbesondere in der Aufbauphase, in der noch kein hinreichend effektiver Marktrahmen existiert. Hierzu möchte sie auf bereits existierenden europäischen Förderprogrammen aufbauen und einen Fokus auf die grenzüberschreitende Netzplanung und -integration legen.¹³⁶ Das könnte für das Land Brandenburg hinsichtlich einer Kooperation mit dem Nachbarn Polen interessant werden. Zu den bereits bestehenden EU-Programmen, die CCUS fördern, gehören beispielsweise:

- Innovationsfonds: Förderung der Skalierung und Einführung von Projekten zur Dekarbonisierung industrieller Prozesse, Förderung von CCUS-Projekten bislang mit 3,3 Mrd. €;
- Fazilität „Connecting Europe“ (CEF): Förderung grenzüberschreitender Projekte von gemeinsamem Interesse, Investition von ca. 680 Mio. € bislang in CCUS-Projekte;
- Horizont Europa: Förderung von Forschung, Machbarkeitsstudien („Proof of concept“) und Pilotprojekten; Unterstützung von CCUS-Projekten bis 2023 mit mehr als 540 Mio. €.

EU-Innovationsfonds

Der Innovationsfonds der EU (European Innovation Fund – EIF) ist ein Förderprogramm zur Demonstration innovativer kohlenstoffarmer Technologien, um die gesamtwirtschaftlichen Verpflichtungen der EU im Rahmen der Klimapolitik mit den Schwerpunkten Energie und Industrie zu erfüllen. Seine Rechtsgrundlage findet sich in der EH-RL und er finanziert sich über den Zertifikatehandel. Die Gesamtfinanzierung hängt daher vom CO₂-Preis ab; in der Handelsperiode von 2020–2030 kann sie sich auf rund 40 Mrd. € belaufen.

Ziel ist es, herausragende Innovationen im Bereich CO₂-armer bzw. -freier Techniken, Verfahren und Technologien zu fördern, die auf eine breite Einführung in der gesamten Union ausgerichtet sind, über erhebliches Potenzial zur Verringerung der Treibhausgasemissionen verfügen und zu Energie- und Ressourceneinsparungen gemäß den Klima- und Energiezielen der Union für 2030 beitragen („Leuchtturmprojekte“). CCU- und CCS-Technologien werden dazugezählt (Art. 10a Abs. 1 UAbs. 1, 6 RL 2023/959), aber zurzeit sind keine diesbezüglichen Ausschreibungen offen. Förderfähige Projekte stammen aus nicht oder schwer dekarbonisierbaren Branchen und sollen geographisch ausgewogen unterstützt werden. Der EIF zielt auf eine Skalierung und Markteinführung. Daher gehören Projektreife, Replizierbarkeit und Kosteneffizienz zu den Vergabekriterien. Hier liegt der Unterschied zum Programm Horizont Europa, das CCUS-Technologien im Hinblick auf Forschung und Entwicklung (vor allem Proof of Concept und Pilotprojekte) fördert.

¹³⁵ Vgl. Teil. 2.2

¹³⁶ Europäische Kommission, Communication Industrial Carbon Management, 2024, S. 19.

Die Zuschüsse werden im Rahmen von Aufforderungen zur Einreichung von Vorschlägen und von Ausschreibungsverfahren (Auktionen) vergeben. Das geschieht regelmäßig über die gesamte Laufzeit des Innovationsfonds (2020–2030). Adressiert werden Großprojekte (Investitionsausgaben über 100 Mio. €), mittlere Projekte (20–100 Mio. €) sowie kleinere Projekte (2,5–20 Mio. €). Bis zu 60 % (reguläre Finanzhilfen) und bis zu 100 % (im Fall von Ausschreibungen) der Kosten werden gefördert, die in der Regel aus den Kapital- und Betriebskosten abzüglich der Einnahmen in den ersten zehn Jahren berechnet werden. Sie werden flexibel auf Grundlage des Projektfinanzierungsbedarfs und der Etappenziele ausgezahlt.

IPCEI- und PCI-/PMI-Programme

Gemäß Art. 107 Abs. 3 lit. b) AEUV können mitgliedstaatliche Beihilfen zur Förderung eines wichtigen Vorhabens von gemeinsamem europäischem Interesse (Important Project of Common European Interest – IPCEI) als mit dem Binnenmarkt vereinbar angesehen werden. Die Kommission hat Kriterien für die Prüfung der Vereinbarkeit von IPCEI mit dem Binnenmarkt¹³⁷ festgelegt, wozu auch CO₂-Infrastrukturprojekte fallen. Da es sich um eine wettbewerbsrechtliche Ausnahme vom Grundsatz des staatlichen Beihilfeverbots handelt, sind die Anforderungen hoch angelegt. Projekte müssen transparent, inklusiv und umweltfreundlich sein, einen wichtigen Beitrag zu den Zielen der EU leisten, wichtige Marktversagen überwinden, in der Regel mind. vier Mitgliedstaaten einbeziehen und konkrete positive Spillover-Effekte erzielen.

IPCEI werden nicht aus EU-Mitteln, sondern den nationalen Haushalten finanziert. Die Mitgliedstaaten legen den Umfang und die Steuerung des Projekts sowie die teilnehmenden Unternehmen fest. Einen zentral verwalteten EU-IPCEI-Fonds gibt es nicht. Der Beitrag der EU besteht darin, dass sie die Beihilfe eines Mitgliedstaats ausnahmsweise genehmigt sowie die Plattform JEF-IPCEI (Gemeinsames Europäisches Forum für IPCEI) unterhält, auf den Mitgliedstaaten ihre Ideen austauschen können.

Davon sind Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest – PCI) und von beiderseitigem Interesse (Projects of Mutual Interest – PMI) im Rahmen der Verordnung über transeuropäische Energienetze¹³⁸ zu unterscheiden. PCI sind Energieinfrastrukturprojekte, die EU-Länder untereinander verbinden, und PMI solche, die EU-Länder mit Ländern außerhalb der EU verbinden, um jeweils die energie- und klimapolitischen Ziele der EU zu erreichen.

Um PCI zu werden, muss das Projekt

- Für mindestens einen der in der TEN-E genannten elf vorrangigen Energieinfrastrukturkorridore und drei Themenbereiche (u.a. CO₂-Netze) erforderlich sein;
- Erhebliche Auswirkungen auf die Energiemärkte und die Marktintegration in mindestens zwei EU-Ländern haben;
- Den Wettbewerb auf den Energiemärkten fördern;
- Durch Diversifizierung der Energiequellen zur Energieversorgungssicherheit beitragen;
- Durch Integration erneuerbarer Energien zu den EU-Klima- und Energiezielen beitragen;

Hinsichtlich seines potenziellen Gesamtnutzens seine Kosten überwiegen.

¹³⁷ ABI. C 528 v. 30.12.2021.

¹³⁸ Verordnung (EU) 2022/869 v. 30.5.2022, im Folgenden TEN-E.

Die jüngste Aufforderung zur Einreichung von Bewerbungen wurde am 18. September 2024 veröffentlicht, die hinsichtlich CO₂-Projekten bis zum 18. Dezember 2024 läuft.¹³⁹ Förderfähige Projekte werden in die Unionsliste der PCI/PMI aufgenommen. Das bewirkt folgende Vorteile:

- beschleunigte Planung und Genehmigungserteilung, insbesondere
 - Zuständigkeit einer einzigen nationalen Behörde für die Erlangung einer Genehmigung innerhalb von 3,5 Jahren;
 - Gestraffte Umweltprüfungsverfahren;
 - Zuweisung höchster nationaler Priorität;
- Verbesserte Regulierungsbedingungen, v. a. grenzüberschreitende Kostenaufteilung;
- Aufnahme auf eine PCI-PMI-Transparenzplattform für Energie;
- Möglichkeit, Mittel aus der Fazilität „Connecting Europe“ (CEF) zu beantragen.

7.1.3 Zertifizierung

Die EU steht kurz vor der Verabschiedung eines freiwilligen Rahmens für die Zertifizierung hochwertiger CO₂-Entnahmen.¹⁴⁰ Nach einer vorläufigen Einigung im Februar 2024¹⁴¹ müssen Parlament und der Rat den Entwurf noch förmlich annehmen. Anschließend wird die Verordnung im Amtsblatt der EU veröffentlicht und tritt in Kraft. Ziel der Kommission ist es, Anreize für einen Technologieeinsatz zu setzen und neue Geschäftsfelder zu eröffnen.

