Wege zur Skalierung von Negativemissionstechnologien

Empfehlungen für Marktdesign, Infrastruktur und Finanzierung

Impressum

Guidehouse

Dr. Johannes Wagner, Associate Director
Matthias Schimmel, Associate Director
Andrea Dertinger, Senior Consultant
Dr. Niccolò Manych, Consultant
Cem Irmak, Consultant
Guidehouse Germany GmbH, Auf dem Hunnenrücken 3, 50668 Köln
jowagner@guidehouse.com

FfE

Dr. Andrej Guminski, Managing Director
Amanda Pleier, Senior Research Consultant
Nora Amer, Research Consultant
Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., Am Blütenanger 71, 80995 München
AGuminski@ffe.de

MVV Energie

Holger Franke, Leiter Geschäftsentwicklung MVV Umwelt
Dr. Oliver Kopp, Abteilungsleiter Energiewirtschaft und Energiepolitik
Dr. Markus Lauer, Referent Energiewirtschaft und Energiepolitik
Aleksandra Würfel, Kfm. Geschäftsentwicklerin, Programmleitung BECCUS
MVV Energie AG, Luisenring 49, 68159 Mannheim
regulierung@mvv.de

Die Studie steht Ihnen unter www.mvv.de/beccus-studie
zum Download zur Verfügung.

Bitte zitieren als: MVV Energie AG (2025):
Wege zur Skalierung von Negativemissionstechnologien –
Empfehlungen für Marktdesign, Infrastruktur und Finanzierung. Mannheim.

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

wir haben uns mit unserem Mannheimer Modell einen strategischen Wegweiser gegeben, mit dem wir als eines der ersten Energieunternehmen Deutschlands bis 2035 #klimapositiv werden. Ab diesem Zeitpunkt werden wir der Atmosphäre dauerhaft CO_2 in einer Menge entziehen, die über unsere Restemissionen hinausgeht. In der Gesamtheit des Unternehmens MVV erreichen wir damit unter dem Strich negative Gesamtemissionen. Wir geben eine wichtige Richtung vor, denn ohne Negativemissionen bleibt das Ziel der Klimaneutralität nicht nur für MVV, sondern auch für Deutschland und Europa unerreichbar.

Nach den Eckpunkten der „Langfriststrategie Negativemissionen“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz werden die unvermeidbaren Restemissionen allein in Deutschland im Jahr 2045 auf rund 63 Mio. t CO_2-Äquivalente geschätzt. Sie entstehen beispielsweise bei industriellen Prozessen, aber auch in der Landwirtschaft.

Insbesondere mit der Abscheidung, dauerhaften Bindung oder Speicherung von CO_2 aus biogenen Quellen (engl. BECCUS: Bioenergy with Carbon Capture and Storage or Usage) wollen wir einen Beitrag zum Erreichen der Klimaschutzziele leisten. Allerdings fehlt insbesondere für Early Mover ein geeigneter Marktrahmen, um BECCUS auch im großtechnischen Maßstab finanzieren zu können. Die dafür notwendigen Investitionen sind nicht zu vernachlässigen, denn ähnlich wie bei der Wasserstofflieferung muss auch für das abgeschiedene CO_2 von Beginn an eine geeignete Infrastruktur mitgedacht werden – etwa in Form von Pipelines und Speichern.

Die Entnahme von CO_2 birgt gleichzeitig enormes wirtschaftliches Potenzial. Deutschland droht jedoch den Anschluss zu verlieren, weil viele Länder heute bereits fortschrittlichere Regulierungsrahmen etabliert haben. Umso dringender ist es, dass wir hier nachziehen und zeitnah einen Markt etablieren und eine CO_2-Infrastruktur aufbauen. Bereits in den nächsten Monaten müssen die ersten Weichen gestellt werden, um einen kosteneffizienten und schnellen Hochlauf von Negativemissionstechnologien möglich zu machen – in Deutschland, aber auch EU-weit. Ziel sollte es sein, dass sich Negativemissionen langfristig ohne Förderung über den Markt finanzieren. Dazu wollen wir mit dieser Studie einen Anstoß geben.

Ich wünsche Ihnen eine interessante Lektüre und freue mich auf eine konstruktive Debatte sowie auf die gemeinsame Weiterentwicklung und Umsetzung der Vorschläge.

Dr. Gabriël Clemens
Vorsitzender des Vorstands
der MVV Energie AG

Die wichtigsten Ergebnisse auf einen Blick:

1. Klimaneutralität lässt sich nur mit Hilfe von Negativemissionen erreichen

- Auch bei vollständiger Dekarbonisierung des Energiesektors verbleiben **unvermeidbare CO_2-Restemissionen**, etwa in der Landwirtschaft oder bei Industrieprozessen.

- Um Klimaneutralität zu erreichen, müssen diese Restemissionen **durch Negativemissionen kompensiert** werden, die bspw. durch Abscheidung und Speicherung des CO_2 aus der energetischen Biomasseverwertung entstehen. Dieser Prozess, bekannt als **BECCUS (Bioenergy with Carbon Capture, Utilization or Storage)**, kann in Biomassekraftwerken oder thermischen Abfallbehandlungsanlagen umgesetzt werden.

2. Richtige Reformen ermöglichen die marktliche Finanzierung von BECCUS-Anlagen

- Investitionen in BECCUS-Technologien sind heute nicht wirtschaftlich, da es noch keinen Compliance-Markt für Negativemissionen gibt. Ohne Marktreformen würde die **Finanzierungslücke** von Negativemissionen an einem Biomasse-Kraftwerk, das 2030 in Betrieb geht, rund 240 Euro pro abgeschiedener Tonne CO_2 betragen.

- Daher muss schnellstmöglich ein Markt für Negativemissionen organisiert werden, z. B. über die **schrittweise, gesteuerte Integration in den Europäischen Emissionshandel**. Diese Integration wäre notwendig für den Aufwuchs von BECCUS-Anlagen, aber nicht hinreichend: Um die Finanzierungslücke marktlich zu schließen, müssten die Preise für Negativemissionen auf über 240 Euro steigen – rund 130 Euro über aktuellen CO_2-Preisprognosen.

- **Contracts for Difference (CfDs)** könnten die aus diesem wirtschaftlichen Risiko herrührende Investitionszurückhaltung für BECCUS-Anlagen beheben. In diesem System schließt der Staat die Finanzierungslücke in Abhängigkeit von den zukünftigen CO_2-Preisen. CfDs setzen aber europaweit verbindliche **Zertifizierungs- und Standardisierungssysteme** und einen liquiden Markt für Negativemissionszertifikate voraus. Daher stehen diese marktlichen Finanzierungslösungen nur auf längere Sicht zur Verfügung.

3. Ein schneller Markthochlauf erfordert Förderprogramme für First Mover

- Notwendige **Kostendegressionen** können nur realisiert werden, wenn **„First-Mover"-Anlagen** beim Markthochlauf unterstützt werden.

- Bis die oben genannten Marktinstrumente etabliert sind, brauchen „First-Mover"-Anlagen staatliche Förderprogramme.

- **Investitionszuschüsse** lassen sich schnell umsetzen. Da jedoch aus Sicht des CO_2-Abscheiders rund **70 % der Gesamtkosten im Betrieb entstehen** (z. B. für Speicher- und Transportdienstleistungen), sind zusätzliche Maßnahmen wie eine **OPEX-Förderung** oder der **staatliche Ankauf von Negativemissionszertifikaten** notwendig.

4. Negativemissionen bieten ein enormes wirtschaftliches Potenzial; mehrere Finanzierungsmöglichkeiten sind denkbar

- Insbesondere für thermische Abfallbehandlungsanlagen könnte eine **Umlagefinanzierung** für erste großtechnische Umsetzungen eine tragfähige Alternative zur Finanzierung über den Haushalt oder den Klima- und Transformationsfonds (KTF) sein.

- Das weltweite Marktpotential für Negativemissions-Technologien wird auf rund eine Billion Euro geschätzt. Unsere Länderanalysen zeigen: Bei der Entwicklung des Ordnungs- und Regulierungsrahmens sind viele Länder weiter als Deutschland.

5. CO_2-Pipelines benötigen einen Ordnungs- und Finanzierungsrahmen

- Der Transport großer CO_2-Mengen erfolgt langfristig am günstigsten über ein zu errichtendes **CO_2-Kernnetz**.

- **Betreiber und Nutzer** sollten den Verlauf des CO_2-Netzes **gemeinsam** unter staatlicher Moderation erarbeiten. Aufgrund der hohen Investitionen wird dabei ein natürliches Monopol entstehen.

- Ein Amortisationskonto könnte Einstiegshürden minimieren, indem es die Nutzungsentgelte für die ersten Nutzer und das Risiko für die Investoren begrenzt. Wichtig: Der Netzzugang muss **diskriminierungsfrei** sein.

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis 8

Abbildungsverzeichnis 9

Extended Management Summary 10

1. Einleitung 19

2. Quantifizierung der BECCUS-Mengenpotenziale und -Finanzierungslücke 21

2.1 Methodik zur Quantifizierung der CO_2-Mengen und BECCS-Gesamtkosten 22

2.1.1 Bestimmung potenzieller CO_2-Mengen im deutschen Anlagenpark für BMKW und TAB 22

2.1.2 Hochlauf von CO2-Abscheidung 24

2.1.3 Nutzung von biogenem CO_2: Potenziale und Anwendungen von CCU 27

2.1.4 Berechnung der Transport- und Speicherkosten 35

2.1.5 Bestimmung der Erlöspotenziale 38

2.2 CO_2-Emissionen im Status Quo 39

2.3 Zeitlicher Hochlauf von BECCUS und stoffliches CO_2-Nachfragepotenzial 40

2.4 Wirtschaftlichkeitsanalyse 43

2.4.1 Kosten für CO_2-Abscheidung 44

2.4.2 Kosten für CO_2-Transport und Speicherung 46

2.4.3 Gesamtkosten für BECCS an TAB und BMKW 48

2.4.4 Finanzierungslücke 52

3. BECCUS Förderrahmen und Marktdesign 56

3.1 Ausgangslage in Deutschland und der EU 56

3.1.1 Europäische Union 57

3.1.2 Deutschland 58

3.2 Standards und Zertifizierung 60

3.3 Notwendigkeit der Förderung von Negativemissionen 62

3.4 Evaluierungsprinzipien 65

3.5 Förderrahmen zur Unterstützung der BECCUS Markthochlaufphase 66

3.5.1 Differenzverträge (Contracts for Difference, CfDs) für Negativemissionen 68

3.5.2 Investitionszuschüsse 75

3.5.3 Staatlicher Zertifikatkauf 77

3.5.4 Prämienmodelle 79
3.5.5 Staatliche Abnahmegarantien 82
3.5.6 Weitere flankierende Maßnahmen und Instrumente 84
3.6 Marktdesign für einen langfristigen Rahmen für BECCUS 89
3.6.1 Integration von BECCUS in das EU EHS 90
3.6.1.1 Vollständige Integration von BECCUS in das EU EHS 95
3.6.1.2 Teilweise Integration von BECCUS in das EU EHS 100
3.6.2 Separater Compliance-Markt für Negativemissionen 105
3.6.3 Weitere Optionen 107
3.7 Synthese der Bewertungsergebnisse 110
4. Regulierungsrahmen zur Unterstützung des CO_2-Infrastrukturaufbaus 112
4.1 Regulierungsbedarf für CO_2-Infrastruktur 112
4.2 Regulatorische Ausgangslage 115
4.2.1 Europäische Union 115
4.2.2 Deutschland 117
4.2.3 Bestehende Finanzierungsmechanismen für CO_2-Infrastruktur 119
4.3 Diskussion und Bewertung von Regulierungsmechanismen 121
4.3.1 Langfristige Infrastrukturplanung 122
4.3.2 Netzzugangsmodelle und Anschlussrechte 126
4.3.3 Entflechtung 129
4.3.4 Gestaltung der Tarifstrukturen 132
4.3.5 Förderung des Aufbaus der CO_2-Infrastruktur 136
5. Finanzierungsbedarf und Refinanzierungsmechanismen 140
6. Internationale Lösungsansätze 144
6.1 Marktdesign und Regulierung in anderen Ländern 144
6.2 Länderfallstudie Schweden 147
6.3 Länderfallstudie Vereinigtes Königreich 151
7. Empfehlungen für eine BECCUS Policy Roadmap 157
Anhang A: Fördermaßnahmen und Regulierungen im Ländervergleich 164

Abkürzungsverzeichnis

AVBFernwärmeV ..... Allgemeine Bedingung für die Versorgung mit Fernwärme

BECCUS..... Bioenergy with Carbon Capture, Utilization and Storage [dt: Bioenergie mit CO_2-Abscheidung, Nutzung und -Speicherung]

BEHG ..... Brennstoffemissionshandelsgesetz

BIK..... Bundesförderung Industrie und Klimaschutz

BMKW ..... Biomassekraftwerk

BNetzA..... Bundesnetzagentur

bspw. ..... Beispielsweise

bzw. ..... Beziehungsweise

CAPEX ..... Capital expenditures [dt: Investitionsausgaben]

CDM ..... Clean Development Mechanism [dt: Mechanismus für umweltverträgliche Entwicklung]

CDR..... Carbon Dioxide Removals [dt: CO_2-Entnahme und dauerhafte Speicherung]

CEF ..... Connecting Europe Facility

CER..... Certified Emission Reduction [dt: zertifizierte Emissionsreduktion]

CfD ..... Contract for Difference

CMS..... Carbon Management Strategie

CO_2..... Kohlenstoffdioxid

CRCF..... Carbon Removals and Carbon Farming Regulation [dt: Zertifizierungsrahmen von dauerhaften CO_2-Entnahmen, kohlenstoff-speichernder Landbewirtschaftung und CO_2-Speicherung in Produkten]

DACCS ..... Direct Air Carbon Capture and Storage [dt: technische Entnahme von CO_2 aus der Luft]

dt..... deutsch

EnWG ..... Energiewirtschaftsgesetz

ERU ..... Emission Reduction Units [dt: Minderungszertifikate]

eSAF..... Synthetische Flugzeugtreibstoffe

EU..... Europäische Union

(EU) EHS.... (EU) Emissionshandelssystem

F&E..... Forschung und Entwicklung

Ggf..... Gegebenenfalls

GWB ..... Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen

HPC ..... Hot Potassium Carbonate

HSEG ..... Hohe-See-Einbringungsgesetz

ITAD..... Interessengemeinschaft der Thermischen Abfallbehandlungsanlagen in Deutschland

ITMO..... Internationally Transferred Mitigation Outcomes [dt: international übertragene Minderungsmaßnahmen

JI..... Joint Implementation [dt: Gemeinschaftsreduktion]

KfW..... Kreditanstalt für Wiederaufbau

KSpG ..... Kohlendioxid-Speicherungsgesetz

KSV ..... Klimaschutzverträge

kt..... Kilotonnen

KTF ..... Klima- und Transformationsfonds des Bundes

kWh ..... Kilowattstunde

LNe ..... Langfriststrategie Negativemissionen

MaStR..... Marktstammdatenregister

Mio. ..... Millionen

Mrd. ..... Milliarde

MRV..... Monitoring, Reporting and Verification [dt: Überwachung, Berichterstattung und Überprüfung]

Mt..... Megatonne

NEZ ..... Negativemissionszertifikat(e)

OPEX..... Operating expenditures [dt: Betriebsausgaben]

PÄK ..... Preisänderungsklauseln

t..... Tonne

T&SCos ..... Transport and Storage Companies [dt: Transport- und Speicherunternehmen]

TAB ..... Thermische Abfallbehandlungsanlagen

UNFCCC .... United Nations Framework Convention on Climate Change [dt: Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen]

UWG..... Gesetz gegen den unlauteren Wettbewerb

z. B. ..... Zum Beispiel

/a..... Per annum [dt: pro Jahr]

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.
Schematische Darstellung der Berichtsstruktur..... 20
Abbildung 2.
Schematische Darstellung der Berichtsstruktur Kapitel 2..... 22
Abbildung 3.
Angenommener Ausbaupfad für ein CO_2-Transportnetz auf Basis des aktuellen Entwurfs der deutschen Carbon Management Strategie 25
Abbildung 4.
Kostenspannen basierend auf Literaturwerten, Praxisprojekten und Akteursangaben,..... 31
Abbildung 5.
Spezifische Nutzungskosten für ein deutsches CO_2-Transportnetz..... 36
Abbildung 6.
Ableitung potenzieller Negativemissionen aus TAB und BMKW in Deutschland anhand bestehender CO_2-Emissionen im Status Quo 40
Abbildung 7.
Hochlauf von CO_2-Abscheidung an TAB und BMKW im Vergleich zu einer potenziellen CO_2-Nachfrage für CCU in Deutschland..... 42
Abbildung 8.
Spezifische annuitätische Investitionskosten für CO_2-Abscheidung in Abhängigkeit der Anlagenkapazität inklusive Unsicherheitskorridor..... 44
Abbildung 9.
Zeitliche Entwicklung der spezifischen annuitätischen Investitionskosten (CAPEX) und Betriebskosten (OPEX) für CO_2-Abscheidung 45
Abbildung 10.
Zeitliche Entwicklung der spezifischen Kosten für verschiedene Transportmodalitäten 46
Abbildung 11.
Aufschlüsselung der Speichermengen im Zieljahr 2045 und Speicherkosten (Angaben in $€_{2024}$) 47
Abbildung 12.
Kosten für CO_2-Abscheidung, Transport und Speicherung a) ohne Amortisationskonto und b) unter der Annahme eines Amortisationskontos für Pipelinekosten 49
Abbildung 13.
Spezifische annuitätische Gesamtkosten für Investitionszeitpunkte einer Referenzanlage zwischen den Jahren 2030 bis 2045 51
Abbildung 14.
Gegenüberstellung der Kosten und Erlöspotenziale für eine TAB-Referenzanlage im Basisszenario 53
Abbildung 15.
Auswirkungen auf Abfallbehandlungsgebühren bei verschiedenen Umlageoptionen der Kosten für die Realisierung von Negativemissionen an einer TAB 54
Abbildung 16.
Finanzierungslücke für eine TAB-Referenzanlage (links) und eine BMKW-Referenzanlage (rechts) im Kompensationsszenario bei Annahme einer höheren Zahlungsbereitschaft für Negativzertifikate 54
Abbildung 17.
Schematische Darstellung der Berichtsstruktur, Kapitel 3..... 56
Abbildung 18.
Zertifikatentstehung und -veräußerung bei Negativemissionen. 61
Abbildung 19.
Grundlegende Funktionsweise eines CfD 69
Abbildung 20.
Funktionsweise CfD mit Preiskorridor 70
Abbildung 21.
Schematische Darstellung feste Prämie für Negativemissionen 80
Abbildung 22.
Schematische Darstellung variable Prämie für Negativemissionen 80
Abbildung 23.
Zertifikatverkauf mit staatlicher Abnahmegarantie (Betreibersicht) 83
Abbildung 24.
Schematische Darstellung der vollständigen Integration..... 96
Abbildung 25.
Schematische Darstellung der teilweisen Integration mit zwei Handelssystemen..... 101
Abbildung 26.
Schematische Darstellung des separaten Compliance-Markts..... 106
Abbildung 27.
Schematische Darstellung der Berichtsstruktur, Kapitel 4.....112
Abbildung 28.
Policy Roadmap für die Förderung von Negativemissionstechnologien 162
Abbildung 29.
Policy Roadmap mit Fokus auf die kurze und mittlere Frist bis 2030 163

Extended Management Summary

Um die deutschen und europäischen Klimaziele zu erreichen, müssen die Treibhausgasemissionen in den kommenden 20 Jahren so weit wie möglich verringert werden. Diese Verringerung wird allerdings an Grenzen stoßen: Unvermeidbare Restemissionen, etwa aus der Landwirtschaft, der Müllverbrennung oder der Zementindustrie, werden weiterhin entstehen. Um dennoch auf eine rechnerische Emissionsmenge von Null zukommen, muss der Atmosphäre zusätzlich CO_2 entnommen werden. Eine zentrale Rolle spielen dabei BECCUS-Technologien (Bioenergy with Carbon Capture, Utilization or Storage). Diese erzeugen Negativemissionen durch die Abscheidung von CO_2 biogenen Ursprungs, bspw. an thermischen Abfallbehandlungsanlagen (TAB) und Biomassekraftwerken (BMKW) mit anschließender langfristiger tiefengeologischer Speicherung oder Bindung in Materialien oder Produkten. Da die Biomasse während ihres Wachstums der Atmosphäre CO_2 entzogen hat, entsteht so ein klimapositiver Effekt.

Langfristig werden verschiedenste Methoden zur CO_2-Entnahme erforderlich sein. Dazu zählen neben BECCUS auch Maßnahmen wie die (Wieder-)Aufforstung und weitere technische Verfahren wie Direct Air Capture (DACCS), bei dem CO_2 direkt aus der Atmosphäre entfernt wird – ohne vorherige Bindung in der Biomasse. Welche Methoden optimal kombiniert werden, hängt von Faktoren wie Energieeffizienz, Umweltauswirkungen, Skalierbarkeit und Wirtschaftlichkeit ab. Ein besonderer Vorteil von BECCUS liegt darin, dass es die Energieerzeugung mit der (dauerhaften) Entfernung von CO_2 aus der Atmosphäre verbindet. Bei einer sorgfältigen Auswahl der Biomasseressourcen kann diese Methode sowohl zur Energieversorgung als auch zum Klimaschutz beitragen.

Entscheidend für eine schnelle Nutzung von Negativemissionen ist ein koordinierter Hochlauf der gesamten BECCUS-Prozesskette – von der CO_2-Abscheidung über den Transport bis hin zur Nutzung oder Speicherung. Dazu sind Rahmenbedingungen erforderlich, die den Unternehmen Investitionen in BECCUS ermöglichen. Die in Deutschland aktuell bestehenden Maßnahmen und Instrumente reichen nicht aus, um den Markthochlauf der Negativemissionstechnologien im benötigten Umfang und mit ausreichender Geschwindigkeit voranzutreiben. Dazu gehören bspw. die Bundesförderung Industrie und Klimaschutz (BIK), die Klimaschutzverträge (KSV) oder das Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (KSpG).

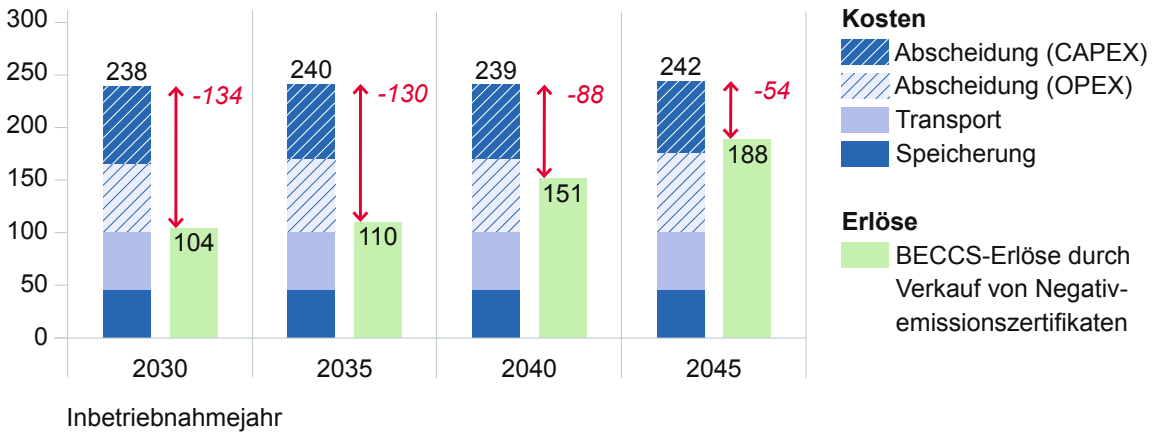
Die bestehenden Instrumente fördern vorwiegend die CO_2-Abscheidung und -Nutzung oder Speicherung in der Industrie, um CO_2-Emissionen zu vermeiden (Carbon Capture and Utilization, CCU oder Carbon Capture and Storage, CCS). Negativemissionen bleiben dagegen weitestgehend unbeachtet. Auf europäischer und deutscher Ebene fehlen sowohl ein pas-

sendes Marktdesign, um Negativemissionen marktlich zu finanzieren, als auch unterstützende Fördermaßnahmen für einen Markthochlauf. Dieser Rahmen muss jetzt schnell entstehen, hier herrscht dringender politischer Handlungsbedarf. Unsere Länderanalyse in der Studie zeigt, dass einige Länder regulierungsseitig bereits einen deutlichen Vorsprung haben.

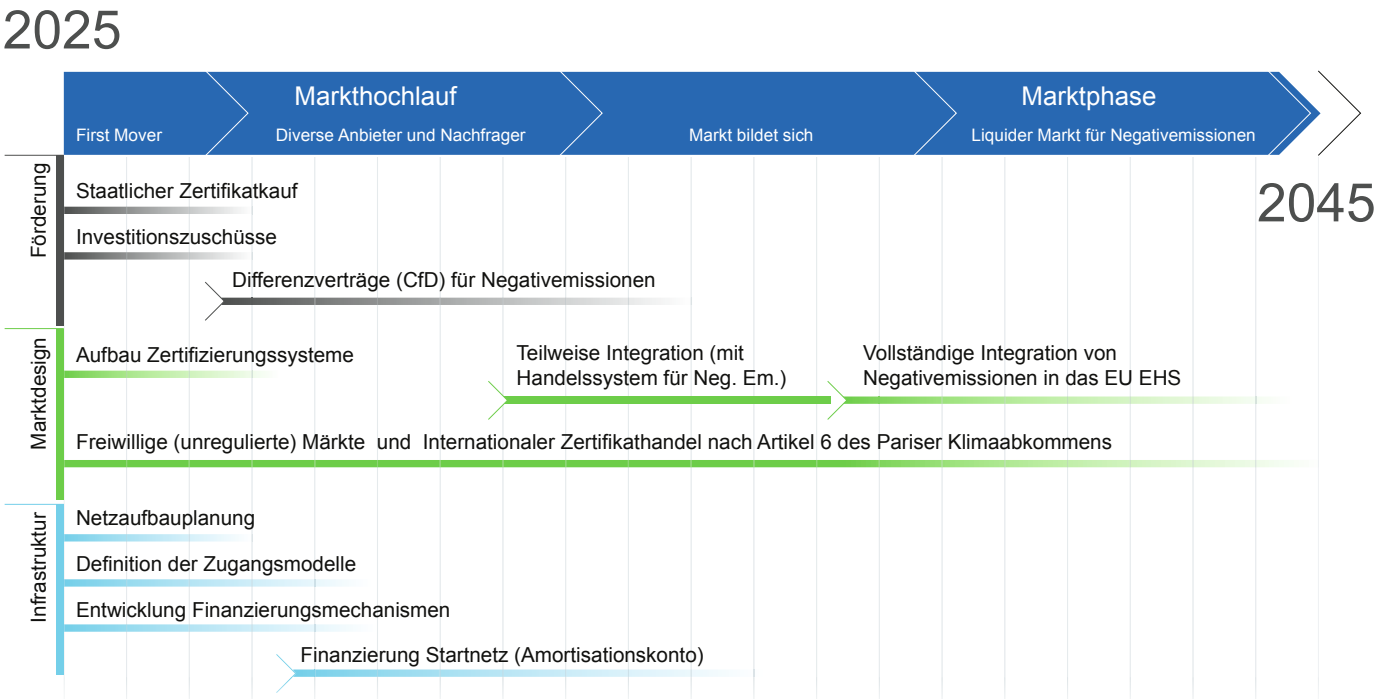
Aktuell besteht eine signifikante Finanzierungslücke von BECCUS-Technologien: die Kosten für Negativemissionen übersteigen die erzielbaren Erlöse. Für ein beispielhaftes BMKW mit 200.000 Tonnen CO_2-Abscheidekapazität pro Jahr erwarten wir über die gesamte Lebensdauer der CO_2-Abscheideanlage mit einer Inbetriebnahme im Jahr 2030 Kosten von rund 240 € pro Tonne CO_2 für Abscheidung, Zugtransport und Speicherung. Auch wenn durch die Integration von Negativemissionen in den Europäischen Emissionshandel (EU EHS) Finanzierungsmöglichkeiten für Tätigkeiten geschaffen werden, die der Atmosphäre CO_2 entziehen, verbleibt bei aktuellen CO_2-Preisprognosen eine Finanzierungslücke von durchschnittlich 134 € pro Tonne CO_2 über die gesamte Lebensdauer der Anlage. Werden nicht-biogene Emissionen aus TAB in den EU EHS integriert und entsprechen die vermiedenen Zertifikatskosten den Erlösen für Negativemissionen, entsteht die gleiche Finanzierungslücke. Dieses Delta bedeutet insbesondere für First-Mover, die frühzeitig in die Technologie investieren, große wirtschaftliche Herausforderungen. Entsprechend ist es von zentraler Bedeutung, beim Hochlauf der Technologie die spezifischen Bedürfnisse der First-Mover zu berücksichtigen und Rahmenbedingungen zu schaffen, die frühe BECCUS-Investitionen wirtschaftlich tragbar machen. Nur durch die Realisierung von Projekten können Lerneffekte in der Entwicklung und Skalierung der Technologien gehoben werden. Denn mit einem CO_2-Preisniveau von rund 240 € pro Tonne CO_2 können sich Negativemissionen bei den beispielhaften Anlagen perspektivisch marktlich finanzieren.

Finanzierungslücke für CO_2-Abscheidung, Transport und Speicherung im Basisszenario (annuitätisch)

In $€_{2024}$/t | Basisszenario | BMKW-Referenzanlage 200 kt_{CO2}/a



Der in dieser Studie abgeleitete Regulierungsrahmen und das Marktdesign unterscheiden zwischen Markthochlauf und Marktphase. Dabei muss von vornherein ein europäischer Markt angestrebt werden, um eine hohe Liquidität und einen einheitlichen Marktpreis zu erreichen. Dieser europäische Ansatz hat allerdings lange Vorlaufzeiten für notwendige politische Entscheidungsprozesse zur Folge, so dass für die ersten Schritte Eile geboten ist.



Nicht abgebildet sind begleitende Maßnahmen: Finanzierungsinstrumente, Innovations- und F&E-Förderung, Labels und Leitmärkte, Informationskampagnen.

Politikempfehlungen:
Aus der in der Studie erstellten Policy Roadmap können **vier zentrale Handlungsempfehlungen** abgeleitet werden, die für einen schnellen und kosteneffizienten Hochlauf von Negativemissionen entscheidend sind:

In Kürze:

1. Ein Zertifizierungs- und Standardisierungssystem für Negativemissionen definieren.

2. Einen umfassenden Förderrahmen für BECCUS-Anlagen mit Contracts for Difference (CfDs) als zentrales Förderinstrument und weitere Maßnahmen für First Mover gestalten.

3. Einen langfristigen Marktrahmen für Negativemissionen durch eine schrittweise Integration in das EU EHS schaffen.

4. Einen Regulierungs- und Finanzierungrahmen für den Aufbau der CO_2-Infrastruktur entwickeln.

1. Ein Zertifizierungs- und Standardisierungssystem für Negativemissionen definieren.

Eine essenzielle Grundlage für die Nutzung von BECCUS-Technologien ist die Definition von Standards und Zertifizierungssystemen für Negativemissionen. Es existieren zwar bereits Standards und Kriterien, die sowohl von privatwirtschaftlichen Unternehmen als auch von staatlichen Organisationen vorgegeben werden, jedoch sind diese nicht harmonisiert und bleiben freiwillig. Entsprechend ist zunächst eine verbindliche Definition von Negativemissionen mit stringenten Nachhaltigkeitsanforderungen notwendig, die auf eine prioritäre Nutzung von Rest- und Abfallstoffen abzielt. Diese sollte sowohl auf dem freiwilligen Markt als auch in einem möglichen zukünftigen verpflichtenden System Anwendung finden und so ausgestaltet sein, dass sie an zukünftige regulierte Zertifizierungs- und Handelssysteme anschlussfähig ist. Damit das auch international gilt, muss dieses System zunächst mindestens auf europäischer Ebene harmonisiert sein. Langfristig ist auch eine weitergehende internationale Vereinheitlichung sinnvoll.

Bei der Zertifizierung von Negativemissionen muss vor allem die Langfristigkeit der Speicherung geregelt werden. Angelehnt an die europäische Carbon Removals and Carbon Farming Certification (CRCF) Verordnung, ist eine Speicherung bzw. Bindung des CO_2 für einen Zeitraum von mindestens 200 Jahren Voraussetzung. Zudem muss die gesamte Prozesskette, von der Abscheidung bis zur Speicherung inklusive des Monitorings, in der Zertifizierung abgedeckt sein. Die Inverkehrbringer

von Zertifikaten, z. B. die Anlagenbetreiber, reichen die Gesamtkosten der Negativemissionen einschließlich Transport, Speicherung und Monitoring an die Abnehmer der Zertifikate weiter.

2. Einen umfassenden Förderrahmen für BECCUS-Anlagen mit Contracts for Difference (CfDs) als zentrales Förderinstrument und weitere Maßnahmen für First Mover gestalten.

Die Kosten von BECCUS-Technologien übersteigen die Erlösmöglichkeiten aus dem Verkauf von Zertifikaten für Negativemissionen (NEZ) auf freiwilligen Märkten oder in einem späteren regulierten Markt. Zudem sind die potenziellen Betreiber von BECCUS-Anlagen mit verschiedenen techno-ökonomischen Risiken konfrontiert, die Investitionen selbst bei existierendem Marktrahmen erschweren. Dazu zählen Preis- und Mengenrisiken für die Zertifikate, Technologie- sowie Abnahmerisiken für den Abtransport und die Speicherung von CO_2. Zur Minimierung dieser Risiken in der Hochlaufphase bedarf es deshalb staatlicher Interventionen und Fördermaßnahmen. Eine staatliche Förderung unterstützt die Technologieentwicklung und -skalierung für CO_2-Abscheideanlagen. Sie schafft so gleichzeitig eine Nachfrage für den Aufbau der CO_2-Infrastruktur, die parallel zu den Abscheideanlagen für den Transport und die Speicherung von CO_2 aufgebaut werden muss.

Aus der vorliegenden Studie leiten wir die Empfehlung ab, mittelfristig CfDs auf den Zertifikatspreis für Negativemissionen als zentrales Förderinstrument einzuführen. Diese erstatten dem Betreiber der BECCUS-Anlage die Differenz zwischen dem Referenzpreis und dem tatsächlich erzielten Marktpreis für Negativemissionen. Der Referenzpreis wird in Ausschreibungen ermittelt, sodass die Projekte mit den niedrigsten Kosten für Negativemissionen gefördert werden. Liegt der Marktpreis über dem Referenzpreis, erfolgt eine Rückzahlung an den Staat. CfDs sind ein erprobtes und bereits in der Praxis eingesetztes Instrument, das Investoren hohe Investitionssicherheit gewährt und gleichzeitig durch die Rückzahlung bei günstiger Marktentwicklung das Risiko einer Überförderung begrenzt. Zudem können durch die Einführung von Technologiefenstern verschiedene technologische Optionen gefördert werden.

In Ergänzung zu den CfDs schlagen wir insbesondere für First Mover im Markthochlauf flankierende Mechanismen vor. Die Ausgestaltung von CfDs ist herausfordernd, sodass dieses Instrument frühestens in zwei bis drei Jahren zur Verfügung stehen wird. Projektspezifische Investitionszuschüsse für First-Mover-Projekte lassen sich dagegen schneller umsetzen und begünstigen Lern- und Skalierungseffekte. Die Investitionszuschüsse könnten dabei an die bestehenden Mechanismen der BIK anknüpfen. Aus Sicht des CO_2-Abscheiders stellen jedoch Betriebskosten rund 70 % der Gesamtkosten von Negativemissionen dar. Folglich müssen die Investitionszuschüsse durch weitere Instrumente flan-

kiert werden. Dazu schlagen wir einen begrenzten staatlichen Kauf von NEZ vor. Alternativ wäre auch eine direkte Betriebskostenförderung zu prüfen. Es ist unerlässlich, dass die Förderinstrumente in einem intensiven Dialog mit den Stakeholdern, wie potenziellen Anlagenbetreibern, ausgearbeitet werden. Technologien wie TAB und BMKW unterscheiden sich deutlich voneinander – das sollte berücksichtigt werden. Darüber hinaus ist beim Hochlauf von Negativemissionen das Kontrahentenausfallrisiko bei langfristigen Abnahmeverträgen relevant. Ähnlich wie bei Power Purchase Agreements bei Stromlieferungen könnten staatliche Fondslösungen das Risiko einer ausfallenden CO_2-Abnahme reduzieren.

Das Potenzial für Negativemissionen kann nur mit staatlichen und privaten Investitionen gehoben werden. Investitionen in BECCUS bieten gleichzeitig ein erhebliches wirtschaftliches Potenzial. Wir schätzen das BECCUS-Potential in Deutschland aus TAB und BMWK auf bis zu 8,5 Mt abgeschiedenes biogenes CO_2 im Jahr 2030. Werden Erlöse für Negativemissionen in Höhe des Preisniveaus des EU EHS berücksichtigt, ergibt sich ein jährlicher Förderbedarf von etwa 0,9 Mrd. €/a über einen Förderzeitraum von 15 Jahren. Das absolute Fördervolumen beträgt somit über 10 Mrd. € für die Anlagen mit einer Inbetriebnahme bis zum Jahr 2030. Wir nehmen an, dass die Förderung des BECCUS-Hochlaufs daher nur für ausgewählte First-Mover Projekte möglich ist. Für die Bereitstellung der Fördergelder erscheint eine direkte Finanzierung aus Haushaltsmitteln oder aus zuverlässigen Mitteln des Klima- und Transformationsfonds (KTF) grundsätzlich sinnvoll, wenn auch politisch schwierig. Alternativ sind haushaltsneutrale Optionen wie eine Umlage denkbar. Im Sinne der Verursachungsgerechtigkeit wäre eine kleinteilige Erhebung über die Gate Fees für TAB bzw. die Abfallgebühren erforderlich. In diesem Fall werden die Förderkosten der ersten Anlagen auf die Abfallmengen aller Anlagen des gleichen Typs umgelegt. Dabei wird angenommen, dass durch die CO_2-Abscheidung Erlöse für Negativemissionen erzielt und nicht-biogene Emissionen im EU EHS (I) vermieden werden können. Ein Beispiel: Werden TAB im Umfang von 10 % des gesamten Negativemissionspotenzials der gesamten Abfallmenge über eine Umlage gefördert, steigt die Gate Fee um etwa 2,5 € pro Tonne Abfall. Dies entspricht einer Erhöhung von rund 2 %, wodurch die Mehrkosten für die Kommunen, ihre Bürger sowie Gewerbe stark begrenzt wären. Die Abfallmenge stellt eine gute Bemessungsgrundlage für eine Umlagefinanzierung dar. BECCUS hat damit einen Vorteil gegenüber anderen Abscheidungsansätzen wie etwa DACCS.

3. Einen langfristigen Marktrahmen für Negativemissionen durch eine schrittweise Integration in das EU EHS schaffen.

Die Grundlage für die langfristige marktliche Nutzung von BECCUS-Technologien ist die Integration von Negativemissionen in das EU

EHS als zentrales Klimaschutzinstrument in der EU. Betreiber von BECCUS-Anlagen könnten die NEZ auf diesem regulierten Markt anbieten. In diesem Fall entspricht ein NEZ einer bisherigen Emissionsberechtigung. CO_2-Emittenten können dann die günstigste Option auswählen, um ihre Abgabepflichten zu erfüllen: Emissionen vermeiden oder über den Ankauf von NEZ kompensieren. Dabei schlagen wir vor, die Gesamtmenge der Emissionsberechtigungen in der EU (Cap) zunächst um die Anzahl der Negativemissionen zu reduzieren, damit die Menge der emittierten Emissionen unverändert bleibt. Langfristig sollten zwei separate, aufeinander abgestimmte Grenzen für Emissionsberechtigungen und NEZ eingeführt werden. Übersteigen die NEZ die Emissionsberechtigungen, erzielt die EU als Ganzes netto-negative Emissionen. Die Integration bildet gleichzeitig die Grundlage für die Einführung von CfDs in der Hochlaufphase, da ansonsten kein einheitlicher Marktpreis für Negativemissionen gebildet werden kann.

Auf dem Weg zur vollständigen Integration von Negativemissionen in das EU EHS schlagen wir einen Zwischenschritt in Form einer teilweisen bzw. beschränkten Integration vor. Dabei wird ein paralleler regulierter Markt für Negativemissionen aufgebaut, der mit dem EU EHS verbunden ist. Der Hauptunterschied zur Vollintegration ist, dass auf dem Teilmarkt über einen geringeren Preis für Käufer von Negativemissionen bereits zu Beginn eine gesicherte Nachfrage entstehen kann. Der geringere Preis kann durch Fördermaßnahmen erzielt werden. Würden Negativmissionen direkt vollständig in den EU EHS integriert werden, bestünde (ohne zusätzliche Förderung) nur für sehr günstige Optionen eine Nachfrage. Mit der Teilintegration kann darüber hinaus regulatorisch die Menge der gehandelten Zertifikate nach angebots- und nachfrageseitigen Kriterien begrenzt werden, bspw. für bestimmte Industriezweige oder nach der jährlichen Gesamtmenge. Dies stellt sicher, dass trotz der Verfügbarkeit von Negativemissionen auch weiterhin eine Emissionsvermeidung stattfindet, um langfristige fossile Lock-ins zu vermeiden.

4. Einen Regulierungs- und Finanzierungrahmen für den Aufbau der CO_2-Infrastruktur entwickeln.

CO_2-Pipelines werden absehbar die günstigste Transportoption großer CO_2-Volumina über weite Strecken sein. Entsprechend ist langfristig der Aufbau eines CO_2-Transportnetzes volkswirtschaftlich sinnvoll. Aufgrund der hohen Investitionen für den Aufbau dieses Pipelinenetzes und Skaleneffekten bei steigender Transportkapazität ist hier von der Entstehung eines natürlichen Monopols auszugehen. Um potenzielle Diskriminierung durch die Betreiber der Infrastruktur zu vermeiden, empfehlen wir die Einführung eines pragmatischen Ordnungsrahmens, der Chancengleichheit und einen möglichst unkomplizierten Infrastrukturaufbau und -zugang ermöglicht. Für eine grenzüberschreitende Infrastruktur wird ein entsprechender Regulierungsrahmen auf europäischer Ebene benötigt.

Für den Aufbau der Infrastruktur müssen Planungsabläufe geschaffen werden, die die Langfristigkeit der Vorhaben berücksichtigen und eine Koordination mit anderen Infrastrukturen ermöglichen. Wir schlagen vor, dass potenzielle Netzbetreiber unter Einbindung möglicher Nutzer eine Planung erstellen. Der Staat kann diese Abstimmung bei Bedarf moderieren. Zur Finanzierung des Infrastrukturaufbaus ist die Einrichtung eines Amortisationskontos zu empfehlen, das die Refinanzierung der zu Beginn sehr hohen Kosten zeitlich streckt. Diese Konstruktion vermeidet prohibitiv hohe Entgelte in der Hochlaufphase und ermöglicht eine verursachungsgerechte Finanzierung, ohne den Haushalt bzw. den KTF direkt zu belasten.

Der Regulierer muss ferner einen diskriminierungsfreien Netzzugang ermöglichen, analog zur Regelung bei Stromnetzen. Zugangskriterien sollten verlässlich ausgestaltet und die Effizienz des Gesamtsystems gegenüber Einzelinteressen priorisiert werden. Gleichzeitig empfehlen wir, auf umfassende Entflechtungsregelungen zunächst zu verzichten. Deren Einführung könnte in späteren Entwicklungsphasen sinnvoll sein, falls tatsächlich Anzeichen für Marktmachtmissbrauch vorliegen.

Um einen schnellen Hochlauf von BECCUS-Technologien sicherzustellen, besteht bei der Umsetzung der skizzierten Vorschläge dringender Handlungsbedarf. Noch im Jahr 2025 sollte der Markthochlauf eingeleitet werden, indem auf Europäischer Ebene die Grundlagen für das Zertifizierungssystem von Negativemissionen gelegt werden. Gleichzeitig sollten die Förderung von BECCUS-Projekten und die Planungsprozesse für die Infrastruktur angestoßen werden. Dazu ist eine Förder-Roadmap erforderlich, die den Finanzierungsrahmen von First-Mover Projekten durch Investitionszuschüsse und ergänzende OPEX-orientierte Instrumente wie den vorgeschlagenen staatlichen Aufkauf von Zertifikaten definiert. Auch der mittelfristige Übergang in ein CfD-basiertes System sollte hier bereits skizziert werden. Darauf aufbauend können im Jahr 2026 die ersten Förderausschreibungen erfolgen. Die Frage der Refinanzierung der Förderkosten sollte frühzeitig geklärt werden. Auf Seite der Infrastruktur gilt ein ähnlicher Zeitrahmen: Auch hier sollte noch im Jahr 2025 die Definition des regulatorischen Rahmens inkl. Zugangsmodell und des Finanzierungsrahmens beginnen.

Der Aufbau eines funktionalen und liquiden Markts für Negativemissionen durch Integration in den EU EHS wird mehrere Jahre in Anspruch nehmen. Bis 2026 sollte das Konzept des zukünftigen Marktdesigns festgelegt und ein entsprechendes System für Monitoring, Reporting und Nachweise eingerichtet werden. Die teilweise Integration von Negativemissionen in den Emissionshandel sollte anschließend als erster Schritt zur langfristigen vollständigen Integration gestartet und bis zum Jahr 2030 abgeschlossen werden.

Kurzfristig (Fokus: Strategien und Anschubförderung)

2025	**Strategien & Gesetze** Zielwerte Negativemissionen	• Erarbeitung von konkreten Potenzialen und Zielwerten für Negativemissionen, bspw. in der **Langfriststrategie Negativemissionen** (LNe).
	Strategien & Gesetze Rahmenbedingungen CCS	• Veröffentlichung der **Carbon Management Strategie** (CMS) und Änderung des **Kohlendioxidspeichergesetzes** (KSpG), um Hürden zum Transport und zur Speicherung von CO_2 zu beseitigen.
	Förderung Negativemissionen & CO_2-Infrastruktur Förderroadmap und Refinanzierungsmodell	• Entwicklung von **konkreten Fördermaßnahmen** für Negativemissionstechnologien und CO_2-Infrastruktur, dem zeitlichen Ablauf, Budget und Refinanzierungsmodell; Konsolidierung in eine Förderroadmap.
	Förderung Negativemissionen & CO_2-Infrastruktur Notifizierung	• **Informieren der Europäischen Kommission** und gegebenenfalls anderer Mitgliedstaaten über die Förderinstrumente.
	Förderung Negativemissionen Bereitstellung Finanzmittel	• Fördervolumen für Negativemissionstechnologien im **Haushalt bzw. KTF verankern**.
	CO_2-Infrastruktur Netzplanung	• Abgestimmter **Planungsentwurf** für die Entwicklung der CO_2-Infrastruktur.
	Marktdesign Standards und Zertifizierungssysteme	• **Entwicklung von Zertifizierungssystemen & Standards** für Negativemissionszertifikate für regulierte Märkte (anknüpfend an die Carbon Removals and Carbon Farming Regulation, CRCF).
2026	**Förderung Negativemissionen** Ausschreibungen	• **Ausschreibungen für Fördermaßnahmen** für Negativemissionen, wie bspw. Investitionszuschüsse, CfDs und staatlicher Zertifikatkauf.
	Förderung Negativemissionen Förderzusagen	• **Vergabe erster Förderzusagen** für Negativemissionsprojekte basierend auf den Ausschreibungsverfahren.

Mittelfristig (Fokus: Marktdesign und Regulierung)

	CO_2-Infrastruktur Netzregulierung	• Entwicklung von **Netzzugangsmodellen & Anschlussrechten** für das CO_2-Netz.
	CO_2-Infrastruktur Einrichtung Finanzierung	• Bestätigung der geplanten Investitionen und Einrichtung eines **Amortisationskontos** für das CO_2-Netz.
	Marktdesign Konzeption der Marktmechanismen	• Planung des **kurz- und langfristigen Marktdesigns** für Negativemissionen basierend auf der Empfehlung der EU-Kommission im Jahr 2026 zur Integration von Negativemissionen in das EU EHS.
2027	**CO_2-Infrastruktur** Baubeginn	• **Finale Investitionsentscheidungen und Beginn des Baus** der CO_2-Transport und -Speicherinfrastruktur.
	Marktdesign MRV-System	• Aufbau eines **MRV-Systems** (monitoring, reporting and verification) für Negativemissionen.
2028	**Marktdesign** Aufbau Register	• Aufbau eines **Registers für Negativemissionszertifikate** (anknüpfend an die CRCF-Verordnung, die ein Register bis 2028 vorsieht).
	Marktdesign TAB im EHS	• Voraussichtlich **Aufnahme von TAB-Anlagen** in das EU EHS.
ca. 2030	**CO_2-Infrastruktur** Anschluss Cluster	• **Anschluss erster CCUS-Cluster** an das CO_2-Netz durch Pipelines.
	Marktdesign Start Integration	• Eingliederung von Negativemissionszertifikaten in das EU EHS, vorzugsweise zu Beginn durch eine **teilweise Integration gefolgt von der vollständigen Integration**.

Auf EU-Ebene umzusetzen

1. Einleitung

Die Erreichung der deutschen Klimaziele setzt nicht nur eine konsequente Reduktion der Treibhausgasemissionen voraus, sondern auch die langfristige Realisierung von Negativemissionen, um unvermeidbare Restemissionen auszugleichen. Um dies zu ermöglichen, muss durch natürliche oder technische Verfahren CO_2 aus der Atmosphäre entnommen werden. Beispiele für natürliche Verfahren sind Aufforstung oder die Wiederherstellung von Feuchtgebieten. Technische Verfahren setzen auf die Abscheidung von CO_2 aus der Luft oder von biogenem CO_2 aus Rauchgas und die anschließende dauerhafte Speicherung. Letztere werden auch als BECCUS-Technologien bezeichnet (Bioenergy with Carbon Capture, Utilization and Storage). Dabei ist besonders die Anwendung von BECCUS bei Industrieprozessen mit nicht-vermeidbaren Restemissionen, bei TAB und BMKW relevant, da so auf Basis von bekannten Verfahren großskalig und dauerhaft CO_2 aus der Atmosphäre entnommen werden kann.

Der Aufbau eines funktionierenden Marktes für Negativemissionen und einer tragfähigen CO_2-Infrastruktur ist von entscheidender Bedeutung, um BECCUS-Technologien zu implementieren und die langfristigen Klimaziele zu erreichen. Das bedeutet, dass zum einen ein geeigneter Förderrahmen notwendig ist, um kurzfristig und mittelfristig den Markthochlauf zu unterstützen. Zum anderen muss ein funktionierendes Marktdesign für eine langfristig nachhaltige Finanzierung von BECCUS-Projekten entworfen werden. Eine besondere Bedeutung haben dabei frühe First-Mover Projekte, die wichtige Impulse für die Entwicklung von Technologien und den Hochlauf von Markt und Infrastruktur durch die Entwicklung der ersten großtechnischen Projekte setzen. Weiterhin gilt es, für die Infrastruktur einen geeigneten Regulierungsrahmen zu definieren. Dieser sollte in der Lage sein, einen schnellen und effizienten Ausbau der Infrastruktur einerseits und Planungssicherheit sowie Investitionsanreize andererseits zu ermöglichen. Besonderes Augenmerk liegt dabei auf einer sinnvollen Verknüpfung und Koordinierung von Markt- und Infrastrukturentwicklung.

Diese Studie untersucht die Voraussetzungen und Handlungsmöglichkeiten für den Aufbau eines zukünftigen Marktdesigns für Negativemissionen sowie die Entwicklung einer CO_2-Infrastruktur (siehe Abbildung 1).

Zunächst steht die Quantifizierung der relevanten Kostenbestandteile für BECCUS-Technologien in TAB und BMKWs sowie die Bestimmung von Erlösmöglichkeiten und resultierenden Finanzierungslücken im Fokus (Kapitel 2). Darauf aufbauend werden Maßnahmen entwickelt, die eine Schließung der Finanzierungslücken und damit eine schnelle Umsetzung erster BECCUS-Projekte sowie einen langfristig konsistenten Finanzierungs- und Ordnungsrahmen ermöglichen. Insbesondere sind dies Fördermaßnahmen (Kapitel 3.5), der Aufbau eines geeigneten Marktrahmens (Kapitel 3.6) sowie eines Regulierungsrahmens für die CO_2-Infrastruktur (Kapitel 4.3). Darüber hinaus werden internationale Lösungsansätze für Marktdesgin und Regulierungsrahmen betrachtet, um Erkenntnisse aus anderen Ländern für die Umsetzung in Deutschland zu identifizieren (Kapitel 5). Schließlich werden konkrete Handlungsempfehlungen formuliert und in einer Policy Roadmap zusammengefasst, die eine zielgerichtete politische Umsetzung der gewonnenen Erkenntnisse unterstützen soll (Kapitel 6).

Die Studie stellt eine Entscheidungshilfe für die Gestaltung der zukünftigen politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen dar, um den Markthochlauf von Negativemissionen und den Aufbau einer CO_2-Infrastruktur erfolgreich zu gestalten. Die dargestellten Empfehlungen bieten darüber hinaus fundierte Anhaltspunkte für die praktische Realisierung von Negativemissionen und können damit ein wichtiger Baustein zur Erreichung der Klimaziele sein.

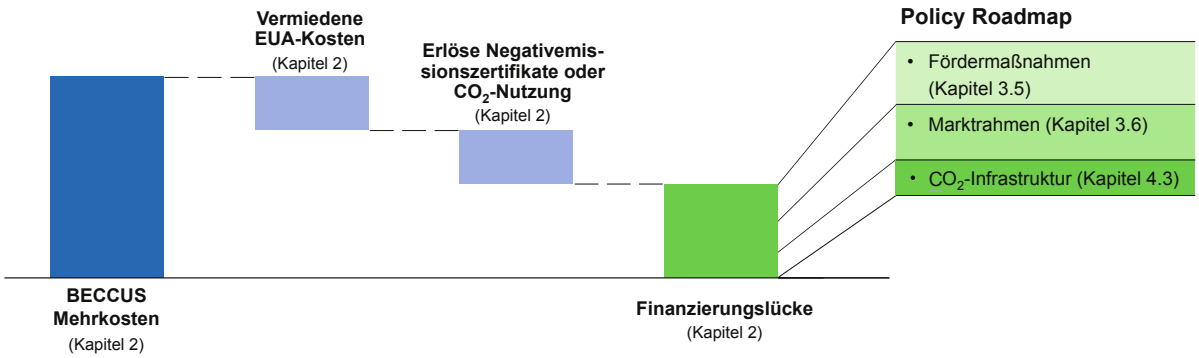


Abbildung 1. Schematische Darstellung der Berichtsstruktur

2. Quantifizierung der BECCUS-Mengenpotenziale und -Finanzierungslücke

Die Bewertung des Potenzials von Negativemissionen aus TAB und BMKW erfordert zunächst eine Quantifizierung der CO_2-Emissionen im Status Quo in Deutschland. Die Abscheidung und anschließende Speicherung biogener Emissionen entzieht der Atmosphäre CO_2, da die eingesetzte Biomasse in ihrer Wachstumsphase bereits CO_2 aufgenommen hat. Die Emissionen aus TAB sind auch biogenen Ursprungs, da die Abfälle u. a. Lebensmittelreste, Holzabfälle, Papier und Karton, sowie Textilien aus Biomasse enthalten. Bei BMKW wird zum größten Teil feste und gasförmige Biomasse wie (Alt-)Holz, Strohpellets und Biogas verbrannt, sodass die entstehenden Emissionen ebenfalls biogenen Ursprungs sind. Werden die biogenen CO_2-Emissionen an den Anlagen abgeschieden, können sie anschließend unterirdisch in geologischen Formationen langfristig gespeichert werden, um Negativemissionen zu erzielen. CO_2-Emissionen aus TAB sind zu etwa 50 % CO_2 biogenen Ursprungs. Bei BMKW sind es sogar über 90 %. Mit typischen Abscheideraten von etwa 90 % bilden die **CO_2-Emissionen im Status Quo die Basis für eine mögliche Erzeugung von Negativemissionen**. Die Untersuchung der Kostenstrukturen und des Finanzierungsbedarfs von CO_2-Abscheidungstechnologien sowie der Verfügbarkeit von Infrastruktur für den Transport und die Speicherung von CO_2 erlaubt die Ableitung **eines theoretischen Hochlaufpfads**. Dieser beschreibt, wie CO_2-Abscheidungen an TAB und BMKW in Deutschland implementiert werden könnten und welches Potential sie zur Erzeugung von Negativemissionen bieten.

Neben der geologischen Speicherung kann CO_2 zukünftig auch **in der Grundstoffchemie** zur Herstellung von synthetischen Roh- und Brennstoffen **genutzt** werden (Carbon Capture and Utilization – CCU). Dabei ist die Dauer der CO_2-Bindung im jeweiligen Endprodukt ein entscheidender Faktor für die potenzielle Reduktion der CO_2-Konzentration in der Atmosphäre. Nur bei langfristiger Bindung, z. B. in Baumaterialien, kann CCU in Form von Negativemissionen zur Verringerung der CO_2-Konzentration in der Atmosphäre beitragen.

Um das **Nutzungspotenzial** des aus TAB und BMKW abgeschiedenen CO_2 zu bewerten, werden in diesem Kapitel die verfügbaren CO_2-Mengen dem potenziellen Bedarf in der Grundstoffchemie – etwa für die Produktion synthetischer Flugzeugtreibstoffe – gegenübergestellt.