Mit Blick auf den Verordnungsinhalt ist jedoch anzuerkennen, dass „lediglich“ Negativemissionen, also atmosphärische oder biogene CO₂-Entnahmetechnologien (DACCS, BECCS) und eine klimaefiziente Landwirtschaft (LULUCF), adressiert werden – CCUS-Technologien nicht. Allerdings ist der erste Schritt im Rahmen des ICMS zur Anerkennung von Zertifizierungssystemen gegangen. Es ist nicht unwahrscheinlich, dass eine Fortentwicklung dessen debattiert werden wird. Der Kommission ist bewusst, dass CCUS vom Entwurf nicht abgedeckt werden, obwohl sie anerkennt, dass diese dazu beitragen, CO₂-Emissionen zu recyceln oder zu speichern.¹⁴²

7.2 Nationale Förderprogramme

Der Emissionshandel stellt eine Voraussetzung für die Wirtschaftlichkeit dar. Gleichwohl geht die BReg nicht davon aus, dass allein durch den CO₂-Preis CCUS kurz- bis mittelfristig im Vergleich zur herkömmlichen, emissionsintensiven Produktion die höheren Kosten einer klimaneutralen Produktionsweise in allen Produktionsbereichen am Markt ausgeglichen werden können.¹⁴³ Daneben kennt das KSpTG keine staatliche Absicherung für Errichtung und Betrieb einer CO₂-Infrastruktur, wie sie beispielsweise mit dem intertemporalen Kostenallokationsmechanismus für das H₂-Kernnetz vorgesehen ist (vgl. §§ 28r, s EnWG). Auf Bundesebene sollte darüber nachgedacht werden, ob eine vergleichbare Einführung nicht eine zielführende Anreizsetzung für Investoren wäre. Bis dahin werden Förderprogramme besonders erforderlich sein.

¹³⁹ Die konkreten Voraussetzungen für CO₂-Transport- und -Speicherprojekte sind abrufbar unter: https://ec.europa.eu/eusurvey/runner/PCI_PMI_CO2networks_application_2024.

¹⁴⁰ COM (2022) 672 final.

¹⁴¹ Pressemitteilung der Kommission v. 20.2.2024, abrufbar unter: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/IP_24_885.

¹⁴² Europäische Kommission, FAQ v. 30.11.2022, abrufbar unter: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/qanda_22_7159.

¹⁴³ Vgl. CMS, S. 48 ff.

7.2.1 Bundesförderung Industrie und Klimaschutz (BIK)

Die Bundesförderung Industrie und Klimaschutz¹⁴⁴ ist ein Programm zur Dekarbonisierung der Industrie inklusive anwendungsorientierter Forschung und Entwicklung und für Projekte zu CCUS im industriellen Maßstab für nicht oder schwer vermeidbare Emissionen. Ziel ist es, 40 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalente bis 2045 einzusparen. BIK ist das bisher maßgebliche CCUS-Förderinstrument. Modul 2 zielt umfangreich auf die Förderung von „Vorhaben zur Anwendung und Umsetzung von CCU und CCS inklusive anwendungsorientierter Forschung und Entwicklung“.

Projektträger von Modul 2 ist der Projektträger Jülich (PtJ). Fördervoraussetzung ist, dass das Projekt im Einklang mit mindestens einer Zielsetzung bzw. Handlungsempfehlung der CMS steht und die rechtlichen Voraussetzungen für die Umsetzung der jeweiligen CCS/CCU-Prozesskette vorliegen. Das wichtigste Förderkriterium ist die Fördermitteleffizienz, d.h. das Verhältnis der bis 2035 eingesparten Tonnen CO₂ zu der im Vorhaben veranschlagten Fördersumme. Bewilligungsbehörde ist das BMWK im Rahmen verfügbarer Haushaltsmittel und der AGVO¹⁴⁵.

Teilmodul 1 fördert Investitionsvorhaben mit bis zu 25 Mio. € für Infrastruktur und Speicher und bis max. 30 Mio. € für andere Investitionsvorhaben mit einer Förderintensität von bis zu 30 % der förderfähigen Kosten. Das sind in der Regel die Investitionsmehrkosten, die anhand eines Vergleichs der Kosten der Investition mit denen des kontrafaktischen Szenarios, d.h. einem Szenario ohne die Förderung, ermittelt werden.

Teilmodul 2, bei dem ein Aufschlag für KMU möglich ist, fördert Innovationsvorhaben mit einer Förderintensität von bis zu 25 % für experimentelle Entwicklung und bis zu 50 % für industrielle Forschung sowie Durchführbarkeitsstudien. Förderfähig sind die Kosten gemäß Art. 25 Abs. 3 AGVO bzw. die der Studie:

- Industrielle Forschung: Förderung bis zu 35 Mio. €;
- Experimentelle Forschung: Förderung bis zu 25 Mio. €;
- Durchführbarkeitsstudien: Förderung bis zu 8,25 Mio. €.
- Bei gemischten Vorhaben wird das Vorhaben der Kategorie zugeordnet, deren Kosten mehr als die Hälfte der Gesamtvorhabenkosten ausmachen.

Die Förderung auf Kosten- oder Ausgabenbasis wird als nicht rückzahlbarer Zuschuss im Rahmen einer Anteilfinanzierung (Zuwendung), begrenzt auf einen Höchstbetrag gewährt. Neben der Eigenbeteiligung erfolgt noch eine Kofinanzierung durch die Bundesländer ab 15 Mio. € Fördervolumen in Investitionsvorhaben. Der Bund trägt max. 70 % der beantragten Förderung und nur unter der Bedingung, dass die 30 %-Landeskofinanzierung erfolgt.

Antragsberechtigt sind einzelne Unternehmen sowie Konsortien, die Anlagen in Deutschland mit iSd CMS schwer vermeidbaren Emissionen planen oder betreiben, wie der energieintensiven Grundstoffindustrie, der Stahl- und Gießereibranche, der Glas-, Keramik-, Papier- oder Zementindustrie. Sie müssen ein zweistufiges Antragsverfahren bestehend aus Skizze und förmlichen Antrag durchlaufen. In der ersten Stufe wird eine aussagekräftige Skizze über ein elektronisches Antragsystem beim der PtJ eingereicht, um die Fördervoraussetzungen nachzuweisen. Bei positiver Beurteilung erfolgt die formale Antragsphase, in der elektronisch und schriftlich förmliche Anträge

¹⁴⁴ Alle Informationen zum maßgeblichen Modul 2 sind abrufbar unter: <https://www.klimaschutz-industrie.de/foerderung/bundesfoerderung-industrie-und-klimaschutz-modul-2/>, im Folgenden BIK.

¹⁴⁵ Verordnung (EU) Nr. 651/2014 v. 17.6.2014 (Allgemeinen Gruppenfreistellungsverordnung).

mit einem Finanzierungsplan gestellt werden. Im ersten Förderaufruf ist die Skizze bis zum 30. November 2024 einzureichen.

7.2.2 Klimaschutzverträge

Die zweite Säule der Förderung auf nationaler Ebene sind Klimaschutzverträge (KSV) nach dem Konzept von CO₂-Differenzverträgen. Dabei handelt es sich um eine Anstoßfinanzierung für transformative Technologien zur Dekarbonisierung der Industrie. Die Verträge sind privatwirtschaftlichen Hedging-Verträgen nachempfunden und haben eine Laufzeit von 15 Jahren. Die Förderung erfolgt zugunsten von Unternehmen der Grundstoffindustrie mit einer großen CO₂-Emission mit dem Ziel, sie gegen unkalkulierbare Preisrisiken (etwa für CO₂) abzusichern und ihnen die Mehrkosten (Investitions- wie auch Betriebskosten) für die Umstellung auf eine klimafreundliche Produktion auszugleichen. Sektoren oder Anlagen mit schwer vermeidbaren Emissionen können dabei gegenüber solchen mit nicht vermeidbaren Emissionen nachrangig gefördert werden. Den Unternehmen wird eine variable Förderung gezahlt, deren Höhe sich nach den jeweiligen Mehrkosten der klimafreundlichen Anlage im Vergleich zur konventionellen Anlage bemisst. Sobald sich die Investition für das geförderte Unternehmen rentiert, also die klimafreundliche Produktion günstiger wird als die konventionelle, zahlt es im Gegenzug Geld an den Staat und erhält ein Kündigungsrecht zum Ablauf von drei Jahren.¹⁴⁶

Grundlage der Förderung ist ein fester Vertragspreis pro vermiedener Tonne CO₂, der im Rahmen eines Auktionsverfahrens ermittelt wird. Unternehmen müssen bieten, wie viel Förderung sie brauchen, um mit ihrer transformativen Technologie eine Tonne CO₂ zu vermeiden, also im Wettbewerb besonders günstig kalkulieren. Durch die Auktionierung entfallen sonst übliche Dokumentations- und Nachprüfpflichten sowie der Vorbehalt einer beihilferechtlichen Genehmigung. Mit dem Zuschlag erhält der Bieter eine verbindliche Förderzusage.