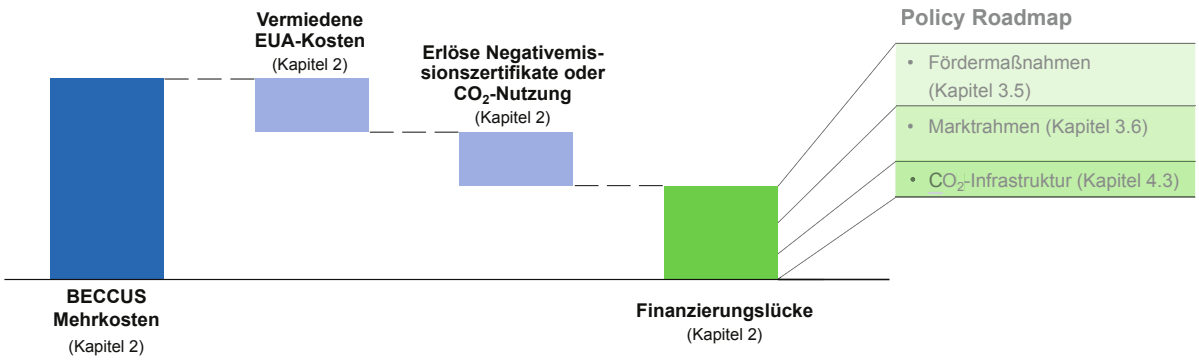


Abbildung 2. Schematische Darstellung der Berichtsstruktur Kapitel 2

Die Struktur des Kapitels 2 wird in Abbildung 2 übersichtlich dargestellt. Das Kapitel beginnt mit der Beschreibung der Methodik (Abschnitt 2.1), die den möglichen Hochlauf von BECCUS an BMKW und TAB untersucht. Dabei werden sowohl die technische als auch die finanzielle Machbarkeit entlang der gesamten Prozesskette betrachtet. In Abschnitt 2.2 erfolgt eine Analyse der potenziellen CO_2-Mengen, die im bestehenden deutschen Anlagenpark von TAB und BMKW abgeschieden werden könnten. Darauf aufbauend wird in Abschnitt 2.3 ein Hochlaufpfad für die CO_2-Abscheidung und -Nutzung entwickelt. Den Abschluss bildet Abschnitt 2.4, welcher die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsanalyse für BECCS im Kontext des deutschen Anlagenpark aufzeigt.

2.1 Methodik zur Quantifizierung der CO_2-Mengen und BECCS-Gesamtkosten

Der folgende Abschnitt erläutert die Methodik zur Quantifizierung von BECCUS aus TAB und BMKW bis zum Jahr 2045 (siehe 2.1.1, 2.1.2 und 1.1.1). Die Berechnung der Kosten entlang der Prozesskette (2.1.3 und 2.1.4) zur Herstellung von Negativemissionen bildet gemeinsam mit den Erlöspotenziale (2.1.5) die Basis für eine Wirtschaftlichkeitsanalyse von BECCS. **Die Kostenangaben beziehen sich auf das Basisjahr 2024 und stellen, sofern nicht anderweitig angegeben, reale Kosten dar**.

2.1.1 Bestimmung potenzieller CO_2-Mengen im deutschen Anlagenpark für BMKW und TAB

Unter BMKW fallen alle Anlagen, welche feste, flüssige und gasförmige Biomasse, wie bspw. Altholz, Holzhackschnitzel oder Biogas zur Strom- und Wärmeerzeugung einsetzen, während bei TAB sowohl Siedlungs-,

Gewerbe- als auch Industrieabfälle und Ersatzbrennstoffe thermisch verwertet oder vergast werden. Die Bestimmung der potenziellen CO_2-Mengen aus TAB und BMKW in Deutschland folgt einem **Bottom-Up-Ansatz**, bei welchem die CO_2-Emissionen zunächst standortspezifisch bestimmt und anschließend für Deutschland aggregiert werden. Die standortspezifische Bestimmung von CO_2-Mengen ermöglicht dabei eine detaillierte Wirtschaftlichkeitsanalyse von BECCS, da die anlagenspezifischen Kosten sowohl von der Größe der Anlage als auch von der Infrastrukturverfügbarkeit am Standort abhängen (siehe 2.1.3 und 2.1.4).

Öffentliche Register bilden die Basis der Standortliste der relevanten TAB und BMKW in Deutschland:

1. Das **Marktstammdatenregister (MaStR)** erfasst stromerzeugende Einheiten mit installierter elektrischer Leistung und eingesetztem Hauptbrennstoff, enthält allerdings keine Angaben zu CO_2-Emissionen.[1]

2. Das europäische Emissionsregister **„European Pollutant Release and Transfer Register“ (E-PRTR)** gibt Auskunft über Freisetzung von Treibhausgasemissionen je Anlage mit Unterscheidung von biogenen und fossilen CO_2-Emissionen, jedoch ohne die installierte Leistung der Anlagen zu nennen.[2]

Für eine standortscharfe Quantifizierung der CO_2-Emissionen werden zunächst die Standorte beider Register miteinander abgeglichen.

Von den über 20.000 im MaStR erfassten Anlagen mit biogenen Brennstoffen und Abfällen werden in der Analyse lediglich die knapp 300 Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 3 MW berücksichtigt. Grund dafür ist, dass die CO_2-Abscheidung aufgrund der hohen spezifischen Investitionskosten (siehe 2.1.3) vor allem an größeren Punktemissionsquellen wirtschaftlich umsetzbar ist. Zudem wurden Anlagen, die älter als 50 Jahre sind, aus der Betrachtung ausgeschlossen, da eine Nachrüstung aufgrund der kurzen verbleibenden Restlebensdauer als unwahrscheinlich gilt. Ergänzend enthält E-PRTR etwa 100 Anlagen aus den Bereichen thermischer Abfallbehandlung und Stromerzeugung mit biogenem Emissionsanteil, von denen rund 80 Anlagen auch im MaStR erfasst sind. Durch eine Verknüpfung beider Datenbanken können die standortspezifischen CO_2-Mengen aller relevanten Anlagen ermittelt werden. Aus der Zusammenführung von Informationen aus beiden Registern leitet sich ein durchschnittlicher Proportionalitätsfaktor zwischen installierter Leistung (MaStR) und emittierten CO_2-Mengen (E-PRTR) ab. Der Faktor erlaubt damit die Be-

1 2023, Marktstammdatenregister. Verfügbar unter: https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/OeffentlicheEinheitenuebersicht (aufgerufen am 05.12.2024)

2 PRTR-Gesamtdatenbestand der Berichtsjahre 2007 bis 2022: Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/schadstoffe_im_prtr_deutschland_branchen_deu_2022_v2.pdf (aufgerufen am 05.12.2024)

rechnung der CO_2-Emissionen für alle Anlagen aus dem MaStR, welche nicht im E-PRTR aufgeführt sind. Zusammen mit den aufgeführten CO_2-Emissionen aus dem E-PRTR entsteht daraus eine Datenbank der standortspezifischen CO_2-Emissionen aller erfassten TAB und BMKW. Für Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung hängt die installierte elektrische Leistung stark von der Wärmeauskopplung ab. Daher beschreibt dieses Vorgehen eine vereinfachte Methode zur Verortung von CO_2-Emissionen im deutschen Anlagenpark von TAB und BMKW.

Zur Validierung und Ergänzung der berechneten CO_2-Emissionen an TAB werden die Anlagenprofile der Mitgliedsanlagen der Interessengemeinschaft der Thermischen Abfallbehandlungsanlagen in Deutschland (ITAD) herangezogen.[3] Diese beinhalten für einzelne Anlagen die jährlich angelieferte Abfallmenge, sodass sich aus typischen spezifischen CO_2-Emissionen je Tonne Abfall die CO_2-Emissionen je Anlage ergeben.[4] Bei abweichenden Berechnungen sind die CO_2-Emissionen auf Basis der Anlagenprofile der ITAD höher priorisiert und ersetzen die zuvor berechneten Werte in der Datenbank.

2.1.2 Hochlauf von CO_2-Abscheidung

Der Hochlauf des Einsatzes von CO_2-Abscheidung hängt sowohl von der **Infrastrukturverfügbarkeit als auch von der Wirtschaftlichkeit** ab. Eine initiale Annahme für einen CO_2-Hochlauf basiert auf der Verfügbarkeit von Infrastruktur als Voraussetzung für CO_2-Abscheidung. Im Folgenden werden die Annahmen zum Infrastrukturhochlauf erläutert.

Die Annahme für den Ausbaupfad eines CO_2-Leitungsnetzes ist in Abbildung 3 dargestellt und basiert auf den Einschätzungen der Fernleitungsnetzbetreiber Open Grid Europe (OGE) und bayernets. Demnach wird das deutsche CO_2-Transportnetz von Nordwestdeutschland beginnend ausgebaut und Ende der 2030er Jahre die südlichen Bundesländer erreichen.[5] Ein Leitungsabschnitt zwischen Bayern und Österreich wird derzeit im Rahmen des Projekts co2peline geplant und könnte bei idealen Rahmenbedingungen laut Fernleitungsnetzbetreibers bayernets bereits 2035 in Betrieb gehen.[6]

Basierend auf dem aufgezeichneten zeitlichen Ausbaupfad in Abbildung 3 bestimmt sich der Zeitpunkt für CO_2-Abscheidungen für alle Anlagen mit

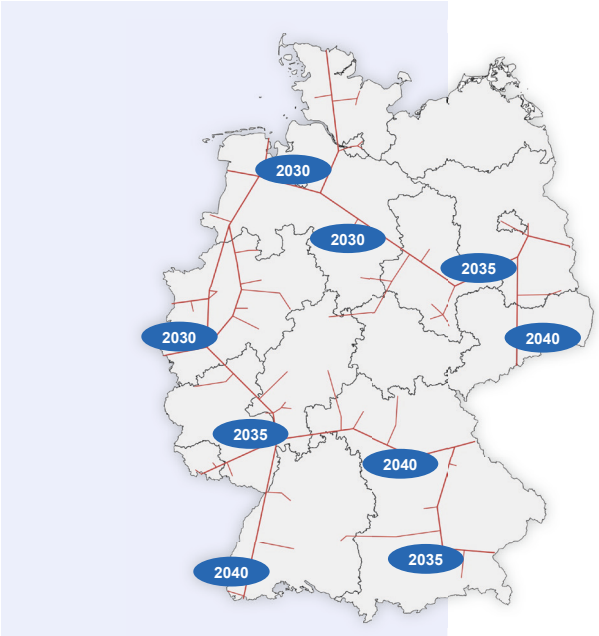
3 https://www.itad.de/ueber-uns/anlagen (aufgerufen am 04.12.2024)

4 Siehe Anlagenkonfiguration einer MVA-Musteranlage in „Nutzungsmöglichkeiten und Potenziale bei Abfallbehandlungsanlagen zur Sektorenkopplung, Energiebereitstellung und CO_2-Abscheidung“, 2024, Umweltbundesamt, Seite 42

5 FfE, 2023: „Analyse CO_2-Infrastrukturbedarf in Bayern“

6 Bayernets: https://www.co2peline.com/

einem Abstand von < 40 km zum Leitungsnetz. Es wird demnach die Prämisse unterstellt, dass alle Anlagen nahe dem zukünftigen CO_2-Transportnetz kein CO_2 abscheiden, bis sie an das Netz angeschlossen werden. Anlagen mit einem Abstand von > 40 km zum Leitungsnetz, beginnen bereits 2030 mit der CO_2-Abscheidung, da zu diesem Zeitpunkt bereits alternative Transportmöglichkeiten wie Zug oder Binnenschiffe verfügbar sind. Grundsätzlich bestünde die Möglichkeit schon zu einem früheren Zeitpunkt mit CO_2-Abscheidungen zu starten und auf alternative Transportmodalitäten wie LKW, Zug und Schiff zu setzen. Diese Möglichkeit wird für die Modellierung in dieser Studie allerdings ausgeschlossen, da es nicht die Regel sein wird, dass Akteure in eine doppelte Infrastruktur investieren. Dennoch wird es in der Realität Fälle geben, die diese Zeitspanne mit Transportalternativen überbrücken werden.



Stützjahr	Leitungskilometer
2030	1100 km
2035	2300 km
2040	3800 km
2045	4400 km

Abbildung 3. Angenommener Ausbaupfad für ein CO_2-Transportnetz auf Basis des Entwurfs der deutschen Carbon Management Strategie 20247

Für die Planung des BECCUS-Hochlaufs ist es entscheidend, nicht nur den Startzeitpunkt der CO_2-Abscheidung zu betrachten, sondern auch die zukünftige Entwicklung der CO_2-Emissionen an Punktquellen genau zu analysieren. Gleichzeitig ist die Entwicklung kostengünstiger Anbindungen an Infrastrukturen, wie bspw. CO_2-Pipelines, ein wesentlicher Faktor, der die wirtschaftliche Realisierbarkeit solcher Projekte erheblich fördern kann.

Energiesystemstudien gehen davon aus, dass der Einsatz von Biomasse in der Energiewirtschaft stark zurückgehen wird, sodass auch die CO_2-Emis-

7 Entwurf BMKW, Stand September 2024: „Carbon Management Strategie der Bundesregierung“

sionen an BMKW zukünftig sinken werden.[8,9] Da die Verfügbarkeit von Biomasse begrenzt ist und entscheidend zur Erreichung der Klimaneutralität beiträgt, treten insbesondere die Sektoren Industrie und Energieerzeugung zunehmend in Konkurrenz zueinander. Der Einsatz in der Industrie wird dabei in den Szenarien aufgrund fehlender kostengünstiger Alternativen priorisiert. Der zurückgehende Biomasseeinsatz in der Energiewirtschaft betrifft demnach insbesondere gasförmige Biomasse, welche alternativ in energieintensiven Industrien wie der Stahl-, Chemie- oder Zementindustrie zur Defossilisierung eingesetzt werden könnte, um fossile Brennstoffe in Prozessen mit hohen Temperatur- und Energieanforderungen zu ersetzen. Es wird davon ausgegangen, dass nicht-recyclingfähiges kontaminiertes Altholz weiterhin der thermischen Verwertung zugeführt wird, da keine alternativen Verwertungstechnologien zur Verfügung stehen. Der Einsatz von Biomasse in der Industrie wird in dieser Studie nicht betrachtet.

Der in der Studie angenommene Rückgang an Stromerzeugung aus BMKW basiert auf Modellierungen der „Energiesystemanalyse – Bayern klimaneutral“ (siehe Tabelle 1).[10] Der Rückgang des Biomasseeinsatzes wird für alle BMKW gleichermaßen angewandt und sieht daher keine Verschiebung der Strom- und Wärmeerzeugung in große BMKW vor.

Aufgrund von steigendem Abfallaufkommen und gleichzeitig verstärktem Einsatz von Recycling wird ein gleichbleibendes Abfallaufkommen mit leicht steigendem biogenem Anteil in TAB angenommen (siehe Tabelle 1).

Tabelle 1. Annahmen zur Entwicklung des Biomasseeinsatzes in BMKW, des Abfallaufkommens in TAB und des biogenen Abfallanteils in TAB

Entwicklung im Vergleich zum Status Quo	2030	2035	2040	2045
BMKW				
Biomasseeinsatz in der Energiewirtschaft	+ 5 %	- 18 %	- 42 %	- 42 %
TAB				
Abfallaufkommen	± 0 %	± 0 %	± 0 %	± 0 %
Biogener Anteil im Abfall [11]	± 0 %	+ 1 %	+ 3 %	+ 4 %

8 Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Langfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende.

9 Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.) (dena, 2021). „dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität“

10 FfE, Consentec, 2024: „Energiesystemanalyse – Bayern klimaneutral“

11 Future Camp, Prognos, 2023: „CMS - Vorläufige Modellierungsergebnisse“

2.1.3 Nutzung von biogenem CO_2: Potenziale und Anwendungen von CCU

Neben BECCS-Anwendungen können die abgeschiedenen CO_2-Mengen auch als Rohstoff zum Beispiel in der Lebensmittelindustrie verwendet werden. Sie können auch unter chemischer Umwandlung, etwa zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe genutzt werden. Dies wird als Carbon Capture and Utilization (CCU) bezeichnet. Heute wird CO_2 vor allem in der Lebensmittelindustrie, als Kohlensäure für Getränke, in Gewächshäusern und als Schutzgas ohne chemische Umwandlung eingesetzt. Der Bedarf in Deutschland beläuft sich dabei auf etwa 850 kt/a.[12]

Zukünftig wird ein **weitaus größerer CO_2-Bedarf für CCU in der Grundstoffchemie** erwartet, z. B. zur Produktion synthetischer Flugzeugtreibstoffe oder der Herstellung von Kunststoffen. Zur Bestimmung des CCU-Potenzials in Deutschland werden Bedarfe für synthetische Roh- und Brennstoffe aus der dena Leitstudie „Aufbruch Klimaneutralität“ herangezogen.[13] Während im Szenario der dena die Bedarfe ausschließlich aus Importen gedeckt werden, wird in der vorliegenden Studie die Option einer innerdeutschen Produktion betrachtet.

Für die Produktion synthetischer Roh- und Brennstoffe wird Kohlenstoff als Ausgangsstoff benötigt. Bei einer Abkehr der Nutzung fossilen Erdöls im Rahmen der Defossilisierung gibt es dabei verschiedene Möglichkeiten zur erneuerbaren Kohlenstoffbereitstellung:

- Kohlenstoff aus **Biomasse**
- Kohlenstoff aus **Recycling**
- Kohlenstoff aus abgeschiedenem CO_2 (**CCU**)

Es wird angenommen, dass etwa 50 % des benötigten Kohlenstoffs aus Recycling bereitgestellt wird. Die andere Hälfte unterteilt sich in eine Bereitstellung aus Biomasse und CO_2 durch CCU-Anwendungen.[14]

Für die Produktion von synthetischem Flugzeugtreibstoff für den Flugverkehr sind in der EU-Verordnung „ReFuelEU Aviation Regulation“ explizit Quoten für strombasierten synthetischen Kerosin auf Basis von CO_2 (eSAF) ausgewiesen, welche für die Berechnung der CCU-Potenziale genutzt werden.[15]

12 Tyczka Industrie-Gase, 2023: „Überblick über CO_2-Ströme in Bayern“

13 Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.) (dena, 2021). „dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität“

14 Vergleiche Zusammenstellung von Literaturangaben in RCI, 2023: „Making a Case for Carbon Capture and Utilisation (CCU)”

15 NOW GmbH, 2024: „ReFuelEU Aviation Regulation – How does it affect the aviation sector?”

Die Annahmen für den Anteil von CO_2-basierter Produktion synthetischer Roh- und Brennstoffe sind in Tabelle 2 gemeinsam mit dem spezifischen CO_2-Bedarf zusammengefasst.

Tabelle 2. Annahmen für den Anteil CO_2-basierter Produktion und die spezifischen CO_2-Bedarfe für eSAF, synthetisches Naphtha und synthetisches Methanol

Anteil CO_2-basierter Produktion am Gesamtbedarf für …	2030	2035	2040	2045	Spezifischer CO_2-Bedarf
Synth. Kerosin (eSAF) für Flugverkehr [16]	1,2 %	5 %	10 %	15 %	3,90 t CO_2/t
Synth. Naphtha für Industrie [17]	25 %				3,03 t CO_2/t
Synth. Methanol für Schiffsverkehr [17]	25 %				1,38 t CO_2/t

Synthetisches Kerosin und Naphtha kann dabei durch die sogenannte Fischer-Tropsch-Synthese aus Wasserstoff und CO_2 hergestellt werden. Für die Methanolsynthese zur Produktion von synthetischem Methanol wird ebenfalls sowohl Wasserstoff als auch CO_2 benötigt.[18]

Berechnung der Abscheidungskosten

Die Kosten für CO_2-Abscheidung hängen von verschiedenen Faktoren ab. Entscheidend ist dabei, an welcher Anlagenart abgeschieden wird. Kosten sinken, je mehr CO_2 im Abgas enthalten ist und je weniger störende Begleitstoffe entstehen. Die CO_2-Konzentrationen im Abgasstrom von TAB und BMKW liegen typischerweise zwischen 6 % und 15 %.[19, 20, 21] Da sich CO_2-Konzentrationen im Abgasstrom von TAB und BMKW nur geringfügig unterscheiden, wird in der Kostenbetrachtung nicht zwischen den Anlagentypen differenziert.

Abscheidekosten werden auch maßgeblich von der eingesetzten Abscheidetechnologie beeinflusst. Zur CO_2-Abscheidung stehen grundsätzlich verschiedene Verfahren wie Pre-Combustion-, Oxyfuel- und Post-Combustion-Technologien zur Verfügung. Allerdings sind Oxyfuel-Combustion

16 NOW GmbH, 2024: „ReFuelEU Aviation Regulation – How does it affect the aviation sector?"

17 Vergleiche Zusammenstellung von Literaturangaben in RCI, 2023: „Making a Case for Carbon Capture and Utilisation (CCU)"

18 Chemistry4Climate, 2023: „Wie die Transformation der Chemie gelingen kann"

19 Zevenhoven, R. & Kilpinen, P., 2002: "Control of pollutants in flue gases and fuel gases", Espoo/Turku, Finland: Helsinki University of Technology, Seite 2-4

20 Global CCS Institute, 2021: „Technology Readiness and Costs of CCS", Seite 25

21 Beiron, Norman & Johnsson, 2022: „A techno-economic assessment of CO_2 capture in biomass and waste-fired combined heat and power plants – A Swedish case study", Seite 3

und Pre-Combustion-Technologien technisch noch nicht vollständig ausgereift und nur begrenzt für bestehende TAB und BMKW geeignet, da sie wesentliche Eingriffe in die Verfahrenstechnik erfordern. Für die Abscheidung an TAB und BMKW eignen sich derzeit hauptsächlich Post-Combustion-Technologien.[22]

Bei Post-Combustion-Technologien wird CO_2 im Anschluss an die Verbrennung und Rauchgasreinigung abgeschieden. Nach aktuellem Stand ist die Post-Combustion-Technologie Aminwäsche am technologisch weitesten ausgereift und am Markt verfügbar.[23] Die Aminwäsche ist ein chemisches Absorptionsverfahren, bei dem Amine (z. B. Monoethanolamin) als Absorptionsmittel verwendet werden. Das CO_2 wird aus dem Abgasstrom durch das Lösungsmittel absorbiert und anschließend durch Temperatur- oder Druckänderung in einem Regenerationsprozess vom Lösungsmittel getrennt. Nach der Regeneration wird das Lösungsmittel in den Kreislauf zurückgeführt, während das abgeschiedene CO_2 für Transport und Speicherung vorbereitet wird.[24]

Neben der Aminwäsche findet bei der Planung von Abscheideanlagen als weiteres Post-Combustion-Verfahren die HPC-Technologie Anwendung (z. B. bei Stockholm Exergi).[25] HPC steht für „Hot Potassium Carbonate“ und damit für einen chemischen Absorptionsprozess unter der Verwendung von Kaliumkarbonat. Das HPC-Verfahren verwendet ein weniger umweltschädliches Lösungsmittel als die Aminwäsche, zudem besteht die Möglichkeit, den Energiebedarf rein elektrisch zu decken. HPC wird seit Jahrzehnten bereits kommerziell in der Gasverarbeitung eingesetzt, für die CO_2-Abscheidung an BECCS gibt es jedoch nur wenig Erfahrung mit großindustriellen Anlagen.[26] In der vorliegenden Studie wird die Aminwäsche aufgrund ihrer Marktverfügbarkeit und Technologiereife als Referenztechnologie für die Kostenanalyse betrachtet.

Die Investitionskosten für CO_2-Abscheideanlagen steigen mit zunehmender Anlagenkapazität. Durch Skaleneffekte steigen Kosten allerdings nicht linear, sondern langsamer mit zunehmender CO_2-Menge. Zur Abbildung der Kostenabhängigkeit von der Anlagengröße wird eine Kostenfunktion verwendet. Die in Formel (1) dargestellte Kostenfunktion beschreibt den

22 Umweltbundesamt, 2024: „Nutzungsmöglichkeiten und Potenziale bei Abfallbehandlungsanlagen zur Sektorenkopplung, Energiebereitstellung und CO_2-Abscheidung“, Seite 53

23 Global CCS Institute, 2021: „Technology Readiness and Costs of CCS”, Seite 11

24 M. Wietschel et al. (Hrsg.), 2015: „Energietechnologien der Zukunft“, Seite 77 ff.

25 European Commission Innovation Fund, 2022: “BECCS Stockholm: Bio Energy Carbon Capture and Storage by Stockholm Exergi” (Verfügbar: https://climate.ec.europa.eu/system/files/2022-07/if_pf_2022_beccs_en.pdf) (aufgerufen am 04.12.2024)

26 UK Department for Business, Energy and Industrial Strategy, 2022: “Next Generation Carbon Capture Technology – Technoeconomic Analysis”, Seite 84 ff.

Zusammenhang zwischen abgeschiedener CO_2-Menge und den Investitionskosten.[27]

$$K(x) = K_{ref} * \left(\frac{x}{x_{ref}}\right)^{d} \quad (1)$$

- K(x) stellt dabei die Kosten einer Anlage mit CO_2-Abscheidemenge x dar und K_{ref} die Kosten einer Referenzanlage mit der CO_2-Abscheidemenge x_{ref}.
- Der Degressionsfaktor d beschreibt, wie stark die Kostensteigerung der Investition mit zunehmender CO_2-Abscheidemenge sinkt. Für CO_2-Abscheidung wird ein Degressionsfaktor von ca. 0,6 angenommen, sodass bei einer Verdopplung der Abscheidekapazität die spezifischen Kosten um 24 % sinken.[27,28]

Abbildung 4 zeigt die Bandbreite von realen Investitionskosten ohne Finanzierungskosten in Abhängigkeit von der abgeschiedenen CO_2-Menge, basierend auf Angaben von Pilotprojekten, Akteuren und Literaturwerten. Die Einschätzungen der Akteure stammen aus Interviews aus dem Jahr 2024 zu Anlagen in Deutschland mit den Abscheidungstechnologien Aminwäsche und HPC.

27 Global CCS Institute, 2021: „Technology Readiness and Costs of CCS", Seite 27

28 Beiron, Norman & Johnsson, 2022: „A techno-economic assessment of CO_2 capture in biomass and waste-fired combined heat and power plants – A Swedish case study", Seite 3

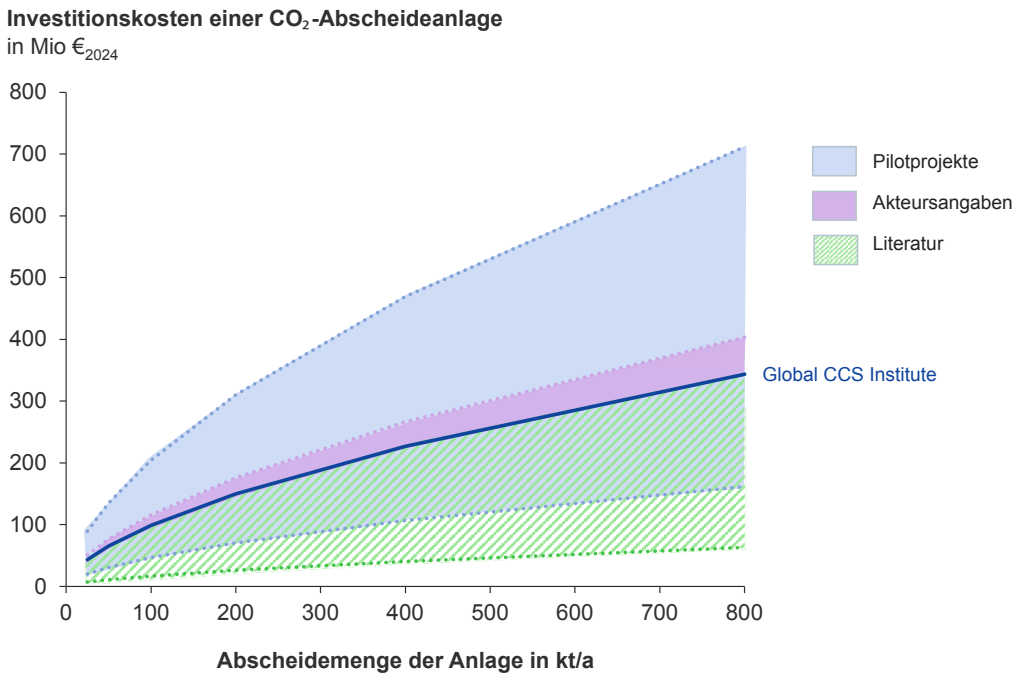


Abbildung 4. Kostenspannen basierend auf Literaturwerten, Praxisprojekten und Akteursangaben[29]

Die Kostenangaben in Abbildung 4 sind mit dem Erzeugerpreisindex für Maschinen auf das Niveau von 2024 bereinigt.[30] Darüber hinaus können der gewählte Diskontsatz und die ökonomische Lebensdauer den Vergleich zwischen Studien und Projekten beeinflussen. Um Verzerrungen durch unterschiedliche Zinsannahme zu vermeiden, wurden die Investi-

29 Literaturwerte:
- Beiron, Norman & Johnsson, 2022: „A techno-economic assessment of CO_2 capture in biomass and waste-fired combined heat and power plants – A Swedish case study", Seite 6
- UK Department for Business, Energy and Industrial Strategy, 2022: "Next Generation Carbon Capture Technology - Technoeconomic Analysis", Seite 79 ff.
- Abgeleitet von Global CCS Institute, 2021: „Technology Readiness and Costs of CCS", Seite 28. Das Global CCS Institute gibt für BMWK und TAB Anlagen mit Abscheidemengen von 130 bis 1.300 kt/a spezifische annuitätische Abscheidekosten der Aminwäschetechnologie mit ca. 64 bis 84 USD2020/t an (inklusive Kompression). Rückschlüsse zum Anteil der Investitionskosten wurden auf Grundlage einer Untersuchung der Deutschen Energie-Agentur (dena) sowie der AECOM für das UK Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS) gezogen.

Pilotprojekte:
- Business Portal Norwegen, 2022: "Neue Schätzung zu den Kosten der CO_2-Abscheidung bei Fortum Oslo Varme" (Verfügbar: https://businessportal-norwegen.com/2022/04/25/neue-schaetzung-zu-den-kosten-der-co2-abscheidung-bei-fortum-oslo-varme/)
- European Commission Innovation Fund, 2022: "BECCS Stockholm: Bio Energy Carbon Capture and Storage by Stockholm Exergi" (Verfügbar: https://climate.ec.europa.eu/system/files/2022-07/if_pf_2022_beccs_en.pdf) (aufgerufen am 04.12.2024)
- Vaisala, 2022: „Decarbonization Technology Proven at Waste-to-Energy Plant" (Verfügbar: https://www.vaisala.com/en/case/decarbonization-technology-proven-waste-energy-plant) (aufgerufen am 04.12.2024)
- European Commission, 2021: "Decision on State Aid SA.61295 (2021/N) – Netherlands: Aid to TWENCE B.V. for Investments in CO_2 Capture Technology", Seite 9

30 DESTATIS, 2024: Erzeugerpreisindex für Maschinen

tionskosten auf ihren Wert exklusive Zinsen zurückgerechnet. Für Pilotprojekte und Akteursaussagen wurde der angegebene Wert aufgrund fehlender Kostenaufschlüsselung als zinsfrei betrachtet.

Wie in Abbildung 4 sichtbar wird, unterscheiden sich Investitionskostenangaben für die CO_2-Abscheidung stark. Hierbei fällt auf, dass Kostenschätzungen aus aktuellen Pilotprojekten und Aussagen von Akteuren die Literaturangaben teilweise deutlich übersteigen. Die Kostenfunktion abgeleitet von Beiron, Norman & Johnsson (2022) ist Grundlage zahlreicher Studien.[31,32,33] Im Vergleich zu aktuellen Akteursangaben und Pilotprojekten unterschätzt die Studie CO_2-Abscheidekosten allerdings deutlich. Zu höheren Kosteneinschätzungen kommt eine Studie des Global CCS Institute.[34] Diese entspricht in etwa der unteren Grenze der gegenwärtigen Akteursangaben.

Pilotprojekte zeigen eine große Kostenspanne und überragen Angaben aus der Literatur teils deutlich. Die Kostenobergrenze in Abbildung 4 bildet das Projekt an der TAB Klemetsrud (400 kt/a, Aminwäsche) in Oslo.[35] Die starken Unterschiede hinsichtlich der Einschätzungen von Investitionskosten ergeben sich aus einer Vielzahl von Faktoren. Sie sind teilweise begründbar durch erhebliche Kostensteigerungen in den letzten Jahren.[36] Zudem sind Kostenstrukturen, Systemgrenzen und Zinsannahmen von Pilotanlagen oft intransparent. Pilotprojekte und Akteursmeinungen können Gewinnmargen einbeziehen, welche in der Literatur in der Regel vernachlässigt werden. Da es sich bei den Pilotprojekten derzeit um „First-of-a- Kind“-Anlagen handelt, ist zudem mit höheren Kosten als bei späteren Anlagen zu rechnen. Aus diesen Gründen erlauben die Pilotprojekte nur begrenzt Rückschlüsse auf allgemeine Kostenannahmen.

Für die vorliegende Studie wird im weiteren Verlauf die Kostenfunktion basierend auf Angaben des Global CCS Institute verwendet.[37] Diese stimmt am besten mit den aktuellen Einschätzungen aus der Praxis überein. Mit der gewählten Kostenfunktion bestimmen sich die Anlagenkosten in Ab-

31 Beiron, Norman & Johnsson, 2022: „A techno-economic assessment of CO_2 capture in biomass and waste-fired combined heat and power plants – A Swedish case study”, Seite 6

32 Dena, BAK, 2023: „Carbon Capture & Storage (CCS) Kostenschätzung für ein CCS-System für die Schweiz bis 2050“

33 Umweltbundesamt, 2024: „Nutzungsmöglichkeiten und Potenziale bei Abfallbehandlungsanlagen zur Sektorenkopplung, Energiebereitstellung und CO_2-Abscheidung“,

34 Global CCS Institute, 2021: „Technology Readiness and Costs of CCS”, Seite 28.

35 Seit 2023 pausiert wegen eines starken Kostenanstiegs. Business Portal Norwegen, 2022: “Neue Schätzung zu den Kosten der CO_2-Abscheidung bei Fortum Oslo Varme“ (Verfügbar: https://business-portal-norwegen.com/2022/04/25/neue-schaetzung-zu-den-kosten-der-co2-abscheidung-bei-fortum-oslo-varme/)

36 ERM, 2024: „EfW with CCS: a key pillar for net zero in the UK“. (Verfügbar: https://www.erm.com/globalassets/insights/documents/efw-with-ccs-a-key-pillar-for-net-zero-in-the-uk.pdf) (aufgerufen am 04.12.2024)

37 Global CCS Institute, 2021: „Technology Readiness and Costs of CCS”

hängigkeit der CO_2-Kapazität. Dazu werden die spezifischen Investitionskosten in $€_{2024}$ pro Tonne CO_2 betrachtet und verstehen sich inklusive der Kosten für die Kompression des CO_2. Die Investitionskosten werden mit einem Diskontsatz von 7,5 % und einer wirtschaftlichen Nutzungsdauer von 25 Jahren annualisiert. Um mögliche Unsicherheiten hinsichtlich der Technologieneuheit, Skalierung und Prozessparametern abzufangen, wird zusätzlich ein Unsicherheitskorridor von -15 % bzw. +35 % angenommen.[38]

Für die Abschätzung der Investitionskosten bis 2045 werden Lernraten herangezogen, die Kostensenkungen durch Skaleneffekte und „Learning by Doing“ berücksichtigen. Mögliche Verbesserungen, die zu Kostensenkungen beitragen können, betreffen das technologische Design, die Standardisierung von Produkten und die Materialwahl. Aufgrund der bisher geringen Anzahl kommerzieller Großprojekte sind Lerneffekte nicht direkt messbar und werden daher in der Literatur durch Vergleiche mit ähnlichen Prozessen abgeschätzt. Lernraten beschreiben dabei die Reduktion der Investitionskosten bei Verdopplung der abgeschiedenen CO_2-Menge auf Systemebene. Für die CO_2-Abscheidung werden Lernraten von ca. 15 % erwartet.[38, 39]

Im Rahmen dieser Studie werden Lernraten auf den berechneten CO_2-Hochlauf für BMKW und TAB bezogen (siehe Abschnitt 2.1.2). Um Unsicherheiten und die Risikospanne in Zukunftsprojektionen angemessen abzubilden, werden Lernraten nur für die Entwicklung der minimalen Kostenabschätzung angenommen. Unter Annahme des in Abschnitt 2.1.2 berechneten Hochlaufs ist demnach bis 2045 mit einer Reduktion der minimalen Investitionskosten von ca. 19 % zu rechnen. Für die maximale Kostenabschätzung wird keine Lernrate angenommen, sodass die mittlere Kostenreduktion bis 2045 etwa 8 % beträgt.

Neben den Investitionskosten für die Abscheideanlage, fallen außerdem Betriebskosten an. Diese bestehen im Wesentlichen aus Fixkosten, verbrauchsgebundenen Kosten, sowie Strom- und Wärmekosten. Kosten oder Erlöse für die Beschaffung und den Transport der Biomasse bzw. des Abfalls zu BMKW und TAB-Standorten werden nicht betrachtet. Tabelle 3 zeigt die Kostenannahmen, die in dieser Studie für die Betriebskosten der Aminwäsche getroffen wurden.

38 Dena, BAK, 2023: „Carbon Capture & Storage (CCS) Kostenschätzung für ein CCS-System für die Schweiz bis 2050“

39 Gassnova, 2020: „Potential for reduced costs for carbon capture, transport and storage value chains (CCS)“, Seite 23 ff.

Tabelle 3. Betriebskostenannahmen für die CO_2-Abscheidung (Aminwäsche)

Bestandteil	Erklärung	Annahme	Annahme zur Entwicklung bis 2045
Fixkosten [40]	z. B. Instandhaltung, Personal, Versicherung	3 % Invest./a	Konstant
Verbrauchsgebundene Kosten [41]	Materialverbrauch	0,6 €/t	Konstant
Strombedarf [42, 43]	Strombedarf, gedeckt durch Eigenerzeugung	258 bis 417 kWh/t	Strompreisentwicklung ($€_{2024}$/MWh) **2030** / **2035** / **2040** / **2045** 76,4 / 85,2 / 83,3 / 90,5 Strombedarf konstant
Wärmebedarf [44]	Wärmebedarf, gedeckt durch Eigenerzeugung	611 bis 1000 kWh/t	Energiepreisentwicklung ($€_{2024}$/MWh) **2030** / **2035** / **2040** / **2045** 39,4 / 41,5 / 45,6 / 48,0 Wärmebedarf konstant

Es wird davon ausgegangen, dass der Strom- und Wärmebedarf durch die eigene Erzeugung am Standort gedeckt werden kann. Demnach werden die Kosten für Strom und Wärme als „entgangene Erlöse“ deklariert. Für die Entwicklung des Strompreises bis 2045 wird ein Szenario herangezogen, welches im Rahmen des Forschungsprojektes BDL Next entwickelt wird.[45] Hinsichtlich der Wärmepreisentwicklung werden Realpreise für Endkunden aus Energieträgerpreisszenarien angenommen (Referenz Hackschnitzel).[46]

Die hier genannten Kosten beziehen sich auf eine allgemeine Kostenschätzung. Anlagenspezifische Abscheidekosten hängen von zahlreichen Faktoren und lokalen Gegebenheiten ab, weshalb für eine standortspezifische Kostenbestimmung eine detaillierte Machbarkeitsstudie notwendig ist.

40 Umweltbundesamt, 2024: „Nutzungsmöglichkeiten und Potenziale bei Abfallbehandlungsanlagen zur Sektorenkopplung, Energiebereitstellung und CO_2-Abscheidung“, Seite 90

41 Umweltbundesamt, 2024: „Nutzungsmöglichkeiten und Potenziale bei Abfallbehandlungsanlagen zur Sektorenkopplung, Energiebereitstellung und CO_2-Abscheidung“, Seite 58 (bereinigt mit Erzeugerpreisindex)

42 Karpf, 2016: „CO_2 -Abscheidung als Wertstoff-Rückgewinnung – eine Symbiose für die Umwelt?“, Seite 8 (Verfügbar: https://www.ete-a.de/img/Vortraege/55_CO2_Abscheidung_als_Wertstoff-Rueckgewinnung-eine_Symbiose_fuer_die_Umwelt.pdf) (aufgerufen am 04.12.2024)

43 Müller (ITAD), 2024: „Aktuelle Herausforderungen bei CCUS am Beispiel der Restmüllverbrennungsanlage der AVG Köln“ (Verfügbar: https://www.itad.de/ueber-uns/ifat-programm/mmueller_co2-abscheidung-avg-140524_vortrag-ifat.pdf) (aufgerufen am 04.12.2024)

44 IEAGHG, 2020: „CCS on Waste to Energy”, Seite 52

45 Strompreisentwicklung im Einklang mit Annahmen des Forschungsprojektes „BDL Next“ (aktuell laufend, gefördert durch das BMWK)

46 Energieträgerpreisszenarien aus Projekt „Klimaneutrale Wärme München 2035“ (2021), Nachträgliches Update der Szenarien im Jahr 2023

2.1.4 Berechnung der Transport- und Speicherkosten

Die Transportkosten abgeschiedener CO_2-Mengen sind abhängig von der Transportmodalität und der Distanz zur Destination. Für den CO_2-Transport kommen Pipelines, Schiff, Zug, sowie LKW in Frage. Als zukünftiges Pipeline-Leitungsnetz wird in der vorliegenden Studie ein CO_2-Transportnetz aus dem aktuellen Entwurf der deutschen Carbon Management Strategie47 verwendet, welches bis 2045 zur Verfügung stehen soll (siehe Abbildung 3).

Es wird angenommen, dass Standorte mit einer Distanz von kleiner 40 km zum geplanten Pipeline-Leitungsnetz durch den Neubau von Zuleitungen angeschlossen werden. Bei Standorten, die weniger als 5 km von deutschen Wasserstraßen entfernt sind, wird der Bau von CO_2-Sammelleitungen mit anschließendem Weitertransport per Binnenschiff und ansonsten die Nutzung des engmaschigen deutschen Schienennetzes für den Transport per Güterzug angenommen. Die Zuteilungskriterien für die Transportmodalitäten sind in Tabelle 4 zusammengefasst.

Tabelle 4. Zusammenfassung der Kriterien für die Zuteilung deutscher TAB und BMKW zu Transportmodalitäten

Abstand …		Transportmodalität
< 40 km zum CO_2-Transportnetz		Anschluss per Leitungsneubau
> 40 km zum CO_2-Transportnetz	< 5 km zu Wasserstraße	Neubau Sammelleitung zu Hafen, Weitertransport per Binnenschiff
	> 5 km zu Wasserstraße	Zugtransport

Für die Bestimmung der Transportkosten per CO_2-Leitung wird unterschieden zwischen:

- der Nutzung des CO_2-Transportnetzes (siehe Abbildung 3) und
- einem Pipeline-Neubau für Zuleitungen von TAB und BMKW zum Transportnetz

Kosten für die Nutzung des CO_2-Transportnetzes

Die nominalen Investitionskosten für den Bau eines 4.400 km langen CO_2-Transportnetzes, wie im aktuellen Entwurf der Carbon Management Strategie (CMS) vorgeschlagen, betragen nach eigenen Berechnungen

47 Entwurf BMKW, Stand September 2024: „Carbon Management Strategie der Bundesregierung“

etwa 11 Mrd. €.[48] Um Unsicherheiten in der Kostenannahme abzubilden, wird ein Kostenkorridor von - 20 % bis + 60 % angesetzt.[49] Die jährlichen Betriebskosten des Leitungsnetzes werden mit 7 % der Investitionskosten angenommen.[50]

Zur Abschätzung der Nutzungskosten pro eingespeister Tonne CO_2 in den Jahren 2030, 2035, 2040 und 2045 werden die anfallenden Investitions- und Betriebskosten des CO_2-Transportnetzes den erwarteten abgeschiedenen CO_2-Mengen aus der Industrie, BMKW und TAB gegenübergestellt. Der Hochlauf für CO_2-Abscheidungen leitet sich dabei aus den Plänen der deutschen CMS und den Annahmen aus Abschnitt 2.1.2 ab. Der angenommene Hochlauf und die resultierenden spezifischen Kosten für die Nutzung des CO_2-Transportnetzes sind in Abbildung 5 dargestellt.

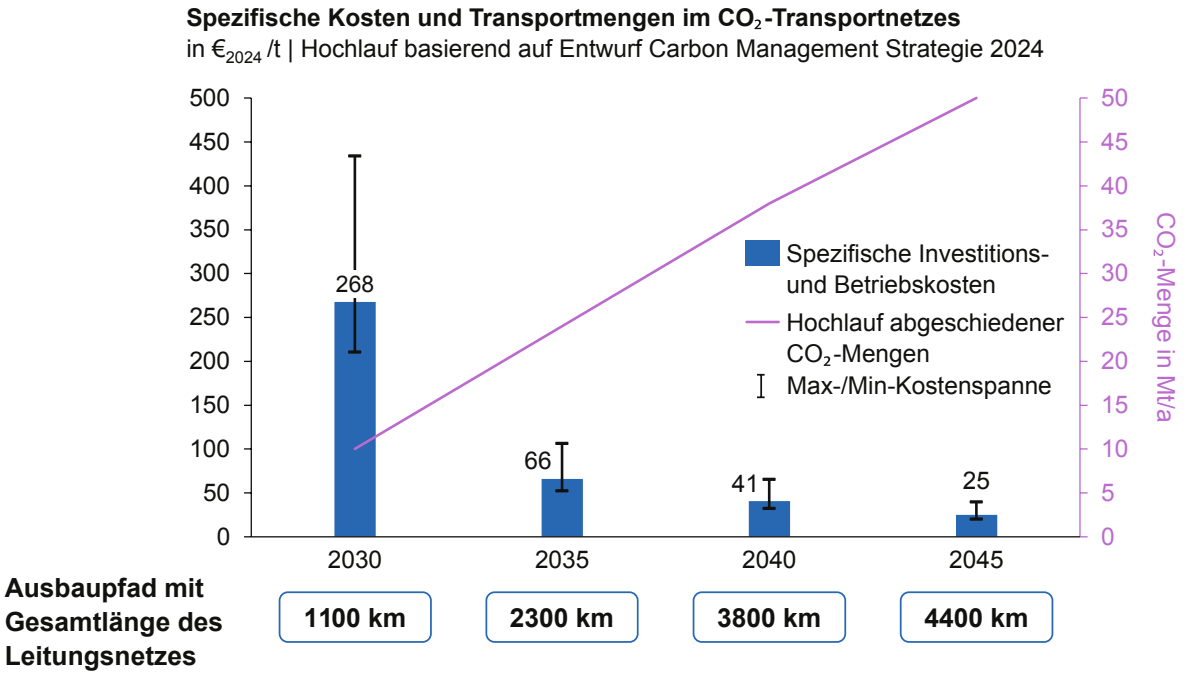


Abbildung 5. Spezifische Nutzungskosten für ein deutsches CO_2-Transportnetz

48 Berechnung angelehnt an FfE, 2023: „Analyse CO_2-Infrastrukturbedarf in Bayern“ basierend auf Kosteneinschätzungen der bayernets GmbH bei Leitungsdurchmessern von 600 mm (Hauptleitungen) bzw. 300 mm (Zuleitungen)

49 CO_2 Transport Cost Model: description and User’s Manual, Report No. DOE/NETL-2018/1877. US Dept of Energy, National Energy Technology Laboratory, Pittsburgh, PA

50 Angelehnt an FfE, 2023: „Analyse CO_2-Infrastrukturbedarf in Bayern“ basierend auf Kosteneinschätzungen der bayernets GmbH

Kosten für den Pipeline-Neubau, alternative Transportmodalitäten und Speicherung

Für den Pipeline-Neubau von Zuleitungen an das CO_2-Transportnetz wird angenommen, dass die Kosten von der angeschlossenen Anlage getragen werden. Diese bestimmen sich dabei aus den spezifischen Kosten für Leitungsneubau (siehe Tabelle 5) und der Distanz zum Transportnetz.

Die Kosten für den CO_2-Transport per Zug und Binnenschiff werden ebenfalls von den Anlagenbetreibern getragen und basieren auf den spezifischen Angaben in Tabelle 5. Als Destination für die abgeschiedenen CO_2-Mengen betrachtet diese Studie Offshore-Speicherstätten in der Nordsee sowie Onshore-Speicher im süddeutschen Alpenvorland-Becken. Zur Berechnung der Transportkosten für die Gesamtdistanz für Schiffs- und Zugtransporte wird für jedes Anlagencluster die durchschnittliche Entfernung zum nächstgelegenen Speicher bzw. Exportterminal entlang der Wasserstraßen bzw. des Schienennetzes ermittelt.

Die Kosten für die Einspeicherung beinhalten sowohl die Investitions- als auch Betriebskosten des CO_2-Speichers. Zusätzlich fallen Kosten für das Monitoring zur Sicherstellung des unterirdischen Verbleibs des CO_2 an. Die Kostenspanne für Onshore- und Offshore-Speicherung sind in Tabelle 5 aufgeführt. Die Speicherkosten werden dabei als konstant bis 2045 angenommen.

Tabelle 5. Spezifische Kosten für verschiedene Transportmodalitäten und Speicherung (in $€_{2024}$)

	Kosten Min	Kosten Max	Quellen
Leitungsneubau	0,017 €/t/km	0,021 €/t/km	51, 52
Zugtransport	0,060 €/t/km	0,161 €/t/km	52, 53
Binnenschiff	0,025 €/t/km	0,052 €/t/km	52, 54
Onshore-Speicherung	4 €/t	7 €/t	55
Offshore-Speicherung inkl. Hochsee-Schiffstransport der „letzten Meile“ [56]	27 €/t	58 €/t	57
Monitoring von CO_2-Speichern	1,1 €/t	4,3 €/t	58

2.1.5 Bestimmung der Erlöspotenziale

Erlöse für die CO_2-Abscheidung an TAB können einerseits durch die Vermeidung von Kosten für Emissionszertifikate je emittierter fossiler Tonne CO_2-Emissionen und andererseits durch die Veräußerung von NEZ bei langfristiger Speicherung biogener CO_2-Mengen (BECCS) generiert werden:

Aktuell sind TAB im EU EHS berichtspflichtig - eine Beitragspflicht wird bis Mitte 2026 durch die EU-Kommission geprüft. Es ist davon auszugehen, dass ab 2028 eine Beitragspflicht für TAB besteht, sodass sie ab diesem Zeitpunkt für jede emittierte Tonne fossiles CO_2-Zertifikate kaufen müssen.[59] Gemäß der EU-Monitoringverordnung müssen für abgeschiedene und langfristig gespeicherte CO_2-Emissionen keine Zertifikate gekauft werden.[60] Die Kosten für emittierte fossile CO_2-Emissionen werden in Folge einer Abscheidung und Speicherung vermieden und als Erlöse gewertet. Zusätzlich zu den vermiedenen Zertifikatskosten können für den biogenen Anteil der abgeschiedenen und gespeicherten CO_2-Mengen Erlöse aus dem Verkauf von Zertifikaten für Negativemissionen erzielt werden.

51 Basierend auf Aussagen des Fernleitungsnetzebetreibers bayernets in „Analyse CO_2-Infrastrukturbedarf in Bayern“ FfE, 2023

52 CATF CCS cost tool, 2022: https://www.catf.us/de/ccs-cost-tool/ (aufgerufen am 04.12.2024)

53 VDZ, 2024: „Anforderungen an eine CO_2- Infrastruktur in Deutschland“

54 Element Energy, 2018: „Shipping CO_2 – UK Cost Estimation Study“

55 Zero emissions platform, 2011: „The Costs of CO_2 Storage – Post-demonstration CCS in the EU”

56 Bei manchen Projekten ist für die „letzte Meile“ eine Offshore-Pipeline vorgesehen. Hier entstehen in der Regel geringere Kosten.

57 CDRmare Insights, 2024: „CO_2-Speicherung tief unter der deutschen Nordsee: Die sieben wichtigsten Erkenntnisse aus der GEOSTOR-Forschung“

58 IEAGHG Technical Report 2020: „Monitoring and Modelling of CO_2 Storage: The Potential for Improving the Cost-Benefit Ratio of Reducing Risk”

59 Umweltbundesamt, 2023: “Ausrichtung des EU-ETS-1 auf das neue EU-Klimaschutzziel für 2030 und Reform der Marktstabilitätsreserve (MSR-1)“

60 Europäische Unition, 2018: „DURCHFÜHRUNGSVERORDNUNG (EU) 2018/2066 DER KOMMISSION vom 19. Dezember 2018 über die Überwachung von und die Berichterstattung über Treibhausgasemissionen gemäß der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates und zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 601/2012 der Kommission“

Derzeit gibt es keinen einheitlichen Markt für NEZ, sondern verschiedene privatwirtschaftliche Handelssysteme mit eigenen Standards und Preisen (siehe Abschnitt „Freiwillige (unregulierte) Zertifikatmärkte“ unter 3.6.3). Voraussichtlich werden Negativemissionen in Zukunft in das bestehende EU EHS integriert, entweder teilweise (3.6.1.2) oder vollständig (3.6.1.1). Da dies im Moment allerdings noch nicht der Fall ist und keine belastbaren Preise für die verschiedenen Negativemissionstechnologien vorliegen, werden in der weiteren Betrachtung zwei Szenarien für die Preise von Negativzertifikaten angenommen:

Im Basisszenario werden Preise für Negativzertifikate mit dem mittleren CO_2-Preis am EU EHS angenommen. Diese basieren auf dem Mittelwert der Szenarien „ETS-Preis niedrig“ und „ETS-Preis hoch“ im Projektionsbericht des Umweltbundesamtes (UBA).[61]

Im Kompensationsszenario wird von einer höheren Zahlungsbereitschaft am Markt für Negativemissionen ausgegangen. Die Preise für Negativzertifikate orientieren sich dabei im Jahr 2030 an aktuellen Kompensationszahlungen für BECCS.[62] In den folgenden Jahren 2035, 2040 und 2045 wird das hohe Preisszenario des UBA-Projektionsberichtes angenommen.

Tabelle 6 fasst die Annahmen zur Preisentwicklung in den Szenarien zusammen.

Tabelle 6. Annahme zur Entwicklung von Zertifikatskosten am EU EHS und dem Preis von Negativzertifikaten im Basisszenario und im Kompensationsszenario (Angaben in $€_{2024}$)

	2030	2035	2040	2045
Basisszenario				
Vermeidung von Zertifikatskosten für fossile Emissionen (TAB) am EHS	104 €/t	110 €/t	151 €/t	188 €/t
Preis für Negativzertifikate (BECCS-Erlöse)				
Kompensationsszenario				
Vermeidung von Zertifikatskosten für fossile Emissionen (TAB) am EHS	138 €/t	158 €/t	196 €/t	226 €/t
Preis für Negativzertifikate (BECCS-Erlöse)	152 €/t	158 €/t	196 €/t	226 €/t

61 Umweltbundesamt, 2024: “ Technischer Anhang der Treibhausgas-Projektionen 2024 für Deutschland (Projektionsbericht 2024)“

62 Spot Price für BECCS in https://www.cdr.fyi/ (aufgerufen am 04.12.2024)

2.2 CO_2-Emissionen im Status Quo

Um das Potenzial für Negativemissionen aus TAB und BMKW zu bestimmen, werden zunächst die aktuellen CO_2-Emissionen betrachtet. Nach der Methodik aus Abschnitt 2.1.1 ergeben sich für Anlagen mit einer installierten Leistung von mindestens 3 MW und einem Alter von weniger als 50 Jahren aktuelle Emissionen von 16 Mt/a aus BMKW und 26 Mt/a aus TAB (siehe Abbildung 6).

Pflanzliche Biomasse, welche als Brenn- bzw. Abfallstoff in TAB und BMKW eingesetzt wird, nimmt während der Wachstumsphase CO_2 aus der Atmosphäre auf. Bei der Verbrennung der biogenen Stoffe führt das ausgestoßene biogene CO_2 bilanziell zu keinen zusätzlichen Emissionen, da die bei der Verbrennung entstehende Emissionsmenge in etwa der zuvor entnommenen CO_2-Menge entspricht. Durch die Abscheidung und anschließende dauerhafte Speicherung biogener CO_2-Mengen können folglich Negativemissionen erzielt werden.

Die Emissionen von BMKW stammen nahezu vollständig aus biogenen Quellen, mit Ausnahme von ca. 10 %, welche durch die Zufeuerung fossiler Brennstoffe verursacht werden.[63] Bei TAB sind knapp 52 % der Emissionen biogenen Ursprungs. Mit üblichen Abscheideraten von bis zu 90 % können demnach etwa 25 Mt/a Negativemissionen durch die Abscheidung an TAB und BMKW erzeugt werden, wie in Abbildung 6 dargestellt ist.

CO_2-Emissionen an Thermischen Abfallbehandlungsanlagen (TAB) und Biomassekraftwerken (BMKW)
in Mt/a | Deutschland | Status Quo

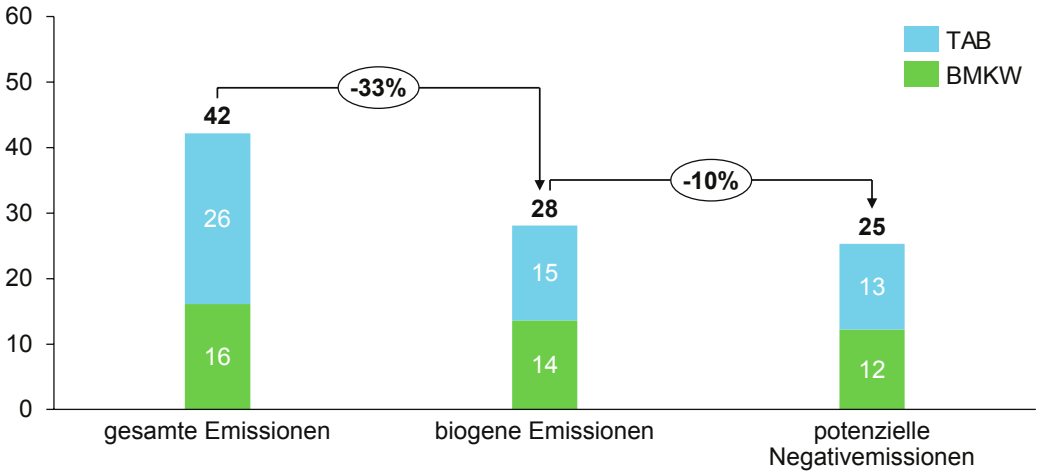


Abbildung 6. Ableitung potenzieller Negativemissionen aus TAB und BMKW in Deutschland anhand bestehender CO_2-Emissionen im Status Quo

63 2024, Umweltbundesamt: „Nutzungsmöglichkeiten und Potenziale bei Abfallbehandlungsanlagen zur Sektorenkopplung, Energiebereitstellung und CO_2-Abscheidung“

2.3 Zeitlicher Hochlauf von BECCUS und stoffliches CO_2-Nachfragepotenzial

Der zeitliche Hochlauf für CO_2-Abscheidung an TAB und BMKW ist u. a. abhängig von der Wirtschaftlichkeit der Investition für Abscheideanlagen. Wie in Abschnitt 2.1.3 beschrieben, sind die spezifischen Investitionskosten für kleine Anlagen aufgrund von Skalierungseffekten deutlich höher als für Anlagen mit großer CO_2-Kapazität. Demnach ist die Wirtschaftlichkeit für kleine Anlagen nur bei starker Förderung oder der Entwicklung günstiger standardisierter Anlagenlösungen gegeben. Da diese nach aktuellem Stand nicht marktverfügbar sind, wird unterstellt, dass Anlagen mit weniger als 100 kt CO_2-Emissionen pro Jahr keine Abscheidung installieren werden.

Der Zeitpunkt der CO_2-Abscheidung an mittleren und großen Anlagen mit Emissionen > 100 kt/a ist nicht nur von der Kosten- und Finanzierungsbetrachtung abhängig, sondern auch eng an die Verfügbarkeit einer CO_2-Transportinfrastruktur geknüpft. Dabei wurde untersucht, welche Kosten- und Finanzierungsfragen auftreten könnten, insbesondere für Unternehmen, die bereits vor Anbindung an eine Pipeline mit der Implementierung von BECCUS-Technologien beginnen. Da die betrachteten TAB und BMKW über das gesamte Land verteilt sind, befinden sich einige Anlagen in der Nähe einer geplanten CO_2-Leitungsinfrastruktur, während andere auf kostspieligere Übergangslösungen wie den Transport per Zug, LKW oder Binnenschiff angewiesen sind, was zusätzliche finanzielle Herausforderungen mit sich bringt.

Mit der Zuteilungslogik für TAB- und BMKW-Standorte sowie den Annahmen für die Verfügbarkeit der jeweiligen Transportoptionen aus Abschnitten 2.1.2 und 2.1.4 ergibt sich in der Abbildung 7 dargestellt der Hochlauf für CO_2-Abscheidungen. Die Haupttreiber für den Hochlauf der CO_2-Abscheidung sind die Vermeidung fossiler Emissionen und die Erzeugung von Negativemissionen durch die langfristige geologische CO_2-Speicherung. Eine weitere Möglichkeit ist die Nutzung des abgeschiedenen CO_2 für CCU-Anwendungen. Die potenzielle CO_2-Nachfrage in Deutschland wird in Abbildung 7 den abgeschiedenen CO_2-Mengen aus TAB und BMKW gegenübergestellt.

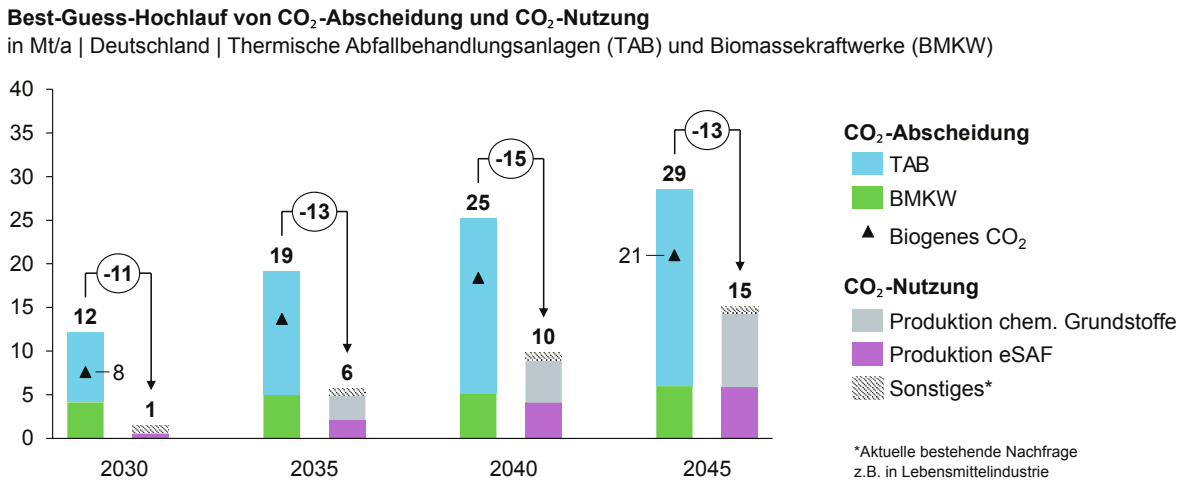


Abbildung 7. Hochlauf von CO_2-Abscheidung an TAB und BMKW im Vergleich zu einer potenziellen CO_2-Nachfrage für CCU in Deutschland

Der Hochlauf für CO_2-Abscheidungen an TAB und BMKW startet im Jahr 2030 mit etwa 12 Mt/a. Davon stammen etwa 8,5 Mt/a aus biogenen Quellen (3,8 Mt/a an BMKW und 4,7 Mt/a an TAB). Bis zum Jahr 2045 werden die gesamten bestehenden CO_2-Emissionen an TAB und BMKW abgeschieden. Unter Berücksichtigung der Abscheiderate und dem Rückgang an BMKW zur Stromerzeugung entspricht dies etwa 29 Mt/a an abgeschiedenem CO_2.

Die potenzielle CO_2-Nachfrage deckt sich im Jahr 2030 in etwa mit dem aktuellen Bedarf von ca. 850 kt/a in der Lebensmittel- und Getränkeindustrie, als Schutzgas sowie für andere direkten Anwendungen wie in Gewächshäusern oder Feuerlöschern. Bis 2045 steigt der CO_2-Bedarf durch die verstärkte Produktion von synthetischen Flugzeugtreibstoffen (eSAF) sowie chemischen Grundstoffen wie synthetisches Methanol und Naphtha, bspw. für die Herstellung von Kunststoffen, auf etwa 15 Mt/a an. Die Abschätzungen zur CO_2-Nachfrage in der Chemieindustrie beziehen sich dabei auf ein theoretisches Potenzial zur innerdeutschen Produktion synthetischer Roh- und Brennstoffe auf Basis von CO_2. Zum heutigen Zeitpunkt steht allerdings noch nicht fest, ob und in welchem Maß der deutsche Bedarf von eSAF und synthetischen chemischen Grundstoffen zukünftig innerhalb von Deutschland produziert wird. Während manche Energiesystemstudien, wie z. B. die dena Leitstudie „Aufbruch Klimaneutralität“ von einem ausschließlichen Import ausgehen, basiert die CO_2-Nachfrage in Abbildung 7 auf einem theoretischen Potenzial für eine innerdeutsche strombasierte Produktion (Berechnungsmethodik siehe Abschnitt 1.1.1).[64]

64 Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.) (dena, 2021). „dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität“

Die Abbildung zeigt, dass die abgeschiedenen CO_2-Emissionen aus TAB und BMKW ausreichen, um den Bedarf für CCU unter den Annahmen in Abschnitt 1.1.1 zu decken. Selbst bei ausschließlicher Nutzung der abgeschiedenen biogenen CO_2-Mengen (etwa 21 Mt/a im Zieljahr 2045) übersteigt das Angebot die Nachfrage.

Die Nutzung von biogenem CO_2 für CCU-Anwendungen (BECCU) führt dazu, dass das bei der Herstellung der Produkte gebundenes CO_2, wie bspw. bei der Verbrennung von synthetischem Flugkraftstoff (eSAF) in Flugzeugen, am Ende ihrer Lebensdauer wieder freigesetzt wird. Diese Emissionen tragen jedoch bilanziell nicht zu einer Erhöhung der CO_2-Konzentration in der Atmosphäre bei, da die Menge an freigesetztem CO_2 ungefähr der Menge entspricht, die zuvor während des Wachstums der Biomasse aus der Atmosphäre aufgenommen wurde.

Bei vollständiger Nutzung des biogenen CO_2 aus TAB und BMKW für BECCU (siehe Abbildung 7) verbleiben im Jahr 2045 noch etwa 6 Mt/a biogenes CO_2, das gespeichert werden kann und damit Negativemissionen bewirkt.

Derzeit ist die potenzielle CO_2-Nachfrage für CCU im Vergleich zur langfristigen Speicherung kein wesentlicher Treiber für den Hochlauf von CO_2-Abscheidung. Die Verfügbarkeit einer CO_2-Infrastruktur zur Anbindung von TAB- und BMKW-Standorten an CO_2-Speicherstätten ist daher ein entscheidender Faktor für einen erfolgreichen Hochlauf.

2.4 Wirtschaftlichkeitsanalyse

Die Wirtschaftlichkeit spielt eine entscheidende Rolle bei der Implementierung von CO_2-Abscheidungstechnologien in TAB und BMKW. In diesem Abschnitt werden die anfallenden Kosten entlang der gesamten Prozesskette analysiert (Investitions- und Betriebskosten der CO_2-Abscheidung, Transportkosten, Speicherkosten). Anschließend werden diese Kosten in Abschnitt 2.4.4 den potenziellen Erlösen gegenübergestellt, um eine Bewertung der wirtschaftlichen Machbarkeit und Rentabilität der CO_2-Abscheidung an TAB und BMKW zu ermöglichen.

Bei der Einordnung der Rentabilität ist zu beachten, dass die anfallenden Kosten nicht den Preisen von Anbietern am Markt gleichgestellt sind. Aufgrund von Margen, Risikoaufschlägen sowie engpassbezogenen Zuschlägen können die Preise für Abscheidungstechnologien sowie Dienstleistungen für Transport und Speicherung deutlich höher ausfallen. Daher ist eine gezielte Wirtschaftlichkeitsanalyse für einzelne Standorte unter Einbezug von Praxisangeboten im Rahmen einer Machbarkeitsanalyse für die Bewertung der Rentabilität unverzichtbar.

2.4.1 Kosten für CO_2-Abscheidung

Die Kosten für CO_2-Abscheidung ergeben sich aus Investitionskosten der Abscheideanlage und Kosten, die im Betrieb der Anlage anfallen. Wie in Abschnitt 2.1.3 erläutert, beziehen sich die Kostenannahmen dieser Studie auf eine CO_2-Abscheidung mit Aminwäsche.

Spezifische Investitionskosten, in Euro pro Tonne abgeschiedenem CO_2, sinken aufgrund von Skaleneffekten mit zunehmender CO_2-Abscheidekapazität.[65] Wie in Abbildung 8 dargestellt, weisen größere Anlagen im Verhältnis zu ihrer Abscheidemenge geringere spezifische Investitionskosten auf. Die in Abbildung 8 gezeigte Kostenspanne ergibt sich aus dem in Abschnitt 2.1.3 beschriebenen Unsicherheitskorridor von -15 % bzw. +35 %. Für die Berechnung der mittleren Kosten wird im Weiteren das arithmetische Mittel des Korridors verwendet. Zudem gelten die in Abschnitt 2.1.3 beschriebenen Annahmen zu Lebensdauer und Kapitalkosten. Für eine Anlage mit einer jährlichen CO_2-Abscheidemenge von 200 kt/a ergeben sich Investitionskosten (inklusive Zinsen über den Abschreibungszeitraum) von ca. 369 Mio. € im Jahr 2030. Im Vergleich dazu sind für eine Anlage mit 800 kt/a Kosten von ca. 848 Mio. € zu erwarten. Daraus resultieren für eine Anlage mit einer CO_2-Abscheidemenge von 200 kt/a mittlere spezifische annuitätische Investitionskosten von 74 €/t; bei einer CO_2-Abscheidemenge von 800 kt/a fallen diese mit 42 €/t deutlich niedriger aus.

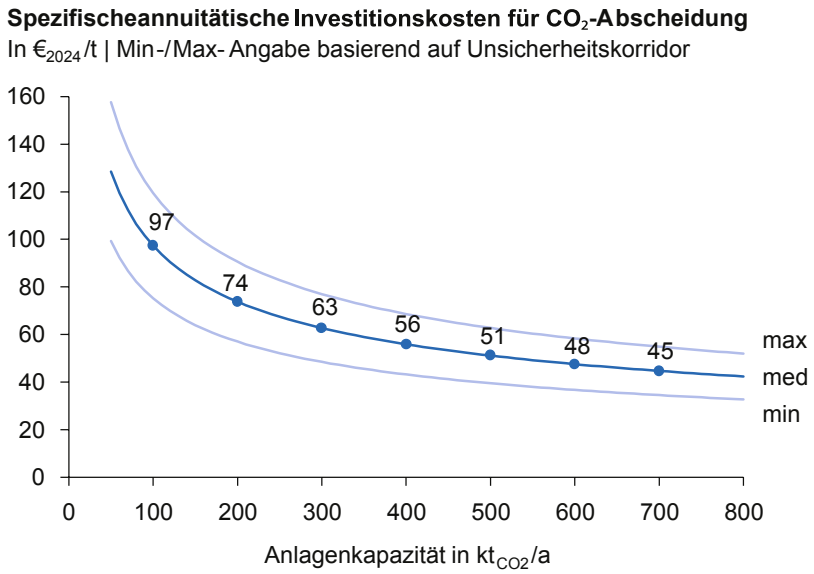


Abbildung 8. Spezifische annuitätische Investitionskosten für CO_2-Abscheidung in Abhängigkeit der Anlagenkapazität inklusive Unsicherheitskorridor

65 Global CCS Institute, 2021: „Technology Readiness and Costs of CCS", Seite 27

Für den Betrieb der Abscheideanlage fallen neben Fixkosten und variablen Kosten für den Materialverbrauch auch Kosten zur Deckung des Strom- und Wärmebedarfs an. Im Rahmen dieser Studie werden diese als entgangene Strom- und Wärmeerlöse betrachtet, da angenommen wird, dass der Energiebedarf aus der Eigenenergieproduktion der thermischen Abfallbehandlung gedeckt werden kann. Von den Betriebskosten der CO_2-Abscheidung machen entgangene Wärme- und Stromerlöse den größten Anteil (> 90 %) aus. Demnach sind die mit der CO_2 -Abscheidung verbundenen Betriebskosten stark abhängig von der Dynamik der Strom- und Wärmepreise. Im Jahr 2030 belaufen sich die durchschnittlichen Betriebskosten auf 64 €/t, basierend auf dem Mittel der in Abschnitt 2.1.3 beschriebenen Wärme- und Strombedarfsspannen. [66]

Die gesamten CO_2-Abscheidungskosten einer Beispielanlage mit einer jährlichen CO_2-Abscheidemenge von 200 kt/a sind in Abbildung 9 nach ihren Kostenbestandteilen aufgeschlüsselt. Im Jahr 2030 ergibt sich ein Betriebskostenanteil von ca. 46 %, während Investitionskosten ca. 54 % ausmachen. Abbildung 9 beinhaltet des Weiteren die zeitliche Entwicklung der spezifischen annuitätischen Investitionskosten für die Stützjahre bis 2045. Mit den in Abschnitt 2.1.3 beschriebenen Annahmen ist bis 2045 mit steigenden Betriebskosten zu rechnen. Diese sind primär auf Veränderungen in den Strom- und Wärmepreisen zurückzuführen. Im Gegensatz dazu können Investitionskosten bis 2045 aufgrund von Lerneffekten sinken. Bezüglich der Gesamtkosten führt diese gegenläufige Entwicklung allerdings zu insgesamt steigenden spezifischen annuitätischen Kosten.

Spezifische annuitätische Kosten für CO_2-Abscheidung

In $€_{2024}$/t | Referenzanlage mit 200 kt/a CO_2-Emissionen

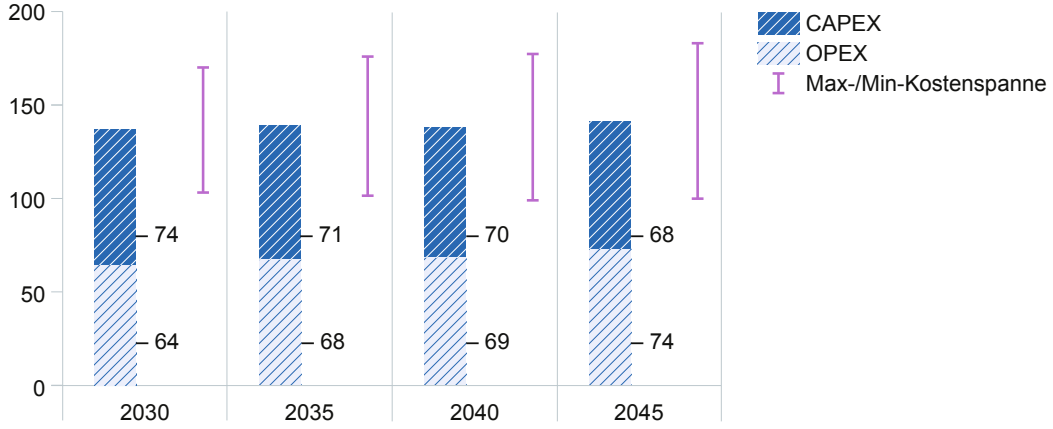


Abbildung 9. Zeitliche Entwicklung der spezifischen annuitätischen Investitionskosten (CAPEX) und Betriebskosten (OPEX) für CO_2-Abscheidung

66 Aus Sicht der Anlagenbetreiber kommen als „Betriebskosten“ die nachgelagerten Transport- und Speicherkosten hinzu, welche den größten Anteil laufender Kosten ausmachen können. Diese werden in Abschnitt 2.4.2 beschrieben.

2.4.2 Kosten für CO_2-Transport und Speicherung

Die Transportkosten für abgeschiedenes CO_2 sind abhängig von der gewählten Transportmodalität und der Distanz zur Destination. Wie in Abschnitt 2.1.4 erläutert, werden die betrachteten deutschen Standorte von TAB und BMKW entsprechend der Zuordnungslogik in Tabelle 4 einer Transportmodalität zugeordnet. Die zeitliche Entwicklung der spezifischen Kosten für verschiedene Transportmodalitäten ist für die Stützjahre 2030, 2035, 2040 und 2045 in Abbildung 10 dargestellt.

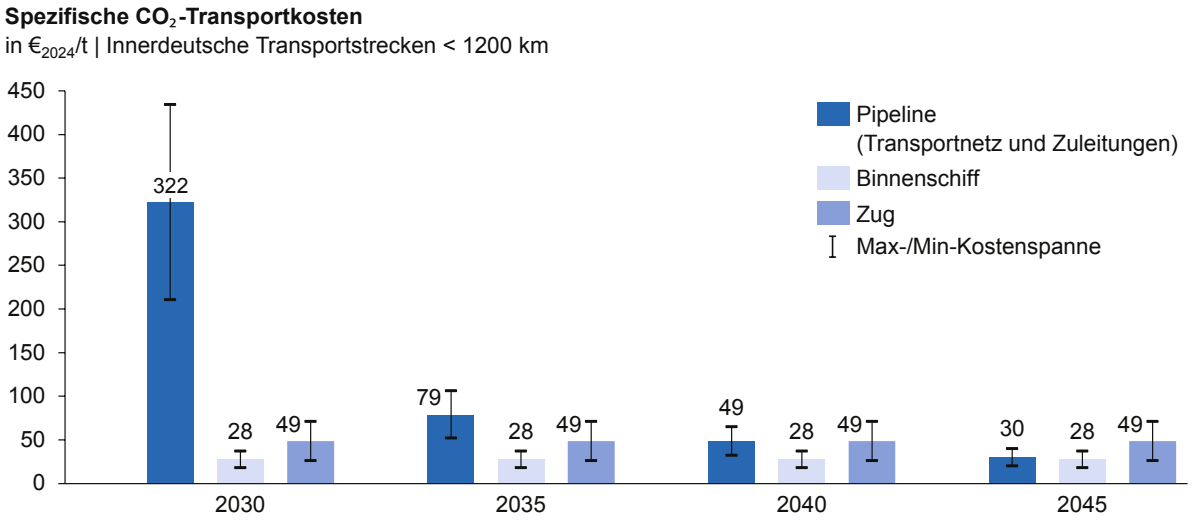


Abbildung 10. Zeitliche Entwicklung der spezifischen Kosten für verschiedene Transportmodalitäten

Der Transport per Pipeline inkludiert die Kosten für die Nutzung des Transportnetzes sowie die Investitions- und Betriebskosten von Zuleitungen. Abbildung 10 zeigt, dass der Pipelinetransport mit etwa 322 €/t im Jahr 2030 die teuerste Option darstellt. Ausschlaggebend sind die hohen Investitionskosten für den Bau eines CO_2-Transportnetzes, die sich anfangs auf geringe Transportmengen verteilen (siehe auch Abbildung 5). Bis 2045 gehen die spezifischen Kosten für den Pipelinetransport stark zurück, da sich die Investitionskosten auf zunehmende Einspeisemengen verteilen. Dieser Abwärtstrend setzt sich auch nach 2045 fort, sodass langfristig Pipelines die günstigste Transportoption darstellen.

Die durchschnittlichen Kosten für innerdeutschen CO_2-Transport per Binnenschiff werden von den Betriebskosten für den Schiffsantrieb dominiert und liegen mit den Annahmen aus Tabelle 5 bei etwa 28 €/t. Der Zugtransport ist mit etwa 49 €/t kostenintensiver und ebenfalls von den Energiekosten für den Antrieb getrieben. Für beide Transportmodalitäten werden gleichbleibende Kosten bis 2045 erwartet.

Sowohl Binnenschiffe als auch Züge stehen zeitnah als CO_2-Transportmodalitäten zur Verfügung. Bereits bis 2030 können entsprechende Transportkapazitäten bereitgestellt werden. Der Vorteil des Schiffstransports liegt in

dem großen Fassungsvermögen von etwa 10 kt CO_2 pro Schiff, das große Transportkapazitäten mit wenigen Rundfahrten ermöglicht.[67] Güterzüge können dagegen durch das engmaschige deutsche Zugnetz viele dezentrale Standorte erreichen, um CO_2 zu Speichern abzutransportieren. Dies bietet eine flexible Alternative bis zur Inbetriebnahme eines deutschen Leitungsnetzes. Für einzelne Akteure ist dabei zu berücksichtigen, dass die Dauer von Mietverträgen für Züge etwa 10 Jahre beträgt.[68] In diesem Zeitraum ist es möglich, dass für den Standort bereits der günstigere Pipelinetransport zur Verfügung steht, Akteure aber weiterhin an den Zugtransport vertraglich gebunden sind.

Die abgeschiedenen CO_2-Mengen können entweder onshore oder offshore in unterirdischen Formationen gespeichert werden. In dieser Studie werden standortabhängig der Transport über Exportterminals zu Offshore-Speichern in der Nordsee oder zu Onshore-Speichern im Alpenvorlandbecken betrachtet. Die anfallenden Speicherkosten sind zusammen mit den zugeteilten Speichermengen in Abbildung 11 dargestellt.

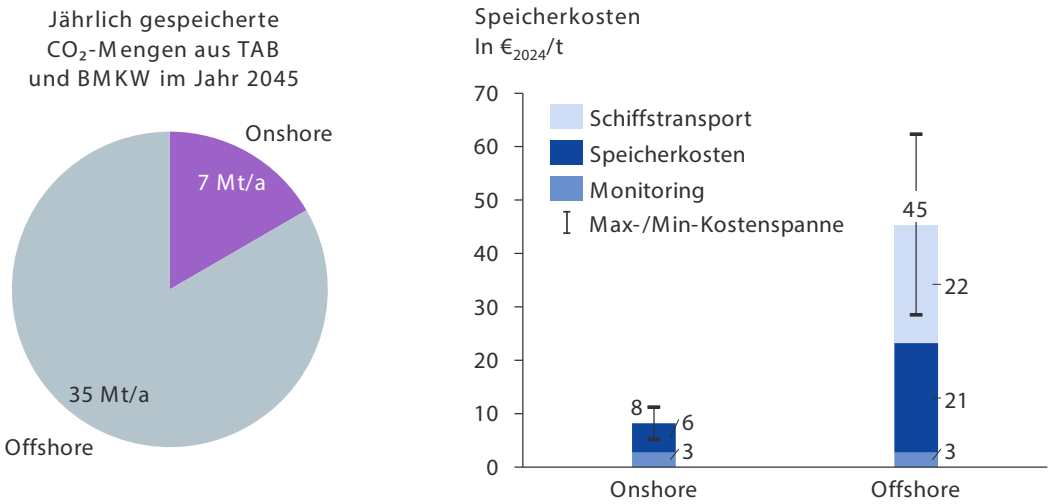


Abbildung 11. Aufschlüsselung der Speichermengen im Zieljahr 2045 und Speicherkosten (Angaben in $€_{2024}$)

Die angenommene Onshore-Speicherung ist aufgrund begrenzter Speicherkapazitäten den TAB und BMKW in Süddeutschland vorbehalten. Anlagen in Mittel- und Norddeutschland speichern in dieser Studie offshore in der Nordsee CO_2 ein.[69] Dabei wird angenommen, dass die CO_2-Mengen vom Exportterminal per Hochseeschiff zu den Offshore-Speicherstätten transportiert werden. Insbesondere aufgrund des zusätzlich notwendigen Transportweges sind die Kosten für die Offshore-Speicherung mit etwa 45 €/t deutlich höher als für die Onshore-Speicherung (etwa 8 €/t).

67 Element Energy, 2018: „Shipping CO_2 – UK Cost Estimation Study“

68 Einschätzung der DB Cargo

69 Knopf, 2010: „Neuberechnung möglicher Kapazitäten zur CO_2-Speicherung in tiefen Aquifer-Strukturen“

Demnach können durch einen verstärkten Einsatz von Onshore-Speichern Kosten eingespart werden. Hierfür sind insbesondere im Norden Deutschlands große Speicherpotenziale in Form von tiefen salinaren Aquiferen vorhanden.[70]

Aktuell ist die CO_2-Onshore-Speicherung in Deutschland nicht erlaubt. Ein Gesetzesentwurf der Ampelregierung zur Änderung des KSpG sah jedoch eine Opt-In-Lösung vor, die es den Bundesländern ermöglicht hätte, individuell über die Zulassung der Onshore-Speicherung zu entscheiden.[71] Diese Länderöffnungsklausel ist auch im Koalitionsvertrag für die 21. Legislaturperiode vorgesehen.[72] Während die nördlichen Bundesländer Deutschlands die Onshore-Speicherung derzeit ablehnen, möchte Baden-Württemberg diese Möglichkeit zukünftig prüfen.[73] Sollten sich die deutschen Bundesländer gegen eine Onshore-Speicherung aussprechen, wäre der Export zu nahegelegenen Onshore-Speichern in Nachbarländern eine kostengünstige Alternative.

Aus Sicht der Anlagenbetreiber stellen die Kosten für CO_2-Transport und Speicherung neben den Betriebskosten für die CO_2-Abscheidung ebenfalls laufende Kosten und damit „Betriebskosten“ dar. In aktuellen BECCS-Projekten machen Transport, Speicherung, Monitoring und Zertifizierung von Negativemissionen den größten Teil der laufenden Kosten aus. Da diese Prozesse in der Regel durch externe Dienstleister oder vorhandene Infrastrukturen übernommen werden, unterliegen sie nicht der Kontrolle der Anlagenbetreiber. Die Preise für Transport und Speicherung werden maßgeblich durch die begrenzte Verfügbarkeit entsprechender Angebote am Markt beeinflusst. Besonders die derzeit geringe Anzahl an Speicherprojekten führt zu hohen Preisen für Speicher-Dienstleistungen, was die Gesamtkosten und damit die Wirtschaftlichkeit von BECCS erheblich beeinflusst.

2.4.3 Gesamtkosten für BECCS an TAB und BMKW

Um Negativemissionen zu erzeugen, ist die Abscheidung und langfristige Speicherung biogener CO_2-Mengen bspw. aus TAB und BMKW erforderlich (BECCS). Für eine umfassende Wirtschaftlichkeitsanalyse von BECCS müssen die Kosten der gesamten Prozesskette (CO_2-Abscheidung, Transport, Speicherung) für den Anlagenpark von TAB und BMKW in Deutschland bewertet werden. Die spezifischen Gesamtkosten aller betrachteten TAB und BMKW in Deutschland sind in Abbildung 12 als „Vermeidungs-

70 Knopf, 2010: „Neuberechnung möglicher Kapazitäten zur CO_2-Speicherung in tiefen Aquifer-Strukturen“

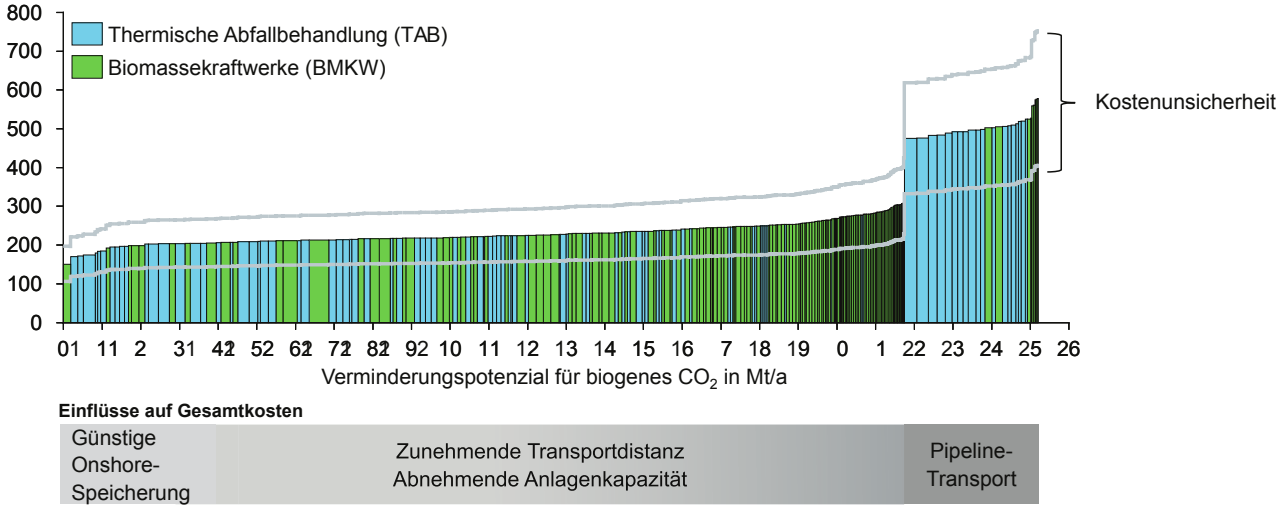
71 Gesetzentwurf der Bundesregierung, 21.06.2024: „Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes“

72 Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD für die 21. Legislaturperiode, 2025: „Verantwortung für Deutschland“

73 Steven Hanke, 2024: https://background.tagesspiegel.de/energie-und-klima/briefing/wie-die-bundesla-ender-zu-co2-speichern-stehen (aufgerufen am 03.12.2024)

kostenkurve“ dargestellt. Die abgeschiedenen biogenen CO_2-Mengen jedes Standorts sind aufsteigend nach ihren spezifischen Gesamtkosten von links nach rechts geordnet. Dargestellt sind die Kosten für Abscheidung, Transport und Speicherung von CO_2-Mengen des deutschen Anlagenparks von TAB und BMKW für das Inbetriebnahmejahr einer Abscheideanlage im Jahr 2030. In der oberen Abbildung sind die Vermeidungskosten ohne ein Amortisationskonto für Pipelinekosten dargestellt, in der unteren Abbildung unter der Annahme eines Amortisationskontos, das die hohen Investitionskosten zeitlich auf die Nutzer verlagert. Durch die Verlagerung der Investitionskosten werden bei einem Amortisationskonto durchschnittliche Netzentgelte von 25 €/t angenommen.

a) Vermeidungskostenkurve für biogenes CO_2 ohne Amortisationskonto für Pipelinekosten
In $€_{2024}$/t | Deutschland | Gesamtkosten (Abscheidung, Transport, Speicherung) für das Inbetriebnahmejahr 2030



b) Vermeidungskostenkurve für biogenes CO_2 mit Amortisationskonto für Pipelinekosten
In $€_{2024}$/t | Deutschland | Gesamtkosten (Abscheidung, Transport, Speicherung) für das

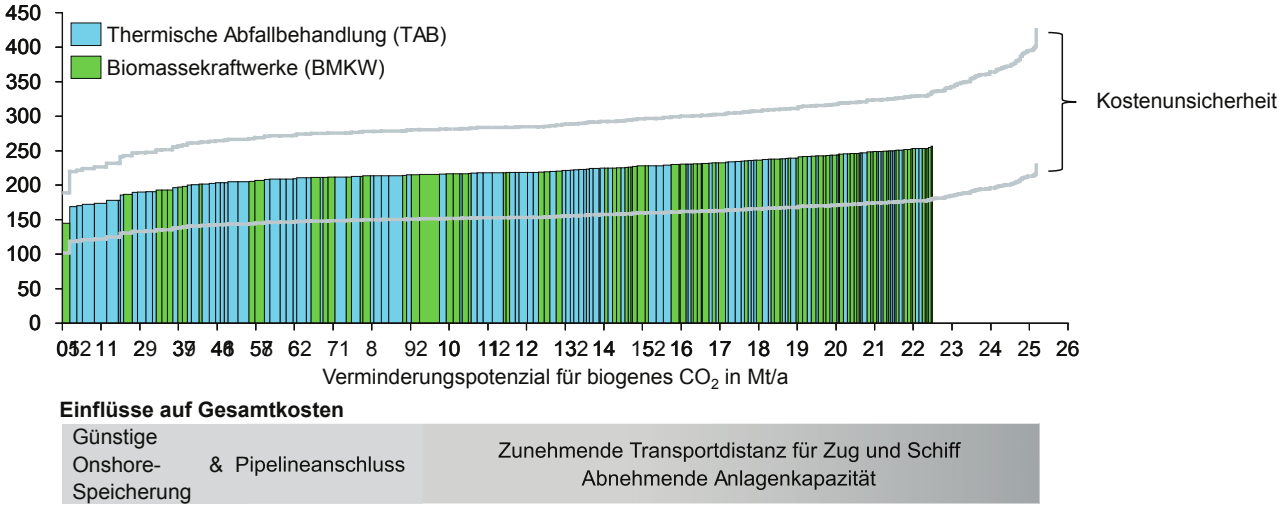


Abbildung 12. Kosten für CO_2-Abscheidung, Transport und Speicherung a) ohne Amortisationskonto und b) unter der Annahme eines Amortisationskontos mit Netzentgelten von 25 €/t

In der oberen Abbildung 12 a) ist zu erkennen, dass sich ein kleiner Pool von Anlagen mit Gesamtkosten > 480 €/t biogenes CO_2 vom restlichen Anlagenpark rechts absetzt. Diese Anlagen werden in den Annahmen des Infrastrukturhochlaufs bereits 2030 an das CO_2-Leitungsnetz angeschlossen und weisen demnach deutlich höhere Transportkosten von 322 €/t auf (vgl. Abbildung 10). Sollten initiale Investitionskosten für ein CO_2-Leitungsnetz ohne Amortisationskonto nur auf die jeweils im Stützjahr eingespeisten CO_2-Mengen umgelegt werden – wie es für die Berechnung der Kosten in Abbildung 10 und Abbildung 12 a) angenommen wird – hat dies große Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit und Konkurrenzfähigkeit für Anlagen mit Pipelineanschluss am Anfang der Hochlaufphase.

Für alle Anlagen, die im Jahr 2030 noch keinen Anschluss an das CO_2-Transportnetz haben, stehen für den CO_2-Transport die Bahn oder das Schiff zur Verfügung. Die geringen Kosten dieser Transportmodalitäten bewirken dabei im Jahr 2030 niedrigere Gesamtkosten im Bereich 150 €/t bis 330 €/t.

In der unteren Abbildung b) wird ein Amortisationskonto für die initialen Investitionskosten einer CO_2-Pipeline angenommen, so dass die Transportkosten für Anlagen mit Pipelineanschluss mit angenommenen 25 €/t günstiger sind als Schiffs- und Zugtransporte. Es ergibt sich eine leicht steigende Vermeidungskostenkurve, welche auf standortspezifischen Charakteristiken basiert.

Aufgrund von Skalierungseffekten (siehe Abschnitt 2.1.3) sind Anlagen mit großen CO_2-Kapazitäten tendenziell weiter links in der Vermeidungskostenkurve verortet. Die niedrigsten Gesamtkosten weisen Anlagen mit kurzen Transportwegen und einer Onshore-Speicherung auf. Insgesamt können – unter Vernachlässigung des hohen Unsicherheitskorridors – etwa 2 Mt/a biogenes CO_2 mit Kosten von unter 200 €/t aus TAB und BMKW in Deutschland abgeschieden werden. Ein Großteil der Anlagen mit niedrigen Gesamtkosten sind dabei TAB, da diese im Durchschnitt größere Kapazitäten und damit geringere spezifische CO_2-Abscheidungskosten aufweisen.

Die Entwicklung der spezifischen Gesamtkosten einer Referenzanlage mit 200 kt/a CO_2-Abscheidekapazität ist in Abbildung 13 abgebildet. Die abgeschiedenen CO_2-Mengen der Referenzanlage werden per Zug 500 km zu einem Exportterminal transportiert und von dort aus per Hochseeschiff zur Offshore-Einspeicherung weitergeleitet. Bei der Kostenbetrachtung spielt es keine Rolle, ob es sich um ein BMKW oder TAB handelt, da die Kosten für beide Anlagentypen identisch sind.

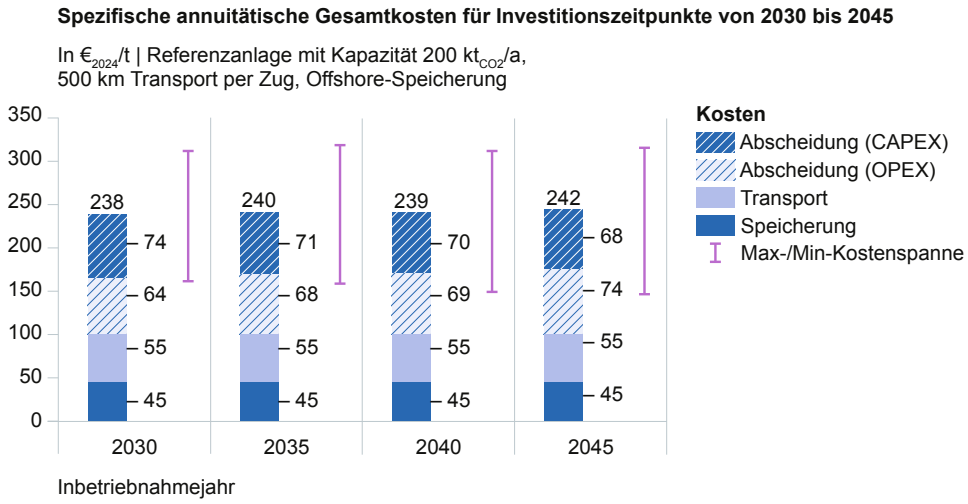


Abbildung 13. Spezifische annuitätische Gesamtkosten für Investitionszeitpunkte einer Referenzanlage zwischen den Jahren 2030 bis 2045

Die Angabe je Stützjahr stellt den Startpunkt der CO_2-Abscheidung dar. Entscheidet sich der Betreiber der Referenzanlage im Jahr 2030 für die Implementierung einer CO_2-Abscheidung, so entstehen ihm Kosten von 238 € pro abgeschiedener, transportierter und gespeicherter Tonne CO_2, inklusive Abschreibung und Betrieb der Abscheideanlage.

Aufgrund von Lernraten gehen die Investitionskosten der CO_2-Abscheidung bis 2045 leicht zurück, während die Betriebskosten minimal ansteigen. Die Kosten für Zugtransport und Speicherung werden als konstant angenommen. Im Jahr 2045 bewegen sich die spezifischen Gesamtkosten daher auf einem ähnlichen Niveau von etwa 242 €/t. Aus Sicht des Anlagenbetreibers machen die Betriebskosten inkl. der nachgelagerten Kosten für Transport und Speicherung, welche in der Regel von einem Dienstleister übernommen werden, den größten Anteil der Gesamtkosten aus. Durch den Ausbau eines CO_2-Transportnetzes können mit einem Leitungsanschluss niedrigere Gesamtkosten für BECCS von etwa 220 €/t erreicht werden. Voraussetzung dafür ist eine entsprechende Auslastung der Pipeline oder ein Amortisationskonto.

Aufgrund schwer prognostizierbarer Kostenentwicklungen werden Unsicherheitskorridore in jedem Prozessschritt zugrunde gelegt, sodass sich insgesamt eine Kostenspanne von 160 €/t bis 310 €/t ergibt. Aktuelle Entwicklungen deuten darauf hin, dass sich die Kosten in naher Zukunft dabei eher an den oberen Schätzungen orientieren. Die aktuell anlaufenden Detailplanungen in der Praxis zeigen für neue Technologien und Anwendungen einen Anpassungsbedarf an bestehende Verfahren, der in den bisherigen theoretischen Kostenberechnungen noch nicht berücksichtigt werden konnte. Aufgrund zusätzlicher Preisaufschläge für Margen, Risikoabsicherung und hoher Nachfrage bei gleichzeitig wenigen Anbietern können die Preise in der Praxis deutlich über den in Abbildung 13 geschätzten Kosten liegen.

Eine technische Alternative zur Erzeugung von Negativemissionen stellt Direct Air Capture and Storage (DACCS) dar. CO_2 direkt aus der Atmosphäre abzuscheiden, ist aufgrund der niedrigen CO_2-Konzentrationen in der Luft sehr energieintensiv und befindet sich im frühen Entwicklungsstadium. DACCS weist derzeit Kosten von etwa 670 €/t CO_2 auf, welche bis 2045 aufgrund von Lernraten bei der Technologieentwicklung deutlich sinken können. Die CO_2-Konzentrationen im Abgasstrom von TAB und BMKW sind im Vergleich zur atmosphärischen CO_2-Konzentration deutlich höher, was eine effizientere Abscheidung von CO_2-Mengen ermöglicht. Daher wird angenommen, dass auch langfristig die Kosten für BECCS unter denen für DACCS liegen werden.[74] Naturbasierte Methoden zur CO_2-Entnahme (z. B. Aufforstung) und beschleunigte natürliche Prozesse (z. B. Biochar Carbon Removal) erweisen sich häufig als kostengünstiger. So werden bspw. die langfristen Kosten bei naturbasierten Entnahmeverfahren auf < 100 €/t CO_2 beziffert. Gleichzeitig muss berücksichtigt werden, dass die Dauerhaftigkeit der CO_2-Entnahme im Vergleich zu technischen Entnahmeverfahren gering ist, da Brände oder Schädlingsbefall die Wirkung von Aufforstungsmaßnahmen mindern können. Für eine Gesamtbewertung der CO_2-Entnahmenverfahren müssen neben den Kosten auch Faktoren wie Dauerhaftigkeit, Skalierbarkeit und Verifizierbarkeit berücksichtigt werden. Insbesondere im Hinblick auf die Dauerhaftigkeit der CO_2-Entnahme bieten technologiebasierte Lösungen wie BECCS und DACCS Vorteile durch die geologische CO_2-Speicherung.[75]

2.4.4 Finanzierungslücke

Ein finanzieller Anreiz für die Implementierung der CO_2-Abscheidung an TAB und BMKW ist der Erlös aus dem Verkauf von NEZ. In dem Basisszenario zur Abschätzung der Erlöspotenziale entsprechen die BECCS-Erlöse durch den Verkauf von NEZ dem CO_2-Preis am EU EHS (siehe Abschnitt 2.1.5).

Da TAB ab 2028 voraussichtlich beitragspflichtig am EU EHS sein werden, können zu den BECCS-Erlösen durch den biogenen Anteil der Emissionen zusätzlich Kosten für den Kauf von CO_2-Zertifikaten für den fossilen Anteil der Emissionen am EU EHS vermieden werden. Das Erlöspotenzial aus vermiedenen Zertifikatskosten für fossile Emissionen wird daher dem CO_2-Preis am EU EHS gleichgesetzt.

Die Gegenüberstellung von Gesamtkosten entlang der Prozesskette (Abscheidung, Transport und Speicherung von CO_2, siehe Abschnitt 2.4.3) mit den Erlöspotenzialen ergibt schließlich die **Finanzierungslücke.** Ab-

74 BCG und DVNE, 2024: „Negative Emissionen – Europa und Deutschland als Katalysatoren einer Billionen-Euro-Industrie“

75 BCG und DVNE, 2024: „Negative Emissionen – Europa und Deutschland als Katalysatoren einer Billionen-Euro-Industrie“

bildung 14 zeigt die Finanzierungslücke für eine TAB-Referenzanlage (links) und eine BMKW-Referenzanlage (rechts) jeweils mit einer CO_2-Abscheidekapazität von 200 kt/a und einem Zugtransport zu Offshore-Speichern im Basisszenario.

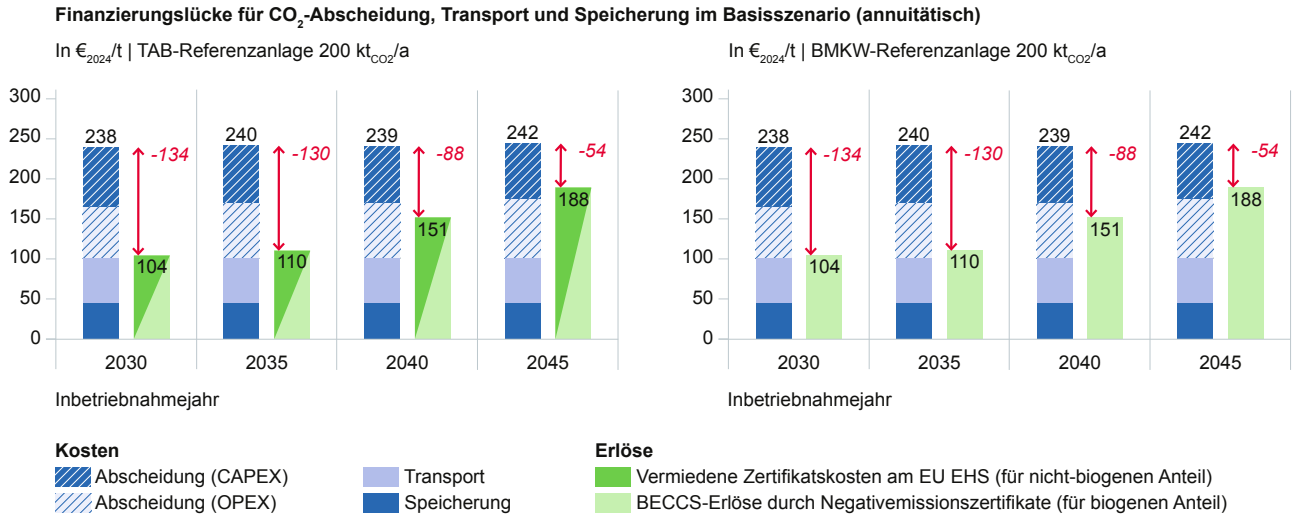


Abbildung 14. Gegenüberstellung der Kosten und Erlöspotenziale für eine TAB-Referenzanlage (links) und eine BMKW-Referenzanlage (rechts) im Basisszenario

Über die gesamte Lebensdauer sind die Kosten mit Inbetriebnahme im Jahr 2030 deutlich höher als die Erlöspotenziale, sodass eine Finanzierungslücke von 134 €/t verbleibt. Bis 2045 steigen die potenziellen Erlöse in Folge eines höheren Preisniveaus am EU EHS auf 188 €/t an; die Finanzierungslücke sinkt auf 54 €/t. Dennoch verbleibt im Basisszenario eine Finanzierungslücke, sodass BECCS an TAB – auch für große Anlagen – nicht wirtschaftlich darstellbar ist. Um die Finanzierungslücke zu schließen wären dauerhaft CO_2-Preise am EU EHS in Höhe der Kosten von rund 240 €/t notwendig.

Die Mehrkosten für den Betreiber einer TAB bei bestehender Finanzierungslücke könnten durch eine Erhöhung der Abfallbehandlungsgebühren (Gate Fee) ausgeglichen werden und damit direkte Auswirkungen auf die Verbraucher haben. Heute liegen die Gate Fee für Siedlungsabfälle im deutschen Durchschnitt bei etwa 105 €/$t_{Müll}$.[76] Sollte die Finanzierungslücke für BECCS an TAB ausschließlich auf die Verbraucher umgelegt werden, würde das zu einer Verdopplung der Abfallbehandlungsgebühren führen (siehe Abbildung 15). Bei einer vollständigen Umlage der BECCS-Gesamtkosten würden sich die Gebühren sogar verdreifachen. In diesem Fall entsteht aus betriebswirtschaftlicher Sicht ein Gewinn beim Anlagenbetreiber durch BECCS-Erlöse und vermiedene Zertifikatskosten am EU EHS.

76 ITAD, 2019: „Das Brennstoff-Emissionshandelsgesetz (BEHG) - mögliche Kostenauswirkungen der Einbeziehung der Thermischen Abfallbehandlungsanlagen (TAB) in den nationalen Emissionshandel auf Bürger, Gewerbe und Industrie und die Abfallwirtschaft“

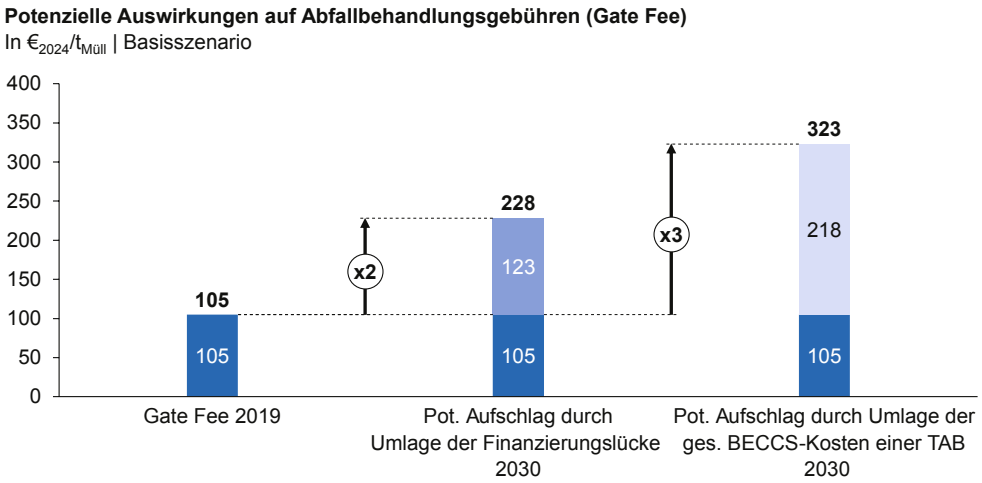


Abbildung 15. Auswirkungen auf Abfallbehandlungsgebühren bei verschiedenen Umlageoptionen der Kosten für die Realisierung von Negativemissionen an einer TAB

Im Kompensationsszenario wird eine höhere Zahlungsbereitschaft am Markt für NEZ angenommen (siehe Abschnitt 2.4.3). Die Erlöse für die Negativemissionen aus BECCS sind daher in diesem Szenario höher angesetzt als im Basisszenario. Abbildung 16 zeigt die Entwicklung der Finanzierungslücke für BECCS an einer TAB-Referenzanlage (links) und an einer BMKW-Referenzanlage (rechts) im Kompensationsszenario.

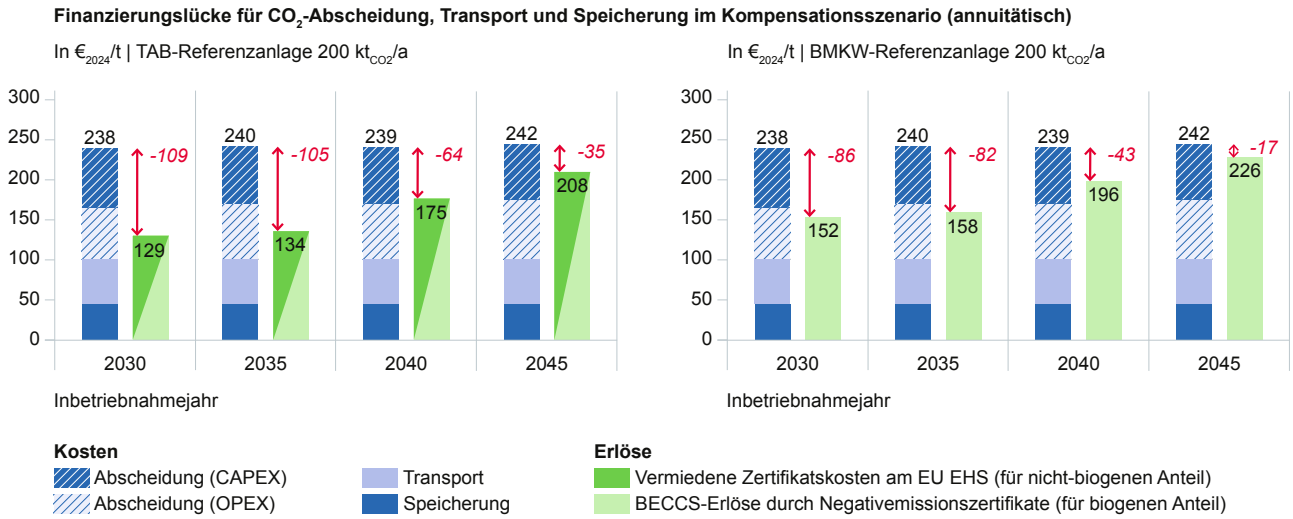


Abbildung 16. Finanzierungslücke für eine TAB-Referenzanlage (links) und eine BMKW-Referenzanlage (rechts) im Kompensationsszenario bei Annahme einer höheren Zahlungsbereitschaft für Negativzertifikate

Durch die hohen BECCS-Erlöse im Kompensationsszenario, sind Negativemissionen bei BMKW mit > 90 % biogenen Emissionen leichter wirtschaftlich darstellbar als bei TAB (mit nur ca. 50 % biogenen Emissionen). Demnach verbleibt für eine BMKW-Referenzanlage bis 2045 eine Finan-

zierungslücke von 17 €/t, während die einer TAB-Referenzanlage auf 35 €/t sinkt.

Für die in der Analyse betrachtete TAB- und BMKW-Referenzanlage wird der CO_2-Transport per Zug angenommen, da diese Transportoption bereits zeitnah zur Verfügung steht. Da der CO_2-Transport per Leitung langfristig die kostengünstigste Option darstellt (siehe Abbildung 10), können durch einen Leitungsanschluss etwa 20 €/t eingespart werden. Dennoch verbleiben selbst im optimistischen Kompensationsszenario bei TAB mit Leitungsanschluss Finanzierungslücken von etwa 15 €/t.

Wie in diesem Kapitel gezeigt wird, ist die CO_2-Abscheidung an TAB und BMKW mittelfristig nicht wirtschaftlich darstellbar. Um dennoch die Potenziale für notwendige Negativemissionen zu heben, muss die Finanzierungslücke für BECCUS an TAB und BMKW geschlossen werden. Hierfür sind ein Förderrahmen und ein passendes Marktdesign erforderlich, die im Folgenden dargestellt werden.

3. BECCUS Förderrahmen und Marktdesign

Bei der Etablierung von Negativemissionstechnologien kann zwischen dem Markthochlauf und der Marktphase unterschieden werden. Im Markthochlauf bedarf es gezielten Fördermechanismen, um Investitionen anzureizen und den Ausbau von innovativen Technologien zu unterstützen. Langfristig sollte ein Markt geschaffen werden, auf dem es keine weitere Förderung durch die Regierung bedarf. Zur Schließung der Finanzierungslücke dienen sowohl Förderinstrumente als auch ein Markt für Negativemissionen, wie in Abbildung 17 dargestellt. Beide Phasen werden in diesem Kapitel näher beleuchtet und zukunftsträchtige Ansätze herausgearbeitet.

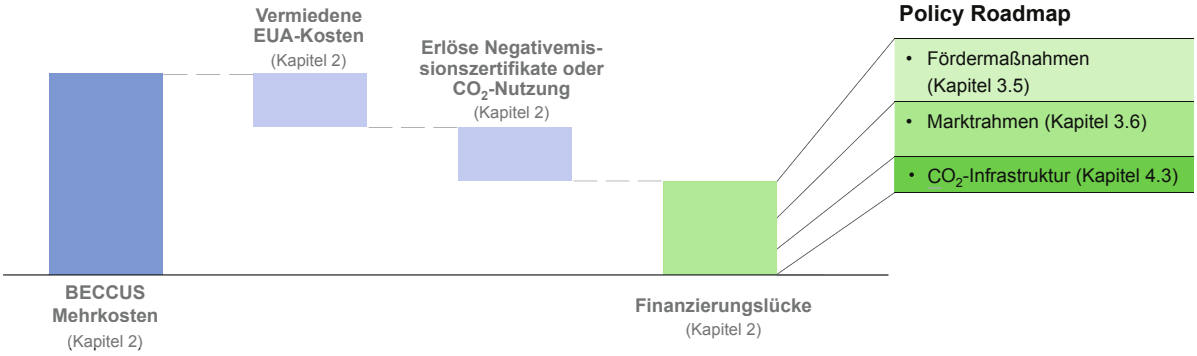


Abbildung 17. Schematische Darstellung der Berichtsstruktur, Kapitel 3

3.1 Ausgangslage in Deutschland und der EU

Deutschland und die EU benötigen einen Marktrahmen für Negativemissionen, um ihre Klimaziele zu erreichen und haben daher begonnen, Strategien und Politikinstrumente für den Aufbau von Negativemissionstechnologien zu entwickeln. Auf europäischer Ebene wurden im Jahr 2024 erste Instrumente verabschiedet; in Deutschland wurden mit der Langfriststrategie Negativemissionen und der Carbon Management Strategie zwei wichtigen Maßnahmen angestoßen. Insgesamt steht der regulatorische Rahmen jedoch noch am Anfang. Im Folgenden werden die relevantesten bestehenden Regularien und Fördermechanismen dargestellt.

3.1.1 Europäische Union

Die EU hat im Jahr 2024 zwei entscheidende Politikinstrumente veröffentlicht, die einen Zertifizierungsrahmen und den Hochlauf von Negativemissionen skizzieren. Die erste Politikmaßname ist die „Carbon Removals and Carbon Farming Certification“ (CRCF) Verordnung[77], die auf dem Vorschlag für eine Verordnung zur Schaffung eines Unionsrahmens für die Zertifizierung von CO_2-Entnahmen[78] aus dem Jahre 2022 basiert. Durch die CRCF-Verordnung wird das weltweit erste Zertifizierungssystem für die Entnahme von CO_2 etabliert und gleichzeitig ein Register für zertifizierte Einheiten von CO_2 eingerichtet. Die Verordnung enthält eine Reihe spezifischer Kriterien, um die hohe Qualität der CO_2-Entnahmen sowie die Transparenz und Glaubwürdigkeit des Zertifizierungsverfahrens sicherzustellen. Neben klimaeffizienter Landwirtschaft wird die industrielle CO_2-Entnahme berücksichtigt, zum Beispiel in Form von BECCUS oder direkter CO_2-Abscheidung und -Speicherung aus der Luft (DACCS). Zertifizierungskriterien sind unter anderem der Beitrag zur Nachhaltigkeit, die Zusätzlichkeit der Entnahme und die langfristige Speicherung. Die genauen Zertifizierungsmethoden und die Details der Verifizierung waren zum Zeitpunkt der Erstellung der Studie noch in Arbeit.