Das erste Gebotsverfahren ist Mitte März 2024 gestartet. Sein Fördervolumen belief sich auf 4 Milliarden €. Die Förderung von CCUS-Technologien wurde damals ausgeschlossen. Das zweite Gebotsverfahren steht aktuell unter Haushaltsvorbehalt und bedarf noch der beihilferechtlichen Genehmigung. Es soll aber Ende 2024 starten. Es ist vorgesehen, dass Anlagen mit ansonsten nicht vermeidbaren Prozessemissionen, in denen die Treibhausgas-Minderungen maßgeblich durch CCUS erzielt werden, als förderfähig eingestuft werden können. Teilnahmevoraussetzung ist die Beteiligung im vorbereitenden Verfahren. Wer in dem Rahmen keine Informationen zum geplanten Vorhaben übermittelt hat, kann am Gebotsverfahren nicht teilnehmen. Das vorbereitende Verfahren lief vom 29. Juli bis zum 30. September 2024. Für 2025 sind zwei weitere Gebotsrunden angekündigt – die dritte soll erneut CCUS berücksichtigen. Insgesamt sollen KSV-Projekte in zweistelliger Milliardenhöhe fördern. Welche Änderungen es bei weiteren Gebotsverfahren, deren konkrete Anzahl noch nicht bekannt ist, geben wird, bleibt abzuwarten.

7.2.3 KfW-Programme

Es ist zu berücksichtigen, dass die Fördermaßnahmen auf nationaler Ebene überwiegend erst anlaufen – die CMS ist nicht einmal verabschiedet – und eine Förderung in mehreren Schritten geplant ist. Eine Ausweitung der Fördermaßnahmen ist demnach erwartbar.

¹⁴⁶ <https://www.klimaschutzvertraege.info/>.

In dem Sinne werden bspw. Kredit-Programme angekündigt.¹⁴⁷ Die BReg hat die Klimaschutzoffensive für Unternehmen im Blick, mit der die KfW Finanzierungen von klimafreundlichen Wirtschaftsaktivitäten fördert und die Produktion strategischer Transformationstechnologien unterstützt. Die BReg möchte ab 2024 die Fortentwicklung dieser Programme vorantreiben. Dadurch könnten Maßnahmen zur Abscheidung von CO₂ im Rahmen der Herstellung von energieintensiven Produkten wie z.B. Zement förderfähig werden, sowie der Neubau von CO₂-Pipelines und die Nachrüstung von Gasnetzen zum Transport von CO₂ als auch die unterirdische dauerhafte Speicherung.

Weiterhin bietet der Konsortialkredit Nachhaltige Transformation mittelständischen und großen Unternehmen sowie Projektgesellschaften eine Finanzierung für ambitionierte, nachhaltige und transformative Maßnahmen, die sich an die technischen Kriterien der EU-Taxonomie anlehnen. Es soll 2024–2025 geprüft werden, inwiefern dieses KfW-Vorhaben zu Garantien für Transformationsindustrien für die CCUS-Technologieentwicklung genutzt werden könnte.¹⁴⁸

Überdies prüft die BReg bis 2025 die Notwendigkeit einer staatlichen Absicherung des CO₂-Infrastrukturaufbaus bspw. mittels KfW-Instrumenten.¹⁴⁹ Ein Absicherungsmechanismus könnte dazu beitragen, Investoren in der Hochlaufphase zu helfen, Investitionssicherheit zu vermitteln, First Mover nicht abzuschrecken und langfristige Potentiale von Skaleneffekten zu heben.

7.3 Zusammenfassung

BIK richtet sich eher an kleine und mittelständische Industrieunternehmen, die CO₂-Differenzverträge an große Unternehmen, deren Anlagen sehr viel CO₂ emittieren und die über die für die Auktionen benötigte hohe Fachexpertise verfügen. BIK zielt auf die erste Phase eines Projekt- bzw. Markthochlaufs. Anwendungsorientierte Forschung und Entwicklung ist nur darüber förderfähig. KSV erfordern, dass bereits rechtliche und infrastrukturelle Voraussetzungen gegeben sind. Anlagen sind bei Zertifizierung der langfristigen Speicherung/Produktbindung, Anerkennung als THG-Emissionsminderung im Rahmen des EU-EHS sowie bei Anschluss an die notwendige Transport- und Speicherinfrastruktur förderfähig.¹⁵⁰ Wenn eine Förderfähigkeit besteht, ist diese langfristig (15 Jahre) und variabel angelegt und sichert besser gegen Preisrisiken und potentielle Mehrkosten ab als die einmalige und auf einen Höchstbetrag begrenzte Zuwendung im BIK. Bei diesem Förderprogramm muss der Antragsteller jedoch nicht an den Staat einen Betrag (zurück)zahlen, anders als bei den KSV hinsichtlich der Differenz zwischen Zielpreis und Gewinn, sobald sich die Investition amortisiert.

Gemein ist BIK und den KSV, dass sie schwer oder nicht dekarbonisierbare Industriebranchen im Blick haben mit dem Ziel, CO₂-Emissionen zu reduzieren. Damit werden allein emittierende Anlagenbetreiber adressiert. Vergleichbare nationale Förderprogramme für Betreiber von Leitungen oder Speicher – unverzichtbare Bestandteile der Wertschöpfungskette – bestehen Stand heute nicht.

¹⁴⁷ CMS, Maßnahme 35, S. 51.

¹⁴⁸ CMS, Maßnahme 4, S. 22.

¹⁴⁹ CMS, Maßnahme 14, S. 33.

¹⁵⁰ Richtlinie zur Förderung von klimaneutralen Produktionsverfahren in der Industrie durch Klimaschutzverträge, 11.3.2024, Rn. 4.14, S. 13.

8 Handlungsempfehlungen

Der Rechtsrahmen für CCS/CCU-Technologien nimmt zunehmend Gestalt an. Die BReg finalisiert gegenwärtig ihre Carbon Management Strategie, die Kommission hat ihre Industrial Carbon Management Strategy (ICMS) verabschiedet und der Bundestag berät die Reform des KSpTG. Damit bieten sich aktuell aus Sicht der Landespolitik vergleichsweise große Handlungsräume, um die eigenen politischen Zielvorstellungen und Interessen in die Entscheidungsprozesse einzubringen. Insbesondere wenn der europäische und nationale Rechts- und Regulierungsrahmen einmal verabschiedet ist, dürfte dies erheblich schwieriger sein.

(1) Empfehlung: Das Land Brandenburg sollte den gegenwärtigen Zeitpunkt und seine Dynamik nutzen und sich über seine Landesvertretungen und den Bundesrat aktiv an den Reformprozessen beteiligen. Wenn diese erst einmal abgeschlossen sind, wird es nicht mehr gleichwertig möglich sein, seine Interessen einzubringen.

International wie national werden CCS/CCU-Technologien als erforderliche Instrumentarien zur Erreichung der Klimaziele im Bereich schwer oder nicht dekarbonisierbarer Emissionen betrachtet, so der als Weltklimarat bekannte Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)¹⁵¹, die Kommission¹⁵², die BReg¹⁵³ und der Bundesrat¹⁵⁴. Das Land Brandenburg stellt selbst fest, dass „gemäß aktuellen Entwicklungen absehbar (ist), dass das Thema zukünftig unumgänglich ist, um bis 2045 Klimaneutralität zu erreichen“ und deshalb „Ansätze zum nachhaltigen Umgang mit Kohlenstoff (Carbon Management) entwickelt werden“¹⁵⁵ müssen. Angesichts dessen sind die strategischen Zielvorgaben im Land Brandenburg aktuell eher wenig ambitioniert ausgeprägt und sollten politisch neu bewertet werden. Wenn das Land seine heutigen Wirtschaftsstandorte, die vielfach emissionsintensiven Industrien zuzuordnen sind, erhalten und seine Klimaschutzziele zugleich erreichen möchte, wird es in jedem Fall Dekarbonisierungspfade für schwer oder nicht vermeidbare Emissionen präsentieren müssen.