Das zweite Instrument ist die „Industrial Carbon Management Strategy“[79], welche im Februar 2024 beschlossen wurde und neben CCS und CCU auch BECCS und DACCS betrachtet. Die Strategie bekräftigt die Relevanz von befähigenden Politikmaßnahmen auf nationaler Ebene im Einklang mit strategischer Planung und Integration auf europäischer Ebene. Die Ziele lassen sich in drei verschiedene Zeiträume einteilen: Bis 2030 soll die Infrastruktur rasant aufgebaut werden, einschließlich Speicher und Transportinfrastruktur; bis 2040 soll die CO_2-Abscheidung wirtschaftlich sein und CO_2 in großem Stil gehandelt werden; und nach 2040 soll biogenes CO_2 zusammen mit CO_2 aus der Luft zum Hauptbestandteil von kohlestoffbasierter Industrieprozesse und Kraftstoffe werden.

Die CO_2-Entnahme wird auf europäischer Ebene durch verschiedene Fördertöpfe finanziell vorangetrieben. Das Programm „Horizon Europe” fördert die Forschung und Entwicklung für Nachhaltigkeit und Wachstum mit insgesamt 93,5 Mrd. Euro im Zeitraum 2021–2027. Negativemissionstechnologien werden im Cluster 5 abgedeckt, welches auf eine sichere, nachhaltige und wirtschaftliche Energieversorgung abzielt. Bspw. lief bis Februar 2025 die Bewerbungsphase für Zuschüsse zur Entwicklung von DACCS- oder BECCS-Projekten mit einem Fördervolumen von 15 Mio. Euro.[80]

77 Zur CRCF-Verordnung: https://climate.ec.europa.eu/eu-action/carbon-removals-and-carbon-farming_en

78 Vorschlag aus 2020: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52022PC0672

79 Zur Strategie: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52024DC0062

80 Mehr Informationen zu HORIZON-CL5-2024-D3-02-12 unter: https://ec.europa.eu/info/funding-tenders/opportunities/portal/screen/opportunities/topic-details/horizon-cl5-2024-d3-02-12

Die Fördergesellschaft “European Innovation Council” unterstützt Unternehmen finanziell sowie durch Zugang zu Investmentfirmen und Mentoring-Programmen. Insgesamt stehen dafür knapp 10 Mrd. Euro zur Verfügung; im Jahr 2025 sind es 1,4 Mrd. Euro. Negativemissionstechnologien werden vom Council als förderfähige Investitionen angesehen. Der “Innovation Fund” fördert klimafreundliche und innovative Energien mit insgesamt rund 40 Mrd. Euro im Zeitraum 2020–2030. Das genaue Budget hängt dabei von den Zertifikatspreisen im EU EHS ab, aus denen der Fonds gespeist wird. Gefördert werden unter anderem CCU- und CCS-Projekte sowie Negativemissionstechnologien.[81]

Die EU-Taxonomieverordnung aus dem Jahr 2020 bildet ein Rahmen zur Erleichterung nachhaltiger Investitionen. Die Abscheidung von CO_2 oder Negativemissionstechnologien im Allgemeinen werden nicht in der EU-Taxonomieverordnung als Wirtschaftsfähigkeit aufgeführt. Damit ist die CO_2-Abscheidung und Speicherung bzw. Nutzung, losgelöst von der vorgeschalteten Wirtschaftstätigkeit (Verbrennung) so lange nicht taxonomiefähig, bis die Kommission ein technisches Kriterienset für die Abscheidung über einen Delegiertenakt veröffentlicht. Das ist aktuell nicht abzusehen. Die Thermische Abfallbehandlung bspw. ist nicht EU-Taxonomie fähig.[82]

3.1.2 Deutschland

Einige Fördermöglichkeiten für CO_2-Abscheidung und Speicherung bzw. Nutzung existieren bereits in Deutschland. In den Forschungsprogrammen CDRTerra und CDRMare werden bspw. verschiedene Technologien für die Abscheidung von CO_2 und die Speicherung an Land sowie unter dem Meer untersucht.[83]

Die Bundesförderung Industrie und Klimaschutz (BIK) unterstützt vor allem mittelständische Unternehmen mit Industrieprojekten zur Dekarbonisierung aus dem Klima- und Transformationsfonds (KTF).[84] Durch die BIK sollen Forschungs-, Entwicklungs- und Innovationsvorhaben sowie Pilotanlagen und erste Projekte zum Einsatz von CCS und CCU im industriellen Maßstab für schwer vermeidbare Emissionen gefördert werden. Die Förderung erfolgt als Zuwendung, d. h. als nicht rückzahlbarer Zuschuss im Wege der Anteilfinanzierung. Investitionsvorhaben werden mit bis zu 35 Mio. Euro gefördert, wobei bis zu 40 % der förderfähigen Investitionskosten übernommen werden. Für Projekte, die zu einer einhundertprozentigen

81 Eine Übersicht über bisher geförderte Projekte bietet: https://dashboard.tech.ec.europa.eu/qs_digit_dashboard_mt/public/sense/app/6e4815c8-1f4c-4664-b9ca-8454f77d758d/sheet/bac47ac8-b5c7-4cd1-87ad-9f8d6d238eae/state/analysis

82 Die Verordnung 2020/852 findet sich hier: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32020R0852

83 Mehr Informationen zu CDRTerra und CDRMare bietet: https://cdrmare.de/partnerprojekt-cdrterra/

84 Einen Überblick über die BIK bietet: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/08/20240830-bundesfoerderung-industrie-und-klimaschutz.html

Verringerung der direkten Treibhausgasemissionen führen, sind es bis zu 50 %. Insgesamt stehen bis 2030 rund 3,3 Mrd. Euro zur Verfügung. Bei einer Förderung der Projekte in Maximalhöhe, könnten rund 100 Projekte gefördert werden. Modul 1 des Förderprogrammes adressiert Dekarbonisierungsvorhaben der Industrie. CCS und CCU werden hingegen im zweiten Modul gefördert, das sich explizit an die Industrie und die Abfallwirtschaft richtet. Es werden Anlagen gefördert, in denen überwiegend schwer vermeidbare CO_2-Emissionen anfallen oder die zur Erzielung von Negativemissionen dienen.

Die BIK ergänzt das Instrument der Klimaschutzverträge (KSV), das größere Unternehmen gegen Preisrisiken bei der Errichtung von klimafreundlichen Produktionsanlagen absichert.[85] Das Förderprogramm KSV bietet Industrieunternehmen einen lang angelegten Absicherungsmechanismus für CAPEX- und OPEX-Kosten. Dadurch soll ein Anreiz geschaffen werden, klimafreundliche Produktionsanlagen zu errichten und diese unter den aktuellen Marktbedingungen wirtschaftlich zu betreiben. Momentan sind allerdings weder Negativemissionstechnologien förderfähig, noch können NEZ angerechnet werden. Eine Mögliche Anrechenbarkeit wird in Kapitel 3.5.10 als Teil der Differenzverträge diskutiert.

Durch die „Klimaschutzoffensive für Unternehmen“ finanziert die KfW unter anderem die Technologieentwicklung für die Abscheidung, Nutzung und Speicherung von CO_2.[86] Maßnahmen zur Abscheidung bei der Herstellung energieintensiver Produkte, wie etwa Zement, sind dabei förderfähig. Die Förderung erfolgt durch die Bereitstellung von zinsgünstigen Förderkrediten bis zu einer Kreditsumme von 25 Mio. Euro. Zu den relevanten Modulen gehört das Modul A+, das die Herstellung von CCU-Ausrüstung und CCS-Technologie fördert, nicht aber die Nutzung dieser Technologie. Modul C betrifft die Energieversorgung, zum Bespiel die CO_2-arme Wärmeerzeugung und Biomasseanlagen. Des Weiteren könnte Modul D relevant sein, da es die Neuerrichtung von Anlagen zur Verwertung von Abfällen abdeckt. Allerdings wird in diesen Modulen die CO_2-Abscheidung nicht explizit als förderfähige Maßnahme genannt.[87] Das Modul E, Transport und Speicherung von CO_2, wird im Abschnitt 4.1 näher beleuchtet.

Darüber hinaus wurden in Deutschland zwei Strategien angestoßen, die sich dezidiert der CO_2-Abscheidung und Speicherung widmen. Die erste ist die Langfriststrategie Negativemissionen zum Umgang mit unvermeidbaren Restemissionen (LNe), die ursprünglich im April 2025 im Kabinett

85 Mehr Informationen zu den KSV gibt es hier: https://www.klimaschutzvertraege.info/

86 Zur Klimaschutzoffensive: https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/F%C3%B6rderprodukte/Klimaschutzoffensive-f%C3%BCr-den-Mittelstand-(293)/

87 Mehr Infos zu den Modulen unter: https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-(Inlandsf%C3%B6rderung)/PDF-Dokumente/6000004920_Infoblatt-Klimaschutzoffensive.pdf

behandelt werden sollte.[88] Laut veröffentlichtem Eckpunktepapier dient die LNe dazu, ein gemeinsames Verständnis der Rolle der CO_2-Entnahme für den Klimaschutz in Deutschland zu schaffen. Die Strategie wird in einem ersten Schritt Bedarfe und Potenziale von Negativemissionen ermitteln und entsprechende Zielwerte für technische Senken herausarbeiten. Zudem wird ein Ziel für die dann insgesamt netto-Negativemissionen in Deutschland für das Jahr 2060 vorgeschlagen. Darüber hinaus werden im Rahmen der LNe rechtliche Änderungsbedarfe für Negativemissionen erarbeitet, ein Zertifizierungsrahmen vorgeschlagen, mögliche ökonomische Anreizmodelle beleuchtet und Optionen für einen tragfähigen Marktrahmen entwickelt.

Die zweite Strategie ist die Carbon Management Strategie (CMS), deren Eckpunkte im August 2024 vom Kabinett beschlossen wurden.[89] Die CMS sieht umfassende Maßnahmen zur Förderung und zum Marktrahmen für CCU und CCS sowie zum Aufbau der CO_2-Infrastruktur vor. Für CCU und CCS nennt die Strategie Fördermaßnahmen wie Klimaschutzverträge, BIK und Kreditprogramme. Im Bereich der Kreditvergabe will die Bundesregierung prüfen, inwieweit CCU- und CCS-Technologien in das geplant KfW-Vorhaben zu Kreditgarantien für Transformationsindustrien aufgenommen werden können. Zum jetzigen Zeitpunkt ist unklar, ob die Garantien nur für die Technologieentwicklung oder auch für die Realisierung von Projekten genutzt werden können. Die CMS bewertet TAB als ein wichtiges Anwendungsfeld der CO_2-Abscheidung, das besonders förderungswürdig ist.

3.2 Standards und Zertifizierung

Um die Marktbildung zu unterstützen und einen langfristigen Beitrag von Negativemissionen zum Klimaschutz sicherzustellen, sind stringente Nachhaltigkeitsanforderungen und ein robustes Zertifizierungssystem maßgebend. Darüber hinaus sind entsprechende Standards die Voraussetzung für viele der diskutierten Fördermaßnahmen und Marktdesigns. Die Standards sollten sowohl für den freiwilligen Markt als auch für ein zukünftiges verpflichtendes System gelten.

Analog zum Wasserstoffhochlauf müsste für Negativemissionen eine Zertifizierung aller an der Prozesskette beteiligten Akteure erfolgen. Die Inverkehrbringer von Zertifikaten, bspw. die Betreiber der Abscheideanlage, würden gemeinsam in einem Konsortium mit Infrastruktur- und Speicherbetreibern zusammenarbeiten, um Zertifikate zu erzeugen. Die Gesamtkosten der zertifizierten Negativemissionen (inkl. Monitoringkosten) würden über die Prozesskette berechnet und über den Verkaufspreis an Zertifikatabnehmer weitergegeben. Bei der Zertifizierung ist wichtig, dass

88 LNe: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/240226-eckpunkte-negativemissionen.html

89 CMS: https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/carbon-management-strategie-2289146

alle Schritte entlang der Prozesskette gesichert zertifiziert bzw. rezertifiziert sind.

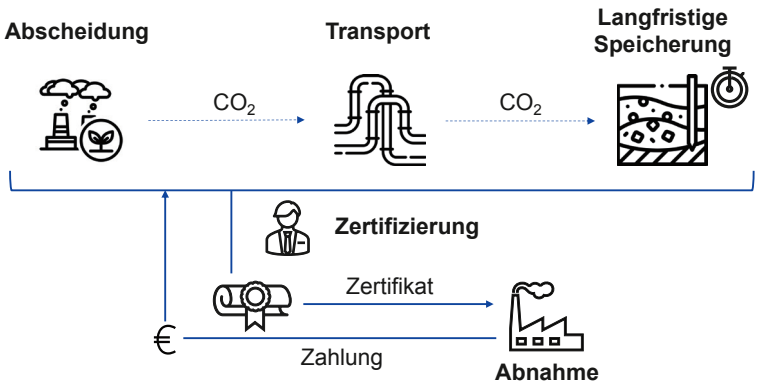


Abbildung 18. Zertifikatentstehung und -veräußerung bei Negativemissionen.

Auf EU-Ebene wurde mit der CRCF-Verordnung ein Rahmenwerk für den freiwilligen Markt geschaffen, wie in Kapitel 3.1.1 diskutiert. Darin wird zwischen permanenten Negativemissionen (mind. 200 Jahre Einlagerung), carbon farming (mind. 5 Jahre) und temporärer CO_2-Speicherung in Produkten (mind. 35 Jahre) unterschieden. Negativemissionen müssen das Kriterium der Zusätzlichkeit erfüllen: sie gehen über gesetzliche und regulatorische Anforderungen an Anbieter hinaus und werden erst durch den Zertifikatverkauf finanziell tragfähig. Die genauen Zertifizierungsmethodologien und Möglichkeiten der Verifizierung durch Dritte werden noch erarbeitet.

Zusätzlich soll im Rahmen der CRCF-Verordnung bis 2028 ein von der Europäischen Kommission verwaltetes Register für Negativemissionen aufgebaut werden. Dies beinhaltet Informationen über die zertifizierten Negativemissionen, die genutzten Technologien und die involvierten Akteure. Bis zur Einrichtung des CRCF-Registers sollten die anerkannten Zertifizierungssysteme interoperable Zertifizierungsregister einrichten und verwalten, um Doppelzählungen zu vermeiden. Dafür wird die Europäische Kommission Richtlinien aufsetzen, etwa zu Struktur, Format und technischen Details von Zertifizierungsregistern. Die vorläufigen Systeme sollen bis zur Einführung des europäischen Registers Informationen zu Zertifizierungen veröffentlichen. Die Ausgestaltung des europäischen Registers und der Verbleib der privatwirtschaftlichen Systeme ist noch nicht abgeschlossen.

Bereits heute gibt es mehrere freiwillige, rein privatwirtschaftliche Plattformen für den Zertifikathandel, die eigene Qualitätskriterien für Negativemissionstechnologien entwickelt haben. So bietet bspw. Puro.earth einen

Standard und entsprechende handelbare Zertifikate an.[90] Carbonfuture bietet einen Handelsplatz für Negativemissionen und ein dafür entwickeltes blockchain-basiertes MRV-System an. Der Gold Standard wurde als Zertifizierungssystem für Klimakompensationen entwickelt, hat aber im Jahr 2024 auch eine Methodik für die Zertifizierung von Negativemissionen veröffentlicht. Diese ist jedoch bisher nur auf ausgewählte Biomassetechnologien anwendbar. Der Gold Standard ist bisher einer der wenigen Standards die den von dem Integrity Council for the Voluntary Carbon Market (ICVCM) entwickelten Anforderung genügen.

Durch die Forest, Land and Agriculture Guidance (FLAG)[91] der Science Based Targets Initiative (SBTi) können Unternehmen bspw. im Landnutzungssektor durch sie geschaffene Negativemissionen in ihrer Emissionsbilanz anrechnen. Diese können als negative Scope 3-Emissionen an nachgelagerte Unternehmen in der Prozesskette weitergereicht werden. Ein Zertifikathandel ist hierfür nicht erforderlich. Alternativ können sie aus der Prozesskette herausgelöst und via Zertifikathandel an andere Unternehmen verkauft werden.

Detaillierte Standards und Zertifizierungssysteme sind essenziell, um die Qualität von NEZ sicherzustellen. Diese müssen zudem zumindest auf europäischer Ebene harmonisiert sein. Sie sind damit Voraussetzung für andere Fördermaßnahmen und das gewählte Marktdesign für Negativemissionen. Der Aufbau von Zertifizierungssystemen wird daher in die Policy Roadmap aufgenommen.

3.3 Notwendigkeit der Förderung von Negativemissionen

Mögliche Erlöse aus dem Verkauf von NEZ werden voraussichtlich auch auf lange Frist nicht ausreichen, um die Mehrkosten der Abscheidung zu decken (siehe Finanzierungslücke in Kapitel 2.4.4). Nur mit politischen Maßnahmen besteht in der Hochlaufphase ein ausreichender ökonomischer Anreiz zur Investition in Negativemissionstechnologien.

Die regulatorische und politische Landschaft zur Unterstützung von Negativemissionen befindet sich derzeit noch im Aufbau. Die in den nationalen Strategien bereits benannten Instrumente (wie BIK, KSV) reichen nicht aus, um den Markthochlauf von Negativemissionstechnologien in dem für Klimaschutzziele erforderlichem Maße voranzutreiben. Sowohl auf europäischer als auch auf deutscher Ebene fehlen Maßnahmen, die explizit Negativemissionstechnologien fördern. Die bisherigen Förderinstrumente richten sich vorwiegend an die Dekarbonisierung der Industrie durch CCU

90 Der Standard deckt fünf Verfahren ab: Beschleunigte Verwitterung, geologische Verpressung in unterirdischem Gestein (in Verbindung mit BECCS, DACCS), Biokohle, Speicherung in Materialien sowie unterirdische Speicherung von Biomasse.

91 Mehr zu den SBTi unter: https://sciencebasedtargets.org/sectors/forest-land-and-agriculture

und CCS. Insbesondere bei TAB, die ein prioritäres Anwendungsgebiet der CMS darstellen, sind noch keine konkreten Instrumente vorgesehen. Maßnahmen für Negativemissionen sollten darüber hinaus differenziert ausgestaltet werden und an den spezifischen technologischen Herausforderungen im jeweiligen Marktstadium ansetzen. Außerdem fehlen Ansätze für den Aufbau eines Marktes für Negativemissionen.

Fördermaßnahmen und Regulierungen werden benötigt, da sich Negativemissionen als vergleichsweise neue Technologien bzw. neues Marktsegment mit verschiedenen Herausforderungen konfrontiert sehen (siehe Tabelle 7).

Tabelle 7. Herausforderungen für Investitionen in Negativemissionstechnologien

Herausforderung	Beschreibung
Investitionskosten	Die Realisierung von Projekten mit Negativemissionstechnologien erfordert neben OPEX auch **erhebliche CAPEX**. Die tatsächlichen Investitionskosten sind insbesondere bei Projekten in einem frühen Entwicklungsstadium noch unsicher.
Preisrisiko (Abnahme)	NEZ werden derzeit nur auf freiwilligen, privatwirtschaftlichen Handelsplattformen zu **stark variierenden Preisen** verkauft. Staatlichen Maßnahmen wie Differenzverträge zur Überbrückung möglicher Preis-Kostendifferenzen bestehen nicht. Anbieter von NEZ sind Preisrisiken in vollem Umfang ausgeliefert.
Mengenrisiko (Abnahme)	Aufgrund unsicherer privatwirtschaftlicher Nachfrage sowie mangelnder staatlicher Instrumente, die die Abnahme von Zertifikaten unterstützt, ist die **Nachfrage nach NEZ ungewiss**.
Standards	Damit NEZ einen gesicherten Beitrag zum Klimaschutz leisten, sind **anerkannte Standards und Zertifizierungssysteme erforderlich**. Der Großteil der bislang bestehenden Methodiken ist privatwirtschaftlich, freiwillig und nicht harmonisiert.
Koordinierungsrisiko	Um die Realisierbarkeit von Negativemissionen zu garantieren, muss zeitgleich Infrastruktur für Transport und Speicherung aufgebaut werden. Damit Investitionen in Infrastruktur wirtschaftlich sind, ist eine ausreichend hohe Nachfrage nach Transport- und Speicherleistung erforderlich. Es **bedarf daher einem koordinierten Ausbau der gesamten Prozesskette** für Negativemissionen.
Technologierisiko	Bei Negativemissionstechnologien in einem frühen Entwicklungsstadium bestehen Risiken (**niedriger Entwicklungsreifegrad**). Diese Technologien könnten nicht wie erwartet funktionieren, nicht skalierbar sein oder teurer werden als erwartet.

Der Ausbau von Negativemissionstechnologien ist insbesondere in der frühen Ausbauphase mit grundlegenden wirtschaftlichen Herausforderungen verbunden. Angesichts der derzeit noch hohen Kosten von BECCS, bei gleichzeitig geringen Erlösen aus dem Zertifikateverkauf, besteht kurz- und mittelfristig eine beträchtliche Finanzierungslücke (siehe Kapitel 2.4.4). Die Differenz aus Kosten und Erlösen im Kompensationsszenario beläuft sich für BMKW auf 86 €/t CO_2 und für die TAB auf etwa 109 €/t CO_2 im Inbetriebnahmejahr 2030. Daraus ergibt sich ein erheblicher Finanzierungsbedarf,

um den Aufbau von Negativemissionstechnologien anzureizen. Negativemissionstechnologien wie BECCS zeichnen sich darüber hinaus durch eine hohe OPEX-Intensität aus (anders als bei erneuerbaren Energien, wo eine hohe CAPEX-Intensität vorherrscht). Dies gilt insbesondere aus Sicht des Unternehmens, das in den Bau einer Abscheideanlage investiert, da die nachgelagerten Infrastrukturkosten für Transport und Speicherung als OPEX zählen. Bei der Gestaltung zukünftiger Fördermaßnahmen ist diese Kostenstruktur zu berücksichtigen.

Auch auf der Nachfrageseite besteht ein hohes Maß an Unsicherheit hinsichtlich der Nachfragemengen (Mengenrisiko) und der Preise (Preisrisiko), da kein liquider, einheitlicher Markt existiert und die Nachfrage nach NEZ rein freiwillig erfolgt.

Eine weitere Herausforderung ist das **Fehlen bereits anwendbarer staatlicher Standards**. Ohne Standards gibt es keine Möglichkeit der Zertifizierung und somit keine NEZ, wodurch der Handel für Erzeuger erschwert wird. Außerdem fehlt dadurch ein Qualitätsnachweis, sodass die Zahlungsbereitschaft stark eingeschränkt ist. Für Anlagenbetreiber besteht darüber hinaus die Unsicherheit, welchen Anforderungen an die Erzeugung von Negativemissionen gestellt werden. Wie in Kapitel 3.2 beschrieben, wurde mit der CRCF-Verordnung ein erster freiwilliger Rahmen für die Zertifizierung von Negativemissionen beschlossen. Die genauen technischen Details der Zertifizierung und der Verifizierung müssen allerdings noch ausgearbeitet werden.

Eine grundlegende Herausforderung ist die **Koordination der Projekte und damit der Nachfrage entlang der Prozesskette**. CO_2-Abscheideanlagen benötigen Infrastruktur für den Transport und die Speicherung von CO_2, um letztlich Negativemissionen zu erzeugen. Speicheranlagen wiederum können nur dann wirtschaftlich betrieben werden, wenn genügend CO_2 eingelagert wird. Für First Mover bei der Abscheidung, dem Transport und der Speicherung besteht hier das Risiko einer geringen Nachfrage nach ihren Dienstleistungen, wenn die restliche Prozesskette nicht oder nicht ausreichend vorhanden ist. Dadurch könnte bei Unternehmen eine Tendenz zum Abwarten entstehen („option-to-wait“) und den Aufbau der Prozesskette weiter verzögern.

Darüber hinaus sind die **Gesamtkosten derzeit in Teilen noch ungewiss**, da sich einige Negativemissionstechnologie in einem frühen Entwicklungsstadium befinden oder noch nicht großskalig kommerziell erprobt sind (bspw. DACCS, Biokohle, beschleunigte Verwitterung, aber auch bei CO_2-Infrastruktur und Speicherung). Die damit verbundenen technischen und wirtschaftlichen Risiken können sich in höheren Finanzierungskosten niederschlagen, sowohl bei den Kreditvergabeinstituten als auch bei der Unternehmensfinanzierung. Zudem bestehen große Kostenunterschiede zwischen den verschiedenen Negativemissionstechnologien.

Zur Überwindung der spezifischen Herausforderungen und Risiken für Negativemissionen bedarf es **staatlicher Interventionen, Fördermaßnahmen und Regulierungsrahmen**, die den Markthochlauf unterstützen und die Rahmenbedingungen für einen Markt für Negativemissionen setzen.

Eine Förderung von CCS und insbesondere von Negativemissionen an BMKW und TAB erscheint in der Markthochlaufphase erforderlich und sinnvoll. Durch den biogenen Anteil im CO_2-Strom können so Negativemissionen erzeugt werden, was das **Angebot von NEZ erhöht und so zum Marktaufbau beiträgt**. Alternativ kann die Abscheidung von biogenem CO_2 die Herstellung von synthetischen Kraftstoffen unterstützen. Eine Förderung von CCS an TAB würde gleichzeitig die **technologische Reife** bei der Abscheidung fördern, die sich technisch von der Abscheidung an anderen Anlagen mit Negativemissionspotenzial unterscheidet, wie bspw. Anlagen zur Herstellung von Biomethan.

Ebenso wird eine **Nachfrage nach einer CO_2-Infrastruktur geschaffen**. Im Gegensatz zu CCS für schwer vermeidbare Emissionen aus Zement- und Kalkwerken erfolgt dies bei TAB und BMKW auch dezentral, da insgesamt mehr Anlagen existieren, die stärker räumlich verteilt sind.

3.4 Evaluierungsprinzipien

Für die Bewertung möglicher Fördermaßnahmen in der Markthochlaufphase sowie für das Marktdesign werden die in Tabelle 8 beschriebenen Evaluierungsprinzipien herangezogen. Diese decken politische Kernanforderungen aus Sicht der Wirtschaftsakteure, politischen Entscheidungsträgern und der Gesellschaft ab.

Tabelle 8. Evaluierungsprinzipien für Politikmaßnahmen und Instrumente für Negativemissionen

Kriterium	Beschreibung
Einnahme-sicherheit für Unternehmen	• Es werden (ausreichend) **Anreize gesetzt**, um private Investitionen in Negativ-emissionstechnologien und -projekte zu unterstützen; Instrument leistet einen ange-messenen Beitrag zur Deckung der Kostenlücke, insb. für First-Mover Projekte. • Für Unternehmen **unzumutbare Risiken** werden gemindert, insb. in der frühen Phase des Marktes.
Marktliche Prinzipien	• **Wettbewerbliche Verfahren** werden bei der Allokation von Fördermitteln angewendet, z. B. Ausschreibungsverfahren. • Es werden Anreize für die **privatwirtschaftliche Abnahme** von NEZ geschaffen und die langfristige Marktentwicklung unterstützt. • Das Instrument kann in einen **langfristigen Marktrahmen** integriert werden.
Fördereffizienz	• Es erfolgt eine **kosteneffiziente CO_2-Entnahme** je eingesetztem Euro an Förder-mitteln. • Das Instrument reizt Kostensenkungen an und der **Förderbedarf sinkt mit der Zeit** (über Förderdauer und Laufzeit des Instruments).
Beitrag Zieler-reichung Klima-neutralität	• Das Instrument reizt bereits **frühzeitig** (ab 2035) erste langfristige Negativemissionen an, leistet einen Beitrag zur nationalen Zielerreichung bei Negativemissionen und das langfristige Potenzial verschiedener Technologien wird erschlossen. • Es werden **unerwünschten Anreize** vermieden (z. B. Anreize zur Emissionssteigerung in einem Sektor, um Negativemissionen anrechnen zu können oder Anreize zur übermäßigen Landnutzung).
Umsetzbarkeit	• Der **Komplexitätsgrad des Instruments ist angemessen**, sowohl für potenzielle Nutznießer als auch für politische Entscheidungsträger; administrativer Aufwand bei der Umsetzung ist verhältnismäßig. • Das Instrument wird (international) bereits im Kontext von Negativemissionen oder anderen Klimatechnologien angewendet, es kann **auf erste Erfahrungswerte zurückgegriffen werden**. • **Kompatibilität** mit dem bestehenden Regulierungsrahmen, Instrumenten und Maßnahmen. • Soziale **Akzeptanz** der Maßnahme ist wahrscheinlich, Kostenverteilung folgt dem Prinzip der „Verursachergerechtigkeit“. • Absehbarkeit des Förderbedarfs und die absolute Fördersumme, Instrument ist mittel- bis langfristig **selbsttragend**.

3.5 Förderrahmen zur Unterstützung der BECCUS Markthochlaufphase

Für die ganzheitliche Förderung von Negativemissionstechnologien bedarf es einem **Mix aus verschiedenen Einzelinstrumenten**, die zusammen in eine Policy Roadmap einfließen. Mögliche Maßnahmen reichen von der Bildung eines (regulierten) Marktes für Negativemissionen (siehe Kapitel 3.6) bis hin zu ordnungsrechtlichen Verpflichtungen für Unternehmen, z. B. über CO_2-Emissionsbeschränkungen für Abfallunternehmen oder CC(U)S-Verpflichtungen bzw. -Quoten.

Um mögliche Fördermaßnahmen in der Markthochlaufphase für die Aufnahme in eine Policy Roadmap zu identifizieren, werden in diesem Kapitel die folgenden fünf Maßnahmen im Detail untersucht und bewertet:

- Differenzverträge (Contract for Difference, CfDs) für Negativemissionen
- Investitionszuschüsse
- Feste und variable Prämienmodelle
- Staatliche Abnahmegarantien
- Staatlicher Zertifikatkauf

Darüber hinaus werden weitere fünf Instrumente als flankierende Maßnahmen analysiert:

- Innovationsförderung und Förderung von Forschung & Entwicklung (F&E)
- Finanzierungsinstrumente
- Risikoübernahmeinstrumente
- Fiskalische Instrumente

Die in diesem Kapitel untersuchten **Maßnahmen fokussieren sich auf Angebot und Nachfrage von NEZ**. Die Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit werden in diesem Fall aus Sicht des Abscheiders diskutiert, für den die Kosten der nachgelagerten Prozesskette als OPEX zu betrachten sind. Instrumente zur Förderung des Aufbaus und Regulierung des Betriebs von Infrastruktur für den Transport und die Speicherung von CO_2 werden in Kapitel 4 untersucht.

Angesichts der in Kapitel 2.1.3 aufgezeigten hohen OPEX-Intensität aus Sicht des Abscheiders sind Maßnahmen zur **Schließung der Finanzierungslücke entlang der gesamten Prozesskette erforderlich**. Mit Ausnahme der Investitionszuschüsse erlauben die oben genannten Instrumente und Maßnahmen jeweils eine Förderung der Gesamtkosten aus Sicht des Abscheiders. Eine Kombination von getrennten OPEX- und CAPEX-Fördermaßnahmen erfordert eine sorgfältige, ggf. anlagenspezifische und damit aufwändige Parametrierung, um das Risiko einer Über- oder Unterförderung der Anlage zu vermeiden. Als Beispiel kann hier das Förderprogramm Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) genannt werden, in dem für ausgewählte Wärmetechnologien eine Kombination aus CAPEX- und OPEX-Förderung vorgesehen ist.

Langfristig sollte ein Markt für Negativemissionen mit privatwirtschaftlichem Angebot und Nachfrage entstehen. Dementsprechend sind Instrumente zu priorisieren, die sowohl Angebot als auch Nachfrage steigern. Eine ordnungsrechtliche CC(U)S-Pflicht für TAB würde das Kriterium der Zu-

sätzlichkeit[92] aller Voraussicht nach nicht erfüllen und so keine marktliche Zertifikatabnahme anreizen. Ähnlich zum Vorschlag einer „Grüngasquote“ würde eine CC(U)S-Quote ordnungsrechtliche und marktliche Elemente vereinen, jedoch bestehen hier weitere Nachteile[93]. **CC(U)S-Pflichten bzw. -Quoten werden daher nachfolgend nicht weiter betrachtet.**

Basierend auf den Evaluierungsergebnissen wird für jedes Instrument eine **Empfehlung für eine mögliche Aufnahme in die Policy Roadmap ausgesprochen**. Die Policy Roadmap bestehend aus den gesamten empfohlenen Maßnahmen wird in Kapitel 7 dargestellt.

3.5.1 Differenzverträge (Contracts for Difference, CfDs) für Negativemissionen

Beschreibung: Vor dem Hintergrund der erwarteten Finanzierungslücke kann der Staat die Erzeugung von Negativemissionen anreizen, indem er Erzeugern einen Ausgleich der Differenz zwischen Kosten und Abnahmepreis für Zertifikate zahlt. Bei dieser Form der Förderung wird die **Kostendifferenz durch einen Differenzvertrag ausgeglichen, sog. Contracts for Difference (CfD)**. Anbieter von Negativemissionen erhalten dabei einen festen Preis pro Tonne permanent abgeschiedenem CO_2 (Strike-Preis), der sich aus den spezifischen Vermeidungskosten zuzüglich eines Gewinnaufschlags ergibt. Anbieter verkaufen NEZ zunächst am Markt, bspw. an Unternehmen, die Zertifikate ankaufen, um ihren (freiwilligen) Emissionsminderungsverpflichtungen nachzukommen. Wenn der dort erzielbare marktliche Referenzpreis unter dem Strike-Preis liegt, wird die Differenz durch den Staat ausgeglichen (siehe Abbildung 19). Liegt der Referenzpreis über dem Strike-Preis, gibt der Betreiber die Differenz an den Staat ab, den sogenannten „claw-back“. Je nach Vermarktungsstrategie können die tatsächlichen Erlöse von den Referenzerlösen abweichen.

92 Im Falle einer CCS-Pflicht müssten die von verpflichteten Anlagen erzeugten Negativemissionen nach den Anforderungen des CRCF „zusätzlich“ stattfinden, also über die gesetzlichen Verpflichtungen hinausgehen. Ist dies nicht der Fall, wären Betreiber nicht mehr in der Lage, Zertifikateinkommen zu generieren. Die Kostenwälzung bei TAB würde in diesem Fall zu einer Verdreifachung der Abfallgebühren führen (siehe Kapitel 2.4.4, Abbildung 16).

93 Hierbei wäre ein komplexes Handelssystem für Quoten mit zunächst unklarer Preisbildung und ggf. hoher Volatilität aufzubauen, was die Planbarkeit aus Investorensicht einschränkt. Bei den verpflichteten Branchen (z. B. in Anlehnung an die Carbon Management Strategie) wäre nach Anlagentypen zu unterscheiden, insb. hinsichtlich deren Potenzial für Negativemissionen.

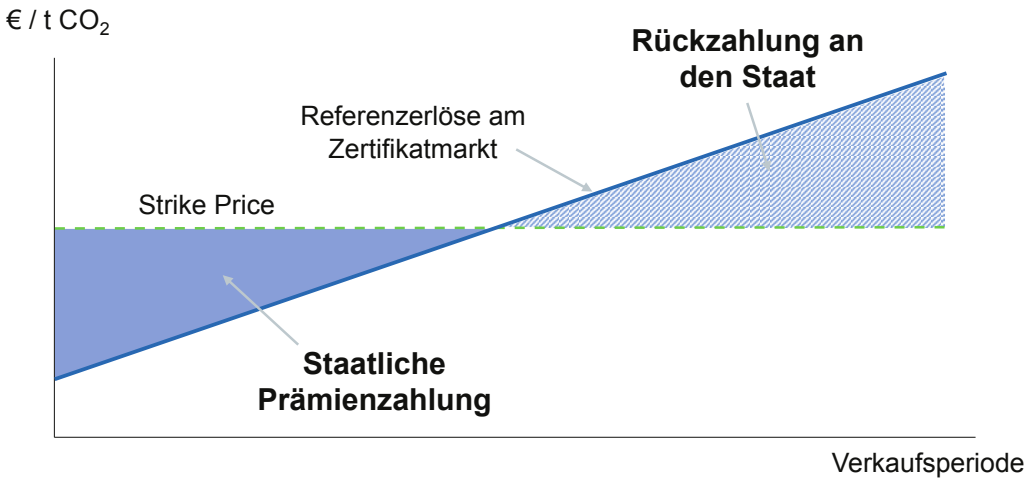


Abbildung 19. Grundlegende Funktionsweise eines CfD

CfDs für CO_2 sind bereits **in einigen Ländern im Gespräch**.[94] Frankreich plant die Förderung von CCS durch CfDs, allerdings werden Negativemissionen nicht explizit genannt. In den Niederlanden wird CCS durch das „Sustainable Energy Production and Climate Transition Incentive Scheme" (SDE++) gefördert; Negativemissionen werden bisher nicht berücksichtigt. Im Vereinigten Königreich hingegen befindet sich ein CfD-Programm für BECCS in der Ausarbeitung. **In allen Ländern gibt es zu diesem Zeitpunkt zu wenig Erfahrung, um die Maßnahmen abschließend zu bewerten**.

Mechanismus: CfDs schaffen ein **hohes Maß an Einnahmesicherheit**, da marktliche Preisschwankungen vollständig oder teilweise durch den Staat ausgeglichen werden. Durch diese Absicherung des Preisrisikos können eventuelle Fremdkapitalkosten bei der Projektfinanzierung sinken, was zu einer verbesserten Wirtschaftlichkeit des Projekts führt.[95] Da der Strike-Preis in der Regel von den Unternehmen selbst festgelegt wird, ist eine vollständige Deckung der Kostenlücke möglich – allerdings können etwaige Gebotsobergrenzen oder strategische Gebotsabgaben dem entgegenstehen.[96]

Parameter: CfDs werden üblicherweise über einen bestimmten Zeitraum, z. B. 10, 15 oder 20 Jahre, und für eine vorab definierte CO_2-Menge vereinbart. Größere Mengen und längere Laufzeiten ermöglichen einen höheren Absicherungsgrad. Wenn der Strike-Preis im **Ausschreibungsverfahren** festgelegt wird, besteht bei ausreichendem Wettbewerb der Anreiz für Bieter, ein möglichst geringes, kostendeckendes Angebot abzugeben.

94 Internationale Lösungsansätze werden in Abschnitt 6.1 dargestellt.

95 Bei der bankenseitigen Risikobewertung wird staatliche Abnahme üblicherweise als sehr sicherer Einnahmenstrom eingestuft. Dies erlaubt es, Finanzierungsinstituten bei der Kreditvergabe geringere Risikoaufschläge zu akzeptieren.

96 Zudem existieren neben Preisrisiken weitere Risiken, die nicht vom CfD abgedeckt werden, z.B. Mengenrisiken bezüglich der abgenommenen NEZ.

Die Einführung einer Gebotsobergrenze kann den Förderbedarf begrenzen bzw. funktioniert als ein Signal an Bietende.

Der Strike-Preis bei CfDs kann zusätzlich um eine **Preisunter- und/oder -obergrenze** (sog. „Cap-and-Floor“) ergänzt werden, die einen Preiskorridor festlegt, innerhalb dessen der Betreiber Erlöse erzielen kann (siehe Abbildung 20). Wenn sich der Marktpreis außerhalb des Korridors befindet, erfolgt eine Förderung bzw. Rückzahlung an den Staat. So können Betreiber Gewinne am Markt erzielen und sind gleichzeitig in einem begrenzen Ausmaß preislichen Schwankungen ausgesetzt, die der Breite des definierten Korridors entsprechen.

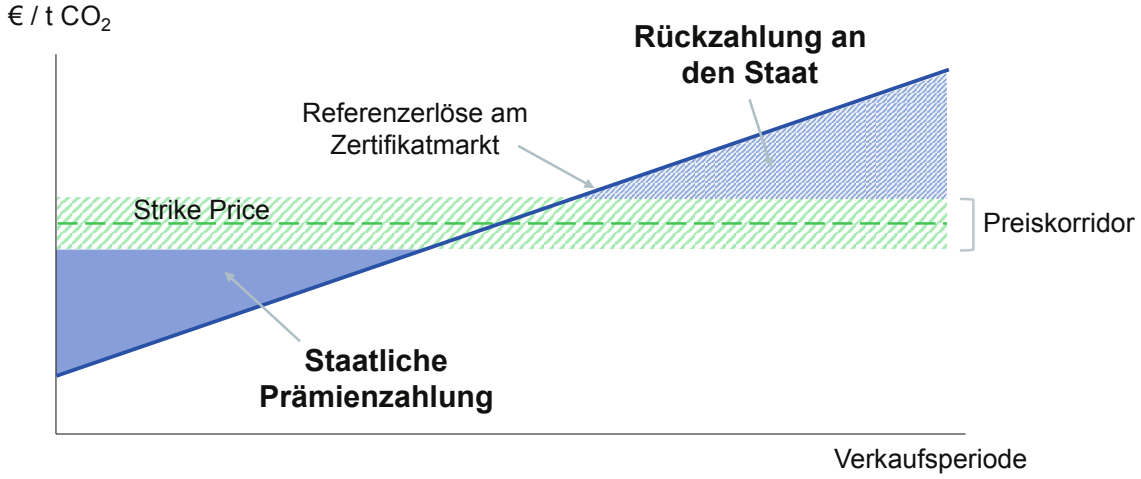


Abbildung 20. Funktionsweise CfD mit Preiskorridor

Die Förderung adressiert die Finanzierungslücke entlang der gesamten Prozesskette, da neben der CO_2-Abscheidung auch die anteiligen Kosten für Transport und Speicher im Zertifikatspreis reflektiert sind.

Herausforderungen: Die absolute Fördermenge (in Tonnen CO_2), die Förderhöhe (in Euro pro Tonne CO_2) sowie die **Gesamtkosten sind bei Differenzverträgen ex-ante schwer abzuschätzen**, da die erzielbaren Verkaufspreise für Zertifikate marktlichen Schwankungen unterliegen. Bei geringer marktlicher Nachfrage bzw. einem geringen Preisniveau müssen Kosten größtenteils durch den Staat ausgeglichen werden. Bleibt die Nachfrage aus oder der Markt bricht ein, dann ist sogar ein kompletter Ausgleich vorstellbar. Eine Kehrseite des hohen Absicherungsgrads ist, dass die Marktteilnehmer wenig Anreize haben, auf Marktpreissignale zu reagieren. Durch Preiskorridore kann die Marktpreisexposition schrittweise erhöht werden.

In **Abwesenheit robuster Marktpreissignale** ist die Festlegung des marktlichen Referenzpreises, aus dem sich die Förderhöhe ergibt, herausfordernd. Eine Annäherung bieten durchschnittliche Werte auf freiwilligen

Märkten.[97] Dies setzt voraus, dass NEZ auf freiwilligen Märkten in größeren Mengen zu stabilen Preisen gehandelt werden. Alternativ könnte eine Reportingpflicht über Mengen und Preise für Anbieter und Abnehmer Transparenz schaffen. Mangelnde Preistransparenz birgt auch Herausforderungen für das Ausschreibungsdesign. Wird eine eventuelle Gebotsdecke zu niedrig angelegt, können Gebote ausbleiben. Ist sie zu hoch bemessen, besteht das Risiko einer Überförderung. Daher ist eine schrittweise Integration von Negativemissionen in das EU EHS notwendig, wodurch transparente Preissignale als Basis für CfDs ermöglicht werden (vgl. Kapitel 3.6).

Bei der Ausgestaltung von CfDs gilt es, eine mögliche **Überförderung** einzelner Technologien zu vermeiden. Anlagen, die **sowohl biogene als auch fossile Brennstoffe einsetzen**, haben bereits einen Anreiz für CCUS-Maßnahmen. Dies gilt, wenn sie unter das Brennstoffemissionshandelsgesetz fallen, wie zum Beispiel TAB mit biogenem Anteil. Auch fossile Kraftwerke mit Beimischung von Biomethan profitieren, wenn sie dem EU EHS unterliegen. Die Installation von CCUS-Einheiten kann in diesen Fällen sowohl zur Vermeidung von Emissionen als auch zur Erzeugung von NEZ eingesetzt werden. Entsprechend können deutliche Kosteneinsparungen bei der Erzeugung von Negativemissionen entstehen.

Um eine Überförderung zu vermeiden, sind die Kostenstrukturen genau zu untersuchen und ggf. **technologiespezifische CfD-Ausschreibungsfenster** aufzusetzen. Gleichzeitig sind robuste Nachhaltigkeitskriterien und Zertifizierungssysteme erforderlich, die eine korrekte Bilanzierung der mittels CCS reduzierten Emissionen bzw. der erzeugten Negativemissionen erlauben (siehe Kapitel 3.2). Zudem ist zu beachten, dass bei fossilen und biogenen Emissionen ein CfD für Negativemissionen zunächst nur den biogenen Teil abdecken würde. Entsprechend erfolgt auch nur eine anteilige Förderung der CCS-Kosten für die Unternehmen. Somit könnte für eine wirtschaftliche Umsetzung der Projekte auch eine komplementäre Förderung des fossilen Teils durch ein entsprechendes Instrument erforderlich sein, um die Gesamtkosten zu berücksichtigen. Dies gilt vor allem, wenn die Erlöse aus Negativemissionen den vermiedenen Emissionen entsprechen.

Aufgrund **unterschiedlicher Technologiereifen und Kostenstrukturen** ist in technologieneutralen CfD-Ausschreibungen mit einem Wettbewerbsvorteil für bereits etablierte Technologien wie BECCUS zu rechnen. Um die langfristigen Potenziale der verschiedenen Negativemissionstechnologien zu heben, sollten **Technologiefenster** mit unterschiedlich hohen Gebotsobergrenzen und ggf. unterschiedlichen Preiskorridoren erwogen werden.

97 Preistransparenz schaffen Plattformen wie https://www.cdr.fyi/ und einschlägige Marktstudien, wie bspw. https://www.bcg.com/publications/2023/the-need-and-market-demand-for-carbon-dioxide-removal.

Der **administrative Aufwand** bei CfDs ist u. a. aufgrund der beidseitigen Zahlungsströme höher als bei einer reinen Investitionsförderung oder einer festen Prämienzahlung (siehe nachfolgend). Neben der Festlegung der Ausschreibungsbedingungen und der Bereitstellung von Finanzmitteln bedarf die Maßnahme voraussichtlich auch einer beihilferechtlichen Notifizierung bei der EU-Kommission, die 1-2 Jahre in Anspruch nehmen kann. Die Maßnahme ist daher möglichst frühzeitig aufzusetzen.

Einschätzung: CfDs sind ein **erprobtes Instrument** und werden bereits in Ausschreibungen bei erneuerbaren Energien eingesetzt (in Deutschland bisher für Offshore Wind). Auf diese Erfahrungen kann bei der Ausgestaltung teilweise aufgebaut werden.

Die zur Deckung der **Förderkosten** erforderlichen Finanzmittel können insbesondere im frühen Stadium signifikant sein (vgl. Förderlücke in den Jahren 2030 und 2035). Im Vergleich zu festen Prämien pro Tonne CO_2 können die Förderkosten für CfDs bei steigender Zahlungsbereitschaft für Zertifikate sinken. Zudem können sich die Gesamtkosten der Maßnahme durch eventuelle Rückzahlungen an den Staat deutlich reduzieren. Im besten Fall wäre die Maßnahme langfristig selbsttragend.

CfDs sind ein **marktbereitendes Instrument**, da Betreiber Zertifikate am Markt verkaufen müssen und marktlichen Preisschwankungen zumindest teilweise ausgesetzt sind. Durch Preiskorridore kann die Marktintegration mit zunehmender Technologie- und Marktreife verstärkt werden.

Bei einer zeitnahen Umsetzung und Einführung der Ausschreibungen können **erste Negativemissionen bereits vor 2030** angereizt werden. Dies setzt jedoch ein absehbar stabiles Nachfrageniveau für Zertifikate voraus, da andernfalls langfristig mit sehr hohen Förderkosten bei geringer Förderefficienz zu rechnen ist, was die politische Umsetzbarkeit und Sinnhaftigkeit der Maßnahme in der kurzen Frist infragestellt.

Aus diesen Gründen ist eine Aufnahme der Maßnahme in die Policy Roadmap mit Umsetzung in der mittleren Frist zu empfehlen.

Vertiefung Negativemissionen im Rahmen der Klimaschutzverträge (KSV)

Das Programm der KSV fördert Mehrkosten für **nachhaltigere Produktionsweisen in Industrievorhaben** gegenüber konventionellen Produktionswegen über einen Differenzkostenvertrag. Hierbei werden die Gesamtkosten betrachtet, also CAPEX und OPEX. In der zweiten Aus-

schreibungsrunde soll unter anderem auch der Einsatz von CC(U)S-Technologien in Transformationsvorhaben förderfähig sein.[98]

BMKWs und TAB, die nicht unmittelbar der Erzeugung industrieller Produkte dienen, **können derzeit nicht an dem Programm teilnehmen**. Auch sieht die Förderrichtlinie aktuell nicht vor, dass mögliche Negativemissionen in Industrievorhaben bei der Berechnung der Treibhausgasemissionsminderung eines Vorhabens berücksichtigt werden (z. B. durch den Einsatz von Biomasse in Kombination mit CC(U)S).

Negativemissionen könnten in zukünftigen KSV über die industrielle Produktion hinaus durch eine **dezidierte Ausschreibung für CC(U)S** gefördert werden. Damit würden auch Prozesse oder Branchen mit schwer oder nicht vermeidbaren Emissionen abgedeckt werden. Hierfür müsste kein gänzlich neues Instrument geschaffen werden, sondern es könnte die bereits bestehende Förderrichtlinie genutzt, angepasst und ausgeweitet werden.

Das Instrument der Klimaschutzverträge eignet sich jedoch aus den folgenden Gründen **nicht als primäres Förderinstrument** für Negativemissionen:

1. Durch eine dezidierte CC(U)S-Förderung können einzelne (Teil-) Branchen bevorzugt werden. Um fossile Lock-in Effekte vorzubeugen, ist eine sorgfältige Auswahl der förderfähigen Branchen unabdingbar. In Anlehnung an die CMS wären dies Zement, Kalk, Teile der Grundstoffchemie, thermische Abfallbehandlung und Biomassekraftwerke. Je nach Auswahl kann eine **Bevorteilung bestimmter Branchenzweige** entstehen, insbesondere wenn eine Förderung von Negativemissionen erfolgt und diesen Branchen KSV zur Verfügung stehen.

2. Da KSV die Differenzkosten von (industriellen) Transformationsvorhaben gegenüber konventionellen Verfahren fördern, wären KSV **ausschließlich als Förderinstrument für Negativemissionen durch BECCS** anwendbar. Bei anderen Technologien besteht kein konventionelles Referenzverfahren, auf dessen Basis sich Differenzkosten ergeben würden (bspw. DACCS, beschleunigte Verwitterung, landbasierte oder maritime Technologien). Im Sinne einer technologieoffenen Förderung des Markthochlaufs von Negativemissionen wären entsprechend zusätzliche Instrumente für andere Technologien (mit ähnlichen Kostensenkungs- und Entnahmepotenzialen) erforderlich.

98 Siehe Konsultationsdokument zur zweiten Ausschreibungsrunde: https://www.klimaschutzvertraege.info/lw_resource/datapool/systemfiles/agent/ewbpublications/9aba15f6-b3d3-11ef-bbeb-901b0ed15ea9/live/document/241127_Entwurf_FRL_KSV.pdf

3. Aus wirtschaftlicher Sicht rechnet sich die Installation von Abscheideanlagen erst bei hohen Abscheideraten, die spezifisch günstiger sind. Insbesondere bei mittleren und kleinen Anlagen wäre eine Förderung der Abscheidung biogener Emissionen aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten erforderlich. In diesem Fall sollten Einnahmen aus dem Verkauf von Zertifikaten für diese Anlagen auf die Förderung angerechnet werden, analog zu den vermiedenen Kosten für EU EHS-Zertifikate, um eine Überförderung zu vermeiden. Dies würde den bereits **hohen Komplexitätsgrad** der KSV bei der Berechnung der Förderhöhe und im Ausschreibungsdesign weiter steigern.

4. Negativemissionen, die durch KSV direkt (oder ggf. nur indirekt) gefördert werden, könnten **möglicherweise nicht als zusätzlich gelten**. Dies liegt daran, dass z. B. bei TAB die Kosten zur Umsetzung von negativen Emissionen nicht eindeutig von vermiedenen Emissionen abgegrenzt werden können. Laut CRCF-Verordnung müssen die Negativemissionen zusätzlich und dürfen erst durch Zertifikatserlöse wirtschaftlich darstellbar sein. Die finanzielle Zusätzlichkeit in diesem konkreten Fall ist abschließend zu klären. Sofern die Zusätzlichkeit nicht erfüllt ist, wären die Negativemissionen nicht CRCF-zertifizierbar, was die sich auf die Zahlungsbereitschaft potenzieller Zertifikatabnehmer auswirkt.

Darüber hinaus stellt sich die konkrete **Ausgestaltung und Umsetzung** der Förderung von Negativemissionen in den KSV als äußerst komplex dar, was einer schnellen und unbürokratischen Umsetzung entgegensteht. Dies ist insb. damit zu begründen, dass sowohl Transformationsvorhaben als auch Negativemissionen durch ein Instrument gefördert würden. Für eine gezielte Förderung von Negativemissionen müsste das Instrument weiter unterteilt werden. Zudem sind die erforderlichen Fördermittel, und somit letztlich auch die Fördereffizienz, nicht ohne Weiteres abschätzbar.

Eine KSV-Ausschreibung für CC(U)S Vorhaben wird aufgrund des hohen Komplexitätsgrades und begrenzten Anwendungsgebiets nicht als primäres Förderinstrument für Negativemissionen empfohlen. Dezidierte CfDs für Negativemissionen bieten hier eine unmittelbarere und breiter anwendbares Förderinstrument.

Sollte die Bundesregierung erwägen, CC(U)S-Vorhaben auch außerhalb der industriellen Produktion über KSV zu fördern, sollten Negativemissionen durch BECCS in die Förderung einbezogen werden. So kann zusätzliche Nachfrage nach Abscheidetechnologien, Transport- und Speicherinfrastruktur und möglicherweise auch nach Zertifikaten geschaffen werden. Eine sorgfältige Ausgestaltung und die Berücksichtigung von Zertifikaterlösen bei der Festlegung der Förderhöhe ist jedoch unabdingbar.

3.5.2 Investitionszuschüsse

Beschreibung: Im Rahmen der Investitionszuschüsse bekommen Unternehmen eine Fördersumme für Investitionen, die sie tätigen. Dadurch werden die Kosten für Investitionsausgaben CAPEX gesenkt und somit ein **Anreiz für Investitionen geschaffen**. Die Förderhöhen pro Projekt können dabei entweder direkt von der Regierung festgelegt oder durch Ausschreibungsverfahren ermittelt werden. Dabei ist die Kostenstruktur der jeweiligen geförderten Technologie und des respektiven Projektes relevant.

Ein Beispiel ist die **Bundesregelung Transformationstechnologien**, mit der Investitionen zum Aufbau und Ausbau von Produktionskapazitäten in strategischen Transformationstechnologien unterstützt werden.[99] Förderfähig sind sowohl materielle Vermögenswerte inklusive Anlagen und Gebäude wie auch immaterielle Vermögenswerte, etwa Patenrechte und Lizenzen. Von den beihilfefähigen Kosten werden 15 % bis zu einem Höchstwert von 150 Mio. Euro je Unternehmen übernommen, wobei unter bestimmten Bedingungen eine Aufstockung möglich ist. Die Ausrüstung für die Abscheidung, Nutzung und Speicherung von CO_2 wird dabei explizit als förderfähig bewertet.

Wasserstoffprojekte werden bereits durch mehrere Förderprogramme unterstützt.[100] Das Programm Internationale Wasserstoffprojekte bspw. fördert Vorhaben zur Erzeugung von grünem Wasserstoff für die industrielle Anwendung. Dadurch soll der internationale Markthochlauf vorangetrieben werden. Ein weiteres Beispiel ist das Leitprojekt Wasserstoffrepublik Deutschland, in dem Verbundprojekte gefördert werden, welche technologische Innovationen zu Kernfragestellungen der Wasserstoffwirtschaft bereitstellen.

Neben den Förderprogrammen für CCUS und Wasserstoff gibt es derzeit allerdings **keine explizite Investitionsförderung für Negativemissionstechnologien** in Deutschland.

Im Ausland werden bereits einige Negativemissionsprojekte bezuschusst. Das **„Longship“** Projekt in Norwegen ist das wohl am weitesten fortgeschrittenste Investitionsprogramm, wie in Kapitel 6.1 ausgeführt. Im Rahmen von Longship werden CCS-Projekte entlang der gesamten Infrastruktur bezuschusst. Allerdings können auch Negativemissionstechnologien gefördert werden, wie zum Beispiel die TAB Hafslund Oslo Celsio.

99 Mehr Informationen auf https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/B/04082023-bundesanzeiger-voruebergehende-gewaehrung-von-beihilfen.pdf?__blob=publicationFile&v=14

100 Eine Übersicht über weitere Förderprogramme bietet: https://www.bmwk.de/Navigation/DE/Wasserstoff/Foerderung/foerderberatung.html?cl2Categories_Regionen=national

Mechanismus: Durch die nicht zurückzuzahlenden Investitionszuschüsse verringern sich die CAPEX für neue Projekte. Folglich senkt sich durch die Förderung die Höhe der eventuell erforderlichen Fremdkapitalaufnahme und erhöht damit die Eigenkapitalrate. Dadurch ergeben sich verbesserte Finanzierungsbedingungen, was die Finanzierungskosten für die Unternehmen senkt, um einen **Anreiz für Investitionen zu schaffen**. Das Risiko liegt dabei weiterhin bei den Projekten und den Unternehmen.

Parameter: Vor Beginn der Förderung muss die **Förderfähigkeit von Projekten** festgelegt werden. In den Förderprogrammen sollten thematische Schwerpunkte gesetzt werden, wie z. B. negative Emissionstechnologien oder konkreter BECCUS. Eine Ausrichtung auf verschiedene Technologien für unterschiedliche Entwicklungsstadien durch eigene Förderungsfenster könnte dabei sachdienlich sein. Die Realisierung von Projekten kann sich auf Pilotprojekte oder die Umsetzung von Maßnahmen im industriellen Maßstab konzentrieren.

Für die Bestimmung der Höhe der Förderung gibt es verschiedene Möglichkeiten. Bspw. kann die genaue Förderhöhe pro Projekt durch Ausschreibungen bestimmt werden. Darüber hinaus kann die **Höhe für alle Projekte gleichsam im Förderprogramm festgelegt** werden. Dies geschieht in der Realität oft durch die Bestimmung eines Prozentsatzes, der in Relation zu den förderfähigen Kosten steht.