(2) Empfehlung: Folgerichtig wäre es, als Land ein ganzheitliches Konzept für eine eigene Carbon Management-Strategie zu entwickeln. Dies beinhaltet auch die Untersuchung der Potenziale von Negativemissionen in Brandenburg, da auch technische negative Emissionen (z. B. BECCS bei Biomassekraftwerken bzw. bei der Biogasaufbereitung und DACCS) Einfluss auf die CO₂-Infrastruktur haben. So kann selbstbestimmt, aktiv und transparent der erfolgreiche Hochlauf einer CO₂-Wertschöpfungskette in Brandenburg koordiniert und effizient gestaltet werden. Gestaltende Landespolitik sollte Freiräume evaluieren und die spezifischen Bedürfnisse und Interessen des Landes entsprechend zu nutzen wissen. Damit werden Weichen für die Zukunft gestellt sowie Planungs- und Investitionssicherheit vermittelt. Mögliche Handlungsfelder einer Landes-CMS könnten sein:

- Stakeholderdialog:

¹⁵¹ IPCC, Working Group III contribution to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Climate Change 2022, Mitigation of Climate Change.

¹⁵² Vgl. ICMS; NZIA.

¹⁵³ Vgl. BT-Drs. 20/5145, S. 123; BT-Drs. 20/11900, S. 25; CMS der BReg, S. 3 ff., 5 ff.

¹⁵⁴ Vgl. BT-Drs. 20/12717, S. 5.

¹⁵⁵ Klimaplan Brandenburg, S. 38.

- Koordinierung und Kooperation bei der Transportinfrastrukturerrichtung gemeinsam mit dem Bund, den anliegenden Bundesländern, dem Nachbarn Polen und Antragstellern;
- Unterstützung bei der Planung und Erprobung eines CO₂-Netzes;
- Unterstützung und Dialogbereitschaft für betroffene Unternehmen;
- Führung eines gesellschaftlichen Diskurses; Beteiligung der Öffentlichkeit und von Stakeholdern;
- Schaffung von Transparenz und Akzeptanz;
- Beschleunigte Durchführung von Genehmigungsverfahren;
- Behörden vorbereiten, ausstatten und schulen;
- Prüfung einer Onshore-Speicherung von CO₂;
- Prüfung von Einflussnahmemöglichkeiten auf den unionalen und nationalen Rechtsrahmen;
- Forschung und Erprobung vorantreiben;
- Möglichkeiten der Landesförderung ausschöpfen; Landesförderprogramme prüfen.

Mit der Umsetzung sollte zeitnah begonnen werden. Angesichts der Klimaschutzziele und der wirtschaftlichen Bedürfnisse emissionsintensiver Unternehmen als Folge der Preisentwicklung im Emissionshandel (beispielsweise in der Zement-, Stahl- und Kalkbranche) besteht ein erheblicher Handlungsdruck.

Umsetzungsanregung: Das Land Brandenburg kann seine Strategievorhaben hinsichtlich eines Carbon Managements entweder in bestehende Strategieplanungen integrieren (1) oder vorzugsweise gebündelt in einem gesonderten Papier strukturieren (2).

1. Integration in bestehende Strategieerklärungen

Das Land Brandenburg könnte

- bestehende Strategien um die Ziele eines Kohlenstoffmanagements und
- den Maßnahmenkatalog um die erforderlichen Meilensteine zur Etablierung von CCS/CCU-Technologien in Brandenburg ergänzen. Im Einzelnen:

In der **Energiestrategie 2040** sind CCS/CCU insgesamt betrachtet von eher geringfügiger Relevanz, obgleich sie im Maßnahmenkatalog aufgegriffen werden. Die Energiestrategie versteht sich als laufend **fortzuschreibenden Prozess**. In dem Rahmen kann geprüft werden, ob Carbon Management-Technologien im Zusammenhang mit den Klimaschutzziele des Landes Brandenburg nicht als prädestinierter Bestandteil von Strategieplanungen in einem Bundesland mit im Bundesvergleich überdurchschnittlichem Energieverbrauch zu betrachten sind und die Energiestrategie auch in ihrer Schwerpunktsetzung **dementsprechend auszubauen** ist. Die Energiestrategie verspricht, verschiedene Systeme zu koppeln und einen technologieoffenen sowie ganzheitlichen Lösungsansatz zu wählen. Damit liegen geeignete Anknüpfungspunkte für eine strategische Priorisierung von CCS/CCU vor.

Der **Klimaplan Brandenburg** beinhaltet auf CCU/S abgestimmte Maßnahmen. Sie bilden jedoch nur erste, nicht ausreichende Schritte auf dem Weg der Etablierung der Technologien ab (beispielsweise Prüfvorhaben oder offene Diskussionen). Darauf können **ambitionierte Maßnahmen aufgesetzt** werden, die tatsächlich einen Markthochlauf erreichen können. Daneben bringt der Klimaplan die Zwischen- und Sektorenziele noch nicht in Einklang mit dem Netto-Null-Ziel für das Jahr 2045 gemäß §3 Abs.2 S.1 KSG, da er selbst von verbleibenden positiven, auch nicht kompensierten Restemissionen in Brandenburg ausgeht in Höhe von 0,8 Mio. t. CO₂. Hier bietet sich ein Anknüpfungspunkt für den strategischen Einsatz von

Abscheidungs-, aber auch Entnahmetechnologien. Der Klimaplan geht von Restemissionen von 0,8 Mio. t. CO₂ für den Sektor Industrie und von weiteren 0,1 Mio. t. CO₂ für den Sektor Abfall aus. Das sind Sektoren, die die CMS als die maßgeblichen Anwendungsbereiche für CCUS ansieht und auf die sich bestehende Förderprogramme konzentrieren. Dieses erhebliche Potential ist in den Berechnungen der verbleibenden Restemissionen Stand heute noch nicht inkludiert.

2. Eigenständige Carbon Management Strategie des Landes Brandenburg

Es erscheint vorzugswürdig, eine Carbon Management Strategie als gesondertes Strategievorhaben zu entwickeln. Damit gehen folgende Vorteile einher:

- klare, übersichtliche Strukturierung durch umfassende Darstellung;
- verbesserte Verständlichkeit und Nachvollziehbarkeit;
- Steigerung der Transparenz und damit Akzeptanz;
- vereinfachte politische Kommunikation;
- simplifiziert Herausforderungen medialer Aufbereitung;
- Zusammenhänge werden erkennbarer/Aspekte können von Dritten nur schwieriger außerhalb des Zusammenhangs dargestellt werden;
- Spiegelung von Komplexität und Relevanz der Thematik;
- Vermeidung einer Überfrachtung bisheriger Strategievorgaben;
- Abschichtung der gesamten Klimaschutzmaßnahmen im Ringen um eine politische Mehrheitsbildung;
- Orientierung am Vorbild der Carbon Management Strategie der BReg oder anderer Bundesländer wie beispielsweise NRW¹⁵⁶ möglich;
- ganzheitliches Konzept, auch unter Einbeziehung von Negativemissionen.

Damit CCU und CCS ihr volles Potenzial entfalten können, ist eine zügige Skalierung erforderlich, mit der auch eine Degression der Investitionskosten für die notwendigen Anlagen zu erwarten ist. Das wird nur erfolgen, wenn ein liquider Markt für CO₂ in Deutschland und Europa erwächst. Basis dessen ist eine geeignete Infrastruktur für den Transport von CO₂ zwischen Quellen und Nutzern bzw. Speichern. Wirtschaftlich effizient sind nur leitungsgebundene Infrastrukturen, deren Aufbau komplex und zumeist langwierig ist, selbst wenn hier ggf. jedenfalls teilweise auf umgestellte Erdgasleitungen zurückgegriffen werden kann. Gegenwärtig existieren bereits einzelne ambitionierte Planungen privater Betreiberunternehmen. Gleichzeitig fehlt es aber noch an einer koordinierten Netz(-entwicklungs-)planung, die einen übergreifenden bedarfsgerechten und effizienten Netzausbau sicherstellt. Daher sollte ein koordinierter Prozess schnellstmöglich auf nationaler und europäischer Ebene etabliert werden.