Die förderfähigen Kosten sind die Bemessungsgrundlage für die tatsächliche Höhe der Zuschüsse und können in jedem Förderprogramm neu definiert werden. Dabei können **materielle wie auch immaterielle Kosten berücksichtigt** werden, wie zum Beispiel Anlagen, Materialien, Know-how und Lizenzen. Allerdings beschränken sich Investitionszuschüsse auf CAPEX-Ausgaben und lassen OPEX außer Betracht.

Herausforderungen: Bei Investitionszuschüssen ist das Risko der Entstehung von Stranded Assets zu berücksichtigen. Dieses kann zwar durch **Abnahmeverträge für Negativemissionen** gemindert werden, jedoch sind diese Garantien in der Regel zeitlich begrenzt und daher nicht über die gesamte Anlagenlaufzeit möglich. Wenn die Nachfrage nach NEZ (noch) nicht gegeben ist, könnten die Anlagen daher nach Inbetriebnahme merklich im Wert sinken. Um Investitionen in Anlagen wirtschaftlich zu machen, wären unter Umständen zusätzliche OPEX-Fördermaßnahmen erforderlich. Die Kombination von jeweils separaten OPEX- und CAPEX-Fördermaßnahmen für einzelne Anlagen birgt jedoch ein Unter- bzw. Überförderungsrisiko.

Einschätzung: Investitionszuschüssen haben generell den Vorteil, dass sie die benötigten Ausgaben für die **Realisierung von Projekten unterstützen** und diese nicht erst nach erfolgreicher Inbetriebnahme fördern. Damit sind sie gerade für (noch) unwirtschaftliche Investitionen nützlich,

zum Beispiel für **First-Mover Projekte**. Die explizite Förderung von Negativemissionstechnologien könnte dabei analog zur Förderung anderer industrieller Klimaschutzvorhaben erfolgen, wie zum Beispiel dem Bau von Elektrolyseuranlagen für grünen Wasserstoff.

Der Kauf von Zertifikaten erfolgt dabei ausschließlich **marktlich ohne staatliche Förderung der Abnahme**. Ein weiterer Vorteil für die Regierung ist, dass die Förderung ex-ante festgelegt wird und **nicht von den Preisen für NEZ abhängt**.

Von Investitionszuschüssen profitieren vor allem Projekte, die momentan unwirtschaftlich sind und **hohe CAPEX und niedrige OPEX** haben. Bei BECCUS ergibt sich bei der Abscheidung für das Jahr 2030 ein mittlerer CAPEX-Anteil von ca. 54 %, während die Betriebskosten ca. 46 % ausmachen (siehe 2.4.1). Aus Sicht des Abscheidungsunternehmens gelten die Kosten für Transport und Speicherung allerdings ebenfalls als OPEX, wodurch der OPEX-Anteil auf 31 % sinkt (siehe 2.4.3). Wenn die Kosten für Transport und Speicherung ebenfalls durch Investitionszuschüsse gesenkt werden, sinken sich aus der Sicht des Abscheidungsunternehmens die OPEX und der relative Anteil der CAPEX an den Gesamtkosten steigt. Investitionszuschüsse sollten daher über die gesamte Prozesskette erfolgen.

Die Höhe der Förderung sollte dabei alle CAPEX-Ausgaben berücksichtigen, inklusiver materieller und immateriellen Kosten. OPEX müssten entsprechend über andere Mechanismen abgedeckt werden (siehe 3.5.3). Voraussetzung der Förderung sollten entsprechend flankierende OPEX-wirksame Maßnahmen in Form **einer Abnahmegarantie für Negativemissionen** sein sowie die Senkung von Speicherkosten durch eine Förderung des Transport- und Speicherinfrastrukturaufbaus. Unter diesen Bedingungen werden Investitionszuschüsse für die Ausgestaltung der Policy Roadmap priorisiert.

3.5.3 Staatlicher Zertifikatkauf

Beschreibung: Um die Zertifikatnachfrage direkt zu steigern, kann die Regierung als Käuferin auf dem Markt für Negativemissionen agieren. Hierbei **agiert der Staat wie ein privater Akteur**, indem er einen Abnahmevertrag mit einem Inverkehrbringer von Zertifikaten schließt. Dies kann bspw. über Förderaufrufe erfolgen, analog zur Einspeisevergütung bei erneuerbaren Energien.

Die **USA unterstützen bereits Projekte mit Negativemissionen** durch den Kauf von NEZ (siehe Kapitel 6.1). Im Rahmen des „CDR Purchase Pilot Prize“ vergibt die amerikanische Regierung dabei in **Ausschreibungsverfahren bis zu 3 Mio. US$ pro Projekt für bis zu 10 Projekte**. Insge-

samt sind dafür 35 Mio. US$ vorgesehen.[101] Projekte aus den folgenden vier Kategorien können sich bewerben: DACCS, BECCS, beschleunigte Verwitterung und CO_2-Senken. In der ersten Phase wurden 24 Projekte zur weiteren Bewertung ausgewählt. Die finalen 10 Projekte werden im Sommer 2025 bekannt gegeben. Erfolgreiche Projekte erhalten über drei Jahre eine Vergütung in Höhe des vereinbarten Preises für die in dem Zeitraum übermittelten NEZ, die jährlich ausgeschüttet wird. Im Gegensatz zu Investitionszuschüssen erhalten die Projekte eine feste Vergütung pro Zertifikat und können die Zertifikate nicht selbständig am Markt veräußern.

Die **schwedische Regierung** hat eine Ausschreibung für den staatlichen Zertifikatkauf bei BECCS-Projekten aufgesetzt. Mit **insgesamt 3 Mrd. € übernimmt sie die CAPEX- und OPEX-Kosten für Abscheidung, Transport und Speicherung über 15 Jahre**. Die erwarteten Kosten betragen 1.100–2.000 SEK/tCO_2 (rund 100-160 €/tCO_2). Dabei werden die Projekte mit den geringsten Förderbedarfen ausgewählt. Projekte haben nach der Zusicherung der Förderung drei Jahre Zeit, um das CO_2 einzulagern. Die **dänische Regierung** hat im August 2024 den Kauf von **Zertifikatmengen im Umfang von 24 Mio. US$ von drei Projekten** über sechs Jahre zugesichert.102 Die Maßnahme wird durch den NECCS-Fonds finanziert.

Mechanismus: Durch den staatlichen Ankauf von Zertifikaten können Anbieter Negativemissionen kostendeckend veräußern. Das Instrument bietet ein **sehr hohes Maß an Preis- und Mengenabsicherung (innerhalb eines vordefinierten Zeitraums)**. Aufgrund der hohen Bonität staatlicher Abnehmer und der damit einhergehenden geringen Risikobewertung, ist mit einer Verbesserung der Finanzierungsbedingungen für Projekte zu rechnen. Der Staat hat dabei die Möglichkeit, Zertifikate zu löschen, sie auf seine Pflichten bspw. im Rahmen der Effort Sharing Regulierung anrechnen zu lassen oder sie zu einem späteren Zeitpunkt am Markt weiterzuverkaufen. Ob eine Anrechnung von Negativemissionen im Effort Sharing möglich sein wird, ist allerdings noch nicht abschließend geklärt.[103]

Parameter: Die **Vergütungshöhe** wird regulatorisch vorgegeben oder wettbewerblich in Ausschreibungen ermittelt. Der Preis pro Zertifikat kann sich an Referenzwerten auf dem freiwilligen Markt orientieren. Ebenso kann die **Dauer des Abnahmevertrags** variiert werden: längere Dauern bergen das Risiko von Überförderung, wenn in der Zwischenzeit ein ausreichend hohes marktliches Nachfrageniveau entstanden ist; kürzere Dau-

101 Die Differenz zwischen den 35 Mio. US$ und den 30 Mio. US$, die die Projekte für ihre NEZ bekommen, lässt sich durch zusätzliche Förderung in früheren Phasen des Ausschreibungsverfahrens und andere Kosten erklären.

102 Informationen zu Dänemark unter: https://carboncredits.com/denmark-made-largest-government-cdr-purchase-of-almost-24m-for-net-zero/

103 Diskussion zur Effort Sharing Regulation: https://www.regjeringen.no/contentassets/21415921bab-b4268ad8c7ab63875bc3d/carbon-removals-in-the-effort-sharing-regulation-letter-from-norway.pdf

ern bringen ein Insolvenzrisiko mit sich, wenn die Anbieter im Anschluss an die Förderung keine kostendeckende Abnahme erzielen. Dies ist auch für Technologien mit hohem OPEX-Anteil und Kostensenkungen im Betrieb relevant. Darüber hinaus können Auflagen für teilnahmeberechtigte Projekte festgelegt werden. Bspw. um sicherzugehen, dass die Maßnahme einen Beitrag zur Realisierung neuer Vorhaben leistet.

Herausforderungen: Bei dieser Maßnahme erfolgt keine Marktintegration, d. h. der **Staat trägt die Kosten der Zertifikate in vollem Umfang**. Die Kosten wären vermutlich aus Haushaltsmitteln oder dem Klima- und Transformationsfonds zu finanzieren. Um ausreichend Investitionssicherheit zu bieten, müssten die entsprechenden Mittel über einen langen Zeitraum zur Verfügung stehen (z. B. 15 Jahre wie in Schweden). Je nach Ausgestaltung könnte ein Teil der Kosten durch späteren Weiterverkauf von Zertifikaten wieder reingeholt werden. Dies setzt jedoch ein frühzeitig hohes Nachfrageniveau voraus und kann unter Umständen zu Marktverzerrungen führen (siehe Diskussion zu staatlichen Abnahmegarantien). Aus diesen Gründen erscheint die Maßnahme, wenn überhaupt, vermutlich nur als kurzfristiges Instrument mit einer starken Mengenbegrenzung politisch umsetzbar. Damit wären nur Einzelprojekte mit sehr hoher Förderintensität förderfähig und der **Beitrag zur Marktbildung sehr begrenzt**.

Einschätzung: Der staatliche Zertifikatkauf kann prinzipiell die Nachfrage nach Negativemissionen steigern, insbesondere im Markthochlauf. In dieser Phase besteht jedoch kein liquider Markt, an dem einzelne Zertifikate gekauft werden können, sodass voraussichtlich bilaterale Verträge über eine gewisse Dauer mit einigen wenigen Anbietern geschlossen werden müssen. Andernfalls ist kaum ein positiver Effekt auf die Wirtschaftlichkeit von Projekten zu erwarten. Der staatliche Zertifikatkauf könnte so **First-Mover Projekte unterstützen** und Investitionszuschüsse ergänzen, da durch den garantierten Abnahmepreis für Zertifikate auch Betriebskosten refinanziert werden. Aufgrund fehlender Marktintegration sollte die Maßnahme zunächst als Anschubmaßnahme und nicht als Kerninstrument zur Förderung von Negativemissionen in Erwägung gezogen werden; CfDs bieten hier deutliche Vorteile (siehe Kapitel 3.5.1). Ein möglicher staatlicher Ankauf von NEZ sollte daher grundsätzlich **zeitlich und mengenmäßig stark begrenzt sein**, um die Bildung marktlicher Nachfrage nicht zu hemmen. Aus diesen Gründen wird das Instrument nur unter Einschränkungen zur Aufnahme in die Policy Roadmap empfohlen.

3.5.4 Prämienmodelle

Beschreibung: Staatliche Prämienzahlungen bieten eine durch den Staat **garantierte Vergütung (Prämie) in Ergänzung zu marktlichen Erlösen** aus dem Zertifikatverkauf. Bekannt sind Prämienmodelle durch die Förderung von erneuerbaren Energien („feed-in-premiums“).

Mechanismus: Zertifikate werden am Markt bzw. in bilateralen Abnahmeverträgen veräußert. Die Prämie wird zusätzlich zu den marktlichen Erlösen vom Staat ausgezahlt und kann so einen **Beitrag zur Schließung der Kostenlücke** zwischen Abnahmepreis und Gestehungskosten leisten. Da die Prämie die Markterlöse nur ergänzt, sind Unternehmen **weiterhin Preisschwankungen** ausgeliefert, die sich durch kurzfristige oder geringvolumige Verträge mit Abnehmern ergeben (siehe Abbildung 21). Prämienzahlungen können **fest („fixed premium") oder variabel („floating premium")** sein. Feste Prämien ergänzen marktliche Erlöse, unabhängig von deren Höhe. Variable Prämien ergänzen die marktlichen Erlöse bis zu einem Referenzpreis, jedoch nicht darüber hinaus. Anders als bei CfDs fallen jedoch keine Rückzahlungen an den Staat an.[104]

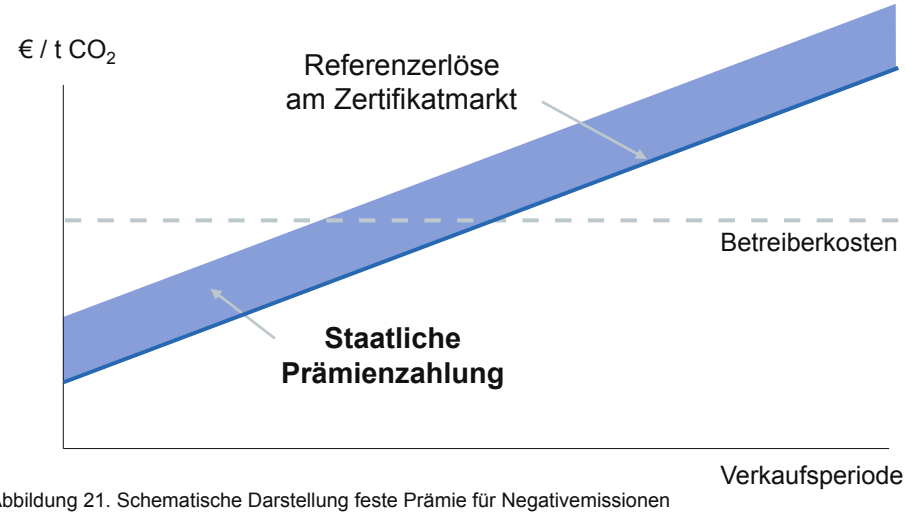


Abbildung 21. Schematische Darstellung feste Prämie für Negativemissionen

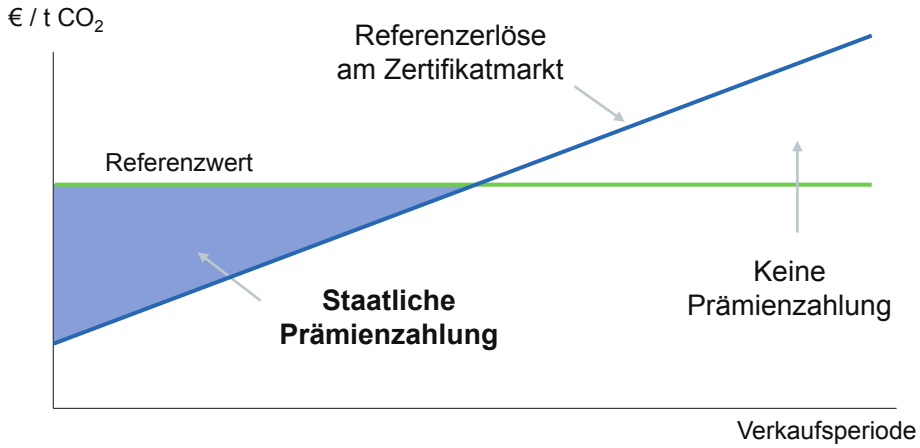


Abbildung 22. Schematische Darstellung variable Prämie für Negativemissionen

104 Hier ist zu beachten, dass Rückzahlungsmechanismen (claw-back) auf europäischer Ebene gefordert werden.

Parameter: Die Prämie kann regulatorisch festgelegt oder im **Ausschreibungsverfahren** bestimmt werden. Durch die Festlegung einer Gebotsdecke kann ein gewisses Niveau an Fördereffizienz sichergestellt werden. Das geförderte **Zertifikatvolumen** sowie die **Dauer der Prämienzahlung** an den Anbieter, ist ebenfalls vorab festzulegen (empfohlen: 15–20 Jahre). Eine nachträgliche Anpassung der Prämienhöhe bei bestehenden Verträgen ist jedoch nicht üblich und würde die absichernde Wirkung des Instruments deutlich reduzieren.

Herausforderungen: Da insbesondere im frühen Marktstadium die langfristig möglichen Erlöse aus Abnahmeverträgen nicht exakt abgeschätzt werden können, besteht bei festen Prämien das Risiko, dass die Prämienzahlung zusammen mit den Markterlösen ggf. nicht zur Kostendeckung ausreicht. Bei geringen Einnahmen ist so eine **Unterförderung** bzw. bei höheren Einnahmen eine **Überförderung** möglich. Variable Prämien können das Unterförderungsrisiko minimieren, jedoch besteht hier das Risiko von **Übergewinnen** für Betreiber in Zeiten, in denen Marktgewinne deutlich über dem Referenzpreis liegen. Insbesondere in Anbetracht der zu erwartenden geringen Nachfrage und der geringen Zahlungsbereitschaft in den ersten Jahren kann eine hohe Prämienzahlung erforderlich sein. Bei zukünftig steigender Zahlungsbereitschaft kann dies in Modellen mit festen Prämienzahlungen zu einer **ineffizienten Verteilung von Fördermitteln** führen.

Um eine Überförderung infolge hoher Marktpreise vorzubeugen, schlägt die Europäische Kommission mit den überarbeiteten europäischen Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen (KUEBLL)[105] die Integration von **Rückzahlungsmechanismen** (sog. Claw-back) in Förderinstrumenten zum Abbau von Treibhausgasemissionen vor. Obgleich die Richtlinien diesbezüglich nicht streng formuliert sind, könnte daraus folgen, dass zukünftige Marktprämienmodellen für Negativemissionen eine Rückzahlungsoption an den Staat beinhaltet müssen. Abhängig von der gewählten Bemessungsgrundlage und den Rückzahlungszeiträumen könnte dies für die Betreiber zusätzliche Einnahmenunsicherheiten bedeuten.

Einschätzung: Das Marktprämienmodell baut auf der marktlichen Veräußerung von Zertifikaten auf, ergänzt die Einnahmen durch eine staatliche Prämie und unterstützt so die Marktbildung. Voraussetzung ist ein Mindestniveau an privater Abnahme. Somit eignet sich das Modell erst für die **fortgeschrittene Phase** des Hochlaufs. Bei dem Marktprämienmodell kann auf Erfahrungen aus dem Kontext der erneuerbaren Energien aufgebaut werden. In ähnlicher Weise sollten Technologiefenster mit unterschiedlich hohen Prämien oder Auktionsobergrenzen in Betracht gezogen werden,

105 Mehr zur KUEBLL unter:https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv%3AOJ.C_.2022.080.01.0001.01.ENG&toc=OJ%3AC%3A2022%3A080%3ATOC

um den unterschiedlichen Kosten der verschiedenen Negativemissionstechnologien Rechnung zu tragen. Die Kosten der Maßnahme sind bei der Ausgestaltung der Förderaufrufe gut abschätzbar und wären aus Haushaltsmitteln oder dezidierten Fonds bereitzustellen.

Bei einer festen Prämie ist der **Absicherungsgrad deutlich geringer als bei CfDs**, da Marktteilnehmer weiterhin Marktpreisschwankungen ausgesetzt sind. Auch die Fördereffizienz fällt unter Umständen geringer aus, da eine feste Prämie keine Anpassung der Förderung an zukünftige Steigerungen des Marktpreisniveaus für Zertifikate erlaubt. Durch eine entsprechende Rückzahlungspflicht, in Anlehnung an den CfD-Mechanismus, könnte dieses Risiko für den Staat gemindert werden. Variable Prämien ermöglichen grundsätzlich einen ähnlichen Absicherungsgrad wie CfDs. Bei beiden Prämienmodellen sind konkrete Fragen bezüglich möglicher Rückzahlungsmechanismen noch zu klären bzw. Vorschläge für deren Implementierung zu entwickeln. Im einfachsten Fall des Claw-back-Designs würde der Fördermechanismus auf einen CfD hinauslaufen.

Sofern die Einführung eines CfDs möglich ist, sind Prämienmodelle in der Policy Roadmap daher nicht zu empfehlen.

3.5.5 Staatliche Abnahmegarantien

Beschreibung: Zur Absicherung des **nachfrageseitigen Mengenrisikos** kann die Regierung mit Abnahmegarantien als **Käuferin letzter Instanz für Zertifikate** eintreten. Hierbei kann der Staat Kaufoptionen für eine bestimmte Menge an Zertifikaten wettbewerblich ausschreiben. So können Produzenten in festgelegten Intervallen eine bestimmte Menge zu einem in der Ausschreibung festgelegten Preis an den Staat verkaufen, wenn auf dem freien Markt keine ausreichende Nachfrage oder Zahlungsbereitschaft besteht.[106] Um die Kosten des Zertifikatkaufs (anteilig) rückzugewinnen, könnte der Staat die Zertifikate weiterverkaufen, sobald die privatwirtschaftliche Nachfrage nach Zertifikaten und die Zahlungsbereitschaft wieder ausreichend hoch sind.

Mechanismus: Das Instrument schafft eine **Preis- und Mengenabsicherungen für einen Teil der Anlagenkapazität**. Erzeuger von Negativemissionen würden in erster Instanz versuchen, Zertifikate am (freiwilligen) Markt zu verkaufen. Nur wenn die marktlich erzielbaren Preise absehbar unter dem mit der staatlichen Stelle vereinbarten Abnahmepreis liegen, kommt die Abnahmegarantie zum Tragen. Diese ist jedoch auf eine Maximalmenge begrenzt, z. B. kumulativ innerhalb einer festgelegten Garantieperiode. Betreiber müssen somit innerhalb einer Garantieperiode entschei-

106 Dieser Vorschlag wurde für den britischen Kontext untersucht: https://assets.publishing.service.gov.uk/media/62c304f8d3bf7f2ffd7c74bf/greenhouse-gas-removals-business-models-consultation.pdf

den, wann und in welchem Umfang sie von der Garantie Gebrauch machen (siehe Abbildung 23). Insofern bietet die Garantie keine vollumfängliche Absicherung, sondern fungiert als Hedgingoption für Betreiber. Je nach Mengenumfang der staatlichen Abnahmegarantie kann der staatlich vereinbarte Kaufpreis als Mindestpreissignal für Zertifikate am Markt wirken.

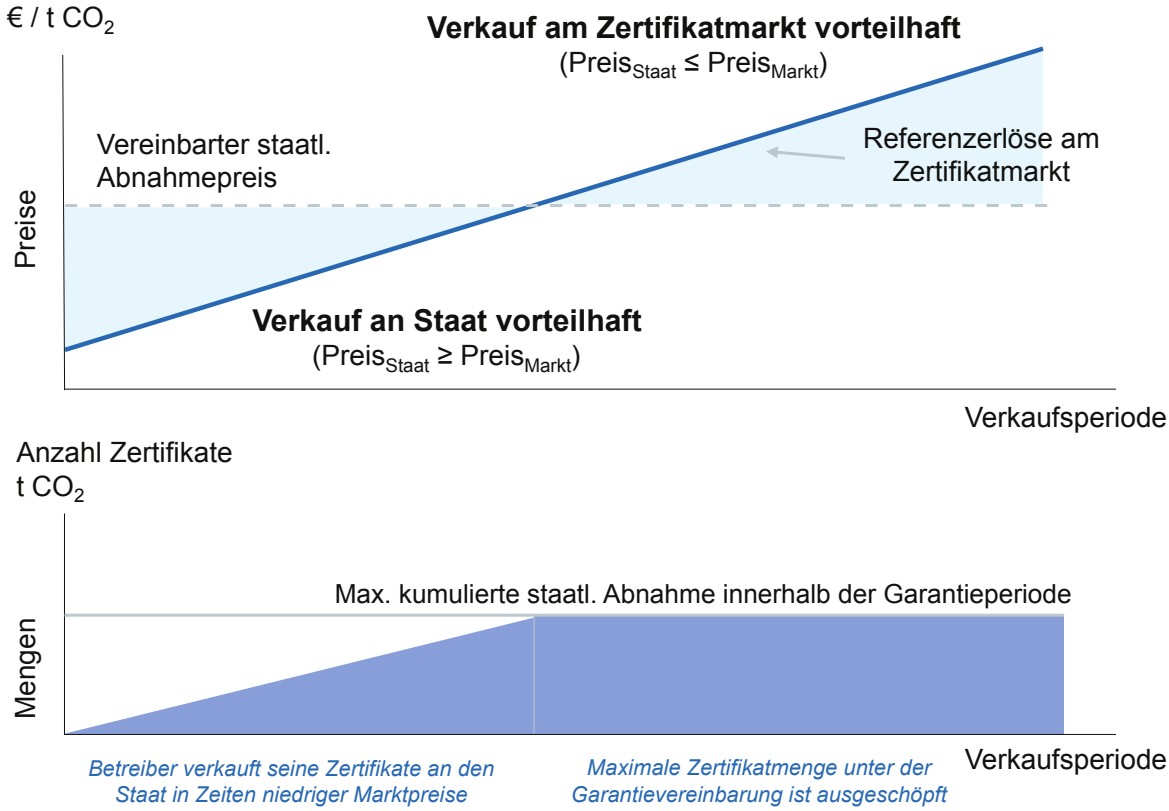


Abbildung 23. Zertifikatverkauf mit staatlicher Abnahmegarantie (Betreibersicht)

Parameter: Bei der Ausschreibung von Abnahmegarantien ist eine Festlegung der Zertifikatsmenge, ggf. des Abnahmepreises und der Laufzeit der Garantie sowie der Abnahmeintervalle durch den Staat erforderlich. Garantien sollten jeweils nur über einen **stark begrenzten Anteil** der jährlich erzeugten Gebotsmenge bereitgestellt werden, andernfalls hemmt das Instrument die Marktbildung. Die Einführung einer **Gebotsdecke** für den Abnahmepreis kann sicherstellen, dass Anlagenbetreiber ausreichend Anreize haben, Zertifikate zunächst am Markt zu verkaufen und dazu beitragen, die Förderkosten möglichst gering zu halten. Durch die Festlegung eines **längeren Zeitintervalls**, auf den sich die staatlich garantierte Abnahme bezieht, können Nachfrageschwankungen über einen längeren Zeitraum ausgeglichen werden. Nicht verkaufte Zertifikate aus einem Jahr können so in das nächste Jahr übertragen werden (sog. Banking) und bei steigenden Preisen verkauft werden. Da sich Banking auf den Cashflow des Projekts auswirkt, ist dies nur für einen begrenzten Kreis an Anbietern von Negativemissionen möglich. Beispielweise können Projekte mit

einer Projektfinanzierung in der finanziellen Flexibilität beim Banking eingeschränkt sein. Banking muss zudem im Einklang mit den Kriterien erfolgen, die im Rahmen der CRCF-Verordnung definiert werden.

Herausforderungen: Die Festlegung der Gebotsdecke kann aufgrund fehlender Markttransparenz herausfordernd sein und sollte angesichts unterschiedlicher Kostenstrukturen technologiespezifisch erfolgen. Das Banking von Zertifikaten für einen späteren Verkauf zu höheren Preisen, kann – je nach Finanzierungsform – Auswirkungen auf den Kapitaldienst haben (s. o.). Wenn Unternehmen eine große Menge an Zertifikaten zum späteren Verkauf zurückhalten, kann die Schuldendeckung ggf. nicht mehr gesichert werden.

Auch für den staatlichen Abnehmer besteht in Abwesenheit eines stabilen Markts mit absehbarer Entwicklung von Nachfrage und Preisen keine Gewissheit darüber, dass die Kosten durch Erlöse aus dem staatlichen Weiterverkauf von Zertifikaten kompensiert werden können. Im Extremfall ohne Weiterverkauf würde das Instrument dem staatlichen Ankauf von Zertifikaten entsprechen. Im Falle eines Weiterverkaufs an privatwirtschaftliche Abnehmer besteht zugleich ein erhebliches Risiko der Marktverzerrung, indem (günstige) Zertifikate auf den Markt gelangen und damit die Preise für die Anbieter drücken. Wenn die Nachfrage nach Zertifikaten im Zeitverlauf nicht ausreichend stark wächst, kann das Instrument den Preisverfall von Zertifikaten – je nach Verkaufspreis – verstärken und somit die Häufigkeit von Garantiefällen erhöhen.

Einschätzung: Zur Finanzierung des Instruments ist die Bereitstellung von Finanzmitteln in signifikanter Höhe erforderlich, um im Garantiefall Auszahlungen bereitstellen zu können. Darüber hinaus birgt die Maßnahme ein erhebliches Risiko der Marktverzerrung durch Banking oder staatlichen Weiterverkauf von Zertifikaten und bietet zugleich nur ein begrenztes Absicherungsmaß für Betreiber. Aus diesen Gründen wird das Instrument nicht zur Aufnahme in die Policy Roadmap empfohlen.

3.5.6 Weitere flankierende Maßnahmen und Instrumente

Weitere Vorschläge:

- **Innovationsförderung und Förderung von Forschung & Entwicklung (F&E)**
  Neuartige[107] Negativemissionstechnologien werden bislang weltweit nur in begrenztem Umfang eingesetzt. Während die CO_2-Abscheidung an Punktquellen im Öl- und Gassektor bereits erprobt ist, fehlt es weitgehend an Erfahrungen mit der unterirdischen Langzeitspeicherung

107 Hierunter fallen technologische sowie hybride naturbasierte Ansätze wie u. a. BECCUS, DACCS, Biokohle, beschleunigte, marine Alkalinitätserhöhung und Meeresdüngung.

außerhalb der tertiären Ölförderung („Enhanced Oil Recovery“) und mit neuen Negativemissionstechnologien wie BECCUS und DACCS. Außerdem zeichnen sich die meisten Ansätze durch eine **geringe bis mittlere Technologiereife** aus und sind (auch deshalb) mit vergleichsweise hohen Kosten verbunden.

Die Förderung von Forschung und Entwicklung (F&E) unterstützt die **Entwicklung innovativer, verbesserter Verfahren** zur Entnahme und Speicherung von CO_2 und führt damit letztlich zu einer weiteren Kostendegressionen. F&E kann sich dabei auf mehrere Kategorien fokussieren: Grundlagenforschung, Technologieentwicklung, Vorentwicklung und Produktentwicklung. Dabei kann das Ergebnis die reine Weiterentwicklung von Wissen oder auch die praktische Umsetzung von ersten (Pilot-)Projekten umfassen.

Die damalige Bundesregierung hat sich zum Ziel gesetzt, F&E mit 3,5 % des BIP jährlich zu fördern. Im Jahr 2022 lag der Wert bei knapp über 3 %.[108] Ein Beispiel ist die Unterstützung durch eine steuerliche **F&E Förderung in Form einer Forschungszulage** für kleine und mittlere Unternehmen, die im Jahr 2020 eingeführt wurde. Insgesamt werden sich die damit verbundenen Steuermindereinnahmen voraussichtlich auf 1,4 Mrd. € pro Jahr belaufen. Durch die Projektförderung werden zusätzlich innovative Entwicklungen angestoßen, entweder durch die direkte Förderung von ausgewählten Projekten oder durch die indirekte Projektförderung in Form von finanziellen Anreizen für innovationsbereite Unternehmen. Für CCS, CCU und Negativemissionen ist explizit das Programm **Bundesförderung Industrie und Klimaschutz (BIK)** relevant, welches in Kapitel 3.1.2 beschrieben ist. Für die Förderung von großtechnischen Projekten werden im Bereich der Wasserstoffwirtschaft aktuell verschiedene sogenannte „Reallabore der Energiewende“ gefördert, die Technologien im industriellen Maßstab erproben. Ein ähnliches Modell wäre auch für die Förderung von BECCUS-Technologien denkbar.

Für Unternehmen bietet diese Art der Förderung einen Anreiz, in innovative Technologien zu investieren, da Teile der **Ausgaben in Form von Zuwendungen und Zuschüssen direkt übernommen werden**. Bei der Forschungszulage werden bspw. 25 % der Bemessungsgrundlage, bestehend aus Löhnen und Gehältern sowie 60 % der Ausgaben für Auftragsforschung, von maximal 4 Mio. Euro pro Unternehmen und Jahr übernommen. Durch das Wachstumschancengesetz wurde die Förderung auf bestimmte Sachkosten ausgeweitet, die Bemessungsgrundlage auf 10 Mio. Euro, die Förderquote auf 35 % und die Förderfähigkeit von Ausgaben für Auftragsforschung auf 70 % angehoben.

108 Nähere Informationen gibt es unter https://www.datenportal.bmbf.de/portal/de/research.html

Im BIK wird die Förderung als Zuwendung gewährt, dabei werden bis zu 40 % der förderfähigen Kosten übernommen. Diese beinhalten alle Kosten, die im direkten Zusammenhang mit der Minderung der Treibhausgasemissionen stehen, nicht jedoch die Betriebskosten. Für Negativemissionstechnologien, die aus Sicht des Abscheiders einen hohen OPEX-Anteil durch den Transport und die Speicherung von CO_2 aufweisen, ist eine Anpassung wünschenswert.

Die Förderung von Innovationen und F&E ist insbesondere bei Technologien mit großem Reduktionspotenzial **in frühem Entwicklungsstadium geboten**. Allerdings profitieren davon vorwiegend kleine Projekte; großtechnische Umsetzungen könnten durch eine Fokussierung auf F&E verzögert werden. Die Förderung von Pilotprojekten ist allerdings sinnvoll, um Erfahrungswerte bei der technischen Anwendung zu generieren. Daher ist F&E auch die Fördermaßnahme, die in den untersuchten Ländern unter 6.1 am weitesten verbreitet ist. Aus diesen Gründen wird das Instrument zur Aufnahme in die Policy Roadmap empfohlen.

- **Finanzierungsinstrumente**
  Zur Realisierung von Anlagen zum Aufbau von Negativemissionen können Unternehmen Fremdkapital aufnehmen, um ihre verfügbaren Mittel zu erhöhen und die Eigenkapitalrentabilität zu steigern. Staatliche **Kredite zu günstigen Konditionen**, z. B. niedrige Zinsen, lange Laufzeiten und langfristige Zinsbindungen, erlauben den Projekten eine Fremdkapitalaufnahme zu günstigeren Konditionen als auf dem Markt. Die Finanzierungsbedingungen von Projekten können ebenfalls durch Kredite mit flexiblen oder angepassten Rückzahlungsmodalitäten verbessert werden, bspw. in Form von Nachrangdarlehen, die bei Zahlungsausfall des Kreditnehmers nachgeordnet bedient werden. Diese Produkte können von staatlichen Banken wie der KfW oder als Durchleitungsprodukte von Hausbanken bereitgestellt werden. Als Beispiel wäre hier die Bereitstellung von zinsgünstigen Förderkrediten durch die KfW im Rahmen der „Klimaschutzoffensive für Unternehmen“ zu nennen (siehe Kapitel 3.1.2). Aufgrund der geringen Marktreife und der relativen Neuartigkeit von Negativemissionstechnologien sind Projekte mit entsprechenden Risiko-Zinsaufschlägen konfrontiert. Dies wirkt sich insbesondere auf die Fremdkapitalkosten von Projekten aus, die nicht über eine Unternehmensfinanzierung realisiert werden können. Finanzierungsinstrumente mit günstigen Konditionen für Anlagen zur Abscheidung (und Speicherung / Nutzung) von CO_2 können die **Finanzierungskosten gegenüber einer marktlichen Finanzierung deutlich senken**. Aufgrund der in der Regel hohen Kapitalkostenintensivität von Negativemissionsprojekten, bei denen der CAPEX-Anteil von rund 50 % der Abscheidungskosten ausmacht, können die Kosten pro abgeschiedene Einheit wesentlich reduziert werden. Der kapitalkostensenkende Effekt wirkt vor allem im Normal- und Hochzins-Umfeld. Im Niedrigzins-Umfeld ist er zunächst weitgehend hinfällig. Dennoch kön-

nen KfW-Kredite den Zugang zu Fremdkapital erleichtern und somit die Gesamtkapitalkosten senken.

Nachteile von KfW-Krediten/-Darlehen sind zum einen die hierzu erforderlichen Projektbewertungen über die KfW, die mit einem hohen administrativen Aufwand einhergeht. Zum anderen müssen eventuelle **Kreditausfälle aus Steuermitteln** bedient werden und werden somit vergesellschaftet. Zudem wird die Markteffizienz durch die Maßnahme teilweise reduziert, da die KfW-Kredite per Definition bessere Konditionen als am Markt bieten. Eine de-facto Subvention durch Zinssätze unterhalb des Marktniveaus könnten **beihilferechtliche Konsequenzen**[109] mit sich bringen. Aufgrund der kapitalkostensenkenden Wirkung wird die Maßnahme vor dem Hintergrund der hohen CAPEX jedoch für die Aufnahme in eine zukünftige Policy Roadmap priorisiert.

- **Risikoübernahmeinstrumente**
  Kreditausfallgarantien sichern Kreditnehmer gegenüber einem möglicher Zahlungsausfall durch Zertifikatabnehmer ab. Dieses Risiko wird als „Kontrahentenrisiko“ bezeichnet und fließt in die gesamte Risikobewertung des Projektes und damit in das Kreditrisiko und in die Finanzierungskosten für Anlagen ein bzw. erhöht diese. Staatliche Garantien für Zahlungsausfälle auf der Abnehmerseite sichern dieses Risiko (ganz oder teilweise, direkt oder indirekt) ab und übernehmen somit das Kontrahentenrisiko und wirken somit kapitalkostensenkend. Derartige Instrumente finden im Kontext von erneuerbare Energien Power Purchase Agreements (PPAs) Anwendung, bspw. in Spanien und Norwegen[110].

  Im Gegensatz zu Niedrigzinskrediten der KfW, deren Auszahlung notwendig für die Durchführung des Vorhabens notwendig ist, erfolgt bei den Kreditausfallgarantien eine **Auszahlung nur im Falle eines abnehmerseitigen Zahlungsausfalls** und nur dann, wenn die vereinbarten Kreditrückzahlungen nicht durch am Markt erzielbare Erlöse gedeckt werden können. Die Bewertung der Forderung (auf der Grundlage von Kreditausfallereignissen) durch die Bank kann mit erheblichen Transaktionskosten verbunden sein.

  Anders als auf dem PPA-Markt ist das Kontrahentenrisiko bei Negativemissionen voraussichtlich vielschichtiger, da Anlagen zur Erzeugung von Negativemissionen insbesondere in der frühen Marktphase ihre Zertifikate voraussichtlich an mehrere Abnehmer mit unterschiedlich langfristigen Verträgen veräußern. Dies schränkt zum einen den mit dem Instrument erzielbaren Absicherungseffekt im Vergleich zum PPA-

109 Niedrigzinskredite werden im Rahmen der EU-Beihilfeleitlinien (EU-Kommission) als Subvention eingeschätzt.

110 Beide Modelle sind in Übereinstimmung mit den EU-Beihilferichtlinien bzw. denen des Europäischen Wirtschaftsraums und stellen keine staatlichen Beihilfen dar.

Markt ein, wo Anlagen in der Regel einen langfristigen Abnahmevertrag abschließen – große Anlagen sogar mehrere. Zum anderen erhöht es die **Komplexität des Instruments bzw. der erforderlichen Risikobewertung** und in der Folge auch die möglichen Kosten der Absicherung für die Betreiber von Projekten, die sich am Ausmaß des abgesicherten Abnehmerrisikos orientieren. Zur Finanzierung des Instruments wäre eines Fonds zur Deckung des Ausfalls ggf. im Rahmen der KfW-Programme aufzusetzen. Die konkrete Ausgestaltung, der zeitliche Rahmen sowie der Anwendungsbereich sollten daher weiter geprüft werden.

Die CMS der damaligen Bundesregierung sah die Fortentwicklung von Kreditprogrammen und das Aufsetzen von beihilfefreien Konsortialkreditgarantien für die Technologieentwicklung im Bereich CCU/CCS vor. Dabei tritt die KfW entweder direkt als Konsortialbank ein oder übernimmt einen Teil des Kreditrisikos im Rahmen des Konsortiums (max. 50 %).[111] **Bislang fokussieren sich diese Finanzierungsinstrumente auf die Herstellung von Komponenten für CCUS**. Kreditgarantieprogramme für den Einsatz von Negativemissionstechnologien sind bisher nicht im Fokus. Die Wirkung von Instrumenten der Risikoübernahme ist im Vergleich zu Finanzierungsinstrumenten wie zinsgünstigen Krediten weniger unmittelbar und wird daher in der zukünftigen Policy Roadmap nicht prioritär abgebildet.

- **Fiskalische Instrumente**
  Steuerliche Erleichterungen in Form von Steuergutschriften oder steuerliche Sonderabschreibungen für Projekte, die Negativemissionen erzeugen, können die **Wirtschaftlichkeit von Investitionen verbessern**. Abhängig vom Umfang und Effekt der Maßnahme können die erzielten Einsparungen ggf. auch Finanzierungslücken schließen. Dabei kann bspw. Strom steuerlich für Unternehmen privilegiert werden, wenn dieser für die Erzeugung von Negativemissionen genutzt wird. Alternativ könnten Unternehmen, die Emissionen nachweislich reduzieren, auch bei anderen Steuern wie der Gewerbesteuer entlastet werden. Die Höhe der Förderung kann dabei von den eingespeisten Emissionen und der genutzten Technologie abhängen. In den Vereinigten Staaten sind Steuergutschriften ein gängiges Instrument, um privatwirtschaftliche Investitionen in Schlüsseltechnologien anzureizen und werden auch für Negativemissionen genutzt (vgl. Kapitel 6.1).[112]

111 Bei Konsortialkrediten vergeben zwei oder mehr Kreditgeber gemeinsam Kredite zu gleichen Kreditkonditionen aber mit unterschiedlichen Pflichten.

112 Nach Abschnitt 45Q des Internal Revenue Codes können Kraftwerke und Industrieanlagen eine leistungsbezogene Steuergutschrift erhalten, wenn sie CO_2 abscheiden und speichern, das andernfalls in die Atmosphäre abgegeben würde.

Die Wirkung steuerlicher Erleichterungen ist abhängig von der Unternehmensgröße und der konkreten Maßnahme. Ja nach Ausgestaltung werden Unternehmen mit höherer Steuerlast ggf. strukturell bevorzugt, weil sie die Abschreibung in voller Höhe in Anspruch nehmen können. Die über Projektgesellschaften (SPVs) finanzierte Negativemissionsprojekte können dagegen unter Umständen einen Teil der Förderung nicht nutzen. Dies ist der Fall, wenn die Erlöse niedriger ausfallen als die möglichen Sonderabschreibungen. Sofern diese Effekte nicht erwünscht sind, sind bei der Ausgestaltung entsprechende Auflagen zu formulieren bzw. begleitende Maßnahmen vorzusehen.

Die tatsächliche Förderung durch steuerliche Erleichterungen oder Sonderabschreibungen ist ggf. höher als bei KfW-Krediten und Kreditausfallgarantien, wo die implizite Förderung jeweils von den tatsächlichen Auswirkungen auf die Kapitalkosten abhängt. Die **Kosten-Effektivität von steuerlichen Erleichterungen** zur Förderung von Negativemissionen lässt sich jedoch nur **schwer abschätzen**, da die tatsächliche Höhe der Förderung nicht direkt mit der Zielerreichung von Negativemissionen in Verbindung gebracht werden kann. Es ist davon auszugehen, dass die Förderhöhe von steuerlichen Erleichterungen bzw. Sonderabschreibungen in der Markthochlaufphase nicht ausreichen wird, um die Finanzierungslücke bei BECCUS und anderen Negativemissionstechnologien zu schließen. Zudem führen Steuererleichterungen zu Steuerausfällen. Die Höhe der Ausfälle ist abhängig von der Inanspruchnahme der Förderung und daher schwer abschätzbar. Insbesondere bei Steuerausfällen auf Gemeinde- und Länderebene würde dies im Ergebnis dem Ziel einer stärkeren finanziellen Teilhabe der Gemeinden an klimaschutz- und energiewenderelevanten Investitionen zuwiderlaufen.

Aus den o. g. Gründen wird die Maßnahme nicht für die Aufnahme in eine zukünftige Policy Roadmap priorisiert. Alternativ sind zinsgünstige Kredite oder Ausfallgarantien, die sich an der Risikostruktur der Projekte orientieren und in der Regel über Rückzahlungsmechanismen refinanziert werden, als begleitende Instrumente im Markthochlauf vorzuziehen.

3.6 Marktdesign für einen langfristigen Rahmen für BECCUS

Mittel- und langfristig sollte ein nachhaltiger Markt für Negativemissionen geschaffen werden, der Anbietern Zugang zur Nachfrage nach NEZ bietet und es ihnen ermöglicht, ihre Kosten (zumindest teilweise) durch Einnahmen aus dem Verkauf von Zertifikaten zu decken. Steigende Zertifikaterlöse senken die in Kapitel 2.4.4 errechnete Finanzierungslücke für BECCUS. In der Folge kann die staatliche Förderung von Negativemissionen reduziert und schlussendlich eingestellt werden. Eine grundlegende Voraussetzung für einen funktionierenden Handel mit Zertifikaten sind angemessene

Standards und Zertifizierungssysteme (in Kapitel 3.2).

Als Ausgestaltungsmöglichkeiten des Marktrahmens werden die folgenden Optionen im Detail untersucht:

- Integration von BECCUS in das EU EHS
- Vollständige Integration
- Teilweise Integration: Verbindung eines dezidierten Handelssystems für Negativemissionen mit dem EU EHS
- Separater Compliance-Markt für Negativemissionen

Darüber hinaus werden weitere Optionen diskutiert, die den Marktrahmen begleiten können:

- Freiwillige (unregulierte) Zertifikatmärkte
- Internationaler Zertifikathandel nach Artikel 6 des Pariser Klimaabkommens
- Labels und Leitmärkte
- Informationskampagnen

3.6.1 Integration von BECCUS in das EU EHS

Eine Option für die Schaffung eines langfristigen Marktes für Negativemissionen ist **die Berücksichtigung von Negativemissionen im EU EHS**. Das EU EHS stellt **das zentrale Klimaschutzinstrument der EU** dar. Seit 2005 erhalten Emissionen einen Preis, den die emittierenden Unternehmen zahlen müssen. Konkret müssen Unternehmen CO_2-Zertifikate erwerben; jedes Zertifikat berechtigt zur Emission von einer Tonne CO_2. Der Preis für Zertifikate ergibt sich dabei marktbasiert durch Angebot und Nachfrage. Das Angebot, also die Anzahl der Zertifikate (auch „Cap“ genannt), wird schrittweise reduziert, um die Gesamtemissionen in der EU zu senken. Dadurch wird **ein wirtschaftlicher Anreiz für Unternehmen geschaffen, in CO_2-arme Technologien zu investieren**, um ihre Emissionen zu reduzieren. Bisher gilt das EHS für Unternehmen in den Sektoren Energie und Wärme, Flug- und Schiffsverkehr sowie energieintensive Industrie. Die Einnahmen aus dem EU EHS gehen an die jeweiligen Staaten und müssen zu 100 % für Energiewende und Klimaschutz ausgegeben werden. In Deutschland fließen sie in den Klima- und Transformationsfonds (KTF) des Bundes.

CCS wird in einigen Fällen bereits im EHS berücksichtigt (2003/87/EF, Artikel 12, Paragraph 3a).[113] **Firmen können sich Emissionsminderungen durch den Einsatz von CCS an ihren eigenen Anlagen anrechnen lassen**, jedoch nicht in Form von Zertifikaten. Vielmehr reduzieren sich insgesamt die Emissionen eines Unternehmens und damit die Anzahl der benötigten Zertifikate. Dies gilt allerdings nur, wenn CO_2 abgespalten und permanent eingespeichert wird. Für die Speicherung ist eine Lizenz im Rahmen der Richtlinie 2009/31/EG über die geologische Speicherung von CO_2 erforderlich.[114]

Negativemissionen werden im EU EHS noch nicht berücksichtigt, allerdings beschäftigt sich die EU-Kommission bereits mit diesem Thema. In der Richtlinie 2023/959 zur Änderung der Emissionshandelsrichtlinie von 2003 ist festgeschrieben, dass die Kommission bis zum 31. Juli 2026 hierzu einen Bericht vorlegt.[115] Darin wird untersucht, **wie Negativemissionen unter Anwendung strenger Kriterien und Schutzmechanismen im Rahmen des EHS erfasst werden könnten** – gegebenenfalls zusammen mit einem Legislativvorschlag und einer Folgenabschätzung. Auch TAB werden momentan nicht berücksichtigt, dies könnte sich jedoch in den nächsten Jahren ändern, wie im folgenden Kasten beschrieben.

TAB im EHS
Im Januar 2024 wurden TAB in Deutschland in das nationale EHS aufgenommen, da die darin thermisch verwerteten Abfälle mit der Änderung des Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) nunmehr als Brennstoffe gelten. Die im nationalen EHS generierten Einnahmen fließen in Deutschland ebenfalls in den KTF. Im EU EHS unterliegen Betreiber von TAB aktuell keiner Abgabepflicht, müssen allerdings ihre Emissionen überwachen und melden. Im Jahr 2026 wird die Europäische Kommission erörtern, inwiefern TAB ab dem Jahr 2028 oder 2031 in das EU EHS aufgenommen werden sollen. Möglicherweise könnte die deutsche Bundesregierung TAB schon vor der europaweiten Integration im Jahr 2027 in das EU EHS aufnehmen. Dies ist im Rahmen der Opt-In Regelung in der EU-Emissionshandelsrichtlinie möglich.

Bisher gibt es wenig Erfahrung mit der Integration von Negativemissionen in bestehende Emissionshandelssysteme. **Pilotprojekte zur Integration von Negativemissionen beschränken sich zum bisher auf temporäre Speicherung wie Aufforstung**, oft mit Mengenobergrenzen für die gehandelten Negativemissionen, wie zum Beispiel in Kalifornien, Südkorea,

113 RICHTLINIE 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten: https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2003/87/oj

114 RICHTLINIE 2009/31/EG über die geologische Speicherung von Kohlendioxid: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A32009L0031

115 RICHTLINIE (EU) 2023/959 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten: https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2023/959/oj

Neuseeland und in einigen chinesischen Systemen.[116] Wie in Kapitel 6.1 erläutert, planen mit Japan und dem Vereinigten Königreich zwei nicht-EU Länder permanente Negativemissionen wie BECCS und DACCS in ihre jeweiligen EHS zu integrieren.

Durch die Integration von Negativemissionen in das EU EHS wird ein regulierter Markt für Anbieter von NEZ geschaffen, auf dem diese Zertifikate verkauft werden können. Unternehmen mit Abgabepflichten im EHS können dann zusätzlich zu ihren Emissionsberechtigungen NEZ erwerben, um ihre Abgabepflichten zu erfüllen. Damit wird der Rahmen für eine gesicherte Nachfrage nach NEZ auf einem staatlich regulierten und kontrollierten Markt geschaffen.

Zur genauen Ausgestaltung des Marktrahmens für die Integration von Negativemissionen in das EU EHS gibt es wenig praktische Erfahrungen. Theoretisch gibt es jedoch eine Vielzahl von Ausgestaltungsmöglichkeiten. Einige Parameter, die als Stellschrauben für die Integration dienen, sind in Tabelle 9 dargestellt. Empfohlene Optionen sind dabei hervorgehoben.

Tabelle 9. Parameter für die Integration von Negativemissionen in das EU EHS

Parameter	Optionen (Fett: empfohlene Optionen)
Handelssystem für die Integration	• **EHS I** (Energieanlagen, energieintensive Industrieanlagen, Luft- und Schifffahrtsunternehmen) • EHS II (Gebäude und Straßenverkehr)
Ausstellung Zertifikat	• **Bei der Abscheidung (mit Nachweis über Speicherung)** • Beim Transport • Bei der Speicherung
Genutzte Standards	• **CRCF und nachfolgende staatliche Standards** • Privatwirtschaftlich erarbeitete Standards
Berücksichtigte Technologien	• Technologieneutralität • Ausschluss einzelner Technologien • **Nur dauerhafte Negativemissionen (≥ 200 Jahre lt. CRCF-Verordnung)**
Geographische Zulässigkeit	• Keine Auflagen, international • **Abscheidung muss in der Europäischen Freihandelsassoziation erfolgen** • Speicherung muss in der Europäischen Freihandelsassoziation erfolgen

116 Mehr Informationen zu den bestehenden Systemen unter: https://adelphi.de/en/publications/emissions-trading-systems-and-net-zero-trading-removals

Die Integration von Negativemissionen könnte sowohl in das EHS I als auch in das EHS II für Gebäude und Straßenverkehr erfolgen. Dabei ist zu bedenken, dass das EHS II voraussichtlich erst 2027 operativ sein wird und sich zum jetzigen Zeitpunkt wenig über die Möglichkeit der Integration von Negativemissionen sagen lässt. Darüber hinaus kann es zu einer Konvergenz der Preise im EHS I und EHS II kommen, wodurch beide Systeme parallel genutzt werden könnten. **Vorerst sollte aber mit einer Integration in das EHS I geplant werden**.

NEZ können unterschiedlichen Akteuren entlang der Prozesskette ausgestellt werden, z. B. Abscheidern, Transport- oder Speicherunternehmen. Es ist davon auszugehen, dass sich die verschiedenen Aktivitäten entlang der Prozesskette und der Betrieb bzw. das Eigentum an der Infrastruktur auf verschiedene Unternehmen aufgeteilt werden. Um Doppelzählungen zu vermeiden, muss klar sein, welches Unternehmen die NEZ erhält. Die anderen Unternehmen entlang der Prozesskette können durch wirtschaftliche Verträge an den Profiten beteiligt werden. **Die Ausstellung des Zertifikates für das Unternehmen, welches die Abscheideanlage betreibt, scheint am effizientesten**. Hierfür ist jedoch eine Bestätigung über die Speicherung und Garantieübernahme für die Langzeitspeicherung erforderlich.

Ein weiterer Parameter sind die Standards, die für Nachhaltigkeitsanforderungen und ein robustes Zertifizierungssystem herangezogen werden. **Dabei sollte die CRCF-Verordnung genutzt werden**, die ein Zertifizierungssystem für die Entnahme von CO_2 etabliert. Die CRCF-Verordnung und privatwirtschaftlich erarbeitete Standards werden in Kapitel 3.2 weiter ausgeführt.

Im Rahmen der Definition der Standards sollte festgelegt werden, welche Technologien bzw. Arten von Negativemissionen im vollständig integrierten Markt berücksichtigt werden. Neben den großen Preisunterschieden zwischen natürlichen Senken und technischen Lösungen ist auch die Speicherdauer zu berücksichtigen. Um eine langfristige Emissionsentnahme zu garantieren, sollten **nur dauerhafte Negativemissionen mit einer Speicherung von mindestens 200 Jahre berücksichtigt** werden. Der Ausschluss einzelner Technologien, die diese Voraussetzung erfüllen, erachten wir zum jetzigen Zeitpunkt nicht als sinnvoll.

Neben den Technologien **muss auch die geographische Zulässigkeit mit Blick auf den Abscheideort definiert werden**. Mögliche Optionen sind entweder ein geographisch offener Ansatz oder eine Beschränkung auf bestimmte Länder oder Regionen. Bspw. könnten nur Projekte aus Europa oder nur aus dem jeweiligen Land des Unternehmens zugelassen werden. Die Schwierigkeit besteht in der genauen Zuweisung. In vielen Fällen wird sich der Ort der Abscheidung vom Ort der Speicherung unterscheiden. Bei der Speicherung wird voraussichtlich Norwegen eine wichti-

ge Rolle spielen (siehe Ländergleich, Kapitel 6.1), das zwar nicht Mitglied der EU ist, aber Mitglied der Europäischen Freihandelsassoziation ist und am EHS teilnimmt. Darüber hinaus plant das Vereinigte Königreich, das weder in der EU noch in der Europäischen Freihandelsassoziation ist und auch nicht am EU-Handelssystem teilnimmt, internationale CO_2-Speicherstätten zu errichten. Eine geeignete Lösung wäre, **die Abscheidung auf Länder des Europäischen Freihandelsassoziation zu beschränken**.

Für die konkrete **Ausgestaltung der Integration gibt es verschiedene Ansätze**, die in der Literatur und von Regierungen diskutiert werden. Diese sind nicht trennscharf, können aber grob in **zwei Gruppen eingeteilt werden: „vollständige Integration“ und „teilweise Integration“**.

Die vollständige Integration von Negativemissionen in das EU EHS, d. h. die Möglichkeit des Handels mit NEZ ohne vorgegebene (Mengen-) Beschränkungen und zum gleichen Preis wie Emissionsberechtigungen, wäre eine naheliegende Option. Jedoch stellt dies gerade zu Beginn einige Schwierigkeiten dar. Eine vorerst teilweise Integration mit unterschiedlichen Preisen und begrenzten Mengen bietet hier eine Übergangslösung. Bei der teilweisen Integration wird ein freiwilliger, regulierter EU-Markt für Negativemissionen mit dem bestehenden EU EHS verknüpft. Der Verkauf von NEZ im EU EHS erfolgt dabei in Variante a) in begrenztem Umfang direkt durch die Anbieter und in Variante b) durch die Regierung. Die wichtigsten Unterschiede zwischen der vollständigen und der teilweisen Integration sind in Tabelle 10 dargestellt. In den nachfolgenden Kapiteln 3.6.1.1 und 3.6.1.2 werden die beiden Systeme im Detail betrachtet.

Tabelle 10. Unterschiede zwischen der vollständigen und der teilweisen Integration

Parameter	Vollständige Integration	Teilweise Integration
Kauf/Verkauf	**Direkter Verkauf** von Anbietern der NEZ im EU EHS.	• In Variante **a): Direkter Verkauf** durch die Anbieter der NEZ im EU EHS. • In Variante **b): Regierung** kauft am Negativemissionsmarkt Zertifikate und verkauft sie im EU EHS.
Begrenzung gehandelter NEZ	• **Nein (auf mittlere Sicht)**, da die Menge an NEZ nur von der Obergrenze für Emissionsberechtigungen abhängig ist. • **Ja (im fortgeschrittenen Stadium)**, da es ein separater Cap für NEZ benötigt, um Netto-Negativemissionen zu erreichen.	**Ja.** • In Variante **a): Begrenzungen** können angebotsseitig oder nachfrageseitig festgesetzt werden (Technologien, Mengen, Emissionsart, etc.). • In Variante **b): Der Staat reguliert** die Menge durch den eigenen Kauf und Verkauf.
Zertifikatspreis	Einheitlicher Preis für NEZ und Emissionsberechtigungen.	Preis von NEZ und Emissionsberechtigungen kann sich in Abhängigkeit der Ausgestaltung unterscheiden.
Preissetzung	Preis ergibt sich aus **Angebot und Nachfrage** von Emissionsberechtigungen und NEZ, abhängig beispielweise vom Cap und den **Grenzkosten von Negativemissionstechnologien** im EU EHS.	• In Variante **a): Marktlich** durch Angebot und Nachfrage auf dem Negativemissionsmarkt. • In Variante **b): Staat kann Preis setzen**, bspw. in Abhängigkeit vom CO_2-Preis im EHS-Preis, oder durch Ausschreibungsverfahren für Negativemissionen.
Obergrenze (“Cap”) für Emissionsberechtigungen	• In der mittleren Sicht wie bei der teilweisen Integration. • Im fortgeschrittenen Stadium benötigt es **zwei separate, aufeinander abgestimmte Obergrenzen** für Emissionsberechtigungen und NEZ, um Netto-Negativemissionen erreichen zu können.	Die **Menge der Emissionsberechtigungen wird um die gekauften NEZ** im EU EHS reduziert, entweder auf Basis der erwarteten Anzahl der Zertifikate oder dynamisch auf Basis der tatsächlich gehandelten Anzahl.
Art des Zertifikates	**NEZ bleiben als solche bestehen**, keine Umwandlung in Emissionsberechtigungen.	Technologiespezifisches oder technologieübergreifendes **NEZ.**
Ausgestaltung des Handels	Eigener Handel mit NEZ mit **separaten Auktionen oder gemeinsamer Handel** mit Emissionsberechtigungen.	**Eigener Handel** mit NEZ in separaten Auktionen.

3.6.1.1 Vollständige Integration von BECCUS in das EU EHS

Beschreibung: Eine offensichtliche Möglichkeit, Negativemissionen durch das EU EHS abzudecken, ist die **vollständige Integration**, wie in Abbildung 24 dargestellt.[117] In diesem Fall sind Unternehmen, die Emissionen entfernen und ausstoßen, Teil eines Marktes. Dabei bekommen Unternehmen Zertifikate für jede Tonne CO_2, die sie unter Einhaltung geltender Standards aus der Atmosphäre entfernen. Diese Zertifikate können wiederum von anderen Unternehmen im EHS gekauft werden. Damit können diese Unternehmen ihre Abgabepflicht von Emissionsberechtigungen erfüllen, wobei abgabepflichtige Unternehmen auch Anlagen mit Negativ-

117 Abbildung angelehnt an adelphi (2021): https://icapcarbonaction.com/en/publications/emissions-trading-systems-and-net-zero-trading-removals

emissionen betreiben und damit NEZ anbieten können. Die NEZ werden bei vollständiger Integration genauso wie Emissionsberechtigungen am Markt gehandelt.

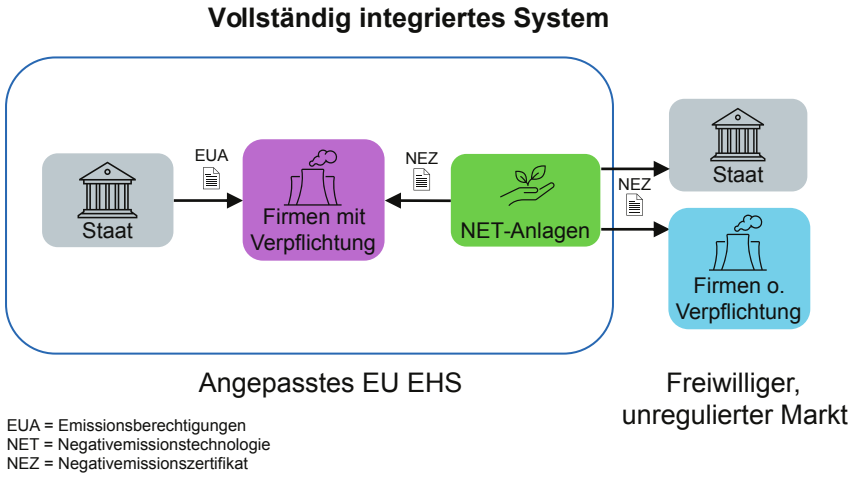


Abbildung 24. Schematische Darstellung der vollständigen Integration

Mechanismus: Durch die Integration von Negativemissionen in das EU EHS haben die Anbieter eine **erhöhte Nachfrage nach NEZ auf einem regulierten Markt**. Der Preis von NEZ entspricht den Preisen für Emissionsberechtigungen. Die genaue Preissetzung ist dabei noch ungewiss, wird aber voraussichtlich vorwiegend durch die Grenzkosten von Negativemissionstechnologien, die Zertifikatmenge und den angesetzten Preis für Emissionsberechtigungen beeinflusst. Die Nachfrage nach Negativemissionstechnologien hängt daher stark von deren Grenzkosten ab. Der Preis einer Emissionsberechtigung ist volatil und hat sich in den letzten Jahren im EHS stark verändert, was Unsicherheiten für die Anbieter führt. Im Gegensatz zu freiwilligen Märkten ist im EHS eine prinzipielle Abnahme sichergestellt, da Unternehmen zur Abgabe von Emissionsberechtigungen verpflichtet sind und dafür NEZ verwenden können. Langfristig sollen Unternehmen bilanziell klimaneutral werden, wofür diese Zertifikate unerlässlich sind. Die Grenzkosten von Negativemissionstechnologien können durch verschiedene Maßnahmen wie z. B. CfDs gesenkt werden (siehe 3.5.1).

Parameter: Die Europäische Kommission hat mehrere Stellschrauben für die Integration von Negativemissionen in das EU EHS (siehe Tabelle 9 und Tabelle 10). Besonders relevant für eine vollständige Integration sind die **Ausgestaltung der Gesamtemissionsmenge**, die **Art der NEZ** und die **Rahmenbedingungen** für den Handel mit NEZ.

Ein wesentlicher Faktor für die vollständige Integration ist die **Gesamtmenge der auf dem Markt verfügbaren Emissionsrechte („Cap“)**. Eine Möglichkeit bestünde darin, die Obergrenze wie im bestehenden System ohne Berücksichtigung von NEZ festzulegen. NEZ beeinflussen jedoch die

Menge der gehandelten Emissionsberechtigungen und die Menge an CO_2, die Unternehmen insgesamt emittieren dürfen. Ein erworbenes NEZ verringert die Emissionen eines Unternehmens bilanziell um eine Tonne und das Unternehmen benötigt eine Emissionsberechtigung weniger. **Daher sollten NEZ in die Gesamtmenge einbezogen werden**. Bspw. könnte die Obergrenze im Voraus um die erwarteten NEZ verringert werden. Alternativ könnte die Menge der Emissionsberechtigungen für jedes gehandelte NEZ dynamisch verringert werden. Dadurch bleibt die ursprüngliche Gesamtmenge an CO_2, die Unternehmen im Rahmen des EHS emittiert dürfen, unverändert.

Im fortgeschrittenen Stadium sind **zwei separate, aufeinander abgestimmte Obergrenzen** für Emissionsberechtigungen und NEZ erforderlich, um Netto-Negativemissionen zu erreichen. Durch die Festlegung einer Obergrenze für Emissionsberechtigungen, die kontinuierlich abnimmt, und einer Obergrenze für NEZ, die zunimmt, können im EHS Netto-Null-Emissionen und anschließend Netto-Negativemissionen erzielt werden. Dafür bedarf es zusätzlich eines Anreizes oder einer Verpflichtung für Unternehmen, NEZ zu erwerben, die sie nicht zum Ausgleich ihrer Emissionen benötigen.

Eng verbunden mit der Frage der Obergrenze ist die Frage, **welche Art von Zertifikat Negativemissionen erhalten**. Hier kann grob zwischen drei Optionen unterschieden werden:

- Betreiber von Negativemissionsanlagen erhalten **Emissionsberechtigungen**, die sie veräußern können (keine neue Zertifikatart).
- Einführung eines dezidierten, **einheitlichen NEZ**, das ausschließlich für die CO_2-Entnahme ausgestellt wird.
- Vergabe von **technologiespezifischen Zertifikaten** für Negativemissionen, ggf. mit unterschiedlichen Preisen für verschiedene Technologien und Zertifikatsarten.

Sowohl die allgemeinen als auch die technologiespezifischen NEZ können wie Emissionsberechtigungen auf dem Markt gehandelt werden. Darüber hinaus gibt es Ideen, NEZ und Emissionsberechtigungen zu verknüpfen, wie zum Beispiel durch **„clean-up certificates"**, die ein Emissionsrecht mit der Verpflichtung verbinden, Negativemissionen in der Zukunft zu unterstützen.[118]

Um Netto-Negativemissionen durch die Steuerung der Obergrenzen zu ermöglichen, ist eine getrennte Betrachtung von Emissionsberechtigungen

118 Mehr Informationen zu „clean-up certificates" unter: https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=4875544

und NEZ erforderlich. Daher ist eine Art von NEZ zweckmäßig. Da der Preis im EHS der gehandelten NEZ für alle Technologien gleich ist, sind keine technologiespezifischen Zertifikate erforderlich. **Negativemissionen sollten daher durch allgemeine, technologieunabhängige NEZ im EHS gehandelt** werden.

Die Art der Zertifikate hat Einfluss auf die Ausgestaltung des Handels. Wenn es keinen Unterschied zwischen NEZ und Emissionsberechtigungen gibt, ist es naheliegend, dass es einen gemeinsamen Handel gibt. Unterscheiden sich die Zertifikate jedoch, gibt es **verschiedene Optionen für die Ausgestaltung des Handels**. Eine Möglichkeit wären getrennte Auktionen für NEZ und Emissionsberechtigungen. Hier wäre noch zu unterscheiden zwischen einem gemeinsamen Handel für alle Negativemissionstechnologien und getrennten Auktionen für die verschiedenen Technologien. Da, wie oben erläutert, nicht zwischen verschiedenen Arten von NEZ unterschieden werden soll, kann es einen gemeinsamen Handel für alle Negativemissionen unabhängig von der Technologie geben. **Da der Preis für Emissionsberechtigungen und NEZ einheitlich gebildet wird, sollte es einen gemeinsamen Handel geben**.

Herausforderungen: Der Preis für Negativemissionen entspricht bei vollständiger Integration dem Preis für Emissionsberechtigungen. Er **hängt von den Grenzkosten für Negativemissionen ab, die je nach Technologie sehr unterschiedlich sind**. Hochpreisige Lösungen könnten dabei entweder schlicht zu teuer sein und daher nicht nachgefragt werden oder zu **einem Anstieg der Preise für Emissionsberechtigungen** führen, falls diese eingesetzt werden.

Einer der wichtigsten Aufgaben des EU EHS ist die Verminderung von Emissionen emissionsintensiver Unternehmen. Die Investitionen in innovative Emissionsminderungstechnologien könnten jedoch deutlich zurückgehen, wenn Unternehmen ihre Gesamtemissionen im EHS durch den Kauf von NEZ ausgleichen können. Gesamtwirtschaftlich betrachtet macht dies für die Erreichung der Emissionsziele keinen Unterschied, da die Emissionen insgesamt reduziert werden. Allerdings kann es dadurch zu einem Lock-in von energie- und emissionsintensiven Prozessen kommen, was die Kosten zur Erreichung der Klimaziele langfristig erhöht. Ein solcher Lock-in kann bspw. entstehen, wenn aufgrund der Verfügbarkeit von Negativemissionstechnologien neue emissionsarme Produktionsprozesse nicht entwickelt werden und somit konventionelle Verfahren langfristig genutzt werden, obwohl prinzipiell Alternativen entwickelt werden könnten. **Durch die vollständige Integration hat die Europäische Kommission wenig Möglichkeiten**, die Emissionsminderungen und CO_2-Entnahmen zu steuern. Langfristig sind daher getrennte Obergrenzen für Emissionsberechtigungen und NEZ sinnvoll.

Einschätzung: Die vollständige Integration von Negativemissionen in das bestehende EU EHS bringt viele **Vorteile** mit sich. Das EHS ist so konzipiert, dass die Anzahl von Emissionsberechtigungen kontinuierlich reduziert wird. Dies wird langfristig zu Problemen mit der Marktliquidität und einer hohen Preisvolatilität führen. Die Einführung neuer Zertifikate könnte dem entgegenwirken, die **Marktliquidität verbessern und die Preise stabilisieren**. Dies trägt zu einer kosteneffizienten Erfüllung der Emissionsziele bei. Darüber hinaus ermöglicht die Integration in das bestehende System die **Nutzung bestehender Infrastrukturen und Regularien**, wie zum Beispiel Handelsplattformen und das „monitoring, reporting and verification“ (MRV) System.

Für Anbieter stellt der Verkauf von NEZ im EHS eine langfristig **gesicherte Abnahme** dar. Diese hängt zwar vom Preis und den Grenzkosten der Negativemissionen ab, ist aber vor allem langfristig garantiert, da Klimaneutralität erreicht werden muss. Dies schafft eine sichere Einnahmequelle für Unternehmen, die Projekte mit Negativemissionen realisieren. Die Abnahme erfolgt über den Markt, so dass der Bedarf an zusätzlichen Fördermechanismen schrittweise reduziert und schließlich abgeschafft werden kann. Um Netto-Negativemissionen im EHS zu erreichen, müssen jedoch zusätzliche Verpflichtungen oder Anreizsysteme eingeführt werden.

Bei der Ausgestaltung der vollständigen Integration von Negativemissionen in das EU EHS sind einige **kritische Elemente zu beachten**. Bspw. sollte die **Menge der Emissionsberechtigungen** um die Anzahl der gehandelten NEZ verringert werden, um die Gesamtmenge der CO_2-Emissionen der EHS-Unternehmen nicht zu erhöhen.

Ein anderer relevanter Aspekt ist der **Zeitpunkt der Integration**. Die permanente, umweltfreundliche und verlässliche Entnahme von CO_2 muss garantiert werden. Der regulierte Verkauf von NEZ ist daher erst mit der Einführung konsistenter Standards und Zertifizierungssysteme möglich, was mit der Ausarbeitung der technischen Details im Rahmen der CRCF-Verordnung in den kommenden Jahren möglich sein sollte. Ein weiterer Grund für eine spätere Integration ist der Anreiz zur Emissionsminderung, der nicht durch Negativemissionen verloren gehen darf. Darüber hinaus kann bei fehlender Mengenbegrenzung und stark schwankenden Preisen für NEZ eine vollständige Integration den **Preis für Emissionsberechtigungen im EHS stark beeinflussen**.

Aufgrund der dargestellten Herausforderungen bei den Anreizen zur Emissionsvermeidung und der derzeit noch hohen Unsicherheit bei der Kostenentwicklung von Negativemissionstechnologien sollte eine vollständige Integration **erst dann erfolgen, wenn die Emissionsminderung im EU EHS weitestgehend erfolgt sind** und sich Negativemissionstechnologien in einem fortgeschrittenen Technologiestadium befinden. Diese kann sich an die im folgenden Abschnitt erläuterte Teilintegration anschließen. Aus

diesen Gründen wird eine Aufnahme der Maßnahme in die Policy Roadmap ab ca. 2040 empfohlen.

3.6.1.2 Teilweise Integration von BECCUS in das EU EHS

Beschreibung: Bei der **teilweisen Integration werden die NEZ, die von Unternehmen mit Abgabeverpflichtungen im EU EHS gekauft werden können, begrenzt**. Dies erfordert einen **separaten, regulierten Markt für NEZ, der mit dem EU EHS verbunden** ist. Aus diesem Grund wird hier auch von einer Hybridlösung gesprochen. Das konventionelle Handelssystem EU EHS bleibt dabei weitestgehend in seiner bisherigen Form erhalten, einschließlich der Abgabepflichten für Emissionsberechtigungen. Hinzu kommt ein System, in dem Negativemissionen durch NEZ gehandelt werden. Dieser Markt wird von der Kommission reguliert, es besteht jedoch keine Abgabepflichten für Unternehmen und der Handel erfolgt freiwillig. Darüber hinaus ist das dezidierte Handelssystem für Negativemissionen nicht völlig unabhängig, sondern durch verschiedene Mechanismen mit dem EU EHS verknüpft. Diese beiden Punkte unterscheiden den Markt für Negativemissionsmarkt in seiner teilweisen Integration von dem separaten Compliance-Markt, der in Kapitel 3.6.2 beschrieben wird.

Zwischen **den beiden Systemen gibt es zwei Verknüpfungsmöglichkeiten**, die in Abbildung 25 durch die beiden gestrichelten Pfeile dargestellt sind.[119] In Variante a) erfolgt der Verkauf direkt zwischen den Anbietern und den Firmen im EU EHS. Es gibt jedoch qualitative und quantitative Einschränkungen für NEZ, die gekauft und verkauft werden können. Quantitative Beschränkungen können zum Beispiel durch eine Obergrenze für die Anzahl von Negativemissionen im EU EHS oder durch unternehmensspezifische Limits definiert werden. Letztere können entweder nachfrageseitig für Anlagenbetreiber, z. B. durch eine Begrenzung der angebotenen Negativemissionen in Tonnen pro Jahr, erfolgen. Bei **Variante b)** kaufen die Kommission oder die jeweiligen nationalen Regierungen NEZ an, um sie anschließend im konventionellen EU EHS wieder zu verkaufen. Der An- und Verkauf könnte von einer CO_2-Zentralbank getätigt werden, die damit ein Teil des Riskos übernimmt. Der Ankauf kann über eine Ausschreibung oder zu festgelegten Preisen erfolgen. Bei a) können die Zertifikate direkt gehandelt werden, die Menge ist jedoch begrenzt. Bei b) tritt die Regierung als Käuferin von Zertifikaten auf, die sie im Rahmen des EHS weiterverkauft.[120] In beiden Varianten wird das Cap für Emissionsberechtigungen, wie bei der vollständigen Integration erläutert, um die eingesetzten NEZ abgesenkt.

119 Abbildung angelehnt an adelphi (2021): https://adelphi.de/en/publications/emissions-trading-systems-and-net-zero-trading-removals

120 Abbildung basiert auf https://adelphi.de/en/publications/emissions-trading-systems-and-net-zero-trading-removals

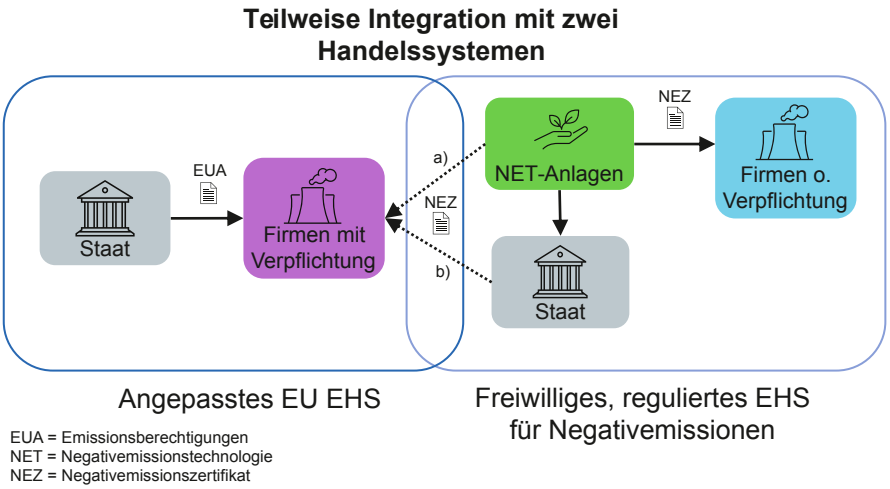


Abbildung 25. Schematische Darstellung der teilweisen Integration mit zwei Handelssystemen

Mechanismus: Die beiden in Abbildung 25 dargestellten Optionen unterscheiden sich in ihrer Wirkungsweise. **Variante a) bietet den Anbietern zwei Märkte**, auf denen sie NEZ verkaufen können: den dezidierten Markt für Negativemissionen und das EU EHS. Im Gegensatz zu den freiwilligen, unregulierten Zertifikatsmärkten, bietet das dezidierte Handelssystem einen regulierten Marktrahmen (vgl. Kapitel 3.6.2). Dies betrifft bspw. die verwendeten Standards, Zertifizierungssysteme, Handelsplattformen und Marktteilnehmer. Ein Marktrahmen könnte das Vertrauen in Negativemissionen stärken und damit die Nachfrage gegenüber privatwirtschaftlichen Handelsplattformen erhöhen. Darüber hinaus können NEZ im Rahmen des EU EHS an Unternehmen mit Abgabepflicht verkauft werden, die zur Abgabe von Zertifikaten verpflichtet sind.

In **Variante b) werden NEZ ausschließlich auf dem dezidierten Markt gehandelt**. Im Vergleich zu Variante a) besteht hier jedoch eine höhere Nachfrage nach Zertifikaten auf diesem Markt, da die Kommission oder die jeweiligen nationalen Regierungen NEZ aufkaufen, um sie anschließend im konventionellen EU EHS weiterzuverkaufen. Für den Aufkauf der Zertifikate werden entsprechende Anforderungen an Zertifizierungsstandards vorausgesetzt.

Parameter: Für die Integration von Negativemissionen in das konventionelle EHS gibt es viele verschiedene Stellschrauben (siehe Tabelle 9 und Tabelle 10). Für die teilweise Integration sind vor allem die beiden Aspekte **Mengenbegrenzung und Zertifikatspreis** relevant.

Ein Hauptunterschied zwischen der teilweisen und der vollständigen Integration besteht in der **Menge an NEZ, die im EU EHS gehandelt werden können**. Bei der teilweisen Integration ist die Menge streng reguliert, die vom Staat gekauft und verkauft wird, oder durch verschiedene Beschränkungen (siehe Tabelle 11).

Tabelle 11. Begrenzungsoptionen von gehandelten NEZ im EU EHS

	Segment	Differenzierung nach ...
Angebotsseitig	Gesamtmarktlich	**Absolut:** Feste Gesamtmenge pro Jahr **Relativ:** In Prozent der Gesamtmenge der Emissionsberechtigungen
	Akteursspezifisch	**Feste Menge pro Anbieter**
	Technologiespezifisch	**Feste Mengen pro Negativemissionstechnologie**
Nachfrageseitig	Akteursspezifisch	**Absolut:** Feste Menge pro Anlagenbetreiber pro Jahr
		Relativ: In Prozent der Emissionen eines Anlagenbetreibers
	Nur für bestimmte...	**Emissionen**
		Industrien, Anlagen oder Produkte
		Anlagenbetreiber

Die angebotsseitige Ausgestaltung umfasst eine **absolute und eine relative Begrenzung der Gesamtmenge**. Eine absolute Begrenzung würde eine feste Menge an Negativemissionen in Tonnen pro Jahr festlegen, die im EHS gehandelt werden kann. Die Menge kann jährlich angepasst werden, z. B. um einen bestimmten Prozentsatz pro Jahr. Bei der relativen Grenze wird die Menge der NEZ auf Basis der Anzahl der Emissionsberechtigungen berechnet. Da die Anzahl der Emissionsberechtigungen jährlich sinkt, würde ein fester Prozentsatz zu einer sinkenden Anzahl an Negativemissionsberechtigungen führen. Um dies zu vermeiden, kann der Prozentsatz über die Jahre ansteigen. Die **unternehmensspezifische angebotsseitige Begrenzung** kann die Menge an Negativemissionen regulieren, die die Anbieter in Zertifikate für den EHS umwandeln können. Die technologiespezifische Begrenzung würde die handelbaren NEZ pro Negativemissionstechnologie festlegen.

Die nachfrageseitige Begrenzung kann als **Limit der Kaufberechtigungen für Unternehmen** im EU EHS ausgestaltet werden. Die Menge pro Unternehmen kann absolut oder relativ zu den eigenen Emissionen angegeben werden. Darüber hinaus kann die **Berechtigung zum Kauf von verschiedenen Aspekten abhängig** sein. Es wäre denkbar, dass NEZ nur für den Ausgleich bestimmter Emissionen verwendet werden dürfen, bspw. für schwer vermeidbare Emissionen oder Emissionen, die nicht brennstoffbasiert sind. Hierfür könnten die massenbilanzbasierten Emissionsdaten im Rahmen des EHS genutzt werden. Alternativ könnte der Kauf von Zertifikaten nur für bestimmte Industrien, Anlagen oder Produkte erlaubt werden, zum Beispiel für Zementklinker. Die dritte Möglichkeit wäre, den Kauf von NEZ auf Unternehmen zu beschränken, die bestimmte Voraussetzungen erfüllen, wie z. B. das Erreichen eines vorher definierten

Niveaus an Emissionsreduktionen erreichen oder die Entwicklung eines robusten Emissionsminderungsplans.

Auch eine **Kombination verschiedener Aspekte** ist möglich. Bspw. könnten Betreiber von Zementklinkeranlagen nur einen gewissen Teil ihrer Emissionen oder nur bestimmte Emissionen mit Negativemissionen ausgleichen.

Wenn die Regierung als Zwischenhändlerin fungiert, zum Beispiel durch eine CO_2-Zentralbank, kann sie zusätzlich den **Preis für NEZ im EU EHS regulieren**. Die einfachste Möglichkeit wäre eine vollständige Weitergabe des Einkaufpreises; die Preise für NEZ auf dem dezidierten Markt für Negativemissionen würden dabei den Preisen für NEZ im EU EHS entsprechen. Alternativ kann die Regierung im EU EHS auch niedrigere oder höhere Preise verlangen und so den Zertifikatspreis akkurat steuern, wobei im Falle eines niedrigeren Preises die Differenz übernommen werden müsste. Die Preissetzung könnte vor allem bei Technologiefenstern sinnvoll sein, da Technologien sehr unterschiedliche Preise aufweisen können.

Herausforderungen: Einige der oben analysierten Mengenbeschränkungen für handelbare NEZ führen dazu, dass **die Menge von Zertifikaten von Jahr zu Jahr schwankt**. Das hat Auswirkungen auf die Anbieter, da sie nicht mit festen Abnahmemengen auf dem EU EHS rechnen können. Außerdem kann es die Preise für NEZ stark beeinflussen, was den Anreiz, Negativemissionen zu erzeugen, verringert und die langfristige Planung erschwert. Die Preise für NEZ beeinflussen ihrerseits die Preise für Emissionsberechtigungen und die Preiserwartungen, was zur Instabilität des Marktes führen kann.

Auf lange Sicht wird der **EU EHS mit Schwierigkeiten zu kämpfen** haben. Dies ist vor allem auf die in Abschnitt 3.6.1.1 beschriebene Verringerung der Menge an Emissionsberechtigungen und damit der Marktliquidität zurückzuführen. Die **Einbringung von NEZ könnte die Auswirkungen abmildern**, dies hängt jedoch von der Zertifikatsmenge ab. Ist diese zu gering, wird sich die Marktliquidität nicht substanziell verbessern.

Zudem wäre der An- und Verkauf von Zertifikaten durch die Regierung in Variante b) mit einem **hohen administrativen Aufwand** verbunden. Es müsste geklärt werden, wer genau die Transaktionen durchführt (bspw. eine CO_2-Zentralbank) und wie die Käufe organsiert werden. Außerdem müsste der Zertifikatspreis ermittelt und ggf. die Differenz zwischen Ankauf- und Verkaufspreis ausgeglichen werden.

Einschätzung: Das entsprechende dezidierte Handelssystem kann die **Nachfrage nach freiwillig gehandelten Zertifikaten erhöhen**, da es einen geregelten Marktrahmen bietet. Die zugrundeliegenden, von der EU anerkannten Standards gewährleisten ein hohes und einheitliches Qua-

litätsniveau für die verschiedenen Technologien und erhöhen damit das Image und die Nachfrage nach Negativemissionen. Durch die zusätzliche Nutzung des EU EHS kann auf ein bestehendes und etabliertes Handelssystem zurückgegriffen werden.

Die teilweise Integration hat für Anbieter von NEZ den Nachteil, dass die Menge an NEZ, die im EU EHS gehandelt werden können, beschränkt ist. Diese Einschränkung ist erforderlich, **um eine Steuerung des Marktes zu ermöglichen**, bspw. um einen Preisverfall im EU EHS zu vermeiden. Darüber hinaus setzt die Steuerung der Negativemissionsmengen die Reduktions- und Gesamtemissionsziele genau fest. Das Risiko einer Anreizverschiebung weg von Reduktionen hin zum Erwerb von NEZ, wie sie bei der Vollintegration näher beschrieben wurde, wird dadurch reduziert. Bei der Ausgestaltung der Mengenbegrenzung sollten, neben der Voraussetzung, dass die Emissionen langfristig gespeichert werden, auch nachfrageseitige Auflagen definiert werden. Diese können z. B. darin bestehen, dass nur ein bestimmter Prozentsatz der Emissionen eines Unternehmens oder nur schwer vermeidbare Emissionen durch NEZ ausgeglichen werden können.

Zusätzlich ermöglicht die teilweise Integration eine gesicherte Nachfrage nach NEZ, da die Zertifikatspreise im Idealfall wie beim Clean Development Mechanism (CDM) unter den Preisen für Emissionsberechtigungen liegen und die Unternehmen im EU EHS diese zukünftig zur Erfüllung ihrer Emissionsziele benötigen. Eine **gesicherte Nachfrage kann den Ausbau von Negativemissionstechnologien unterstützen** und dazu beitragen, die verschiedenen Technologien in ein fortgeschrittenes Entwicklungsstadium zu bringen. Dies ist für die vollständige Integration von Negativemissionen in das EU EHS erforderlich.

Wir empfehlen daher die teilweise Integration mit einem freiwilligen, regulierten Markt für Negativemissionen, der mit dem bestehenden EU EHS verknüpft ist. Dies kann als **erster Schritt zu einer vollständigen Integration** angesehen werden. Der **direkte Verkauf von NEZ durch die Anbieter** (Variante a), ist dabei der Variante b) mit der Regierung als Verkäuferin vorzuziehen. Variante a) reduziert die Komplexität für die Regierung erheblich und ermöglicht eine marktbasierte Preissetzung, erfordert aber zusätzliche politische Maßnahmen, um die Preise unter das Niveau der Emissionsberechtigungen zu senken. Bei der teilweisen Integration kann auf die Erfahrungen mit dem CDM zurückgegriffen werden. Aus diesen Gründen empfehlen wir die Aufnahme der Maßnahme in die Policy Roadmap ab ca. 2030 als Übergang zur vollständigen Integration.

Teilweise Integration im Vergleich zum Clean Development Mechanism
Die teilweise Integration ähnelt der **Verflechtung des EU EHS mit dem CDM**. Im Rahmen des CDM können Maßnahmen zur Emissionsminderung umgesetzt und zertifiziert werden („Certified Emission Reduction“, CER). Die Maßnahmen werden dabei in Nicht-Annex-1-Ländern nach der Definition der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (UNFCCC) umgesetzt. Die CER-Zertifikate werden von Ländern in Industrienationen (Annex-1-Staaten) gekauft und angerechnet. Ähnlich verhält es sich beim Mechanismus der Gemeinschaftsreduktion („Joint Implementation“, JI) mit den Minderungszertifikaten („Emission Reduction Units“, ERU). Allerdings werden hier die Emissionsminderungen in anderen Annex-1 Ländern erzielt. In den Phasen 2 und 3 des EU EHS, also von 2008 bis 2020, konnten **Unternehmen die beiden internationalen Zertifikate CER und ERU für ihre Abgabeverpflichtungen nutzen**.[121] Es gab jedoch **qualitative und quantitative Einschränkungen**. So durften bspw. keine Zertifikate aus Kernkraftprojekten oder aus Aufforstungs- und Wiederaufforstungsprojekten verwendet werden. Außerdem durften ab 2012 nur noch neue CER-Zertifikate aus bestimmten Ländern genutzt werden. Die Mengenbegrenzung erfolgte unternehmensspezifisch. In der Handelsperiode 2008-2012 konnten Unternehmen Gutschriften aus JI und CDM in Höhe von 22 % ihrer individuellen Zuteilungsmenge nutzen. Sofern sie dieses Maximum bis 2012 nicht ausschöpften, konnten sie dies in der dritten Phase nachholen. Für Neuanlagen und Anlagen, die neu in den Emissionshandel aufgenommen wurden, konnten Betreiber bis 2020 Gutschriften in Höhe von 4,5 % ihrer Emissionsmenge einsetzen.

3.6.2 Separater Compliance-Markt für Negativemissionen

Beschreibung: Eine weitere Option für das Marktdesign wäre ein separater **regulierter Compliance-Markt** für Negativemissionen, der vollständig vom bestehenden EU EHS abgegrenzt ist, wie in Abbildung 26 dargestellt.[122] Gehandelt wird dabei mit NEZ, die nach marktlichen Prinzipien gekauft und verkauft werden können. Grundlage dieses Handelssystem wäre eine **Abgabepflicht („compliance“) für bestimmte Unternehmen oder Branchen**, allerdings nicht wie im konventionellen EU EHS für Emissionsberechtigungen, sondern für CO_2-Entnahmen. In dem bestehenden EU EHS wäre der Handel mit Zertifikaten für Negativemissionen in dieser Variante nicht möglich.

121 Weiter Informationen gibt es auf https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/use-international-credits_en

122 Abbildung basiert auf adelphi (2021): https://adelphi.de/en/publications/emissions-trading-systems-and-net-zero-trading-removals

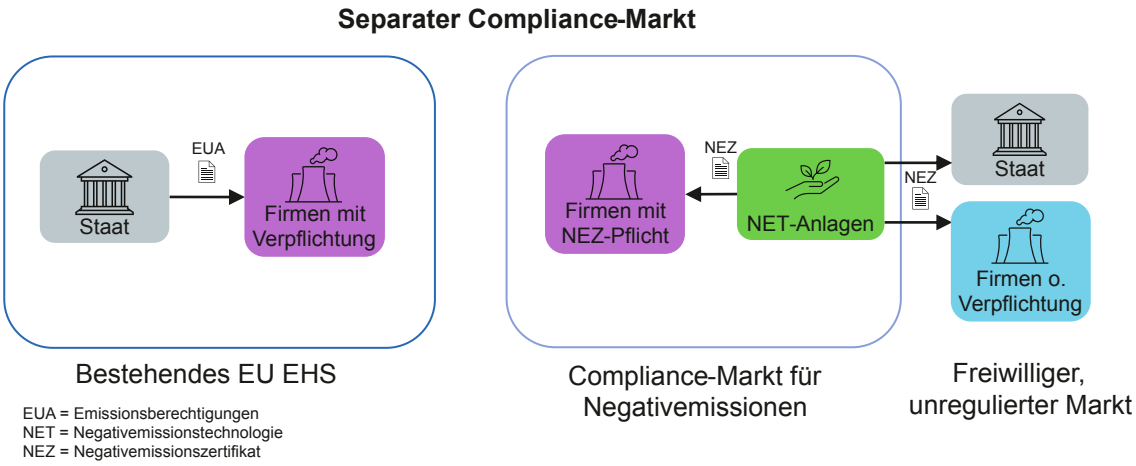


Abbildung 26. Schematische Darstellung des separaten Compliance-Markts

Mechanismus: Betreiber von Anlagen mit Negativemissionen hätten durch einen separaten Compliance-Markt eine **sichere Abnahmequelle für NEZ, da die Unternehmen zur Abnahme verpflichtet** wären. Dies würde die Nachfrage nach Zertifikaten für eine bestimmte Menge über einen klar definierten Zeitraum sicherstellen

Parameter: In einem separaten Handelssystem wäre zu klären, **welche Unternehmen berücksichtigt werden und wie sich die Entnahmeziele berechnen lassen**. Eine Möglichkeit wäre der Ausgleich indirekter Treibhausgasemissionen aus eingekaufter Energie (Scope 2) und indirekten Prozesskettenemissionen (Scope 3), die nicht bereits im EU EHS erfasst sind. Damit hängt die Ausgestaltung einer möglichen Obergrenze oder eines Festpreises zusammen. Dabei ist zu beachten, dass die Kosten der verschiedenen Negativemissionstechnologien sehr unterschiedlich sind.

Herausforderungen: Ein reguliertes, separates Handelssystem für Negativemissionen würde einen **hohen Aufwand** für die Europäische Kommission und die nationalen Regierungen der Länder bedeuten. Der Markt müsste neu aufgesetzt und überwacht werden, um die Einhaltung der Vorgaben zu gewährleisten. Zusätzlich müsste die **Abnahmeverpflichtung sorgfältig ausgestaltet** werden, um die Unternehmen nicht übermäßig finanziell zu belasten und gleichzeitig eine gesicherte Nachfrage für die Anbieter von NEZ zu garantieren.

Einschätzung: Der Aufbau eines separaten Handelssystems für Negativemissionen bietet einige **Vorteile**, wie z. B. die Möglichkeit der gezielten Steuerung von Entnahmezielen und die Schaffung separater Anreize für Emissionsminderungen und CO_2-Entnahmen. Dies führt zu langfristiger Planbarkeit und Investitionen für CO_2-Reduktionstechnologien für energieintensive Industrien. Ein Lock-in-Effekt, wie er bei einer vollständigen Integration auftreten könnte (siehe 3.6.1), wird vermieden.

Die **Nachteile dieses Marktdesigns überwiegen jedoch**, insbesondere in Form von Unklarheiten über die Verpflichtungen der Unternehmen. Wenn die Abgabepflichten nicht hoch genug sind, besteht einerseits ein geringerer Anreiz, Negativemissionen umzusetzen, und andererseits das Risiko eines Preisverfalls auf dem separaten Markt. Die Regierung hätte in diesem Fall wenig Möglichkeiten, die Nachfrage zu regulieren. Außerdem hätten Unternehmen im konventionellen EHS nicht die Möglichkeit, ihre residualen Emissionen auszugleichen, so dass die Obergrenze für Emissionsberechtigungen nicht auf Null gesenkt werden könnte. Darüber hinaus ist der Aufbau eines neuen Compliance-Markts mit hohem Aufwand verbunden, der in keinem Verhältnis zum Nutzen steht. Ein reguliertes System ohne Verbindung zum EU EHS erscheint nicht zielführend, daher wird diese Option nicht in die Policy Roadmap aufgenommen.

3.6.3 Weitere Optionen

- **Freiwillige (unregulierte) Zertifikatmärkte**
  Im Gegensatz zum regulierten Compliance-Markt ist der Kauf von NEZ auf diesem Zertifikatmarkt rein freiwillig. Einige Handelsplattformen existieren bereits, wie bspw. Puro.earth oder Carbonfuture. Diese Märkte sind **nicht reguliert und vollständig privatwirtschaftlich**. Dies hat den Vorteil, dass sie mit sehr geringem staatlichem Aufwand und einfachem Zugang für Anbieter und Käufer verbunden sind.

  Allerdings gibt es auf den freiwilligen Zertifikatmärkten **keine Abgabeverpflichtung und damit keine gesicherte Nachfrage**. Hinzu kommen noch Unterschiede in den verwendeten Standards zwischen den Handelsplattformen, die einen plattformübergreifenden Verkauf erschweren. Zudem sind die Standards oft nicht staatlich geprüft, was zu einer Verwässerung der Standards führen kann.

  Dennoch können freiwillige Märkte eine wichtige Rolle bei der Entwicklung von Negativemissionstechnologien spielen, da sie den Kauf von Zertifikaten ermöglichen. Dies kann **insbesondere im frühen Stadium relevant sein**, wenn regulierte Märkte noch nicht entwickelt sind. Außerdem stellen freiwillige Märkte für alle hier diskutierten Marktdesignmöglichkeiten eine Alternative dar, auf die Anbieter jederzeit zurückgreifen können. Da sie keiner Regulierung bedürfen und einige Handelsplattformen bereits existieren, werden freiwillige Zertifikatmärkte als begleitender Markt in eine zukünftige Policy Roadmap aufgenommen.

- **Internationaler Zertifikathandel nach Artikel 6 des Pariser Klimaabkommens**
  Der Artikel 6 des Pariser Klimaabkommens ermöglicht es den Vertragsparteien, **bei der Umsetzung ihrer festgelegten Beiträge zu kooperieren**. Konkret bedeutet dies, dass Emissionsminderungen in einem anderen Land angerechnet werden können, wenn sie im eigenen Land

nicht angerechnet werden können. Dies basiert auf dem Prinzip der international übertragbaren Emissionsminderungen („Internationally Transferred Mitigation Outcomes“, ITMO).

Artikel 6.2 beschreibt dabei die bilaterale Kooperation zwischen zwei Staaten. Artikel 6.4 verankert einen **globalen Kooperationsmechanismus** („Mechanismus zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen und zur Förderung nachhaltiger Entwicklung“), der von einem eigenen Gremium beaufsichtigt wird und die Beteiligung privater Unternehmen ermöglicht. Um sicherzustellen, dass dieser Mechanismus zu einer globalen Steigerung der Klimaambitionen führt, werden 2 % der Emissionsminderungsgutschriften einer Transaktion gelöscht, um eine globale Emissionsreduktion zu gewährleisten.

CO_2-Entnahmen können im Rahmen von Artikel 6 als Emissionsminderungen angerechnet und entsprechende Zertifikate verkauft werden. Dies ermöglicht den **internationalen Handel mit NEZ** und stellt auch für Unternehmen in Deutschland eine mögliche Nachfrage dar. Da es sich hierbei um einen globalen, multilateralen Ansatz handelt, den die Bundesregierung nur mitgestalten kann, wird dieses Marktdesign als zusätzlicher Markt für Negativemissionen in eine zukünftige Policy Roadmap aufgenommen.

- **Labels und Leitmärkte**
  Labels für klimapositive Produkte schaffen Zahlungsbereitschaft und steigern die Nachfrage nach grünen Gütern. In einigen Sektoren wie Stahl und Zement werden sie bereits entwickelt. Labels und die zugrunde liegenden Zertifizierungsmethoden werden von **Industrieinitiativen entwickelt**. Von staatlicher Seite kann dieser Prozess unterstützt werden, indem international anerkannte und harmonisierte Definitionen für klimapositive Produkte geschaffen werden und ggf. die Bildung von Konsortien für Initiativen erleichtert wird. Darüber hinaus können Vorgaben im öffentlichen Beschaffungswesen zum anteiligen Kauf zertifizierter Produkte durch öffentliche Auftraggeber einen Beitrag zur Nachfragesteigerung leisten. Aufgrund der indirekten Wirkung auf Negativemissionen wird diese Maßnahme als begleitende Maßnahme in die Policy Roadmap aufgenommen.

- **Informationskampagnen**
  Informationskampagnen sind beliebte Instrumente von Regierungen und Unternehmen, die eine Reihe von Zwecken erfüllen. Einerseits wird die Öffentlichkeit über Strategien und Entscheidungen der Regierung informiert. Andererseits wird das **Verständnis in der Öffentlichkeit für Förder- und Politikmaßnahmen erhöht**. Darüber hinaus werden gezielt Information an wichtige Akteure vermittelt, um sie über für sie relevante Themen zu informieren. Dazu gehören bspw. die Verfügbarkeit neuer Förderinstrumente oder auch die Möglichkeit, NEZ zu kaufen.

Dadurch kann die Nachfrage gesteigert werden. Weiterhin kann die **Schaffung von Akzeptanz für CO_2-Speicherung und -Infrastruktur** in der Bevölkerung unterstützt und damit ein indirekter Beitrag zur Verfügbarkeit von Speicherstätten und Infrastruktur geleistet werden, da diese Projekte nicht oder nur unter hohen politischen Kosten gegen den Willen der Bevölkerung umgesetzt werden können. Da Informationskampagnen Negativemissionstechnologien indirekt fördern, wird diese Maßnahme als begleitende Maßnahme in die Policy Roadmap aufgenommen.

3.7 Synthese der Bewertungsergebnisse

Bewertungsmatrix Instrumente für den Markthochlauf

Instrument Kriterium	Differenzverträge (CfDs)	Investitionszuschüsse	Prämienmodelle (fest/variabel)	Staatliche Abnahmegarantien	Staatlicher Zertifikatkauf
Einnahme-sicherheit für Un-ternehmen	+ **Hoher Grad an Einnahme-sicherheit** möglich, je nach Ausgestaltung	+ **Reduziert Kapitalkosten und senkt indirekt Finanzierungskosten** ○ Keine Absicherung von Einnahmen, reine CAPEX-Förderung	+ Teilweise Absicherung von Einnahmen - Unternehmen sind Preis-schwankungen ausgesetzt - Evtl. Rückzahlungsmechanis-mus erforderlich	+ Teilweise Absicherung von Ein-nahmen (Hedgingoption) + Finanzierungskostensenkende Wirkung	+ Nachfrageschaffung für Zertifikate + Je nach Menge und Dauer, Einnahmesicherheit für Projekte
Marktliche Prinzipien	+ Verkauf von Zertifikaten erfolgt marktlich + **Gewinn- & Verlustbeteiligung** von Unternehmen möglich	○ Besserstellung einzelner (First-Mover) Projekte in der Markthochlaufphase + Verkauf von Zertifikaten erfolgt marktlich	+ Abnahme von Zertifikaten erfolgt marktlich + **Gewinn- & Verlustbeteiligung** von Unternehmen	○ Marktintegration möglich (abh. von Ausgestaltung) - **Hohes Marktverzerrungsrisiko** durch Weiterverkauf von Zer-tifikaten zu späterem Zeitpunkt	- Keine Marktintegration - **Marktverzerrungsrisiko** durch staatl. Zertifikatverkauf
Förder-effizienz	○ Bei kurzfristiger Umsetzung vrsl. geringe Fördereffizienz (da fehlende Abnahme) + Absenkung des Förderbedarfs über die Dauer möglich	+ Kostensenkung wird durch geringere Zertifikatspreise an Abnehmer weitergereicht + Förderhöhe wird exante festgelegt	- Über- bzw. **Unterförderung** möglich ○ Bei kurzfr. Umsetzung vrsl. geringe Fördereffizienz (da fehlende Abnahme) + Absenkung des Förderbedarfs über die Dauer möglich	- Geringe Fördereffizienz, da Anreiz für private Abnahme geschmälert werden + Absenkung des Förderbedarfs über die Dauer möglich	- Geringe Fördereffizienz da keine priv. Abnahme - Bei langfr. Abnahmeverträgen: keine Absenkung des Förder-bedarfs über die Dauer
Beitrag Ziel-erreichung Klima-neutralität	○ Durch Technologiefenster können auch teurere Technologien mit großem Potenzial gefördert werden	+ Fördert gezielt **First-Mover Projekte in früher Marktphase** + Gezielte Förderung von ausgewählten Technologien möglich	○ Durch Technologiefenster kön-nen auch teurere Technologien mit großem Potenzial gefördert werden	+ Bereits in der frühen Marktphase umsetzbar	
Umsetz-barkeit	+ Erfahrung aus dem erneuer-bare Energien Kontext nutzbar + Teilweise Refinanzierung durch Claw-back - **Gesamtkosten schwer abschätzbar** - **Setzt ein Mindestniveau an Nachfrage und Preistransparenz voraus**	+ **Gesamtkosten einfach zu regulieren** + Kosten pro Förderung von vorherein bekannt + Erfahrung aus anderen Kontexten nutzbar	+ Erfahrung aus dem erneuerbare Energien Kontext nutzbar ○ Setzt ein Mindestniveau an Nachfrage voraus	- Ggf. komplexe Risikobewertung - Erfordert langfristige Bereitstel-lung signifikanter Finanzmittel, Auszahlung erfolgt jedoch nur im Garantiefall - **Erfordert Schaffung staatli-cher Ankaufstelle**	- Erfordert langfr. Bereitstellung signifikanter Finanzmittel - **Erfordert Schaffung staatlicher Ankaufstelle**
Umsetzung in anderen Ländern (siehe 6.1)	• Für CCS in den Niederlanden eingeführt und in Frankreich geplant • Für Negativemissionen im Vereinigten Königreich geplant	• In **Norwegen** bereits umgesetzt	• In keinem der Länder umgesetzt oder in Planung		• Bereits eingeführt in **Dänemark, Schweden** und den **USA**
Fazit und Anmerkun-gen	**O (kurzfristig) / + (mittelfristig)** • Erst im fortgeschrittenen Markthochlaufstadium geeignet • Technologiefenster erforderlich	+ • Sorgfältige Auswahl der geförderten Projekte nötig, da Besserstellung • Zu Beginn für First Mov-er geeignet, setzt jedoch marktliche Abnahme voraus	**O (kurzfristig) / – (mittelfristig)** + Erst im fortgeschrittenen Markthochlaufstadium geeignet + Technologiefenster erforderlich + Kaum Vorteile gegenüber CfD	– • Sorgfältige Ausgestaltung erforderlich	**+ (kurzfristig) / – (mittelf.) / + (langf.)** • Sollte zeitlich und mengen-technisch stark begrenzt sein • Ggfls. langfristig zur Erreichung von Net-Zero zu erwägen

Bewertungsmatrix Instrumente für die Marktphase

Instrument Kriterium	Vollständige Integration in EU EHS	Teilweise Integration: partielle Verbindung von EU EHS und freiwilligem EHS für Negativemissionen	Separater Compliance-Markt für Negativemissionen
Einnahmesicherheit für Unternehmen	+ Gerade auf lange Sicht **gesicherte Abnahme** von Zertifikaten im EHS, da Klimaneutralität erreicht werden muss + Keine Mengenbeschränkungen	○ **Eingeschränktes Marktvolumen** und dadurch **geringere Einnahmesicherheit** gegenüber vollständiger Integration	+ Abnahmegarantie durch Verpflichtung auf Unternehmensseite ○ Nachfrage kann von Technologie (und deren Kosten) abhängig sein
Marktliche Prinzipien	+ Vollständig privatwirtschaftliche Abnahme + Stellt möglichen langfr. Marktrahmen dar - **Preisverfall im EU EHS möglich**	○ Markt durch regulatorische Vorgaben eingeschränkt gegenüber vollständiger Integration ○ **Preis von Zertifikaten gut steuerbar**	+ Vollständig privatwirtschaftliche Abnahme von NEZ
Kosteneffizienz	○ Keine Förderung nötig, allerdings werden teure Technologien ggfls. nicht genutzt und potentielle Lerneffekte nicht gehoben	○ Förderung abhängig von Technologiestand und Zeitpunkt der Integration, da Preis gegebenenfalls gesenkt werden muss	+ Keine zusätzliche Förderung notwendig
Beitrag Zielerreichung Klimaneutralität	+ **Gesamtemissionen über Obergrenze (Cap) regulierbar** - Integration kann **Emissionsreduktion von Unternehmen ausbremsen** (lock-in)	+ Durch Steuerung der Negativemissionsmengen **exakte Reduktionsziele und Gesamtemissionsziele möglich**	+ **Beitrag Negativemissionen** durch Anzahl Zertifikate in eigenem EHS **steuerbar** ○ Steuerung Gesamtemissionen weiterhin über EU EHS möglich
Umsetzbarkeit	+ Nutzung von **bestehendem Handelssystem** - Benötigt bestehende und von der EU **anerkannte Standards**	+ Teilweise Nutzung von **bestehendem Handelssystem** - Benötigt bestehende und von der EU **anerkannte Standards**	- Aufbau eines **eigenen Compliance-Marktes nötig** - **Unklarheit bzgl. Verpflichtung** auf Unternehmensseite
Umsetzung in anderen Ländern (siehe 6.1)	• Integration von Negativemissionen in nationale EHS in Japan angekündigt und im Vereinigten Königreich geplant, die genau Ausgestaltung ist allerdings noch ungewiss • EU-KOM legt bis Juli 2026 einen Bericht zur Integration von Negativemissionen in das EHS vor		• In keinem der untersuchten Länder geplant
Fazit und Anmerkungen	**+ langfristig (ab ca. 2040)** • Erst bei weitestgehend erfolgter Emissionsminderung im EU EHS sinnvoll • Aufgrund hoher Kosten von Negativemissionen erst im fortgeschrittenen Technologiestadium geeignet	**+ mittelfristig (ab ca. 2030)** • Verbindung der Märkte muss gut ausgestaltet werden • Kann als erster Schritt zur vollständigen Integration gesehen werden	– • Aufbau eines separaten Compliance-Markts mit hohem Aufwand und großer Unklarheit verbunden • Trennung von EU EHS nicht sinnvoll

4. Regulierungsrahmen zur Unterstützung des CO_2-Infrastrukturaufbaus

Für den Aufbau einer CO_2-Infrastruktur ist ein geeigneter regulatorischer Rahmen erforderlich, der den Infrastruktur- und Markthochlauf ermöglicht und unterstützt. Dies ist ein wichtiger Bestandteil der Policy Roadmap, wie in Abbildung 27 dargestellt. Vor diesem Hintergrund wird im folgenden Abschnitt zunächst der grundlegende Regulierungsbedarf einer CO_2-Infrastruktur erläutert. Anschließend werden bestehende Regulierungsansätze dargestellt sowie Vorschläge für einen zukünftigen Regulierungsrahmen abgeleitet.

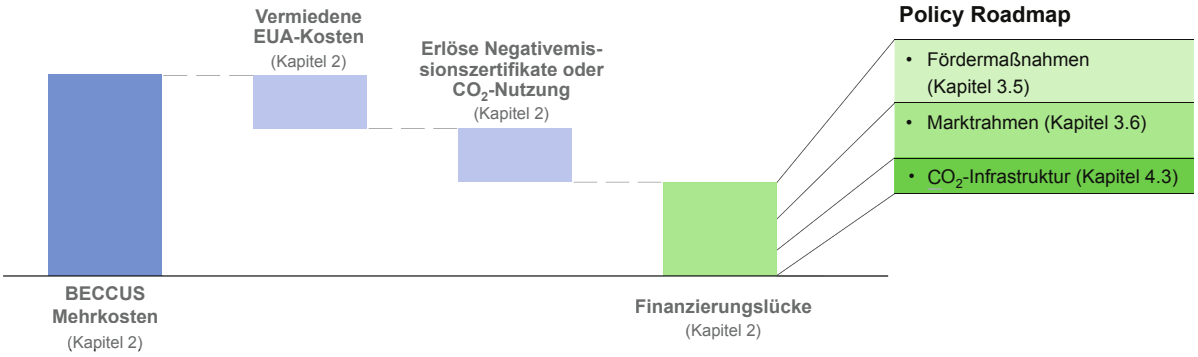


Abbildung 27. Schematische Darstellung der Berichtsstruktur, Kapitel 4

4.1 Regulierungsbedarf für CO_2-Infrastruktur

Aus ökonomischer Perspektive besteht Regulierungsbedarf, wenn **sowohl die Existenz eines natürlichen Monopols** in der Wertschöpfungskette **als auch die Möglichkeit zur Ausübung von Marktmacht** durch die natürlichen Monopolisten vorliegen. Beide Aspekte werden im Folgenden kurz diskutiert.

Natürliche Monopole entstehen, wenn die Kostenstruktur für die Bereitstellung eines Produktes oder einer Dienstleistung mit starken Skaleneffekten verknüpft ist, und eine sogenannte Subadditivität der Kostenfunktion vorliegt. Im Ergebnis ist es bei dieser Art von Kostenstruktur günstiger das

Produkt bzw. die Dienstleistung nur durch einen Anbieter bereitzustellen. Insbesondere für den leitungsgebundenen Transport von Gütern liegen typischerweise Kostenstrukturen vor, die zu natürlichen Monopolen führen (z. B. bei den Infrastrukturen für den Transport von Strom oder Gas), da der parallele Aufbau von konkurrierenden Infrastrukturen mit unverhältnismäßig hohen Kosten verbunden ist. Dies ist insbesondere ausgeprägt, wenn die Netzinfrastruktur großflächig und verzweigt ist.

Aufgrund des frühen Stadiums des Aufbaus der CO_2-Transportinfrastruktur kann die Beurteilung des Regulierungsbedarfes nur auf Basis der aktuellen Erwartungen bezüglich der zukünftigen Transportbedarfe und -strukturen erfolgen. Grundsätzlich besteht in der aktuellen Diskussion um zukünftige klimaneutrale Energiesysteme weitgehender Konsens, dass für bestimmte Industriebranchen, in denen Prozessemissionen anfallen (z. B. Zementherstellung), sowie für die thermische Abfallbehandlung die Abscheidung und Speicherung von CO_2, die einzige plausible CO_2-Vermeidungsoption darstellt. Zudem sind langfristig Negativemissionstechnologien, wie etwa BECCUS mit BMKW oder TAB erforderlich, um Restemissionen auszugleichen. Entsprechend ist davon auszugehen, dass eine CO_2-Infrastruktur ein zentraler Bestandteil klimaneutraler Energiesysteme ist. Strukturell wird für das Transportsystem eine Kombination aus LKW-, Schiff-, Bahn- und Pipelinetransport erwartet (siehe Kapitel 2). Die Transportinfrastruktur verbindet dabei weitflächig verteilte CO_2-Quellen mit dauerhaften Speicherstätten, z. B. Industriezentren und TAB. Speicherstätten werden aktuell hauptsächlich offshore in der Nordseeregion erwartet. Alternativ ist auch ein Transport des CO_2 zur Nutzung und Weiterverarbeitung im Rahmen von CCU-Anwendungen möglich. Abnehmer werden hier insbesondere in der Chemieindustrie oder in der Produktion synthetischer Kraft- und Brennstoffe erwartet.

Es ist davon auszugehen, dass für den Transport großer CO_2-Volumina **Pipelines die effizienteste Transportlösung** darstellen. Entsprechend wird erwartet, dass langfristig ein großflächiges Pipelinenetz für den Abtransport der Restemissionen zu den Senken erforderlich sein wird.[123] Zudem wird eine grenzüberschreitende Infrastruktur erwartet, da noch keine Projekte zum Aufbau von Speicherstätten innerhalb Deutschlands existieren. Aufgrund der erheblichen Investitionen, die mit dem Aufbau einer solchen Pipelineinfrastruktur verknüpft sind, ist die **Existenz eines natürlichen Monopols** bereits in frühen Phasen des Markthochlaufs mit der Inbetriebnahme erster großer Pipelines naheliegend. Bei den komplementären Transportmodi über Straße, Schiene und Wasserwege sind die Charakteristika eines natürlichen Monopols dagegen nicht erfüllt, da die Eintrittsbarrieren aufgrund der vergleichsweise kleinskaligen Transporteinheiten (bspw. je LKW oder Güterwagen) deutlich weniger restriktiv sind.[124]

123 Der VDZ schätzt die Länge des insgesamt erforderlichen Leitungsnetzes bspw. auf ca. 4800 km.

124 Das Schienennetz als solches ist als natürliches Monopol zu betrachten, unterliegt jedoch bereits einer Regulierung mit entsprechenden Zugangsregelungen.