(3) Empfehlung: Die Landesregierung sollte zeitnah einen Stakeholderworkshop organisieren, auf dem alle Beteiligten einer zukünftigen CO₂-Wirtschaft zusammenkommen, und der ggf. in angemessener Weise fachlich begleitet wird. Dies betrifft Emittenten, potenzielle CO₂-Netzbetreiber, CO₂-Nutzer und Unternehmen, die negative Emissionen generieren. Der Stakeholder-Workshop kann zum Auftakt des CMS-Prozesses als begleitender und regelmäßiger Stakeholderdialog parallel zur Erstellung der Landes-Carbon Management Strategie integriert werden.

(4) Empfehlung: Die Landesregierung sollte sich in den Prozess der Definition von Clustern, die gemäß CMS-BReg spezifisch gefördert werden, einbringen. Die Definition von Berlin-Brandenburg als industriellem CO₂-Cluster dürfte die Effizienz und Geschwindigkeit der Errichtung

¹⁵⁶ CMS des Landes NRW abrufbar unter: https://www.wirtschaft.nrw/sites/default/files/documents/mwide_carbon_management_strategie_barrierefrei.pdf.

einer Wertschöpfungskette im Land deutlich erhöhen. Daneben sollte auch auf Landesebene eine möglichst rasche Anbindung dieser industriellen Cluster an nationale CO₂-Infrastrukturen forciert werden.

(5) Empfehlung: Aufbau einer Instanz, in der der Ausbau einer CO₂-Infrastruktur koordiniert wird und CO₂-Emittenten, potenzielle CO₂-Netzbetreiber und Behörden zum Austausch zusammenkommen. Hier bietet sich das Format einer Arbeitsgruppe zur Abscheidung und zum Transport an, die durch eine Koordinierungsstelle organisiert und betreut wird.

Neben der CO₂-Speicherung ist die Nutzung von CO₂ eine Option für die Grundstoffchemie den Feedstock zu defossilisieren. Das Land Brandenburg kann die Unternehmen aus der Grundstoffchemie und der Raffinerie bei der Molekülwende unterstützen.

(6) Empfehlung: Schaffung einer Arbeitsgruppe zur Rohstoff-/Molekülwende, die die Raffinerie, Chemie- und Kunststoffindustrie zusammenbringt, um frühzeitig an der alternativen Kohlenstoffbereitstellung für Produkte zu arbeiten, die langfristig gebraucht werden. Neben Maßnahmen zur Verlängerung der Produktlebensdauer, alternativen Produkten, Nutzung biogener Rohstoffe, verstärkten Importen und Recycling, das den zukünftigen Bedarf senken kann, ist CCU potenziell ebenso eine relevante Komponente.

Der Bundesgesetzgeber ermöglicht die Onshore-Speicherung in der Überzeugung, dass sie genauso sicher möglich ist wie unter dem Meeresboden. Hierzu verweist er auf die im brandenburgischen Ketzin gesammelten Erfahrungen. Mittels Opt-in überträgt er den Ländern die Verantwortung, Akzeptanz- und sozio-politische sowie regionalwirtschaftliche Fragen vor Ort eigenständig zu beantworten. Die Sicherheit der Technologien, das Voranschreiten des Klimawandels sowie die Einstellung und Einschätzung gegenüber CCS in Wissenschaft und manchen Bevölkerungsteilen haben sich seit dem letzten Diskussionsprozess weiterentwickelt. Insbesondere ist daneben aus ökonomischer Sicht die Regionalität der Speicherung ein entscheidender Standortfaktor geworden.

(7) Empfehlung: Das Land Brandenburg sollte die Bereitschaft für eine politische Diskussion mit der Option auf eine Neubewertung der Onshore-Speicherung aufzeigen. Im Vorfeld der Diskussion sollten unter Aufwendung verhältnismäßiger Mittel Diskussionsgrundlagen erarbeitet werden, um der Debatte einen sachlichen Unterbau zu vermitteln und zugleich die Gefahr auszuräumen, dass etwas debattiert wird, was theoretisch im Ergebnis in Brandenburg nicht oder nicht wirtschaftlich möglich ist. Dazu gehören beispielsweise folgende Fragestellungen:

- An welchen Standorten in Brandenburg ist eine sichere Speicherung potenziell möglich?
→ Erstellung eines Speicheratlas und Prüfung der Speicher auf CO₂-Tauglichkeit
- Wie groß sind ungefähr die Speicherkapazitäten in Brandenburg?
→ Probeuntersuchungen;
- Welches Potential für neue, grüne Arbeitsplätze und Wertschöpfung im Land besteht?
- Von welcher Kostenreduktion für Brandenburger Unternehmen ist bei einer Speicherung im Land gegenüber der Offshore oder im Ausland auszugehen?
→ Kostenvergleiche erstellen.

(8) Empfehlung: Das Land sollte sodann die Vor- und Nachteile der Opt-in Klausel ergebnisoffen abwägen und sachlich prüfen, ob es unter Berücksichtigung von Gesichtspunkten wie der Akzeptanz, Sicherheit, Klimaschutzwirkungen, Umweltauswirkungen, der Transportwege zu Speichern und den damit für die emittierende Industrie verbundenen Kosten die dauerhafte Speicherung von CO₂ auf seinem Landesgebiet oder Teilen davon ermöglicht.

Einschlägige Genehmigungsverfahren sind sachlich und zeitlich aufwändig; die Anwendung des KSpTG erfolgt ohne Erfahrungswerte. Abscheidungsanlagen, geänderte Altanlagen, Pipelines (und Speicher) müssen sowohl genehmigt als auch anhand eines sich erst etablierenden Stands der Technik überwacht werden. Der Rechtsrahmen verpflichtet die Länder zu Priorisierungen und Beschleunigungen. Gleichzeitig unterliegt der Markthochlauf einem erheblichen Zeitdruck. Andernfalls besteht das Risiko einer Deindustrialisierung im Land. Daneben ist zu berücksichtigen, dass die Etablierung von CCU/CCS nur ein Teil der für Brandenburg angestrebten industriellen Transformation ist. Sie alle werden zu einem Anstieg von Genehmigungsverfahren im Land beitragen (weiterer Ausbau von Windkraftanlagen, Umbau Kraftwerkspark, H₂-Elektrolyse, Dekarbonisierung industrieller Prozesse). Das alles wird personelle Ressourcen binden.

(9) Empfehlung: Als Folge der KSpTG-Reform ist das Risiko, dass der Markthochlauf am Rechtsrahmen scheitert, wesentlich gesunken. Nun ist das Risiko der Umsetzung und Ausführung in den Blick zu nehmen. Die für den Vollzug zuständigen Landesbehörden sollten vorbereitet und in naher Zukunft in der Lage sein, die Verfahren effektiv und effizient durchzuführen. Das lässt sich durch parallele Verfahrens- und Trassenführungen zum Hochlauf eines H₂-Marktes optimieren. Dafür muss das Land seine (Genehmigungs-)Behörden personell und finanziell ausstatten sowie die Mitarbeitenden zur angepassten Rechtslage schulen.

Vor dem Hintergrund europäischer Zielvorhaben fördert die Europäische Union insbesondere Infrastrukturvorhaben. Vor dem Hintergrund der nationalen Zielstellung einer dekarbonisierten, klimafreundlichen Industrie fördert der Bund vor allem die Errichtung und den Betrieb von Abscheidungsanlagen. Vor dem Hintergrund eigener Landesinteressen fördern erste Bundesländer weitere Projekte, wie den Wettbewerbsaufruf des Ministeriums für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen „*CCU-Modellregionen in Nordrhein-Westfalen*“¹⁵⁷. Andere Bundesländer verwenden für ihre CCUS-Förderprogramme Mittel aus dem europäischen Förderprogramm für regionale Entwicklung wie das Land Baden-Württemberg für sein Förderprogramm „*Biologisches Rohstoff- und CO₂-Recycling aus Gasgemischen und Abgas*“¹⁵⁸, was auch für andere Bundesländer eine Option sein könnte. Förderprogramme des Landes Brandenburg für einen gezielten Hochlauf von CCUS-Technologien sind bislang nicht ausgeschrieben.

(10) Empfehlung: Das Land Brandenburg sollte prüfen, ob vor dem Hintergrund landeseigener Zielsetzungen spezifische Förderprogramme für CCU/S-Technologien des Landes zweck- und verhältnismäßig sind.