Neben der Transportinfrastruktur stellt sich die Frage der Existenz natürlicher Monopole auch bezüglich der CO_2-Speicher. Ein zentraler Faktor ist dabei die Größe der Speicher im Verhältnis zu den transportierten CO_2-Mengen. Insbesondere in der Hochlaufphase können ggf. mehrere separate Pipelinesegmente jeweils an eine begrenzte Anzahl Speicher angeschlossen werden. Somit können **auch in der CO_2-Speicherung die Charakteristika natürlicher Monopole gegeben sein**, da die verfügbaren CO_2-Mengen nicht den Betrieb mehrerer konkurrierender Speicher erlauben. Langfristig ist dagegen in einem flächendeckenden und europäisch integriertem Transportsystem auch eine Konkurrenz zwischen verschiedenen Speicherbetreibern im Wettbewerb möglich, ähnlich wie es aktuell bei der Speicherung von Erdgas der Fall ist.

Auch wenn die Bedingungen für die Existenz natürlicher Monopole erfüllt sind, **reicht dies allein nicht aus, um einen regulatorischen Eingriff zu rechtfertigen**. Zusätzlich muss ein Potenzial für die Ausübung von Marktmacht durch den Monopolisten vorliegen. Zentrale Aspekte dabei sind die Verfügbarkeit von Alternativen für die potenziellen Marktteilnehmer, die Struktur der Prozesskette und die resultierenden Anreizstrukturen, in denen die Monopolisten agieren.

Bezüglich der Verfügbarkeit von Alternativen stellt sich zunächst die Frage, ob neben der Abscheidung und Speicherung von CO_2 weitere Optionen zur Dekarbonisierung für die betroffenen Akteure existieren. Für einzelne Branchen, insbesondere die Zement- und Kalkherstellung sowie TAB, existieren nach aktuellem Stand **keine alternativen Vermeidungsoptionen**. Entsprechend ist naheliegend, dass hier eine Abhängigkeit von CO_2-Transport und -Speicherung bestehen wird, da sonst ein Betrieb der Anlagen in einem klimaneutralen System nicht möglich ist. Beim Transport stehen dabei grundsätzlich verschiedene Modi zur Verfügung, die alternativ zum Pipelinetransport genutzt werden können. Allerdings ist bei großen Transportvolumina davon auszugehen, dass der Effizienzvorteil der Pipelines bei den Transportkosten so hoch ist, dass keine praktische Konkurrenzsituation zwischen den Transportmodi besteht. Weiterhin ergeben sich für hohe Transportvolumina zusätzliche Restriktionen in der Infrastrukturverfügbarkeit für den Schiff- und Schienentransport. Somit wird deutlich, dass grundsätzlich das **Potenzial zur Ausübung von Marktmacht** besteht. Allerdings ist insbesondere in der Hochlaufphase zu erwarten, dass Infrastrukturbetreiber daran interessiert sind, möglichst schnell hohe Auslastungen ihrer Infrastruktur zu erzielen und somit **nicht notwendigerweise ein Anreiz besteht**, potenzielle Nutzer der Infrastruktur zu diskriminieren.

Im Ergebnis ist somit festzustellen, dass ein grundsätzlicher **Regulierungsbedarf für die BECCUS-Prozesskette besteht**. Für die konkrete Ausgestaltung des Regulierungsrahmens ist zu beachten, dass sich die Anforderungen an ihn in den unterschiedlichen Phasen des Infrastruktur- und Markthochlaufs deutlich unterscheiden. Während es in den frühen Phasen

vor allem darum geht, **einen pragmatischen Regulierungsansatz** zu finden, der den Aufbau der Infrastruktur und den Zugang zu ihr möglichst unkompliziert ermöglicht, liegt der Fokus nach einem erfolgreichen Hochlauf und Aufbau der Infrastruktur auf der **Hebung von Effizienzen im Betrieb und ihrer Erweiterung**. Für die späteren Phasen sollten entsprechend auch komplexere Regulierungsmodelle in Erwägung gezogen werden.

4.2 Regulatorische Ausgangslage

Sowohl in Europa als auch in Deutschland wurden erste Schritte zur Entwicklung eines Regulierungsrahmens für die CO_2-Infrastruktur unternommen. Derzeit existieren allgemeine Vorschriften, die sich primär auf die CO_2-Speicherung konzentrieren, jedoch nur begrenzt auf infrastrukturspezifische Fragestellungen eingehen. Die bestehenden Regulierungsansätze in Europa und Deutschland werden im Folgenden skizziert. Zusätzlich werden vorhandene Finanzierungsmechanismen zur Errichtung einer CO_2-Infrastruktur dargestellt.

4.2.1 Europäische Union

Die Richtlinie 2009/31/EG des Europäischen Parlaments und des Rates (sogenannte CCS-Richtlinie) bildet den rechtlichen Rahmen für die umweltverträgliche geologische Speicherung von CO_2. Die Richtlinie betont die Notwendigkeit der Entwicklung der CCS-Prozesskette für die industrielle Anwendung, der Reduzierung der Technologiekosten sowie der Gewinnung weiterer vertiefter wissenschaftlicher Erkenntnisse. Ziel der Richtlinie ist es, einen Rechtsrahmen zu schaffen, der die umweltverträgliche geologische Speicherung von CO_2 in den Mitgliedstaaten ermöglicht. Dabei soll sichergestellt werden, dass kein erhebliches Risiko für CO_2-Leckagen oder Umwelt- und Gesundheitsschäden besteht. Zudem sollen negative Auswirkungen auf die Sicherheit der Transportnetze und Speicherstätten vermieden werden. Die Haftung für Klimaschäden infolge etwaiger Leckagen ist durch die Richtlinie 2003/87/EG geregelt, wonach für entwichene Emissionen Zertifikate abgegeben werden müssen.

Die CCS-Richtlinie konzentriert sich auf zentrale Aspekte der **CO_2-Speicherung** wie **Standortwahl, Monitoring, Genehmigungsprozesse und Stilllegungen**. Sie bietet somit einen rechtlichen Rahmen für Investoren, die großangelegte CO_2-Speicherstätten errichten möchten, einschließlich Abscheidung und Transport. Die Entscheidung über Art und Umfang der Abscheidung, des Transports und der Speicherung obliegt dabei den Mitgliedstaaten.

Darüber hinaus verpflichtet die Richtlinie die Mitgliedstaaten, **den Zugang zu Transportnetzen und Speicherstätten für potenzielle Nutzer diskriminierungsfrei sicherzustellen**. Gerechte Zugangsbedingungen umfassen Kriterien wie verfügbare Speicherkapazitäten, Emissionsminderungs-

ziele, technische Spezifikationen und die Wahrung der Interessen aller Beteiligten. Der Zugang kann wegen mangelnden Kapazitäten verweigert werden. Allerdings ist der Infrastrukturbetreiber in diesem Fall verpflichtet, entsprechende Verbesserungen vorzunehmen soweit dies wirtschaftlich sinnvoll ist. In Grundzügen ist damit eine Zugangsregulierung bereits in der Richtline angelegt.

Am 6. Februar 2024 veröffentlichte die EU-Kommission die **„Industrial Carbon Management Strategy“**, die darauf abzielt, verschiedene Politikbereiche zu bündeln und passgenaue Rahmenbedingungen für das industrielle CO_2-Management zu schaffen. Diese Strategie betont die Schlüsselbereiche der CO_2-Prozesskette: Abscheidung, Transportinfrastruktur sowie lokale Nutzung und Speicherung von CO_2.

Als Herausforderungen im Bereich der Transportinfrastruktur identifiziert die Strategie die begrenzte Kapazität bestehender lokaler Netze, die hohen Investitionskosten für den Aufbau einer Infrastruktur sowie die langen Vorlaufzeiten zur Errichtung von Pipelines. Laut einer Studie der EU-Kommission kann das in Europa benötigte CO_2-Transportnetz bereits bis 2030 eine Länge von bis zu 7.300 Kilometer aufweisen, was Investitionen in Höhe von 12,2 Mrd. Euro erfordern würde. Hinzu kommen administrative Hürden, insbesondere bei Genehmigungsverfahren für Investoren, sowie die Notwendigkeit einer groß angelegten, grenzüberschreitenden Transportinfrastruktur.

Um diese Herausforderungen zu adressieren, hatte die Kommission für 2024 den Beginn der Vorbereitung eines umfassenden Regulierungspakets für den CO_2-Transport geplant.[125] Es soll Aspekte wie Markt- und Kostenstrukturen, grenzüberschreitende Integration, die Planung neuer Infrastrukturen, den Zugang Dritter, Tarifregulierungen und Eigentumsmodelle abdecken. Zudem wird in Zusammenarbeit mit den Mitgliedstaaten und dem CCUS Forum ein Vorschlag für einen EU-weiten Mechanismus zur Planung von CO_2-Infrastrukturen entwickelt.[126] Dabei wird auf einen partizipatorischen Ansatz unter Einbeziehung von betroffenen Stakeholdergruppen, ähnlich wie im Strom- und Gassektor, verwiesen. Weitere in der Strategie beschriebene Maßnahmen umfassen die frühzeitige Entwicklung von Infrastrukturprojekten, die Einführung von Vorschriften zur Emissionsbilanzierung, die Festlegung von Mindeststandards für CO_2-Ströme sowie die Unterstützung verschiedener CO_2-Transportmodi.

Im Jahr 2024 wurde außerdem der **„Net-Zero Industry Act“** vom Europäischen Parlament und dem Rat verabschiedet. Ziel dieses Rechtsakts ist

125 Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung der Studie war der Zeitplan für die Erarbeitung und Veröffentlichung des Pakets unklar.

126 Das CCUS Forum ist ein Stakeholdernetzwerk für die Beschleunigung der Einführung von CCUS-Technologien in Europa

die Förderung klimaneutraler Technologien. Bis 2030 soll die Netto-Null-Produktionskapazität mindestens 40 % des jährlichen Bedarfs der EU decken. Darüber hinaus wird ein europäischer Markt für CO_2-Speicherdienstleistungen angestrebt, mit dem Ziel, die **CO_2-Speicherkapazität bis 2030 auf 50 Mio. Tonnen pro Jahr** zu erhöhen. Hierfür sollen Investitionen in eine CO_2-neutrale europäische Transport- und Speicherprozesskette koordiniert werden. Zur Erreichung dieser Ziele sieht das Gesetz vor, dass Lizenznehmer in der Öl- und Gasproduktion der EU in die CO_2-Speicherung investieren, und individuelle Zielvorgaben orientiert an den Marktanteilen in der Öl- und Gasproduktion erhalten.

4.2.2 Deutschland

Zur nationalen Umsetzung der CCS-Richtlinie des Europäischen Parlaments wurde in Deutschland **im Jahr 2012 das KSpG erlassen**. Dieses Gesetz schaffte zunächst den rechtlichen Rahmen zur Überprüfung und Demonstration der wirtschaftlichen und technischen Machbarkeit von CCS. Basierend auf der CCS-Richtline wird auch im KSpG der **diskriminierungsfreie Zugang Dritter zu CO_2-Infrastruktur** geregelt. Unternehmen sollen Zugang zu Leitungsnetzen und Speichern zu angemessenen und transparenten Bedingungen erhalten, die nicht von den Konditionen abweichen dürfen, die für vergleichbare Leistungen innerhalb eines Unternehmens oder zwischen assoziierten Partnern angesetzt werden. Wenn Betreiber von CO_2-Netzen aufgrund mangelnder Transportkapazität den Anschluss verweigern, sind sie verpflichtet notwendige Ausbaumaßnahmen vorzunehmen soweit dies wirtschaftlich tragbar ist oder wenn der Anschlussnehmer die Kosten für die Maßnahme übernimmt.

Eine im Jahr 2022 durchgeführte Evaluierung des KSpG ergab, dass zur Erreichung der Klimaziele neben CCS auch CCU notwendig ist. Basierend auf diesen Ergebnissen wurde eine Anpassung des Rechtsrahmens empfohlen, einschließlich Vorschlägen für den Aufbau einer CO_2-Transportinfrastruktur. Ein entsprechender Gesetzentwurf wurde am 30. Mai 2024 von der damaligen Bundesregierung fertiggestellt.[127]

Die geplante Gesetzesänderung soll rechtliche Unsicherheiten hinsichtlich der Genehmigung von CO_2-Transportleitungen beseitigen. Es definiert klare Verfahrensregeln für Kohlendioxidleitungen, die sowohl für CCS, CCU als auch für eine gemischte Nutzung verwendet werden können. Das Planfeststellungsverfahren für CO_2-Leitungen wird an das Verfahren für Leitungsvorhaben nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) angepasst, wobei gleichzeitig unnötige Bürokratie vermieden und Verwaltungsverfahren beschleunigt werden sollen. Hierzu gehört auch die Verkürzung des Rechtswegs durch eine erstinstanzliche Zuständigkeit des Oberverwaltungsgerichts.

127 Bei Fertigstellung der Studie war der Entwurf noch nicht beschlossen und die Umsetzung unter der neuen Bundesregierung unklar.

Zudem soll laut Gesetzesentwurf der **kommerzielle Einsatz von dauerhaften CO_2-Speichern** ermöglicht werden, zusätzlich zu Anwendungen für Forschung, Erprobung und Demonstration. Die Frist für die Beantragung von Speichervorhaben wird aufgehoben. Grundsätzlich sollen künftige Projekte **auf den Festlandsockel** und die ausschließliche Wirtschaftszone beschränkt werden. Die Bundesländer können jedoch über eine Opt-in Regelung die Zulassung von CO_2-Speicherung auf ihrem Landesgebiet entscheiden.

Neben dem Entwurf des KpSG hat die damalige Bundesregierung Eckpunkte einer **Carbon-Management-Strategie** verabschiedet. Ziel der Strategie ist es, bestehende **Hürden für den Transport und die Speicherung von CO_2 abzubauen und klare Rahmenbedingungen für dessen Nutzung** zu schaffen. Wie bereits in der Novelle des KSpG festgelegt, wird die Speicherung von CO_2 auf hoher See angestrebt. Die bereits erwähnte Opt-in-Regelung für die Speicherung am Land wird zudem auch hier bestätigt. Darüber hinaus wird die Bedeutung einer harmonischen Integration von CCS- und CCU-Prozessen hervorgehoben, um eine möglichst effiziente Kohlenstoffnutzung durch CCU zu gewährleisten. Die damalige Bundesregierung strebte zudem den Export von Kohlendioxid für die offshore-Speicherung an. Dafür sollten zwei Gesetzentwürfe verabschiedet werden: Zur Ratifizierung von Artikel 6 des London-Protokolls und zur Änderung des Hohe-See-Einbringungsgesetzes (HSEG).

Mit der stärkeren Berücksichtigung von CO_2-Abscheidetechnologien mehren sich auch kritische Stimmen gegen den Rechtsrahmen für CCS. Ein Bündnis aus nationalen und internationalen Organisationen, Initiativen, Gemeinden und Unternehmen fordert die Mitglieder des Bundestags und der Landesregierungen auf, die geplante Änderung des KSpG nicht zu verabschieden[128]. Kritisiert werden unter anderem vermeintlich negative Auswirkungen des CCS-Prozesses auf den Ausstieg aus fossilen Energien, unkalkulierbare Risiken der Speicherung unter dem Meeresboden sowie die Entwicklung eines flächendeckenden CO_2-Pipelinenetzes. Auch das UBA weist auf die Notwendigkeit einer effektiven Überwachung (Monitoring) bei der Nutzung von CCS-Technologien hin. Zudem bestünde bei der Entwicklung geeigneter Monitoringverfahren erheblicher Forschungsbedarf. Zudem wird betont, dass zur Vermeidung zukünftiger Nutzungskonflikte eine unterirdische Raumordnung erforderlich sei.[129]

128 Z. B. der Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND). Mehr als 70 Organisationen und Bürgerinitiativen aus zahlreichen Ländern warnen davor, in der Klimapolitik auf CCS zu setzen

129 https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/carbon-capture-storage-diskussionsbeitrag

Bevor die erforderlichen Regulierungsmechanismen für die Infrastrukturentwicklung diskutiert und bewertet werden, ist es wichtig, zunächst die bestehenden Finanzierungsmechanismen zu betrachten. Im Folgenden werden die derzeit verfügbaren Förderinstrumente vorgestellt und durch Beispielprojekte aus dem Bereich der CO_2-Infrastruktur veranschaulicht.

4.2.3 Bestehende Finanzierungsmechanismen für CO_2-Infrastruktur

Neben den skizzierten ersten Ansätzen für eine Regulierung existieren auch erste Finanzierungsmechanismen für Infrastruktur, die im Folgenden kurz erläutert werden:

EU-Innovationsfonds

Der EU-Innovationsfonds unterstützt CCU-Technologien sowie den Bau und Betrieb von CCS-Anlagen und Infrastruktur durch Zuschüsse. Voraussetzungen für eine Förderung sind die Wirksamkeit bei der Vermeidung von Treibhausgasemissionen, der Innovationsgrad, Projektreife, Skalierbarkeit und Kosteneffizienz. Zusätzlich müssen Projekte in Bezug auf Planung, Geschäftsmodell sowie finanzielle und rechtliche Struktur ausreichend ausgereift sein. Gefördert werden bis zu 60 % der zusätzlichen Kapital- und Betriebskosten im Zusammenhang mit der Innovation sowie bis zu 60 % der Kapitalkosten bei kleineren Projekten. Für den Zeitraum 2020 bis 2030 wird das Fördervolumen des Fonds auf etwa 40 Mrd. Euro geschätzt (bei einem CO_2-Preis von 75 €/t CO_2).

Beispielprojekte:

- **Carbon2Business:** Eine innovative Kohlenstoffabscheidungstechnologie wird in einem Zementwerk in Lägerdorf (Deutschland) eingesetzt, um das aufgefangene Kohlendioxid als Rohstoff für verschiedene Industrien zu nutzen.

- **Everest:** Dekarbonisierung des größten europäischen Kalkwerks Flandersbach in Nordrhein-Westfalen. Es wird eine industrielle Anlage entwickelt, die CO_2-Abscheidung und -Speicherung ermöglicht. Das Projekt umfasst die gesamte Prozesskette, einschließlich Abscheidung, Pipeline-Transport, Verflüssigung und geologischer offshore-Speicherung in Holland. Aufgrund der Größe des Kalkwerks wird eine bedeutende Impulswirkung für die Entwicklung der Infrastruktur angestrebt.

- **GeZero:** Ein CCS-Projekt in Nordrhein-Westfalen, das die CO_2-Abscheidung und Speicherung in einem Zementwerk abdeckt. Ziel ist die Speicherung von etwa 700.000 Tonnen CO_2 pro Jahr unter der Nordsee. Der Transport erfolgt zunächst per Zug zum Hub von Wintershall Dea in Wilhelmshaven und anschließend per Schiff und Pipeline zu den Speicherstätten.

Horizon Europe

„Horizon Europe“ ist ein Forschungs- und Innovationsförderprogramm der EU mit einer Laufzeit bis 2027. Ziel ist es, den Klimawandel zu bekämpfen, die nachhaltigen Entwicklungsziele der Vereinten Nationen zu unterstützen und die Wettbewerbsfähigkeit sowie das Wachstum der EU zu fördern. Das Programm finanziert unter anderem Forschung und Entwicklung im Bereich der CO_2-Abscheidung, -Speicherung und -Nutzungstechnologien. Für den Zeitraum 2021–2027 steht ein Fördervolumen von 93,5 Mrd. Euro zur Verfügung.

Connecting Europe Facility (CEF)

Die CEF ist ein wichtiges Finanzierungsinstrument der EU zur Förderung von Wirtschaftswachstum, Arbeitsplätzen und Wettbewerbsfähigkeit durch Infrastrukturinvestitionen. Das Programm deckt die Bereiche Energie, Transport und Digitalisierung ab und unterstützt den Aufbau neuer, grenzüberschreitender Infrastrukturen. Am 4. November 2024, während der PCI Energy Days, wurden fünf CO_2-Projekte präsentiert, die eine Förderung erhalten haben. Diese Projekte zielen darauf ab, eine EU-weite CO_2-Infrastruktur für Transport und Speicherung zu schaffen, die Emissionsquellen mit Speicherstätten verbindet:

- **Northern Lights:** Entwicklung einer Infrastruktur zur Handhabung und Speicherung von CO_2 aus EU-Ländern auf dem norwegischen Kontinentalschelf

- **CO_2next**: Aufbau eines Hub-Terminals in Rotterdam

- **Aramis:** Erstellung einer umfassenden Prozesskette für den Transport und die Speicherung von CO_2 in der Nordsee

- **D’Artagnan:** Dunkirk CO_2 Hub: Entwicklung eines Hubs in Dünkirchen zur Unterstützung der CCS-Infrastruktur

- **Studies4CCS Interconnector:** Erarbeitung von Machbarkeitsstudien zur Schaffung grenzüberschreitender CO_2-Infrastrukturen

Fördermaßnahmen in Deutschland

In Deutschland werden ebenfalls bereits einzelne Förderprogramme zur Unterstützung der CO_2-Abscheidung, -Speicherung und -Transportinfrastruktur angeboten.

KfW-Klimaschutzoffensive: Die KfW-Bankengruppe fördert klimafreundliche Wirtschaftsaktivitäten, darunter die CO_2-Abscheidung in energie-

intensiven Industrien wie der Zementherstellung, den Neubau von CO_2-Pipelines, die Nachrüstung von Gasnetzen für den CO_2-Transport und die dauerhafte unterirdische CO_2-Speicherung.

Konsortialkredit Nachhaltige Transformation: Dieses Programm bietet flexible, beihilfefreie Finanzierungen für ambitionierte nachhaltige und transformative Maßnahmen, die sich an den Kriterien der EU-Taxonomie orientieren.

Fazit regulatorischer Ausgangslage

Im Jahr 2024 wurden in Europa und Deutschland neue rechtliche Rahmenbedingungen geschaffen, um die Entwicklung der CO_2-Prozesskette zu beschleunigen. Sowohl auf europäischer als auch auf deutscher Ebene werden CCUS-Prozesse als ein wesentlicher Teil zur Erreichung der Klimaziele und Negativemissionen gesehen. Die Errichtung von Speicherstätten zur kommerziellen Nutzung sowie zum Aufbau der Infrastruktur stehen im Vordergrund. Auch CCU wird in aktuellen Überlegungen zur Carbon Management Strategie und zum KSpG einbezogen. Allerdings befindet sich die Entwicklung des Rechtsrahmens noch in einer sehr frühen Phase, sodass Lücken und Erweiterungsbedarf bestehen. Gleichzeitig fehlen umfassende Förder- bzw. Finanzierungsmaßnahmen, die den Hochlauf der CO_2-Infrastruktur entlang der Wertschöpfungskette ermöglichen. Vor diesem Hintergrund werden im nächsten Kapitel zentrale Handlungsoptionen bei der Gestaltung des zukünftigen Regulierungsrahmens dargestellt und bewertet.

4.3 Diskussion und Bewertung von Regulierungsmechanismen

In diesem Kapitel werden mögliche Regulierungsmechanismen entlang fünf unterschiedlicher Regulierungsdimensionen vorgestellt und jeweils eine Ausgestaltungsoption empfohlen. Die Optionen werden entlang der Eingriffstiefe staatlicher Regulierung strukturiert. Dabei wird untersucht, in welchem Ausmaß der Staat die Entwicklung beeinflussen kann, wie die konkrete Ausgestaltung aussehen könnte und welche Vor- und Nachteile die jeweiligen Optionen für Marktteilnehmer und die Infrastrukturentwicklung haben.

Tabelle 12 bietet eine Übersicht der untersuchten Rahmenbedingungen sowie der potenziellen Mechanismen für die Regulierung der CO_2-Infrastrukturentwicklung. Für jede Regulierungsdimension werden jeweils drei Ausgestaltungsoptionen präsentiert, die nach dem Grad der Tiefe des staatlichen Eingriffs geordnet sind. Die einzelnen Optionen werden in den folgenden Abschnitten detaillierter dargestellt und eingeordnet.

Tabelle 12: Übersicht der betrachteten Regulierungsdimensionen und deren Ausgestaltungsoptionen

Regulierungs-dimensionen	Ausgestaltungsoptionen		
	Geringe Eingriffstiefe	Mittlere Eingriffstiefe	Hohe Eingriffstiefe
Netzplanung	Unabhängige Entwicklung von BECCUS-Clustern	Gemeinsame Planung durch die beteiligten Akteure, z. B. koordiniert von Netzbetreibern	Zentralisierte staatliche Infrastrukturplanung
Netzzugangsregulierung	Keine gesonderte Zugangsregulierung	Diskriminierungsfreier Zugang Dritter	Komplexe Regulierung des Zugangs über „Entry-/Exit“ ähnliche Strukturen
Entflechtung	Keine gesonderte Entflechtungsregelung	Lockere Entflechtungsregelung, z. B. buchhalterische Entflechtung	Strikte Entflechtungsregelung, z. B. gesellschaftsrechtliche Entflechtung
Tarifstruktur	Freie Gestaltung von Tarifen im Rahmen des Wettbewerbsrechts	Regulierung von Tarifstrukturen bzw. Methodiken zur Bestimmung der Tarife	Kostenbasierte Regulierung der Tarife
Anschubfinanzierung	Indirekte Finanzierung über die Nachfrage und entsprechende Förderung	Zeitliche Verschiebung der Finanzierungslasten über Amortisationskonto	Direkte Staatliche Finanzierung oder Risikoübernahme

4.3.1 Langfristige Infrastrukturplanung

Für den Aufbau der CO_2-Infrastruktur ist ein komplexer Koordinierungsprozess zur Bestimmung der Transportbedarfe auf Grundlage der Abscheidungsmengen und regionalen Speicherpotenziale erforderlich. Dabei wird erwartet, dass bereits im Jahr 2030 substanzieller Bedarf für eine CO_2-Infrastruktur existiert.[130] Beim Aufbau der Infrastruktur ist somit einerseits die Ermöglichung eines **schnellen Hochlaufs** entscheidend, um frühzeitig die erforderlichen Transport- und Speicherkapazitäten bereitzustellen, die für die unvermeidbaren CO_2-Emissionen benötigt werden. Andererseits sollten ebenfalls bereits frühzeitig die **langfristigen Kapazitätsanforderungen und Transportbedarfe** berücksichtigt werden, um zukünftige Erweiterungen und einen langfristig effizienten Aufbau der Infrastruktur zu ermöglichen. Dieses Spannungsfeld stellt ein komplexes Koordinierungsproblem dar, da der Aufbau und die Verfügbarkeit der Transportkapazitäten eng mit der Entwicklung der Nachfrage nach Transport und Speicherung verknüpft sind.

Die Frage nach geeigneten Planungsprozessen, die einen koordinierten Aufbau der nationalen und internationalen Infrastruktur unter Berücksich-

130 Siehe Abschnitt 2.1.3, der Bedarf für 2030 wird im Entwurf für die CMS auf 1100 km Leitungsnetz geschätzt.

tigung der Wechselwirkungen mit anderen Infrastrukturen ermöglichen, ist für die zukünftige Nutzung von BECCUS-Technologien somit von zentraler Bedeutung. Dabei steht zunächst nicht die inhaltliche Ausgestaltung der Netzplanung selbst im Fokus, sondern die strukturelle Verteilung der Verantwortlichkeiten. Von besonderer Bedeutung ist hierbei die Fragestellung, ob diese Planung dezentral durch Marktakteure, zentral durch den Staat oder in einer Mischform organisiert wird. Im Folgenden werden drei Lösungsoptionen untersucht: eine vollständig unabhängige Netzplanung durch private Akteure, eine abgestimmte Netzplanung durch die relevanten Stakeholder unter staatlicher Koordinierung sowie eine staatlich gesteuerte zentralisierte Netzplanung.

Unabhängige Entwicklung von BECCUS-Clustern

In einer dezentralen Planungsstruktur können **BECCUS-Cluster** bestehend aus Gruppen von Emittenten in geographischer Nähe **eigenständig Pläne für die Entwicklung einer CO_2-Infrastruktur** entwickeln. Die Entscheidungen zu benötigten Transportkapazitäten werden durch die Mitglieder des Clusters basierend auf wirtschaftlichen und technischen Überlegungen getroffen und geplant. Die Umsetzung des Infrastrukturaufbaus kann dabei sowohl durch die Einbeziehung von Netz- und Speicherbetreibern in das Cluster als auch integriert innerhalb eines der beteiligten Unternehmen erfolgen. In späteren Phasen des Hochlaufs können die verschiedenen Cluster dann nach Bedarf zusammenwachsen und in eine weitflächigere Infrastruktur integriert werden, wenn dies durch die effizientere Nutzung von Transport- und Speicherkapazitäten zu wirtschaftlichen Vorteilen führt. Der Staat übernimmt dabei **keine koordinierende oder steuernde Rolle**, sondern beschränkt sich auf die Schaffung passgenauer Rahmenbedingungen für Genehmigungs- und Umsetzungsprozesse.

Die wichtigsten Vorteile des beschriebenen dezentralen Planungsmodells sind **Flexibilität und Autonomie der einzelnen Cluster** in der Planung der Infrastruktur. Damit bleibt der übergreifende administrative Planungs- und Koordinierungsaufwand für die beteiligten Unternehmen und öffentlichen Behörden beschränkt. Insgesamt ist in diesem Ansatz eine höhere Geschwindigkeit bei der Umsetzung des Infrastrukturaufbaus sowie eine dynamischere Reaktionsfähigkeit auf veränderte Rahmenbedingungen zu erwarten.

Allerdings besteht das Risiko, dass der dezentrale Ansatz **unzureichend die Gesamtsystemperspektive und die langfristigen Bedarfe** einer integrierten deutschen CO_2-Infrastruktur einbezieht. Gründe können bspw. sein, dass die frühen BECCUS-Cluster im Nordwesten Deutschlands in der Planung die zukünftigen Transportbedarfe süddeutscher Cluster unzureichend berücksichtigen oder dass die Bedarfe von Industrien, die erst zu späteren Zeitpunkten CO_2-Abscheidung nutzen, nicht frühzeitig bedacht werden. Zudem ist zu erwarten, dass die jeweiligen Cluster ihre eigenen

Bedarfe priorisieren, sodass insbesondere die benötigten Transportkapazitäten kleinerer Akteure, z. B. in der Müllverbrennung, nicht ausreichend berücksichtigt werden. Zudem können **unterschiedliche technische Standards und Planungsprinzipien** zwischen den Netzbetreibern langfristig Verbindungen zwischen den Clustern erschweren. Im Ergebnis ist bei diesem Planungsansatz somit ein langfristig ineffizienter Infrastrukturaufbau mit Redundanzen oder komplexen späteren Anpassungsbedarfen möglich.

Koordinierte Netzplanung durch die beteiligten Akteure und Stakeholder

Die koordinierte Netzplanung durch die beteiligten Akteure stellt eine Mischform dar, in welcher der Staat **eine moderierende und steuernde Rolle** im Planungsprozess übernimmt. Die **Hauptverantwortung für die Planung** liegt allerdings weiterhin bei privaten Akteuren, die am Aufbau und der Nutzung der CO_2-Infrastruktur beteiligt sind. Der Staat beschränkt sich auf die Vorgabe der Planungsprinzipien und einheitlicher Standards sowie auf eine moderierende und vermittelnde Rolle innerhalb des Planungsprozesses. Der Prozess kann sich dabei an den existierenden Praktiken der Planung der Strom- und Gasinfrastruktur im Rahmen der Netzentwicklungsplanung orientieren. Hier wird durch einen abgestimmten und durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) genehmigten Szenariorahmen ein gemeinsames Bild zur erwarteten zukünftigen Entwicklung der Infrastrukturbedarfe ermittelt. Dies ermöglicht die frühzeitige Einbindung der betroffenen Unternehmen sowie weiterer Stakeholder in der Infrastrukturplanung. Die Hauptverantwortung in der Planung liegt dabei bei den Netzbetreibern als Investoren und Betreibern der Infrastruktur. Ein ähnliches Vorgehen ist auch für die Entwicklung der CO_2-Infrastruktur naheliegend.

Der skizzierte Planungsansatz kombiniert die Flexibilität einer dezentralen Planung mit der strategischen Weitsicht einer übergreifenden Koordinierung des gesamten Energiesystems. Netzbetreiber können weiterhin marktorientiert agieren und die Erwartungen der Marktakteure über den Beteiligungsprozess einbeziehen. Gleichzeitig können über die Abstimmung des Szenariorahmens Grundprämissen der Infrastrukturplanung durch den Staat, der in diesem Modell durch die Regulierungsbehörde vertreten wird, beeinflusst werden. Dies können bspw. das Ambitionsniveau beim Klimaschutz und die Vorgabe sektoraler Ziele sein. Gleichzeitig kann über die Anbindung an die Systementwicklungsstrategie und die Netzentwicklungspläne für Strom, Gas und Wasserstoff eine infrastrukturübergreifend konsistente Planung gewährleistet werden.

Ein potenzieller Nachteil der koordinierten Netzplanung ist der **zusätzliche organisatorische und zeitliche Aufwand** für den Planungsprozess, da die Einbindung unterschiedlicher Stakeholder mit entsprechenden Prozessen für die Abstimmung und Bestätigung der Pläne zusätzliche Vorlauf-

zeiten benötigt, die im dezentralen Modell nicht anfallen. Es ist somit denkbar, dass der Hochlauf der CO_2-Infrastruktur langsamer umgesetzt werden kann als im dezentral gesteuerten Ansatz.

Zentralisierte staatliche Infrastrukturplanung

In einer zentralisierten Struktur **übernimmt der Staat die Hauptverantwortung** für die Netzplanung. Netzbetreiber werden als ausführende Akteure eingebunden und folgen den staatlich oder in Behörden entwickelten Planungsvorgaben. Die zentral gesteuerte Infrastrukturplanung ermöglicht eine frühzeitige Standardisierung und eine übergeordnete Koordination auf nationaler und internationaler Ebene. Auch die Integration kleinerer Emittenten in die Infrastrukturplanung und die Kompatibilität mit übergeordneten staatlichen Zielsetzungen kann durch den zentralen Ansatz sichergestellt werden. Insgesamt wird eine einheitliche und stringente Perspektive auf die langfristigen Anforderungen der Infrastruktur ermöglicht.

Demgegenüber steht der Nachteil, dass **praktische Probleme aus der Perspektive der Infrastrukturbetreiber ggf. nicht oder zu spät berücksichtigt** werden. Für die Infrastrukturplanung ist ein umfassendes technisches Verständnis erforderlich, dass für die staatliche Planung aufgebaut werden müsste. Zusätzlich müssen die Netzbetreiber in jedem Fall als Ausführer der Planung in den Prozess eingebunden werden. Auch ist fraglich, wie effizient die realen Bedürfnisse der sonstigen Marktakteure ohne explizite Einbindung berücksichtigt werden können. Zudem ist offen, wie eine Finanzierung der staatlich geplanten Infrastruktur sichergestellt werden kann. Es besteht somit die Gefahr, dass ein komplexer bürokratischer Prozess, der an den Anforderungen der Praxis vorbeigeht, geschaffen wird. Dadurch **entstünde eine finanzielle und organisatorische Belastung des Staats**, während das Know-how der Netzbetreiber und Marktakteure nicht effizient eingebunden werden kann.

Fazit und Empfehlung für langfristige Infrastrukturplanung

Es wird ein **koordinierter Planungsprozess** unter Einbindung der beteiligten Akteure für die Planung der CO_2-Infrastruktur empfohlen und in die Policy Roadmap aufgenommen. Im dezentralen Ansatz besteht die Gefahr, dass die langfristige Perspektive in den ersten Schritten der Netzentwicklung unzureichend berücksichtigt wird. Insbesondere wenn langfristig der CO_2-Transport innerhalb Deutschlands vom Süden zur Nordseeregion erfolgt, sollte frühzeitig der langfristige Kapazitätsbedarf mitbedacht werden. Gleichzeitig kann die koordinierte Netzplanung die Bedürfnisse unterschiedlicher Stakeholder, z. B. auch kleinerer Emittenten, besser integrieren. Im zentralen Planungsansatz ist dagegen eine unzureichende Berücksichtigung praktischer Herausforderungen der umsetzenden Unternehmen möglich. Zusätzlich müssten umfassendes Know-how und Kapazitäten bei der zuständigen Behörde aufgebaut werden. Basierend auf

der Analyse wird somit die koordinierte Netzplanung durch die beteiligten Akteure empfohlen. Dieses Modell ermöglicht es, **die dezentrale Perspektive mit zentral gesteuerten Elementen zu verbinden**. Der Staat kann, vertreten durch die Regierungsbehörde, durch gezielte Koordination sicherstellen, dass langfristige Anforderungen berücksichtigt und kleinere Akteure einbezogen werden. Das Modell bietet somit die besten Voraussetzungen, um eine effiziente und zukunftsorientierte CO_2-Infrastruktur zu entwickeln.

4.3.2 Netzzugangsmodelle und Anschlussrechte

Die Existenz eines natürlichen Monopols bei CO_2-Transport- und -Speicherinfrastrukturen bringt die Frage nach einer geeigneten Netzzugangsregulierung mit sich. Natürliche Monopole entstehen, wenn hohe Fixkosten und Skaleneffekte dazu führen, dass ein Anbieter den Markt effizient bedienen kann. Solche Strukturen bergen das Risiko, dass der Monopolist seine Position ausnutzt und den Zugang zur Infrastruktur für Dritte beschränkt. Entsprechend ergibt sich die Frage wie ein regulatorischer Rahmen den Infrastrukturzugang für alle potenziellen Nutzer zu fairen Konditionen und ohne Benachteiligung gegenüber Wettbewerbern sicherstellen kann. Im Folgenden werden verschiedene mögliche Zugangsmodelle für eine CO_2-Infrastruktur diskutiert. Diese werden nach dem Grad der regulatorischen Eingriffstiefe differenziert.

Keine gesonderte Zugangsregulierung

In einem Modell ohne spezifische Netzzugangsregulierung **gilt ausschließlich das allgemeine Wettbewerbsrecht**. Dieses lässt sich grundsätzlich in das Lauterkeitsrecht nach Gesetz gegen den unlauteren Wettbewerb (UWG) und das Kartellrecht nach Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) unterteilen. Beide Rechtsbereiche dienen der Sicherung wettbewerblicher Marktstrukturen und der Kontrolle von Marktverhalten. Darüber hinaus erfolgen in diesem Ansatz keine weiteren Vorschriften für den Netzzugang. Die Festlegung der Anschluss- und Zugangsbedingungen liegt **somit in der Hand der privaten Netzbetreiber**.

In diesem Modell basiert der Zugang auf bilateralen Verhandlungen zwischen den Betreibern der Netzinfrastruktur bzw. Speicheranlagen und den potenziellen Nutzern. Der Staat legt keine verbindlichen Regeln für einen diskriminierungsfreien Zugang fest, die über das allgemeine Wettbewerbsrecht hinaus gehen. Im Rahmen dieser Schranken können die Betreiber somit entscheiden, wer Zugang zum Netz erhält. Dies führt zu einer **geringen regulatorischen Komplexität und reduziert den Implementierungsaufwand**, was die Geschwindigkeit des Netzaufbaus grundsätzlich erhöhen kann.

Jedoch birgt dieses Modell verschiedene Risiken. Zunächst sind **potenzielle Benachteiligungen Dritter** beim Netzzugang möglich. Dies kann

insbesondere zutreffen, wenn Netz- oder Speicherbetreiber auch auf anderen Stufen der Prozesskette aktiv sind und Anreize zur Diskriminierung von Infrastrukturnutzern entstehen. Ein weiteres Problem in diesem Modell liegt in der möglichen **Uneinheitlichkeit technischer Standards zwischen verschiedenen Netzgebieten**. Da keine zentrale Regulierung vorliegt, fehlt eine übergeordnete Koordinierung bei der Entwicklung technischer Standards. Dies kann zu Inkompatibilitäten zwischen den Netzen führen und die Effizienz des gesamten Systems beeinträchtigen. Zudem erschwert eine **mangelnde Transparenz potenziellen Marktteilnehmern** Planung und Teilnahme am Markt.

Darüber hinaus widerspricht ein Modell ohne spezifische Zugangsregulierung den bestehenden rechtlichen Rahmenbedingungen der EU und Deutschlands. Sowohl die CCS-Richtlinie des Europäischen Parlaments als auch ihre Umsetzung in Deutschland im Rahmen des KSpG fordern, dass Netzbetreiber einen diskriminierungsfreien Zugang Dritter gewährleisten. Der bestehende europäische Ordnungsrahmen gibt daher einen diskriminierungsfreien Netzzugang vor.

Diskriminierungsfreier Zugang Dritter

Daraus folgt, dass Netz- und Speicherbetreiber den potenziellen Marktteilnehmern die technischen und wirtschaftlichen Zugangs- und Anschlussbedingungen transparent bereitstellen müssen. Zu diesen Bedingungen gehören Aspekte wie Kapazität, Sicherheit, Kompatibilität sowie Preis- und Kostenmodelle. Diese Informationen müssen klar definiert und nachvollziehbar sein, um eine transparente Grundlage für alle Marktteilnehmer zu schaffen.

Darüber hinaus wird von den Betreibern erwartet, dass sie untereinander kooperieren, um eine effiziente Nutzung sowie einen effizienten Ausbau der Infrastruktur zu gewährleisten. Eine Verweigerung des Netzzugangs ist nur dann zulässig, wenn die Betreiber nachweisen können, dass ein Anschluss aufgrund mangelnder Kapazitäten oder rechtlicher bzw. technischer Hindernisse nicht möglich oder wirtschaftlich unzumutbar ist. In solchen Fällen muss eine schriftliche Begründung an die BNetzA übermittelt werden. Wird der Netzzugang aus Kapazitätsgründen verweigert, ist der Betreiber verpflichtet, Ausbaumaßnahmen vorzunehmen soweit dies wirtschaftlich zumutbar ist oder wenn die am Anschluss interessierte Partei die Kosten übernimmt.

Eine Regulierung des diskriminierungsfreien Zugangs bietet nicht nur Transparenz für potenzielle Marktteilnehmer, sondern fördert auch die Entwicklung einheitlicher technischer Standards in verschiedenen Netzgebieten. Dies reduziert potenzielle Inkompatibilitäten und ermöglicht eine effizientere Vernetzung der CO_2-Infrastruktur in späteren Hochlaufphasen. Zudem wird durch diese Struktur die Gleichbehandlung aller Marktteilneh-

mer gewährleistet: Zugang zu den Netzen und Speichern erhält, wer die Anforderungen erfüllt und die Entgelte zahlt. Dabei gilt es, die Kriterien zur Verweigerung des Netzzugangs zu konkretisieren und für die Netzbetreiber planungssicher zu gestalten. Mit unverhältnismäßigen Aufwänden verbundene Netzanschlüsse sollten im Sinne eines effizienten Netzbetriebs abgelehnt werden können. Für eine möglichst sachgerechte Regulierung sollte der bürokratische Aufwand bei der Umsetzung des Netzzugangs möglichst geringgehalten werden. So können negative Auswirkungen auf die Investitionsbereitschaft durch zu hohe bürokratische Hürden vermieden werden.

Komplexe Regulierung des Zugangs über „Entry-/Exit“ ähnliche Strukturen

Eine umfassendere Regulierung des Netzzugangs kann durch die Einführung komplexerer Strukturen angelehnt an das im Gasmarkt angewandte **„Entry-Exit“-Modells** erfolgen. Im Kern ermöglicht das Entry-Exit-Modell die Einspeisung und Entnahme von CO_2 an beliebigen Punkten im Netz gegen eine **standardisierte Einspeise- bzw. Entnahmegebühr**. Dabei erfolgt keine Differenzierung der Entgelte nach Transportdistanz. Dies reduziert die Komplexität für die Nutzer, da sie keine separaten Verträge mit verschiedenen Netzbetreibern abschließen müssen. Stattdessen wird ein Bilanzkreissystem mit klar definierten Marktrollen etabliert, das die Einhaltung eines Gleichgewichts aus Ein- und Ausspeisung in das Gesamtsystem ermöglicht.

Insbesondere in späteren Phasen der CO_2-Netzentwicklung könnte das Entry-Exit-Modell eine sinnvolle Lösung sein. Es würde unterschiedliche Transportkosten vermeiden und dadurch **Chancengleichheit für alle Standorte** schaffen. Dies wäre ein Anreiz für Netznutzer, insbesondere wenn große Entfernungen zu den Speicherstandorten als Hindernis betrachtet werden. Darüber hinaus könnten in einem verzweigten Netz mit mehreren Netzbetreibern **die Kosten gesenkt und der Markt transparenter gestaltet** werden, da separate Durchleitungsverträge zwischen Nutzern und verschiedenen Netzbetreibern vermieden werden. Eine Marktstruktur mit hoher Regulierungsdichte fördert zudem die Standardisierung und Interoperabilität zwischen verschiedenen Netzen.

Jedoch bringt ein solch komplexes System auch erhebliche Herausforderungen mit sich, insbesondere in der Hochlaufphase der Infrastruktur. Da **in der Hochlaufphase noch keine stark vernetzten Infrastrukturen** erwartet werden, könnte die Einführung eines Entry-Exit-Modells die **Netzentwicklung verzögern**. Im Rahmen des Hochlaufs kann zudem eine Differenzierung der Entgelte nach Transportdistanz sinnvoll sein, um zunächst die günstigsten Standorte zu erschließen und darüber hinaus Lerneffekte zu erzielen, die späteren Projekten zugutekommen.

Fazit und Empfehlung für die Netzzugangsmodelle und Anschlussrechte

Die bestehenden europäischen Richtlinien zur CCS-Infrastruktur und ihre Umsetzung in Deutschland **erfordern einen diskriminierungsfreien Zugang zu Netzen und Speichern** für alle Marktteilnehmer. Eine Regelung ohne spezifische Vorgaben widerspricht diesen Anforderungen und ist daher nicht zulässig. In der Hochlaufphase der Infrastruktur ist ohnehin ein diskriminierungsfreier Zugang zu empfehlen, um Transparenz und Einheitlichkeit für Marktteilnehmer zu fördern und wird daher in die Policy Roadmap aufgenommen. Dies gewährleistet die Gleichbehandlung aller Nutzer, schafft einen Anreiz zum Anschluss an das CO_2-Netz und erfordert keinen erheblichen zusätzlichen regulatorischen Aufwand. Wichtig ist weiterhin, dass im Sinne eines effizienten Gesamtsystems die Kriterien für eine rechtssichere Verweigerung des Netzanschlusses konkretisiert werden.

In späteren Marktphasen, mit weiterentwickelter Infrastruktur und erhöhter Vernetzung, **könnte ein komplexeres Modell** wie das Entry-Exit-System eingeführt werden. Ein solcher Rahmen würde die Markttransparenz erhöhen und Chancengleichheit für alle Beteiligten schaffen. So könnte ein stärker integrierter und effizienter Markt entstehen, der den Anforderungen einer ausgebauten CO_2-Infrastruktur gerecht wird. Die Einführung eines solchen Modells sollte im Rahmen des fortschreitenden Infrastrukturhochlaufs geprüft werden, wenn stärker vernetze Pipelines mit unterschiedlichen Teilbereichen und Betreibern entstehen.

4.3.3 Entflechtung

Die Implementierung von Entflechtungsvorgaben verfolgt das Ziel, wettbewerbsschädigendes Verhalten vertikal integrierter Unternehmen zu verhindern, die gleichzeitig auf mehreren Ebenen der Prozesskette aktiv sind. Eine solche Struktur birgt das Risiko, dass insbesondere Unternehmen mit einer Monopolstellung in der Transport- Speicherinfrastruktur einen Wettbewerbsvorteil in den marktlich organisierten Teilen der Prozesskette für sich schaffen, indem sie diese quersubventionieren.

Für Strom- und Gasnetze existieren bereits umfangreiche Entflechtungsvorschriften, geregelt in den §§ 6 bis 10e EnWG. Auch im Bereich der Wasserstoffnetze sind bereits in der EU-Gasbinnenmarktrichtlinie Entflechtungsregelungen vorgesehen, die allerdings noch nicht in deutsches Recht überführt wurden. **Für CO_2-Netze und -Speicher gibt es jedoch noch keine vergleichbaren Regelungen**. Die BNetzA betrachtet die Entflechtung des Netzbetriebs und anderer Geschäftstätigkeiten als ein unterstützendes Instrument der Regulierung.[131] Sie betont, dass Entflechtung

131 BNetzA, Regulierung von Wasserstoffnetzen - Bestandsaufnahme, 2020 (Fn. 80), S. 69.

kein Selbstzweck sein sollte, sondern ausschließlich zur Gewährleistung der Umsetzung der Zugangs- und/oder Entgeltregulierung eingesetzt werden sollte.

Im Folgenden wird untersucht, in welchem Umfang Entflechtungsvorgaben für CO_2-Netze implementiert werden könnten und welche Auswirkungen dies auf die Marktteilnehmer und die Infrastruktur hätte. Dabei werden verschiedene Eingriffstiefen der Regulierung und der Entflechtungsregelungen betrachtet.

Keine gesonderte Entflechtungsregulierung

Eine Option besteht darin, **keine spezifischen regulatorischen Schritte zur Entflechtung** zu ergreifen. Dies bedeutet, dass vertikal integrierte Unternehmen weiterhin alle Stufen der CO_2-Prozesskette abdecken könnten. Ein CO_2-abscheidendes Unternehmen könnte somit gleichzeitig als Betreiber von Transportnetzen und Speichern agieren.

Dieses Modell bietet insbesondere in der frühen Entwicklungsphase der Infrastruktur Vorteile. Der fehlende Koordinationsaufwand und die gebündelte Risikoallokation innerhalb vertikal integrierter Unternehmen können **Investitionen fördern und Ineffizienzen reduzieren**. Emittenten haben die Möglichkeit, die benötigte Transport- und Speicherinfrastruktur eigenständig aufzubauen und zu nutzen, was **die Geschwindigkeit der Infrastrukturentwicklung erhöhen** und die langfristige Vernetzung verbessern könnte.

Allerdings bringt ein solches Modell auch Herausforderungen mit sich. Ohne spezifische Entflechtungsregelungen wäre ein **umfangreiches Monitoring erforderlich**, um eine potenzielle Diskriminierung Dritter oder Quersubventionierungen aus dem Infrastrukturbetrieb in andere Geschäftsbereiche zu verhindern.

Lockere Entflechtungsregulierung, z. B. buchhalterische oder informatorische Entflechtung

Eine moderate Form der Entflechtungsregelung stellt die buchhalterische oder informatorische Entflechtung dar. Die buchhalterische Entflechtung erfordert die Führung separater Bücher für unterschiedliche Geschäftsfelder, wohingegen die informationelle Entflechtung den Informationsfluss innerhalb eines Unternehmens restringiert. In lockeren Entflechtungsmodellen verbleiben die verschiedenen Aktivitäten somit innerhalb desselben Unternehmens, wodurch **eine vertikale Integration weiterhin möglich** bleibt.

Die lockere Entflechtung ermöglicht eine **vereinfachte, nachträgliche Kontrolle** (ex-post) potenzieller Missbräuche, etwa durch überhöhte Netz-

entgelte oder Quersubventionierung aus dem Infrastrukturbetrieb in andere Geschäftsbereiche. Sie unterstützt außerdem die **Überwachung des Informationsflusses**, sodass wirtschaftlich sensible Daten, die von Infrastrukturnutzern bereitgestellt werden, nicht für andere Geschäftsfelder des Netzbetreibers genutzt werden können.

Allerdings ist bei diesem Ansatz mit einer **gewissen Komplexität in der Umsetzung** zu rechnen. Unternehmen könnten mit erhöhten Overheadkosten konfrontiert sein, etwa durch doppelte Buchführungs- oder Berichtspflichten. Dies könnte sich **negativ auf die Anreize für Investitionen und die Geschwindigkei**t der Infrastrukturentwicklung auswirken. Darüber hinaus bietet eine lockere Entflechtung keinen vollständigen Schutz vor diskriminierendem Verhalten durch Monopolisten.

Strikte Entflechtungsregelung, z. B. gesellschaftsrechtliche oder eigentumsrechtliche Entflechtung

Die strikte Entflechtungsregelung stellt die umfassendste Stufe der Trennung dar und **zielt auf eine vollständige Trennung der Geschäftsfelder entlang der Prozesskette** ab. In diesem Fall werden Unternehmen durch gesellschaftsrechtliche oder eigentumsrechtliche Regelungen gezwungen, ihre Geschäftsbereiche vollständig voneinander zu trennen: Ein Betreiber von CO_2-Netzen darf z. B. weder CO_2 abscheiden noch speichern. Eine strikte Entflechtung **minimiert das Risiko von Marktmachtmissbrauch** sowohl im Hinblick auf den Netzzugang als auch auf die Entgeltregulierung. Diese Trennung unterstützt die **Sicherstellung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs** und verhindert potenziell wettbewerbsschädigende Quersubventionen zwischen den Geschäftsfeldern. Allerdings ist die Umsetzung strikter Entflechtungsregelungen **mit erheblichem Aufwand verbunden**. Die Trennung der Geschäftsfelder erfordert umfangreiche rechtliche und organisatorische Anpassungen, die zeitaufwendig und kostenintensiv sind. Zudem müssen Risiken, die entlang der Prozesskette bestehen, vollständig durch Vertragskonstruktionen zwischen separaten Unternehmen abgebildet werden. Auch der koordinierte Aufbau von CO_2-Abscheidung, Transport und Speicherung wird durch die vertikale Trennung in separate Unternehmen erschwert. Dies kann zu **zusätzlichen administrativen Hürden und einer Verringerung der Synergien** zwischen den verschiedenen Geschäftsbereichen führen. Strikte Entflechtungen können daher die **Investitionsbereitschaft der Netzbetreiber verringern** und den Hochlauf der BECCUS-Prozesskette verlangsamen.

Fazit und Empfehlung für die Entflechtungsregelung

In den frühen Phasen der Marktentwicklung bietet der Verzicht auf umfassende Entflechtungsvorgaben wesentliche Vorteile. Dadurch wird die parallele Entwicklung von Abscheideanlagen, Netz- und Speicherinfrastruktur, CO_2-Emittenten und Infrastrukturbetreibern unterstützt und eine Selbstnut-

zung der Infrastruktur bleibt möglich. Dies fördert nicht nur die Geschwindigkeit der Implementierung, sondern erhöht auch den Investitionsanreiz für Unternehmen. Gleichzeitig ist ein effektives Monitoring entscheidend, um wettbewerbsschädigendes Verhalten der Netzbetreiber frühzeitig zu erkennen und zu verhindern.

Da die Entflechtung kein Selbstzweck ist, sondern vielmehr als unterstützender Mechanismus der Sicherstellung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs und eines funktionierenden Marktes ohne Quersubventionen dient, sollte auf **eine umfassende Entflechtung in der Hochlaufphase verzichtet werden.** Erst **in späteren Entwicklungsphasen der CO_2-Infrastruktur könnte die schrittweise Einführung strengerer Entflechtungsregelungen sinnvoll sein**, falls sich Anzeichen für Marktmachtmissbrauch ergeben. Dieser Ansatz schafft Investitionsanreize und gewährleistet gleichzeitig die langfristige Wettbewerbsfähigkeit und Fairness im Markt. In der Policy Roadmap werden daher keine umfassenden Entflechtungsvorgaben empfohlen, jedoch wird ein kontinuierliches Monitoring der Notwendigkeit in späteren Phasen der Infrastrukturentwicklung aufgenommen.

4.3.4 Gestaltung der Tarifstrukturen

Eine zentrale Frage hinsichtlich der Refinanzierung der CO_2-Infrastruktur ist die Regulierung der Tarife für die Nutzung der Transportinfrastruktur und Speicher. Aufgrund der hohen notwendigen Investitionen zur Errichtung der Assets und der Langlebigkeit der Infrastruktur ist **ein geeigneter Rahmen für die Refinanzierung eine Grundvoraussetzung für einen erfolgreichen Hochlauf**. Dies ist eng verknüpft mit der separat diskutierten Frage der Förderung des initialen Aufbaus der Infrastruktur (siehe Abschnitt 4.3.5).

Bislang ist eine Entgeltregulierung weder in der CCS-Richtlinie auf europäischer Ebene noch in der deutschen Gesetzgebung des KSpG angelegt. Somit stellt sich die Frage, ob es für den CO_2-Markt sinnvoll ist, ähnliche Rahmenbedingungen wie im Bereich der Strom- oder Gasversorgung zu schaffen. Dort bestehen komplexe Verfahren zur Bestimmung der Entgelte basierend auf Kostenprüfungen und Effizienzvorgaben für die Netzbetreiber. Allerdings ist zu beachten, dass es sich um bereits entwickelte Infrastrukturen handelt, sodass eine direkte Übertragung der Regelungen auf die CO_2-Infrastruktur nicht notwendigerweise zielführend ist. Zudem zeigen andere Infrastrukturen wie die Fernwärmenetze oder Mineralölpipelines, dass eine strikte Entgeltregulierung keine Grundvoraussetzung für den Infrastrukturaufbau ist. Im Folgenden werden verschiedene regulatorische Lösungsoptionen mit unterschiedlichen Eingriffstiefen für die Tarifstrukturen in den Bereichen CO_2-Transport und -Speicherung beschrieben.

Freie Gestaltung von Tarifen im Rahmen des Wettbewerbsrechts

Die Lösungsoption mit der geringsten regulatorischen Eingriffstiefe ist die freie Gestaltung der Tarife durch die Netz- und Speicherbetreiber im Rahmen des Wettbewerbsrechts. **Die Betreiber legen eigenständig die Höhe und Struktur ihrer Tarife sowie deren Anpassungsfrequenz fest**. Auch die Gestaltung etwaiger Rabatte und Langfristverträge ist somit Ergebnis bilateraler Verhandlungen zwischen Infrastrukturbetreibern und Nutzern. Jedoch ist zu beachten, dass auch ohne spezifische Regulierung der Tarife Einschränkungen aus den Regelungen des Wettbewerbsrechts resultieren. Bspw. ist es Unternehmen mit marktbeherrschender Stellung untersagt, unverhältnismäßige Entgelte zu erheben, die von der Praxis in wettbewerblichen Märkten abweichen. Für Unternehmen der Energiewirtschaft wird dies für die Versorgung mit Elektrizität, Fernwärme und leitungsgebundenem Gas in § 29 GWB konkretisiert. Entsprechend wäre eine Anwendung einer vergleichbaren Regelung auf die CO_2-Infrastruktur möglich.

Die skizzierte freie Tarifgestaltung bietet den Infrastrukturbetreibern **ein hohes Maß an Flexibilität** und **schafft Freiraum für marktliche Investitionen**, da die Tarife auf Basis der spezifischen wirtschaftlichen Gegebenheiten der Projekte festgelegt und angepasst werden können. Entsprechend kann die Allokation von Risiken und Verantwortlichkeiten im Rahmen der bilateralen Tarifvereinbarungen mit den Nutzern der Infrastruktur verhandelt werden. Gleichzeitig reduziert das Modell aufgrund der unkompliziert gestalteten Regulierung den administrativen Aufwand. Allerdings verbleibt ein Risiko der Diskriminierung und intransparenter, **wettbewerbsschädigender Praktiken**, insbesondere wenn Marktteilnehmer mit ungleicher Verhandlungsmacht aufeinandertreffen. Eine effektive Überwachung durch die zuständigen Behörden ist gleichzeitig aufwendiger, je freier die Akteure in der Gestaltung der Tarife sind, da die Vergleichbarkeit und Nachvollziehbarkeit der Tarifgestaltung für Dritte an Komplexität gewinnt.