Insgesamt wurden zehn Handlungsempfehlungen identifiziert, die in komprimierter Fassung in der folgenden

¹⁵⁷ Abrufbar unter: <https://www.wirtschaft.nrw/system/files/media/document/file/forderaufruf-ccu-modellregionen.pdf>, (Land Nordrhein-Westfalen, 2024).

¹⁵⁸ <https://2021-27.efre-bw.de/foerderungsbuebersicht/ccu-bio/>, (Land Baden-Württemberg, 2024).

Tabelle 10 aufgelistet werden.

Tabelle 10: Handlungsempfehlungen zu CCU/S für das Land Brandenburg

Nr.	Handlungsempfehlung
1.	Das Land Brandenburg sollte den gegenwärtigen Zeitpunkt und seine Dynamik nutzen und sich über seine Landesvertretungen und den Bundesrat aktiv an den Reformprozessen beteiligen .
2.	Die Landesregierung sollte eine (ganzheitliche) Carbon Management-Strategie inkl. (technisch) negativer Emissionen für das Land Brandenburg erarbeiten. Dies beinhaltet auch die Untersuchung der Potenziale von Negativemissionen in Brandenburg, da auch technische negative Emissionen (z. B. BECCS und DACCS) Einfluss auf die CO ₂ -Infrastruktur haben. So kann selbstbestimmt, aktiv und transparent der erfolgreiche Hochlauf einer CO ₂ -Wertschöpfungskette in Brandenburg koordiniert und effizient gestaltet werden.
3.	Die Landesregierung sollte zeitnah einen Stakeholderworkshop organisieren, auf dem alle Beteiligten einer zukünftigen CO ₂ -Wirtschaft zusammenkommen, und der ggf. in angemessener Weise fachlich begleitet wird. Dies betrifft Emittenten, potenzielle CO ₂ -Netzbetreiber, CO ₂ -Nutzer und Unternehmen, die negative Emissionen generieren. Der Stakeholderworkshop kann zum Auftakt des CMS-Prozesses als begleitender und regelmäßiger Stakeholderdialog parallel zur Erstellung der Landes-Carbon Management Strategie integriert werden.
4.	Die Landesregierung sollte sich in den Prozess der Definition von Clustern , die gemäß CMS-BReg spezifisch gefördert werden, einbringen. Die Definition von Berlin-Brandenburg als industriellen CO ₂ -Cluster dürfte die Effizienz und Geschwindigkeit der Errichtung einer Wertschöpfungskette im Land deutlich erhöhen. Daneben sollte auch auf Landesebene eine möglichst rasche Anbindung dieser industriellen Cluster an nationale CO ₂ -Infrastrukturen forciert werden.
5.	Aufbau einer Instanz, in der der Ausbau einer CO ₂ -Infrastruktur koordiniert wird und Unternehmen und Behörden zum Austausch zusammenkommen. Hier bietet sich das Format einer Arbeitsgruppe zur Abscheidung und zum Transport an, die durch eine Koordinierungsstelle organisiert wird.
6.	Schaffung einer Arbeitsgruppe zur Rohstoff-/Molekülwende , die die Raffinerie, Chemie- und Kunststoffindustrie zusammenbringt, um frühzeitig an der alternativen Kohlenstoffbereitstellung für Produkte zu arbeiten, die langfristig gebraucht werden.
7.	Das Land Brandenburg sollte die Bereitschaft für eine politische Diskussion mit der Option auf eine Neubewertung der Onshore-Speicherung aufzeigen. Im Vorfeld der Diskussion sollten unter Aufwendung verhältnismäßiger Mittel Diskussionsgrundlagen erarbeitet werden, um der Debatte einen sachlichen Unterbau zu vermitteln und zugleich die Gefahr auszuräumen, dass etwas debattiert wird, was theoretisch im Ergebnis in Brandenburg nicht oder nicht wirtschaftlich möglich ist.
8.	Prüfung der Opt-In Klausel für eine mögliche Onshore-Speicherung. Das Land sollte die Vor- und Nachteile ergebnisoffen abwägen und sachlich prüfen, ob es unter Berücksichtigung von Gesichtspunkten wie der Akzeptanz, Sicherheit, Klimaschutzwirkungen, Umweltauswirkungen, der Transportwege zu Speichern und den damit für die emittierende Industrie verbundenen Kosten die dauerhafte Speicherung von CO ₂ auf seinem Landesgebiet oder Teilen davon ermöglicht.
9.	Die für den Vollzug der KSpTG-Reform zuständigen Landesbehörden sollten vorbereitet und in naher Zukunft in der Lage sein, die Verfahren effektiv und effizient durchzuführen. Das lässt sich durch parallele Verfahrens- und Trassenführungen zum Hochlauf eines H ₂ -Marktes optimieren. Dafür muss das Land seine (Genehmigungs-)Behörden personell und finanziell ausstatten sowie die Mitarbeitenden zur angepassten Rechtslage schulen .
10.	Das Land Brandenburg sollte prüfen, ob vor dem Hintergrund landeseigener Zielsetzungen spezifische Förderprogramme für CCU/S-Technologien des Landes zweck- und verhältnismäßig sind.

Quelle: Eigene Darstellung

© Prognos und BBH, 2024

Quellenverzeichnis

Von <https://www.wirtschaft.nrw/system/files/media/document/file/forderauf-ruf-ccu-modellregionen.pdf> abgerufen

BGR. (04. 05 2010). *Wo kann CO₂ gespeichert werden*. Von https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Nutzung_tieferer_Untergrund_CO2Speicherung/Downloads/faktenblatt-wo-kann-co2-gespeichert-werden.pdf?__blob=publicationFile&v=2 abgerufen

BGR. (21. 04 2023). *CO₂-Speicherpotenziale und -kapazitäten*. 2. Dialogveranstaltung CMS.

BGR. (kein Datum). *CO₂-Speicherung: häufig gestellte Fragen*. Abgerufen am 13. 08 2024 von https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Nutzung_tieferer_Untergrund_CO2Speicherung/CO2Speicherung/FAQ/faq_node.html

BMWK. (kein Datum). Von https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/240226-eckpunkte-cms.pdf?__blob=publicationFile&v=12 abgerufen

BMWK. (02. 12 2022). Von https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energiedaten/evaluierungsbericht-bundesregierung-kspg.pdf?__blob=publicationFile&v=1 abgerufen

BMWK. (Februar 2024). *Eckpunktepapier: Langfriststrategie Negativemissionen zum Umgang mit unvermeidbaren Restemissionen*. Von https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/240226-eckpunkte-negativemissionen.pdf?__blob=publicationFile&v=8 abgerufen

BMWK; Prognos. (2021). *Roadmap Energieeffizienz 2045*. Von <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/Energieeffizienz/roadmap-energieeffizienz-2045.html> abgerufen

Böhm. (kein Datum). *BlmSchG, § 4 Rn. 32*. In Führ, *GK-BlmSchG*.

C4C. (2023). *Abschlussbericht 2023: Wie die Transformation der Chemie gelingen kann*. VCI; VDI. Von <https://www.vci.de/vci/downloads-vci/publikation/broschueren-und-faltblaetter/final-c4c-broschure-langfassung-es.pdf> abgerufen

CATF. (2023). *Unlocking Europe's CO₂ Storage Potential*. elementenergy.

CEMEX. (2023). *Concrete Chemicals*. Von <https://www.concrete-chemicals.eu/> abgerufen

Clean Air Task Force. (08 2023). *CCS Map Europe*. (Clean Air Task Force) Von <https://www.catf.us/ccsmapeurope/> abgerufen

- Clean Air Task Force. (18. 01 2024). *Tracking CO2 storage capacity in Europe*. Abgerufen am 21. 02 2024 von https://cdn.catf.us/wp-content/uploads/2024/01/18105138/CATF_TrackingCO2ProjectEurope_Brief.pdf
- CO2GeoNet. (2021). *State-of-play on CO 2 geological storage in 32 European countries – an update*. doi:10.25928/co2geonet_eu32-o21u
- CO2ketzin. (2024). *Startseite*. Von <https://www.co2ketzin.de/startseite> abgerufen
- dechema. (2019). *Technologies for Sustainability and Climate Protection – Chemical Processes and Use of CO2*. dechema. Von https://dechema.de/en/energyandclimate/_/CO2_Buch_engl.pdf abgerufen
- DEHSt. (2024). *Emissionshandelspflichtige Anlagen in Deutschland*. Deutsche Emissionshandelsstelle.
- Dieckmann. (2012). *Das neue CCS-Gesetz - Überblick und Ausblick*. NWwZ.
- Dietlein. (kein Datum). *UmweltR, § 5 BImSchG*. In Landmann/Rohmer.
- DOE. (2024). *Pre-Combustion Carbon Capture Research*. Abgerufen am 25. März 2024 von U.S. Department of Energy: Office of Fossil Energy and Carbon Management: <https://www.energy.gov/fecm/pre-combustion-carbon-capture-research#:~:text=Due%20to%20the%20more%20concentrated,traditional%20pulverized%20coal%20power%20plants.>
- EEA. (15. 04 2024). *EEA greenhouse gases - data viewer*. Abgerufen am 15. 08 2024 von <https://www.eea.europa.eu/en/analysis/maps-and-charts/greenhouse-gases-viewer-data-viewers>
- EU GeoCapacity. (01 2009). *WP2 Report – Storage capacity*. EU GeoCapacity project – Assessing European Capacity for Geological Storage of Carbon Dioxide.
- Europäische Kommission. (2021). *Mitteilung über nachhaltige Kohlenstoffkreisläufe*, S. 11.
- Europäische Kommission. (06. 02 2024). Von https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/qanda_24_586 abgerufen
- Europäische Kommission. (2024). *Communication Industrial Carbon Management*, S. 10.
- Europäische Kommission. (2024). *Communication Industrial Carbon Management*, S. 10 f.
- Europäische Kommission. (2024). *Communication Industrial Carbon Management*, S. 17.
- Europäische Kommission. (2024). *Communication Industrial Carbon Management*, S. 3.
- Europäische Kommission. (2024). *Impact Assessment on a 2040 Climate Target*, S. 160.
- FAZ. (2024). *Ein Rückschlag für die großen E-Fuel-Träume*. Von <https://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/unternehmen/orsted-gibt-grossprojekt-auf-rueckschlag-fuer-die-e-fuel-traeume-19924087.html> abgerufen

- FNB-Gas. (22. 10 2024a). *fnb-gas.de*. Von https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2024/10/20241022_FNB-Gas_Wasserstoff-Kernnetz_Karte.png abgerufen
- FNB-Gas. (10. 30 2024b). *fnb-gas.de*. Von https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2022/12/2022_06_07_Abb_08_DE_FNB_P3Z-2-1536x1378.jpg abgerufen
- Geo-Basis-DE/BGK. (30. 10 2024). *Bundesamt für Kartographie und Geodäsie*. Von <https://gdz.bkg.bund.de> abgerufen
- GEUS. (2021). *EU Geological CO₂ storage summary*. Oslo/Copenhagen: CATF. Von https://cdn.catf.us/wp-content/uploads/2021/10/20183953/EU-CO2-storage-summary_GEUS-report-2021-34_Oct2021.pdf abgerufen
- GFZ. (kein Datum). *Faktenblatt Geologische CO₂-Speicherung*. Abgerufen am 05. 08 2024 von https://www.gfz-potsdam.de/fileadmin/user_upload/Faktenblatt-CO2-Ketzin.pdf
- Höding, T. G. (2009). *Geologische Möglichkeiten für die CO₂-Speicherung in Brandenburg*. Cottbus: LBGR Bandenburg. Von https://lbgr.brandenburg.de/sixcms/media.php/9/BGB-1-2_09_Hoeding_1-18.pdf abgerufen
- Hypos Germany. (06. 11 2024). <https://www.hypos-germany.de>. Von https://www.hypos-germany.de/wp-content/uploads/2024/10/4_Teil-2-Joerg-Nitzsche_DBI-CapTrans_CO2_Versorgungssicherheit.pdf abgerufen
- IEA. (2020). *Energy Technology Perspectives 2020: Special Report on Carbon Capture, Utilisation and Storage*. International Energy Agency. Abgerufen am 7. 5 2023 von https://iea.blob.core.windows.net/assets/181b48b4-323f-454d-96fb-0bb1889d96a9/CCUS_in_clean_energy_transitions.pdf
- IEA. (03 2023). *CCUS Project Database*. Von <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/ccus-projects-database> abgerufen
- IEA. (03 2024). *CCUS Project Database*. Von <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/ccus-projects-database> abgerufen
- International Maritime Organization. (kein Datum). Von <https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/OurWork/Environment/Documents/PROTOCOLAmended2006.pdf> abgerufen
- International Maritime Organization. (kein Datum). Von [https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/KnowledgeCentre/IndexofIMOResolutions/LCLPDocuments/LP.3\(4\).pdf](https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/KnowledgeCentre/IndexofIMOResolutions/LCLPDocuments/LP.3(4).pdf) abgerufen
- IOGP. (10 2023). *Map CO₂ Storage Projects in Europe*. Von <https://iogpeurope.org/wp-content/uploads/2023/10/Map-CO2-Storage-Projects-in-Europe.pdf> abgerufen
- IRENA. (2021). *Innovation Outlook: Renewable Methanol*. Von https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jan/IRENA_Innovation_Renewable_Methanol_2021.pdf abgerufen

- Jarass. (2020). BImSchG, 13. Auflage, § 4 Rn. 33. In Jarass.
- Jordan Kearns, G. T.-H. (2017). Developing a Consistent Database for Regional Geologic CO2 Storage Capacity Worldwide. *Energy Procedia*(114), 4697-4709.
doi:<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1603>
- Kamkeng, A. D., Wang, M., Hu, J., Du, W., & Qian, F. (2021). Transformation Technologies for CO2 Utilisation: Current Status, Challenges and Future Prospects. *Chemical Engineering Journal*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.cej.2020.128138>
- Knopf, S. (23. 08 2024). (Prognos, Interviewer) Von <https://www.geos.ed.ac.uk/sccs/> abgerufen
- Kuznik. (kein Datum). Abscheidung, Transport und dauerhafte Speicherung von Kohlenstoffdioxid im Genehmigungs- und nationalen Planungsrecht.
- Land Baden-Württemberg. (2024). Förderprogramm "Biologisches Rohstoff- und CO2-Recycling aus Gasgemischen und Abgas". Von <https://2021-27.efre-bw.de/foerderungsuuebersicht/ccu-bio/> abgerufen
- Land Brandenburg. (16. 11 2023). Maßnahmenkatalog zur Umsetzung der Energiestrategie 2040. Von https://mwae.brandenburg.de/media/bb1.a.3814.de/Ma%C3%9Fnahmenkatalog-ES2040_2023-11-16.pdf abgerufen
- Land Nordrhein-Westfalen. (2024). CCU-Modellregionen in Nordrhein-Westfalen. Von <https://www.wirtschaft.nrw/system/files/media/document/file/forderaufruf-ccu-modellregionen.pdf> abgerufen
- Land_Brandenburg. (September 2022). Von <https://mwae.brandenburg.de/media/bb1.a.3814.de/Energiestrategie2040.pdf> abgerufen
- Land_Brandenburg. (März 2024). Klimaplan Brandenburg. Von <https://mluk.brandenburg.de/sixcms/media.php/9/Klimaplan-Brandenburg.pdf> abgerufen
- Leopoldina. (2024). Kohlenstoffmanagement integriert denken: Anforderung an eine Gesamtstrategie aus CCS, CCU und CDR. *acatech Union der deutschen Akademien der Wissenschaften*, S. 40 .
- NETL. (2024). 9.2. Carbon Dioxide Capture Approaches. Abgerufen am 25. März 2024 von National Energy Technology Laboratory: <https://netl.doe.gov/research/carbon-management/energy-systems/gasification/gasifipedia/capture-approaches>
- NRW.Energy4Climate. (2023). CCU/CCS Projektsammlung. Abgerufen am 28. 11 2023 von https://www.google.com/maps/d/viewer?mid=1prz_ns6tdj_1kacbrcm47q_299-3QxA&ll=52.94099116281396%2C16.440609113179804&z=5
- Office of Fossil Energy and Carbon Management. (2023). Pre-Combustion Carbon Capture Research. Abgerufen am 4. 7 2023 von U.S. Department of Energy: <https://www.energy.gov/fecm/pre-combustion-carbon-capture-research>

- OGE. (30. 10 2024). *oge.net*. Von <https://oge.net/de/co2/co2-netz> abgerufen
- Ong, J., & Munson, R. (2. 9 2019). *The Many Exciting Types of Carbon Capture*. Abgerufen am 18. 4 2023 von Clearpath: <https://clearpath.org/tech-101/the-many-exciting-types-of-carbon-capture/>
- Peine/Knopp/Radde. (kein Datum). Rechtsfragen der Abscheidung und Speicherung von CO₂.
- Proelß/Westmark. (2022). *KlimR*, S. 243.
- Prognos AG, Öko-Institut. (2024). *Techno-ökonomische Analyse von CO₂-Entnahmetechnologien und Bewertung der CO₂-Speicherkapazitäten und -Projekte in Europa*. UBA.
- Pütz/Buchholz/Runte. (kein Datum). Anzeige- und Genehmigungsverfahren nach BImSchG.
- Sarhosis, V. &. (08 2016). Carbon sequestration potential of the South Wales Coalfield. (E. Geotechnics, Hrsg.) 5. doi:10.1680/jenge.16.00007.
- Schenuit, F.; Böttcher, M.; Geden, O. (2023). Carbon Management: Chancen und Risiken für ambitionierte Klimapolitik. Abgerufen am 05. 12 2023 von https://www.swp-berlin.org/publications/products/aktuell/2023A30_CarbonManagement.pdf
- Schmidt-Kötters. (kein Datum). BImSchG § 4, Rn. 20. In *BeckOK Umweltrecht*.
- Solarbelt FairFuel. (2024). *PtL-Anlage Werlte von Solarbelt FairFuel*. Von <https://solarbelt.de/de/ptl-anlage/> abgerufen
- Umwelttechnik BW und Becker Büttner Held PartGmbH. (2024). *Umwelttechnik BW*. Von <https://www.umwelttechnik-bw.de/de/biooekonomie-co2#rechtsgutachten> abgerufen
- VDZ. (30. 10 2024). *vdz-online.de*. Von https://www.vdz-online.de/fileadmin/wissensportal/publikationen/zementindustrie/VDZ-Studie_CO2-Infrastruktur-Deutschland.pdf abgerufen
- Zero Emissions Platform. (2022/2023). *CCU CCS Projects*. Abgerufen am 12. 08 2023 von <https://zeroemissionsplatform.eu/about-ccs-ccu/css-ccu-projects/>

Anhang

Anlage A Liste der durchgeführten Experteninterviews

Branche	Unternehmen	Standort in Brandenburg	CCU/S-Prozessschritt
Zement	CEMEX	Rüdersdorf	Abscheidung
Eisen/Stahl und Kalk	ArcelorMittal	Eisenhüttenstadt	Abscheidung
Raffinerie	PCK	Schwedt	Abscheidung und Nutzung
TAB-Anlagen	EEW	Premnitz, Schwedt, Großräschen	Abscheidung
Gastransport	OGE	/	Transport
Kompetenznetzwerk Gas	DVGW	/	Transport
Forschung	BGR	/	Speicherung

| Eigene Darstellung

Anlage B

Liste der CCU/S-Projekt in Deutschland

Industriesektor	Name	Beginn	Abscheiderate max [Mt/a]	Standort	Konsortium (Aufgaben)
BioCC	Aker Carbon Capture biomass CHP	unbekannt	0,25	unbekannt	Aker Carbon Capture: Abscheidungstechnologie
BioCC	E-Kerosin - Biogasanlage und DAC	unbekannt		Werlte	atmosfair: Zertifikathandel Sasol: Fischer Tropsch Synthese Ineratec: Teaktortechnologie Siemens Energy: Elektrolyseur Raffinerie Heide: Verarbeitung der Synfuels
Chemieindustrie	Rohm chemical plant (x2)	unbekannt	0,5	unbekannt	Röhm: Aker CarbonCapture: Abscheidungstechnologie
Chemieindustrie	Stade facility Green Methanol	unbekannt	0,274	Stade	DOW
DAC	Greenberry 2	2023	0,0001	Essen	Greenlyte Carbon Technologies: DAC-Abscheidungstechnologie Stäubli: Mechatronik
Zement	LEILAC 2	2025	0,1	Hannover	Heidelberg Materials: CO ₂ -Quelle Calix: CO ₂ -Abscheidungstechnologie CEMEX, BGR, Engie Laborelec, IKN, Lhoist, Center for Reseachr and Technology Hellas, CIMPOR-industri de Cimentos, The Geological Survey of Belgium, Politecnice di Milano, Port of Rotterdam
Zement	Carbon2Business	2024 2028	0,184 0,8	Lägerdorf	Holcim Group: CO ₂ -Quelle ThyssenKrupp Industrial Solutions: Abscheidung Linde Engineering: Aufbereitung des CO ₂
Kalk	EVEREST	2029	1	Flandersbach	Lhoist Rheinkalk: CO ₂ -Quelle Air Liquide: Abscheidungstechnologie
Zement	GeZero	2029	0,76	Geseke	Heidelberg Materials: CO ₂ -Quelle Wintershall Dea: unbekannt
Zement	CAP2U	2025	0,07	Lengfurt	Linde: Plangung und Bau Heidelberg Materials: CO ₂ -Quelle
Zement	CO2LLECT	2026 unbekannt	0,1095 0,584	Rüdersdorf	CEMEX: CO ₂ -Quelle carbon clean: Abscheidungstechnologie KBR: Engineering
Zement	Dyckerhoff Werk Deuna	2029	0,62	Deuna	Dyckerhoff GmbH: CO ₂ -Quelle

Zement	Rohrdorfer Zement-Projekt	2022	0,0006	Rohrdorf	Rohrdorfer: CO ₂ -Quelle Andritz-Gruppe: Abscheidungstechnologie
Müllverbrennung	Waste to energy	unbekannt	0,4	Wilhelmshaven	Aker CarbonCapture: Abscheidungstechnologie TES Wilhelmshaven
Wasserstoff und Derivate	BlueHyNow	2026	1,3	Wilhelmshaven	Wintershall Dea/Harbour: Transport und Speicherung NWO: Pipeline-Infrastruktur
Wasserstoff und Derivate	H2GE Rostock	2029	1,8	Rostock	VNG (VNG Gasspeicher, Ontras): Gashandling in Deutschland Equinor: Erdgasimport aus Norwegen, CO ₂ -Abtransport und Speicherung nach Norwegen

Quellen: Eigene Darstellung auf Basis von (Clean Air Task Force, 2023; IEA, 2023; IEA, 2024; IOGP, 2023; Zero Emissions Platform, 2022/2023; NRW.Energy4Climate, 2023)© Prognos, 2024

Impressum

CCUS-Technologien in Brandenburg

Optionen zur Abscheidung, Transport, Nutzung und Speicherung von nicht bzw. schwer vermeidbarem Kohlenstoffdioxid für die Industrie in Brandenburg

Herausgeber

Prognos AG
Goethestraße 85
10623 Berlin
Telefon: +49 30 52 00 59-210
Fax: +49 30 52 00 59-201
E-Mail: info@prognos.com
www.prognos.com
www.linkedin.com/company/prognos-ag

Autoren

Moritz Bornemann (Prognos AG)
Jens Hobohm (Prognos AG)
Saskia Lengning (Prognos AG)
Dr. Fabian Muralter (Prognos AG)
Dr. Olaf Däuper (BBH)
Frederik Braun (BBH)
Dr. Julian Schemmann (BBH)

Kontakt

Sebastian Lübbers (Projektleitung)
Telefon: +49 30 5200 59-209
E-Mail: sebastian.luebbers@prognos.com

Frederik Braun (federführende Bearbeitung Rechts- und Förderrahmen)
Telefon: +49 30 611 284 0-15
E-Mail: frederik.braun@bbh-online

Satz und Layout: Prognos AG
Bildnachweis(e): iStock/Onfokus

Stand: Dezember 2024
Copyright: 2024, Prognos AG

Alle Inhalte dieses Werkes, insbesondere Texte, Abbildungen und Grafiken, sind urheberrechtlich geschützt. Das Urheberrecht liegt, soweit nicht ausdrücklich anders gekennzeichnet, bei der Prognos AG. Jede Art der Vervielfältigung, Verbreitung, öffentlichen Zugänglichmachung oder andere Nutzung bedarf der ausdrücklichen, schriftlichen Zustimmung der Prognos AG. Zitate im Sinne von § 51 UrhG sollen mit folgender Quellenangabe versehen sein: Prognos AG/BBH (2024): CCUS-Technologien in Brandenburg.