Regulierung von Tarifstrukturen bzw. Methodiken zur Bestimmung der Tarife

Ein Regulierungsmodell mit moderater Eingriffstiefe könnte darin bestehen, Vorgaben für die Struktur der Tarife einzuführen, ohne jedoch die konkrete Höhe der Tarife festzulegen. Diese Vorgaben könnten Aspekte wie die Definition von Tarifkomponenten, Bedingungen für Preisänderungen oder die Gestaltung langfristiger Verträge betreffen. Netzbetreiber haben weiterhin **Spielraum bei der Festlegung der Tarife**, müssen sich jedoch **an festgelegte Regeln** halten.

Anhaltspunkte bieten hier bspw. die bestehenden Regelungen in der Fernwärmeversorgung, in denen die Freiheit zur Preisänderung für Fernwärmeversorger durch Preisänderungsklauseln (PÄK) eingeschränkt ist. Die PÄK haben die Anforderungen der Verordnung über Allgemeine Bedingungen

für die Versorgung mit Fernwärme (AVBFernwärmeV) zu erfüllen und können somit nicht vollkommen frei durch die Unternehmen gebildet werden, erlauben diesen aber eine gewisse Flexibilität, um die Heterogenität der Wärmenetze sachgerecht abzubilden. Auch eine Festlegung bestimmter Tarifkomponenten, bspw. eine Kombination variabler, kapazitätsbasierter und fixer Komponenten wie im CCUS-Regulierungsmodell in Großbritannien angewandt, wäre eine mögliche Ausgestaltung.

Dieses Modell bietet den Marktteilnehmern die Vorteile **hoher Planungssicherheit und Transparenz**. Einheitliche Regeln reduzieren das Potenzial willkürlicher Tarifgestaltung und diskriminierender Praktiken durch Netzbetreiber mit Monopolstellung. Dennoch ist die größere regulatorische Beteiligung mit einem höheren administrativen Aufwand verbunden. Darüber hinaus könnten Vorgaben hinsichtlich der langfristigen Vertragsgestaltungen **die Finanzierung von Projekten und die Risikoallokation zwischen den beteiligten Parteien erschweren**, was insbesondere in der frühen Entwicklungsphase der Infrastruktur nachteilig wirken könnte.

Kostenbasierte Regulierung der Höhe der Tarife

Die Einführung einer kostenbasierten Regulierung der Tarifstrukturen weist die umfangreichste Eingriffstiefe der untersuchten Ansätze auf. In diesem Ansatz werden **sowohl die Struktur als auch die Höhe der Tarife durch die Regulierungsbehörden festgelegt**. Die Tarifhöhe bestimmt sich dabei auf Grundlage der Infrastrukturkosten sowie einer regulierten Rendite des Netzbetreibers. Konkret könnte bspw. eine Cost-Plus-Regulierung umgesetzt werden, bei der die Tarife wie beschrieben aus einer Kostenprüfung und der regulierten Rendite auf die anerkannten Kosten gebildet werden. Weitergehende Ansätze, wie die in den Strom- und Gasnetzen praktizierte Anreizregulierung, versuchen zusätzlich Effizienzanreize zu setzen, indem Infrastrukturbetreiber Vorgaben für Kostenreduktionen erhalten und bei Überschreiten der Reduktionsziele Überrenditen erzielen können.

Die Regulierung von Netz- und Speichertarifen in Struktur und Höhe bietet den höchsten Grad an Standardisierung sowie den **umfangreichsten Schutz für Marktteilnehmer vor einem möglichen Missbrauch von Marktmacht** durch die Netzbetreiber. Zudem schafft die klare Definition der Rahmenbedingungen hohe Planungssicherheit und Transparenz für die Nutzer der Infrastruktur. Darüber hinaus ermöglicht eine klare regulatorische Festlegung der Entgelte eine **direkte Anbindung an Amortisationskontenmodelle** zur intertemporalen Verschiebung der Refinanzierungslasten in der Hochlaufphase (siehe Diskussion im folgenden Abschnitt 4.3.5).

Nachteilig ist im skizzierten Modell allerdings, dass es mit **erheblichem administrativem Aufwand** verbunden ist. Die Einrichtung einer solchen Entgeltregulierung würde umfassende Prüfmechanismen der Regulierungsbehörden und entsprechende Gesetze, Verordnungen und Festlegungen

erfordern. Dabei ist zu bedenken, dass der Transport und die Speicherung von CO_2 aktuell in einem sehr frühen Entwicklungsstadium sind, sodass fraglich ist, inwiefern die Einführung eines komplexen Regulierungssystems in einem angemessenen Kosten-Nutzen-Verhältnis steht. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass auch ohne diese Form der Regulierung der Tarifgestaltung durch marktbeherrschende Unternehmen klare Schranken gesetzt sind.

Weiterhin ist in den frühen Phasen des Hochlaufs von entscheidender Bedeutung, dass **Investitionen für den Aufbau der Infrastruktur mobilisiert** werden. Zu starke Einschränkungen der Tarifgestaltung könnten die Flexibilität der Infrastrukturbetreiber und die Finanzierung der Investitionen beeinträchtigen. Insbesondere eine Anreizregulierung ist in dieser Phase nicht zielführend, da hier der Fokus auf der Hebung von Effizienzen in etablierten Systemen liegt. Sowohl in der Strom- als auch in der Gasversorgung wurde die Anreizregulierung erst etabliert, als die Infrastruktur bereits weitgehend existierte. Der Aufbau der Infrastruktur erfolgte in der Stromversorgung weitgehend in einem Cost-Plus-Regime und in der Gasversorgung basierend auf privatwirtschaftlich verhandelten Langfristverträgen.

Fazit und Empfehlung für die Tarifstruktur

In den frühen Phasen des Infrastruktur- und Markthochlaufs sollte die unternehmerische Freiheit der Infrastrukturbetreiber nicht unnötig eingeschränkt werden. Insbesondere in der Hochlaufphase ist es essenziell, **Investitionen in den Aufbau eines Startnetzes zu fördern** und gleichzeitig faire Bedingungen für Marktteilnehmer zu schaffen. Eine **freie Tarifgestaltung bietet hier Flexibilität**, kann jedoch zu Intransparenz und diskriminierender Tarifgestaltung führen und das Monitoring erschweren. Aufgrund der existierenden Schranken des Wettbewerbsrechts ist es dennoch zu empfehlen, in den frühen Phasen zumindest die Option für eine marktliche und freie Tarifgestaltung offenzulassen. Dabei sollte kontinuierlich geprüft werden, ob die bestehenden Anreizstrukturen für die Mobilisierung von Investitionen ausreichen.

Falls eine freie privatwirtschaftliche Tarifgestaltung nicht genügt, um ausreichenden Investitionen zu mobilisieren, sollte zusätzlich die **Einführung regulierter Hochlauftarife**, ähnlich den Regelungen zur Finanzierung des Wasserstoffkernnetzes, in Erwägung gezogen werden. Diese ermöglichen durch die zeitliche Verschiebung der Finanzierungslasten über ein Amortisationskonto reduzierte Tarife in der Hochlaufphase (siehe Diskussion im folgenden Abschnitt). Somit können auch Pipelines und Speicher refinanziert werden, die aufgrund des laufenden Markthochlaufes zunächst nicht voll ausgelastet werden können. Dabei ist ein **Cost-Plus-Ansatz** geeignet, um ausreichende Investitionssicherheit zu garantieren. Die Hochlaufentgelte können als **Opt-In-Option** neben den privatwirtschaftlich gestalteten Tarifen für den Infrastrukturaufbau ausgestaltet werden. Für die Policy

Roadmap wird daher die Einrichtung eines Opt-in-Systems empfohlen, in dem sich Infrastrukturbetreiber freiwillig der Tarifregulierung unterwerfen und im Gegenzug Amortisationskonten in Anspruch nehmen können, die die Entgelte für die ersten Nutzer begrenzen.

4.3.5 Förderung des Aufbaus der CO_2-Infrastruktur

Wie bereits im vorigen Abschnitt dargestellt, ist ein **geeigneter Investitionsrahmen für den Aufbau der CO_2-Infrastruktur** entscheidend. Insbesondere in der Hochlaufphase ist zu erwarten, dass nicht alle CO_2-Pipelines und -Speicher von Beginn an voll ausgelastet werden können. Entsprechend müssten die ersten Nutzer der Infrastruktur mit hohen Tarifen belastet werden, um eine Refinanzierung der Kosten zu ermöglichen. Es stellt sich somit die Frage, wie der Aufbau der Infrastruktur mit ausreichenden Anreizen für Investitionen und bezahlbaren Netzentgelten erfolgreich gestaltet werden kann. Diese Frage ist eng verknüpft mit dem in Abschnitt 3 diskutierten Förderrahmen für BECCUS-Technologien, da die Infrastrukturkosten durch die Nutzer refinanziert werden müssen. Eine zusätzliche Förderung der Infrastruktur reduziert somit auch die Kosten der Betreiber der BECCUS-Anlagen.

In der CMS des BMWK wird die Bedeutung der Planungssicherheit hervorgehoben, um Investitionsanreize zu schaffen und Skaleneffekte im Infrastrukturaufbau zu realisieren. Der bestehende rechtliche Rahmen definiert jedoch noch nicht ausreichend, welche langfristigen Sicherheiten vorgesehen sind. Grundsätzlich sind auch hier unterschiedliche staatliche Eingriffstiefen auf der Infrastrukturebene denkbar, um eine stabile Umgebung für «First Mover» zu schaffen, ohne die schnelle Entwicklung der Infrastruktur zu behindern. Im Folgenden werden verschiedene Lösungsoptionen betrachtet.

Indirekte Finanzierung über Nachfrage und entsprechende Förderung dieser

Die Option mit der geringsten staatlichen Eingriffstiefe ist der Verzicht auf eine separate Förderung der Infrastrukturfinanzierung. In diesem Modell würde die **Finanzierung der Infrastruktur vollständig über das Marktdesign für BECCUS** erfolgen, bspw. durch einen ausreichend hohen CO_2-Preis und Fördermaßnahmen für Abscheideprojekte. Letzteres könnten bspw. Differenzverträge auf den CO_2-Preis sein, die indirekt auch die Nutzung der Infrastruktur mitfinanzieren würden (siehe Diskussion in Abschnitt 3.4). In diesem Modell erfolgt die Finanzierung der Infrastrukturkosten somit vollständig über die Nutzungsentgelte, ohne dass direkte Fördermechanismen für die Infrastruktur selbst erforderlich sind.

Vorteil dieses Ansatzes ist der **geringere Implementierungsaufwand**, da kein zusätzlicher Fördermechanismus für die Infrastruktur erforderlich

ist. Historische Beispiele aus anderen Energiemärkten und Transportnetzstrukturen, wie Erdgasnetzen und Mineralölpipelines, zeigen, dass eine explizite Förderung des initialen Infrastrukturaufbaus nicht unbedingt erforderlich ist, wenn die Infrastrukturnutzer über ein funktionierendes Geschäftsmodell für den Vertrieb der transportierten Güter verfügen. Grundvoraussetzung in diesem Ansatz ist, dass Marktdesign und Förderrahmen für die CO_2-Abscheider die Finanzierung der Infrastruktur ermöglichen.

Fraglich bleibt im skizzierten Modell, ob eine reine Nachfrageförderung tatsächlich **ausreichende Investitionssicherheit** für die Betreiber und eine **ausreichende Auslastung der Infrastruktur** garantieren kann. Insbesondere im Hochlauf müsste die Finanzierung durch wenige Infrastrukturnutzer erfolgen. Damit ist die Finanzierung der Infrastruktur von der Realisierung der ersten Projekte abhängig. Gleichzeitig erfolgt bei der indirekten Finanzierung der Infrastruktur über Förderung eine indirekte Selektion des Infrastrukturzugangs, falls die anfänglichen Entgelte von den Nutzern ohne Förderung nicht wirtschaftlich getragen werden können. Wenn in diesem Modell über die staatliche Förderung entschieden wird, wer einen Zugang zur Infrastruktur erhält, wird eine **unabhängige Entwicklung von Geschäftsmodellen erschwert**.

Zeitliche Verschiebung der Finanzierungslasten über Amortisationskonto

Angesichts der hohen Anfangsinvestitionen und der anfänglich geringen Anzahl von Netznutzern stellt die **zeitliche Verschiebung der Finanzierungslast** über ein Amortisationskonto einen alternativen Ansatz dar. Dieser wurde auch zur Finanzierung des Wasserstoffkernnetzes gewählt. Hier werden zunächst Netzentgelte durch die BNetzA festgelegt, die keine vollständige Kostendeckung ermöglichen, um die frühen Nutzer der Infrastruktur nicht übermäßig zu belasten. Die entstehenden Defizite werden auf einem Amortisationskonto, das von der staatlichen KfW-Bank abgesichert wird, verbucht und sollen zu einem späteren Zeitpunkt, wenn ausreichend Infrastrukturnutzer vorhanden sind, über die Netzentgelte refinanziert werden.

Folglich könnte ein ähnliches Modell auch für den Aufbau der CO_2-Infrastruktur angewendet werden. Analog zum Wasserstoffkernnetz müsste ein Entgelt für Transport und ggf. Speicherung, das die frühen Infrastrukturnutzer nicht wirtschaftlich überfordert, definiert und regulatorisch festgelegt werden. Die **Differenz zwischen den Erträgen aus den Hochlauftarifen und den tatsächlichen Kosten** wird durch das staatlich gesicherte Amortisationskonto zwischenfinanziert. Überschüsse aus späteren Entgelteinnahmen werden zur Rückzahlung verwendet. In zusammenhängenden Netzgebieten sollte das Entgelt dabei einheitlich ausgestaltet sein, sodass alle potenziellen Netznutzer von der staatlichen Übernahme des Risikos und der verschobenen Finanzierung profitieren können.

Die Einführung eines Amortisationskontos bietet mehrere Vorteile. Sie **schafft Planungssicherheit und reduziert das Investitionsrisiko** für den Aufbau der Infrastruktur. In den ersten Jahren des Hochlaufs können zudem prohibitiv hohe Entgelte für die Nutzer vermieden werden. Sollte der Hochlauf schwächer als erwartet ausfallen, kann das Risiko der Infrastrukturbetreiber über die staatliche Absicherung des Amortisationskontos begrenzt werden. Gleichzeitig wird eine **direkte Belastung des Bundeshaushalts** bei einem erfolgreichen Hochlauf vermieden, da die anfänglichen Defizite über die Entgelte zu einem späteren Zeitpunkt ausgeglichen werden.

Ein Nachteil des Amortisationskontos ist, dass die Implementierung eines solchen Finanzierungsinstruments eine **erhebliche organisatorische und administrative Koordination** mit sich bringt. Dies ergibt sich aus der Notwendigkeit der Festlegung der Hochlaufentgelte sowie der Bilanzierung der Defizite in den Amortisationskonten. Hierfür sind Mechanismen analog zur kostenbasierten Entgeltregulierung erforderlich. Weiterhin ist die Definition etwaiger Selbstbehalte im Fall eines Scheiterns des Hochlaufs kompliziert. Dies war bereits bei der Einrichtung des Amortisationskontos für das Wasserstoffnetz ein wichtiger Kritikpunkt und ist im Fall der CO_2-Infrastruktur besonders relevant, da in späteren Phasen auch regional rückläufige CO_2-Abscheidemengen denkbar sind. Dies kann bspw. durch die Umstellung von Produktionsprozessen, die Nutzung von CCS als Brückentechnologie oder die Umstrukturierung des Industriesektors geschehen.

Direkte staatliche Finanzierung oder Risikoübernahme

Neben der indirekten Förderung und der zeitlichen Verschiebung der Finanzierungslasten kann **der Staat auch direkte Teile des Infrastrukturaufbaus fördern**. Dies kann etwa durch CAPEX-Zuschüsse für die Speicher- und Pipelinebetreiber erfolgen. Alternativ sind auch staatliche Garantien oder die Übernahme von Risiken durch günstige Kredite möglich. Solche Maßnahmen senken die Finanzierungskosten, da Risikoprämien für Investoren reduziert werden können. Auch staatlich garantierte Kapazitätsbuchungen können zusätzliche Sicherheit schaffen und die Refinanzierungskosten für Betreiber reduzieren.

Diese Option erhöht die **Investitionssicherheit** direkt und signalisiert ein **starkes staatliches Engagement** für den Aufbau der Infrastruktur. Allerdings müssen auch hier neue Förderinstrumente entwickelt und gegebenenfalls ratifiziert werden. Zudem handelt es sich um eine **Belastung der öffentlichen Haushalte**, was die politische Umsetzbarkeit und die gesellschaftliche Akzeptanz erschweren könnte. Alternativ wäre auch eine Finanzierung über Sondervermögen wie dem KTF denkbar.

Fazit und Empfehlung für den Förderrahmen

Die Entwicklung einer CO_2-Transportinfrastruktur ist ein wesentlicher Baustein zur Erreichung der Klimaziele. Insbesondere vor dem Hintergrund der ambitionierten Zielsetzungen für den Infrastrukturhochlauf bis 2030 ist **eine Realisierung der Ziele ohne staatliche Unterstützung unwahrscheinlich**. Primärer Fokus sollte dennoch zunächst die Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen und eines funktionierenden Marktdesigns sein. Ist dies vorhanden, können über eine Infrastrukturförderung die Kosten für alle Nutzer der Infrastruktur effektiv gesenkt werden. Dies ist einer selektiven indirekten Förderung der Infrastruktur über einzelne Nutzer vorzuziehen.

Als konkretes Unterstützungsmodell bietet sich das Amortisationskonto-Modell an. Dies ermöglicht eine **verursachergerechte Finanzierung**, ohne den Bundeshaushalt direkt zu belasten, und verhindert prohibitiv hohe Entgelte in der Hochlaufphase. Es ermöglicht durch die staatliche Absicherung zudem eine Risikominderung und schafft Anreize für First Mover, ohne die langfristige Stabilität des Marktes zu gefährden. Für eine schnelle und effiziente Umsetzung der CO_2-Infrastruktur wird daher die Einführung eines Amortisationskonto-Modells mit gedeckelten Hochlauftarifen empfohlen und in die Policy Roadmap aufgenommen. Dies sollte **für die Infrastrukturbetreiber optional (Opt-in) ausgestaltet werden**, sodass weiterhin rein privatwirtschaftlich Infrastrukturprojekte entwickelt werden können. Diese können dann losgelöst von regulierten Renditen und Tarifstrukturen refinanziert werden, bspw. über Langfristverträge zwischen Infrastrukturnutzern und -betreibern.

Dabei muss beachtet werden, dass die Förderung der CO_2-Infrastruktur auch von Europäischer Seite koordiniert werden muss, da auch ein grenzüberschreitender Transport von CO_2 ermöglicht werden soll. Insbesondere bei Speicherstätten im Ausland, die nach aktuellen Plänen von wesentlicher Bedeutung sein werden, ist der direkte Einfluss der deutschen Förder- bzw. Unterstützungsmechanismen begrenzt.

5. Finanzierungsbedarf und Refinanzierungsmechanismen

Das Potenzial für Negativemissionen durch BECCUS an bestehenden Anlagen sollte frühzeitig erschlossen werden, um den Hochlauf von Negativemissionen und die zukünftigen CO_2-Entnahmezielen der Bundesregierung zu unterstützen. Sollten die kurzfristig erreichbaren BECCUS-Mengen von 8,5 Mt/a biogenem CO_2 bis 2030 (siehe Kapitel 2.3) ausgereizt werden, wären angesichts der Finanzierungslücke (siehe Kapitel 2.4.4 und 2.4.4) **signifikante staatliche und private Investitionen erforderlich**. Diese Investitionen in BECCUS bieten gleichzeitig ein erhebliches wirtschaftliches Potenzial.

Im Falle einer Finanzierungslücke für TAB im Jahr 2030 in Höhe von etwa 109 €/t CO_2 (Kompensationsszenario, siehe Kapitel 2.4.4) wären zur Deckung der Finanzierungslücke für 4,8 Mt jährliche Abscheidekapazität für biogenes CO_2 etwa 0,51 Mrd. € Fördermittel pro Jahr erforderlich. Für BMKW belaufen sich die Förderkosten bei einer jährlichen Abscheidekapazität von 3,8 Mt biogenem CO_2 und einer Finanzierungslücke von 86 €/t CO_2 auf 0,33 Mrd. € pro Jahr. Um Investitionsentscheidungen in Projekte zu ermöglichen, sollte von einem Förderzeitraum von 15 Jahren ausgegangen werden (dies entspricht bspw. dem Förderzeitraum des staatlichen Zertifikatkaufs in Schweden). **Die Gesamtkosten zur Förderung von Negativemissionen über 15 Jahre könnten sich somit auf rund 8 Mrd. € für TAB und 5 Mrd. € für BMKW belaufen** (siehe Tabelle 13).

Tabelle 13. Abschätzung möglicher Finanzierungsbedarfe für den BECCUS Hochlauf (2030, Preisbasis 2024)

Technologie	TAB	BMKW
Abscheidepotenzial biogenes CO_2 (2030)	4,7 Mt/a	3,8 Mt/a
Finanzierungslücke (2030, Kompensationsszenario)	109 €/t CO_2	86 €/t CO_2
Förderkosten pro Jahr	0,51 Mrd. €/a	0,33 Mrd. €/a
Gesamtkosten Förderung (15 Jahre)	7,7 Mrd. €	4,9 Mrd. €

Angesichts des hohen Förderbedarfs bei gleichzeitig begrenztem Kostensenkungspotenzial werden **nicht alle BECCUS-Anlagen über CfDs gefördert** werden können. Dies gilt besonders, wenn bei der Förderung von einer vollständigen Deckung der Finanzierungslücke ausgegangen wird.

Durch eine Förderung des Infrastrukturaufbaus können die Kosten für Transport und Speicherung gesenkt und die Finanzierungslücke entsprechend reduziert werden. In diesem Fall würde eine **Verteilung der Förderausgaben entlang der Prozesskette** erfolgen, die Gesamtkosten der staatlichen Förderung von Negativemissionen blieben weitgehend in ähnlicher Größenordnung.

Zur Deckung von Förder- und Infrastrukturkosten erscheinen grundsätzlich drei Refinanzierungsmechanismen denkbar:

1. Refinanzierung aus Haushaltsmitteln des Bundes
2. Refinanzierung über Umlagemechanismus
3. Refinanzierung über Amortisationskonto (nur Infrastruktur)

Die drei Refinanzierungsmechanismen werden im Folgenden im Detail untersucht und gegebenenfalls quantifiziert.

Haushaltsfinanzierung

Bei einer Refinanzierung aus **Haushaltsmitteln** würden die Kosten der Förderung von Negativemissionen und ihrer Infrastruktur direkt aus dem Staatshaushalt bestritten und damit (zumindest teilweise) vergesellschaftet. Die Förderung von Negativemissionen konkurriert dabei mit anderen Transformationsaufgaben des Staates (Sozialausgaben, Bildung, Ausbau und Erhalt der Infrastruktur, Unterstützung der industriellen Transformation, Klimaschutz und Klimaanpassung) um knappe Haushaltsmittel. Auch wenn die politische Einigung über die Bereitstellung von Haushaltsmitteln schwierig sein kann, wäre eine Haushaltsfinanzierung Im Vergleich zu anderen Refinanzierungsoptionen administrativ weniger komplex, da kein eigener Refinanzierungsmechanismus erforderlich ist (z. B. Amortisationskonto oder Umlagesystem). Gleichzeitig ist die langfristige Bereitstellung von Haushaltsmitteln zur Deckung der Förderkosten über die gesamte Förderdauer herausfordernd (z. B. über einen Zeitraum von 15 Jahren). Alternativ könnte die Finanzierung über Mittel des KTF erfolgen.

Umlagefinanzierung

Eine **Umlagefinanzierung** bietet eine haushaltsneutrale Refinanzierungsoption und ermöglicht die Beteiligung relevanter Gruppen an den Finanzierungskosten. Für einzelne First-Mover-Projekte im Bereich TAB stellt

eine Umlagefinanzierung zur Deckung der Kostenlücke eine Alternative zur Haushaltsfinanzierung dar. Würden etwa 10 % des Negativemissionspotenzials an TAB durch First-Mover realisiert werden (entspricht 0,47 Mt CO_2 pro Jahr bzw. zwei Anlagen, siehe Tabelle 13), könnte dies ein Fördervolumen von 53 Mio. € pro Jahr[132] erfordern. Bei einem deutschlandweiten Abfallaufkommen von 21,6 Mt pro Jahr[133] würde dies einer Erhöhung der Gate Fees um etwa 2,5 €/t Abfall bedeuten, die über 15 Jahre zusätzlich zu erheben wäre. Für Siedlungsabfälle würde dies eine durchschnittliche Erhöhung der Gate Fees um 2,3 % und für Gewerbeabfälle um 1,6 % bedeuten (vgl. Gebühren in Kapitel 2.4.4).

Umlagen auf Strom und Abfallgebühren wirken prinzipiell stark regressiv: einkommensschwache Haushalte werden relativ stärker belastet. Für einen 4-Personen-Haushalt mit einem durchschnittlichen Restmüllaufkommen von 130 kg pro Person würde die Mehrbelastung durch eine Umlagefinanzierung für First-Mover TAB bei etwa 1,3 €/Jahr liegen und damit als vernachlässigbar gelten. Diese Wälzung der Mehrkosten für Negativemissionen über die Gate-Fee wäre jedoch nur für TAB realistisch. Eine europäische Lösung könnte es zudem ermöglichen, einen größeren Teil der Negativemissionen aus TAB über eine Umlage zu finanzieren, ohne Wettbewerbsnachteile oder Verzerrungen zu verursachen, und gleichzeitig eine Lenkungswirkung zu erzielen.

Allerdings bestehen bei der Umlagefinanzierung verschiedene Probleme. Zunächst ist die Bemessungsgrundlage für die Erhebung der Umlage nicht eindeutig und müsste je nach Technologie anders gewählt werden. Darüber hinaus kann die Festlegung der umlagerelevanten Gruppen politisch schwierig sein oder zu Akzeptanzprobleme bei den betroffenen Gruppen führen. Eine Quersubventionierung der Förderkosten für Negativemissionen über eine Umlage, z. B. auf Strom, würde dem Prinzip der Verursachergerechtigkeit widersprechen. Eine Kostenwälzung der zusätzlichen Gate Fees auf Abfallgebühren bei TAB wäre komplex, da diese auf kommunaler Ebene festgelegt und erhoben werden.

Als herausfordernd stellt sich außerdem die administrative und praktische Umsetzung heraus. Die Entscheidung, eine Maßnahme auf Bundesebene über eine Umlage zu refinanzieren, müsste über einen Umlageerhebungsauftrag an die einzelnen Kommunen bzw. Landkreise weitergegeben werden. Angesichts der kleinteiligen kommunalen Organisationsstruktur wäre dies mit einem erhöhten administrativen Aufwand verbunden. Die Gebühren für die Abfallentsorgung werden von den Kommunen festgelegt. Inwieweit der Bund die Kommunen direkt mit der Erhebung einer Umlage zur

132 Mehrkosten für den Einsatz von CCS zur Abscheidung von fossilem CO_2 sind hierin nicht berücksichtigt, da Anreize zu deren Abscheidung durch das EU EHS II zu schaffen sind.

133 Abfalleinsatz in Abfallverbrennungsanlagen im Jahr 2017, Quelle: https://www.itad.de/wissen/faktenblaetter/hintergrundinformationen-nach-behg

Deckung der Förderausgaben auf Bundesebene beauftragen kann, wäre abschließend zu prüfen.

Amortisationskonto

Um die hohen Investitionskosten in der Hochlaufphase der Infrastrukturentwicklung abzufedern und deren Auswirkungen auf die Netzentgelte für die anfangs geringe Anzahl von Nutzern zu minimieren, kann ein **Amortisationskonto** als Refinanzierungsinstrument eingesetzt werden. Die Finanzierungslücke – resultierend aus hohen Anfangsinvestitionskosten bei geringen Einnahmen und einer Deckelung des Hochlaufentgelts – wird über das Amortisationskonto zwischenfinanziert. Dieses Instrument trägt dazu bei, Anreize für Investitionen und die Marktteilnahme aufrechtzuerhalten und gleichzeitig die Risiken eines schwachen Markthochlaufs zu reduzieren. Zudem wird vermieden, dass Haushalte in der Anfangsphase direkt voll finanziell belastet werden, da die Finanzierunglast über das Amortisationskonto zeitlich verteilt wird. Sollte das Amortisationskonto am Ende des vorgesehenen Zeitraums dennoch nicht ausgeglichen sein, greift eine subsidiäre staatliche Absicherung. In diesem Fall übernimmt der Bund den verbleibenden Fehlbetrag, wobei eine Kostenbeteiligung der Netzbetreiber vorgesehen ist. Dieses Risiko ist im CO_2-Sektor relevant, da die abgeschiedenen Mengen in späteren Phasen sinken könnten. Das Instrument erfordert eine umfassende Tarifregulierung, um eine intertemporale Kostenverteilung zu gewährleisten. Dies führt zu einem erhöhten administrativen Aufwand, der sich negativ auf den privatwirtschaftlichen Wettbewerb auswirken kann. Daher sollte die Nutzung des Amortisationskontos für Infrastrukturbetreiber freiwillig bleiben, damit Infrastrukturprojekte auch weiterhin privatwirtschaftlich realisiert werden können.

6. Internationale Lösungsansätze

Deutschland kann sich bei der Entwicklung eines eigenen Förderrahmens für Negativemissionstechnologien an anderen Ländern orientieren. Weltweit und auch in Europa gibt es große Unterschiede zwischen den Ländern, was den Stand der Entwicklung von Rahmenbedingungen für Negativemissionen und die damit verbundene CO_2-Infrastruktur betrifft. Einige Länder, wie z. B. Schweden, haben bereits mehrere Fördermaßnahmen explizit für Negativemissionstechnologien eingeführt. Andere, wie das Vereinigte Königreich, haben detaillierte Rahmenbedingungen für CO_2-Netze ausgearbeitet. In den folgenden Kapiteln wird zunächst ein Überblick über relevante Länder gegeben, gefolgt von einer detaillierten Länderstudie zu Schweden und dem Vereinigten Königreich. Der Fokus liegt dabei auf den für Deutschland wichtigen Erkenntnissen.

6.1 Marktdesign und Regulierung in anderen Ländern

Im Folgenden werden acht relevante Länder betrachtet: **Dänemark, Frankreich, Japan, die Niederlande, Norwegen, Schweden, das Vereinigte Königreich und die USA**. Diese Länder zeichnen sich dadurch aus, dass sie bereits erste Fördermaßnahmen für Negativemissionen verabschiedet, Projekte gestartet und/oder Regulierungen aufgesetzt haben. Eine Übersicht über die Kerninstrumente je Land und die jeweiligen Regulierungen für die benötigte CO_2-Infrastruktur ist in Anhang A dargestellt.

Während Verpflichtungen zur Klimaneutralität weit verbreitet sind, haben von den untersuchten Ländern nur Frankreich, Schweden und das Vereinigte Königreich **konkrete Ziele für Negativemissionen** aufgesetzt. Dabei ist zu unterscheiden zwischen Zielwerten für biogenes CO_2 (Frankreich und Schweden) und Zielen für Negativemissionen allgemein (Vereinigtes Königreich). In Deutschland werden die Ziele für technische Senken und Gesamt-Netto-Negativemissionen voraussichtlich in der Langfriststrategie Negativemissionen formuliert, wie in Kapitel 3.1.2 beschrieben.

Hinsichtlich der Fördermechanismen für Negativemissionen lassen sich Gemeinsamkeiten zwischen den Ländern feststellen. Die **häufigste bereits umgesetzte Maßnahme ist F&E-Förderung** in vier der acht unter-

suchten Länder. Dabei können Förderprogramme explizit für Negativemissionen aufgesetzt werden, wie zum Beispiel das „Carbon Negative Shot“ Programm in den USA, das bis zu 80 % der Projektkosten übernimmt. Das Programm hat ein Gesamtvolumen von 100 Mio. US-Dollar pro Jahr. In anderen Ländern sind Negativemissionen ein Teil größerer F&E Förderpakete. Ein Beispiel ist die „Industrial Leap“-Initiative in Schweden, die ein BECCS-Projekt der Göteborg Energi mit 11,2 Mio. SEK (ca. 1 Mio. €) unterstützt.

Eine weitere Maßnahme, die bereits **in mehreren Ländern umgesetzt wird, ist der staatliche Zertifikatkauf**, näher in Kapitel 3.5.3 beschrieben. Dabei wird ein vorher festgelegter Betrag pro Tonne CO_2 an die Anbieter von Negativemissionen bezahlt. Unterschiede bestehen jedoch in der Zeit, die den Unternehmen nach der Zusicherung der Förderung zur Verfügung steht, um die erfolgreiche Einspeisung vorzuweisen. In den USA und Schweden sind es jeweils drei Jahre, in Dänemark sechs Jahre. Dies unterscheidet sich von der Förderdauer in Schweden, die 15 Jahre beträgt. In diesem Zeitraum übernimmt die schwedische Regierung die CAPEX- und OPEX-Kosten für Abscheidung, Transport und Speicherung. In Schweden ist außerdem vorgesehen, dass Unternehmen, die NEZ zusätzlich auf dem Markt verkaufen können, diese von der Fördersumme abziehen. In Dänemark erfolgt die Förderung mit einer Rückforderungsklausel, falls biogenes CO_2 in das EU EHS integriert wird.

Zusätzlich haben **einzelne Länder** bereits eine Reihe **weiterer Maßnahmen** umgesetzt. Steuersenkungen reizen in den USA Negativemissionen und in Norwegen CO_2-Abscheidungen an TAB an. In Norwegen gibt es darüber hinaus bereits Investitionszuschüsse für Negativemissionen. Das einzige Land, das derzeit CfDs einsetzt, sind die Niederlande, allerdings bisher nur für CCS im Allgemeinen. Zusätzlich nutzen einige Länder europäische Förderprogramme, z. B. wird das Projekt „Beccs Stockholm“ in Schweden aus dem EU Innovation Fund mit 180 Mio. € unterstützt.

Darüber hinaus unterstützen einige Länder die Marktbildung für Negativemissionen. **Freiwillige Märkte** für Negativemissionen sind hierbei die häufigste Option. In Schweden ist geplant, dass staatliche geförderte Unternehmen zusätzliche Zertifikate auf dem freiwilligen Markt veräußern können. Die Höhe der Förderung soll an dem auf diesem Markt erzielten Preis angepasst werden und die Förderung perspektivisch auslaufen. Japan und das Vereinigte Königreich, die jeweils ein eigenes nationales EHS betreiben, planen die **Integration von Negativemissionen** in ihr System. In Japan wurde die Entscheidung bereits verbindlich getroffen. Die Integration soll in den nächsten Jahren ausgearbeitet und umgesetzt werden. Im Vereinigten Königreich wurde eine erste öffentliche Konsultation zur Integration von Negativemissionen in das EHS abgeschlossen. Eine weitere Konsultation zu technischen Details soll folgen.

Bei der **Förderung der CO_2-Infrastruktur** gibt es unterschiedliche Ansätze. Einige Länder greifen auf **europäische Fördermittel** zurück, wie den EU Innovation Fund und die Connecting Europe Facility (siehe Kapitel 4.1). Frankreich und das Vereinigte Königreich planen den Aufbau von **CCS-Clustern**, bei denen industrielle Anlagen und Transportinfrastruktur räumlich zusammengefasst werden. In Ländern wie Norwegen, Dänemark und den Niederlanden, die eigene Speicherkapazitäten planen, wird die **Erkundung und Nutzbarmachung der Speichermöglichkeiten** bezuschusst. Darüber hinaus plant Japan die Förderung von CO_2-Transport und -Speicherprojekten im Ausland mit dem Ziel, zukünftig CO_2 zu importieren und einzulagern. Die norwegische Regierung bezuschusst grenzüberschreitende CO_2-Projekte durch das „Longship"-Projekt.

Die meisten Länder haben bereits Abkommen zum grenzüberschreitenden Transport und zur Speicherung von CO_2 mit Speicherländern abgeschlossen. Die Niederlande und Belgien haben eine Vereinbarung getroffen, um die Speicherung von CO_2 aus Industrieanlagen in der Nordsee gemeinsam voranzutreiben. Für viele europäische Länder ist **Norwegen die Anlaufstelle für die grenzüberschreitende CO_2-Speicherung**. Belgien, Schweden, Dänemark und die Niederlande haben bereits Abkommen zur Entwicklung von CO_2-Transport und -Speicherinfrastruktur mit Norwegen unterzeichnet. Deutschland plant ebenfalls ein Abkommen mit Norwegen zur CO_2-Speicherung abzuschließen.

Die **Regulierung der CO_2-Infrastruktur** ist unterschiedlich weit fortgeschritten bzw. unterscheidet sich in der Eingriffstiefe. In den Niederlanden gibt es bisher keine Regulierung, vielmehr sollen Unternehmen bilaterale Transport- und Tarifvereinbarungen mit den entsprechenden Infrastrukturunternehmen abschließen. In Norwegen bezieht sich der Regulierungsrahmen derzeit nur auf die Speicherung unter dem Meer und nicht auf den Transport an Land. Andere Länder haben bereits umfangreichere Rahmenbedingungen, darunter bspw. Japan und das Vereinigte Königreich. Die ausgearbeiteten Regularien garantieren allesamt einen **offenen, transparenten und diskriminierungsfreien Infrastrukturzugang**. Dabei soll stets der Privatsektor die Netze und Speicher betreiben, während staatliche Stellen für die Überwachung der Netze und des Zugangs verantwortlich sind.

Bei der Frage, was Deutschland von anderen Ländern lernen kann, ist zu beachten, dass alle untersuchten Länder bei der Förderung von Negativemissionen und der CO_2-Infrastruktur noch am Anfang stehen. **Die meisten Förderinstrumente wurden erst entwickelt oder befinden sich momentan noch in der Planung**. Auch die CO_2-Infrastruktur ist bisher nur in sehr begrenztem Umfang vorhanden. Daher ist eine Bewertung der unterschiedlichen Ansätze zu diesem Zeitpunkt nicht möglich.

Es zeigt sich jedoch bereits, dass alle untersuchten Länder Negativemissionen und notwendige CO_2-Infrastruktur fördern. Dabei greifen sie auf **unterschiedliche Maßnahmen zurück, die auch in Deutschland umgesetzt werden können, wie bspw. der staatliche Zertifikatkauf**. Ebenso kann Deutschland von europäischen Fördertöpfen profitieren, die bereits in anderen Ländern für Negativemissionstechnologie und CO_2-Infrastruktur genutzt werden, z. B. dem EU Innovation Fund.

Auch bei der **Regulierung der CO_2-Infrastruktur** gibt es Erkenntnisgewinne, da diese in einigen Ländern, insbesondere im Vereinigten Königreich, bereits weit fortgeschritten ist. Dies kann ggf. als Vorbild für die Ausarbeitung eines Regulierungsrahmens in Deutschland dienen und ihn beschleunigen. Darüber hinaus haben einige Länder bereits damit begonnen, Kooperationen bei der CO_2-Speicherung einzugehen. Deutschland sollte sich diesen frühzeitig anschließen, wenn die Regierung den grenzüberschreitenden Transport von CO_2 ermöglichen möchte.

6.2 Länderfallstudie Schweden

In Schweden hat die Biomasse mit knapp 60 % den größten Anteil an den genutzten erneuerbaren Energien. Davon entfallen rund 80 % auf Holzbrennstoffe.[134] Schweden hat weiterhin eine große Papierindustrie und betreibt TAB, die beide zu einem hohen Potenzial für BECCUS beitragen. Nach Angaben der schwedischen Energieagentur sollen bis 2045 mindestens 10 Mt CO_2 Negativemissionen pro Jahr durch BECCS generiert werden.[135]

Um dieses Potenzial zu verwirklichen, hat die Regierung eine Reihe von Fördermaßnahmen für Negativemissionen auf den Weg gebracht, wie in Tabelle 14 dargestellt. Aufgrund der bereits ausgearbeiteten und geplanten Fördermaßnahmen, vor allem für BECCS und für TAB, wird Schweden im Folgenden näher beschrieben.

Die schwedische Regierung hat klare Klimaziele formuliert. Sie strebt an, bis spätestens 2045 klimaneutral zu werden. Dabei sollen die nationalen Emissionen um mindestens 85 % gegenüber 1990 gesenkt werden, während die restlichen Emissionen durch Negativemissionen ausgeglichen werden sollen. Bei Negativemissionen setzt Schweden überwiegend auf biogenes CO_2 und hat sich zum Ziel gesetzt, bis 2030 rund 2 Mt biogenes CO_2 pro Jahr zu speichern. Für andere Negativemissionen bestehen zum jetzigen Zeitpunkt keine Ziele.

134 Mehr Informationen zur Nutzung von Biomasse im Energiesektor unter: https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2021/11/CountryReport2021_Sweden_final.pdf

135 https://www.regeringen.se/rattsliga-dokument/statens-offentliga-utredningar/2020/01/sou-20204/

Momentan werden Projekte durch F&E-Zuschüsse als Teil der „Industrial Leap“-Initiative gefördert. Darüber hinaus hat die Regierung im August 2024 die erste Ausschreibungsrunde für BECCS-Projekte eröffnet. Dabei stehen der schwedischen Energieagentur von 2026 bis 2046 insgesamt 36 Mrd. SEK (ca. 3 Mrd. €) zur Verfügung, um Projekte durch den Kauf von Zertifikaten zu fördern. Förderfähig sind CAPEX- und OPEX-Kosten entlang der gesamten BECCS-Prozesskette. Die Projekte haben nach der Förderzusage drei Jahre Zeit, um die Einlagerung des CO_2 vorzuweisen. Die erwarteten Kosten belaufen sich auf 1.100–2.000 SEK/t CO_2 (100-157 €/t CO_2). Es gibt jedoch einige Bedenken hinsichtlich der Effektivität und Effizienz der Auktion.[136]

Für die Zukunft sind zusätzliche Fördermaßnahmen im Gespräch. Das Finanzministerium schlägt zum Beispiel eine Steuersenkung auf den Mindestbetrag für Strom für CCS-Projekte vor, um OPEX-Kosten zu senken und Investitionen anzureizen. Darüber hinaus setzt sich die schwedische Energieagentur mit einer möglichen CCS-Pflicht für TAB auseinander. Dies könnte sich allerdings als schwierig erweisen, da dies insbesondere für kleinere Anlagen eine große Herausforderung darstellt. Wenn allerdings nur große Anlagen einbezogen werden, könnte es zu einer Verschiebung der Abfallmengen hin zu den ausgenommenen kleineren Anlagen kommen. Auch eine Beschränkung auf fossiles CO_2 wäre komplex, da eine vollständige Trennung der Abfälle und damit der Emissionen nicht vollumfänglich möglich ist.[137]

Zu diesem Zeitpunkt ist es noch nicht möglich, die schwedischen Fördermaßnahmen zu bewerten, da diese erst kürzlich angelaufen sind oder sich noch in der Planung befinden. Bereits jetzt zeichnet sich eine Kombination diverser Maßnahmen mit unterschiedlichen Ansätzen und Förderdesigns ab. Dies Strategie kann in Deutschland ebenfalls verfolgt werden.

136 Eine detaillierte Bewertung des Instrumentes basierend auf Interviews liefert: https://enveurope.springeropen.com/articles/10.1186/s12302-024-00971-0

137 Eine Diskussion der schwedischen Energieagentur zu diesem Thema findet sich in Kapitel 5.2: https://www.energimyndigheten.se/4af869/globalassets/klimat--miljo/elektrifiering/styrmedel-for-ccs-och-ccu.pdf

Tabelle 14. Fallstudie Schweden (Hinweis: Tabelle setzt sich bis Seite 151 fort.)

Negativemissionen	CO_2-Infrastruktur
Ziele • Schweden will bis spätestens **2045 klimaneutral** werden. Dabei sollen die Emissionen, die in Schweden anfallen, um mindestens 85 % gegenüber 1990 gesenkt werden. Der restliche Teil (15 %) kann durch Negativemissionen ausgeglichen werden. **Nach 2045** strebt das Land **Netto-Negativemissionen** an.[138] • Der Regierungsbericht „Weg zu einer klimapositiven Zukunft“ von 2020 setzt das Ziel, bis 2030 rund **2 Mt biogenen CO_2 pro Jahr** zu speichern.[139]	**Ziele** • Die **EU** schlägt in dem „Net-Zero Industry Act“ (NZIA) vor, dass die Mitgliedsstaaten bis 2030 Speicherkapazitäten von mindestens 50 Mt pro Jahr errichten.[140] • Schweden hat **weder eigene Ziele noch mögliche Kapazitäten** für die Speicherung oder den Transport von CO_2 formuliert.

138 https://www.naturvardsverket.se/en/topics/climate-transition/sveriges-klimatarbete/swedens-climate-act-and-climate-policy-framework/#:~:text=After%202045%20Sweden%20is%20to,in%202045%20compared%20to%201990.

139 https://www.regeringen.se/rattsliga-dokument/statens-offentliga-utredningar/2020/01/sou-20204/

140 https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_24_585

Negativemissionen	CO_2-Infrastruktur
Förderung Markthochlauf • Förderung von **Forschung und Entwicklung** zu BECCUS und anderen Technologien mit Negativemissionen durch Zuschüsse als Teil der **„Industrial Leap“** Initiative. Zum Beispiel wird ein BECCS Projekt von Göteborg Energi mit 11,2 Mio. SEK (ca. 1 Mio. €) gefördert.[141] • Zusätzlich wird das „Beccs Stockholm“-Projekt durch den **EU Innovation Fund** mit 180 Mio. € gefördert.[142] • Die Regierung hat eine mit einer **Auktion** begonnen, um **BECCS** Projekte für den **staatlichen Zertifikatkauf** auszuwählen. Mit insgesamt 3 Mrd. € übernimmt sie die Kosten für Abscheidung, Transport und Speicherung über 15 Jahre. Die erwarteten Kosten betragen 1.100–2.000 SEK/tCO_2 (100-157 €/tCO_2). Dabei werden Projekte mit den niedrigsten Förderbedarfen ausgewählt. Die Projekte haben nach der Auswahl drei Jahre Zeit, um das CO_2 einzulagern.[143] • Das Finanzministerium schlägt eine **Steuersenkung** auf den Mindestbetrag für Strom für CCS-Projekte vor.[144] • Maßnahmen für **TAB** wie eine **CCS-Pflicht** oder Steuererleichterungen werden gerade von der Energieagentur erörtert.[145]	**Maßnahmen für Aufbau (Förderung)** • Schweden hat die Änderung des Artikel 6 des London-Protokolls ratifiziert, um die grenzüberschreitende Verbringung von CO_2 zu ermöglichen. Mit **Norwegen** wurde bereits ein **Abkommen** zu CO_2-Transport und Speicherung unter dem Meeresboden geschlossen.[146] • Die Behörde „Geological Survey of Sweden“ wurde mit der **Bewertung von nationalen Speichermöglichkeiten** für CO_2 beauftragt. Die Speicherung wurde im Jahr 2014 erlaubt.[147] • Um die Koordination und die Effizienz zu verbessern, wurden regionale **Initiativen** gegründet, bspw. das „Carbon Network South Sweden“ (CNetSS) und „Cinfra-Cap“, bei dem sich verschiedene staatliche und private Akteure entlang der Infrastrukturkette zusammengeschlossen haben.[148] • Die Regierung beteiligt sich an der Finanzierung eines CCS-Hubs im Hafen von Göteborg, der Teil der „Cinfra-Cap“ Initiative ist.[149] • Die schwedische Energieagentur hat im Jahr 2023 die öffentliche Konsultation **für** Politikmaßnahmen für CCS und CCU gestartet. Darin schlägt sie verschiedene Maßnahmen zur Förderung einer CO_2-Infrastruktur vor. Diese umfassen unter anderem politische Instrumente zur **Risikominderung**, monetäre Unterstützung zur Erhöhung des Renditepotenzials und damit der Risikobereitschaft sowie **Kreditgarantien**, die das Risiko für Kreditgeber verringern. Alternativ wird auch eine direkte monetäre Förderung in Erwägung gezogen, um Infrastruktur aufzubauen.[150]

141 https://www.energimyndigheten.se/en/news/2024/four-projects-receive-over-sek-300-million-through-the-industrial-leap/

142 https://beccs.se/about-beccs-stockholm/

143 https://www.energimyndigheten.se/en/sustainability/carbon-capture-and-storage/state-aid-for-beccs/

144 https://www.regeringen.se/rattsliga-dokument/departementsserien-och-promemorior/2023/06/befrielse-fran-energiskatt-pa-el-for-infangning-av-koldioxid/

145 https://www.energimyndigheten.se/4af869/globalassets/klimat--miljo/elektrifiering/styrmedel-for-ccs-och-ccu.pdf

146 https://www.regeringen.se/contentassets/02c53d80b3d14b8daccab41c51bfd123/mou-cross-border-co2-no-se_-se-final.pdf

147 https://www.sgu.se/en/physical-planning/carbon-capture-and-storage-ccs/

148 https://www.regeringen.se/remisser/2024/03/remiss-av-energimyndighetens-rapport-styrmedel-for-ccs-och-ccu-avskiljning-och-lagring-respektive-anvandning-av-koldioxid/

149 https://www.offshore-energy.biz/port-of-gothenburg-soon-to-become-a-hub-for-transport-of-captured-co2/

150 https://www.regeringen.se/remisser/2024/03/remiss-av-energimyndighetens-rapport-styrmedel-for-ccs-och-ccu-avskiljning-och-lagring-respektive-anvandning-av-koldioxid/

Negativemissionen	CO_2-Infrastruktur
Marktdesign • Die schwedische Energieagentur ist für die Planung, Koordination und Förderung von CCS zuständig. Sie schlägt vor, dass Unternehmen, die staatliche Unterstützung für BECCS erhalten, **NEZ** auf einem **freiwilligen Markt** verkaufen können. Die staatliche Förderung kann um den Verkaufspreis gekürzt werden und schrittweise auslaufen.[151] • Die Zertifikate sollen nicht dazu genutzt werden, die Emissionen von Unternehmen auszugleichen. Vielmehr sollen sie zur **Reduzierung der schwedischen Emissionen** und somit zum Erreichen der Klimaziele beitragen.[152]	**Netzzugang und Anschluss** • Unterliegt den **EU-Rahmenbedingungen der EU** wie der „CCS Directive“ von 2009, die Regeln für Speicher und Infrastruktur festlegt, um eine sichere Nutzung und einen diskriminierungsfreien Zugang zu gewährleisten.[153] • Die schwedische Regierung hat bisher **keine eigene Regulierung** der CO_2-Infrastruktur erlassen.
	Finanzierung der Netze • Die schwedische Regierung hat bisher **keine Regelung** der Finanzierung von CO_2-Netzen veröffentlicht.

6.3 Länderfallstudie Vereinigtes Königreich

Das Vereinigte Königreich ist im Vergleich zu anderen Ländern weit fortgeschritten bei der Förderung von Negativemissionen sowie der CO_2-Infrastruktur und wird daher hier im Detail näher beleuchtet. Wie in Tabelle 15 dargestellt, ist vor allem die Integration der Negativemissionen in das nationale EHS und **der regulatorischen Rahmen für CO_2-Netze schon umfassend ausgearbeitet**. Diese sollen daher im Folgenden genauer untersucht werden.

Die britische Regierung unterstützt bereits Negativemissionen durch F&E-Förderung und plant die Einführung eines CfD, wobei sich das Instrument noch in der Ausgestaltung befindet. Darüber hinaus schlägt die EHS-Behörde des Vereinigten Königreichs die **Integration von Negativemissionen in das nationale EHS** vor. Hierzu fand bis August 2024 ein öffentliches Konsultationsverfahren statt; ein weiteres Verfahren ist für die technischen Details der Ausarbeitung geplant. Bisher ist bekannt, dass langfristig eine vollständige Integration erfolgen soll. Die kurz- bis mittelfristige Ausgestaltung ist jedoch noch ungewiss. Die EHS-Behörde hat im Konsultationsdokument **einige Ausgestaltungsparameter festgesetzt**. So soll etwa kurz- bis mittelfristig nur eine Obergrenze für Emissionsberechtigungen festgesetzt werden und jedes gehandelte NEZ eine solche Berechtigung ersetzen. Darüber hinaus sollen keine nachfrageseitigen Beschränkungen vorgegeben werden, um eine möglichst hohe Nachfrage nach NEZ zu garantieren. Allerdings plant die Behörde angebotsseitige Beschränkungen,

151 https://www.energimyndigheten.se/en/sustainability/carbon-capture-and-storage/national-centre-for-ccs/

152 https://www.energimyndigheten.se/nyhetsarkiv/2023/energimyndigheten-foreslar-mojlighet-att-salja-negativa-utslapp-som-genereras-med-statligt-stod-till-bio-ccs/

153 https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A32009L0031

bspw. durch Marktteilnahmeanforderungen für Negativemissionstechnologien. Diese können auch jeweils spezifisch für die verschiedenen Technologien ausgestaltet werden. Es gibt noch keinen festen Zeitplan für die Integration, aber die Regierung geht davon aus, dass sie **frühestens 2028** erfolgen kann.

Bei der CO_2-Infrastruktur setzt die britische Regierung auf die Entwicklung von **CCUS-Clustern**, die in einem Ausschreibungsverfahren identifiziert wurden. Die beiden Cluster „East Coast“ bei Teesside im Nordosten Englands und „Hynet“ im Raum Liverpool werden bereits gefördert, zwei weitere sollen bis 2030 entstehen, jeweils mit Abscheideanlagen und Infrastruktur für den CO_2-Transport. Der Aufbau der Cluster wird mit insgesamt 20 Mrd. £ (ca. 24 Mrd. €) gefördert. Die Relevanz von **CCUS-Clustern ist ebenfalls in der deutschen CMS genannt**. Allerdings stechen hier einige Unterschiede zwischen den Ländern hervor: So liegen im Vereinigten Königreich die Cluster an der Küste und verfügen über Häfen. In der CMS werden hingegen das Ruhrgebiet, die Rhein-Neckar-Region, die Zementindustrie in NRW sowie das mitteldeutsche Chemiedreieck genannt.

Die britische Regierung hat eine Reihe von **Dokumenten und Strategien veröffentlicht, die direkt oder indirekt die CO_2-Infrastruktur einschließlich der Speicherung regulieren**. Der „Energy Act“ von 2008, in der aktuellen Fassung aus dem Jahr 2023, regelt die Energieerzeugung und -sicherheit, einschließlich der Lizenzierung von CO_2-Transport und -Speicherung sowie kommerzieller Vereinbarungen zur CO_2-Abscheidung und -Speicherung. Die „Energy Security Bill“ von 2022 soll für saubere und bezahlbare Energie sorgen, unter anderem durch die Regulierung und Stärkung von CCUS. Außerdem wurde im Rahmen des Gesetzes im Jahr 2023 ein „CO_2 Transport and Storage Business Model“ veröffentlicht, in dem ein Geschäftsmodel für Unternehmen im Bereich CO_2-Transport und -Speicherung entwickelt wird.

Die Regierung sieht sich dabei als Koordinatorin zwischen allen relevanten Stakeholdern und fördert die CO_2-Infrastruktur finanziell, vor allem in der Anfangsphase. Der Aufbau oder der Besitz der Infrastruktur durch den Staat ist jedoch nicht vorgesehen. Dies soll durch private Unternehmen erfolgen, die sogenannten **„Transport and Storage Companies“ (T&SCos)**, die Lizenzen für Transport- und Speicherdienstleistungen erhalten.

Die Rechte und Pflichten der T&SCos sind klar definiert: Sie sind verantwortlich für den Bau, die Finanzierung, den Betrieb und die Wartung der Transport- und Speichernetzwerken. Dafür erhalten sie **Nutzungsgebühren für die Transport- und Speichernetze**. Die Gebühren setzen sich aus einer regulatorisch festgelegten Nutzungsgebühr, der tatsächlich transportierten CO_2-Menge und der bereitgestellten Kapazität zusammen. Zunächst werden die Risiken durch eine zu geringe Auslastung der Netze, gerade in den ersten Jahren nach Fertigstellung der Infrastruktur, abgefe-

dert. Durch sogenannte „revenue support agreements“ **verpflichtet sich die Regierung, unzureichende Erlöse der T&SCos auszugleichen**, was das Investitionsrisiko erheblich senkt. Diese sollen für die gesamte Nutzungsdauer gelten, wobei die britische Regierung davon ausgeht, dass die Nutzungsdauer 25 Jahre nicht überschreiten wird.

Eine Herausforderung bei diesem Modell ist, dass die Unternehmen bis zur Fertigstellung der Infrastruktur keine Nutzungsgebühren erhalten. Der Refinanzierungsbeitrag erfolgt damit erst mit Inbetriebnahme der Speicher und Pipelines. Da es sich um Investitionen in Milliardenhöhe handelt, scheinen derzeit **nur große Marktakteure in der Lage zu sein, das hohe Investitionsrisiko einzugehen**. Hier sollte Deutschland alternative Modelle entwickeln, die auch Entwicklungskosten vor der Inbetriebnahme refinanzieren (siehe Kapitel 4.3.5).

Die britische Regierung hat das **„Office of Gas and Electricity Markets“ (Ofgem) als Regulierungsbehörde** für das CO_2-Netz und die CO_2-Speicherung bestimmt. Ihre Aufgabe ist es, den Wettbewerb zu fördern und einen diskriminierungsfreien Netzzugang zu fairen Bedingungen zu gewährleisten. Darunter fällt auch die Regulierung der Nutzungsgebühren für Netze und Speicher. Lizenzen für CO_2-Speicher werden durch die „North Sea Transition Authority“ (NSTA) vergeben. Für die Ausschreibungen und die Förderung ist das „Department for Energy Security and Net Zero“ (DESNZ) zuständig.

Damit hat das Vereinigte Königreich einen klaren Regulierungsrahmen für die CO_2-Infrastruktur geschaffen und die Rollen privater und staatlicher Akteure eindeutig definiert. Dies ist jedoch erst in den letzten ein bis zwei Jahren geschehen. Dementsprechend wurden bisher nur erste Genehmigungen für den Bau von CO_2-Pipelines erteilt, aber keine CO_2-Infrastruktur gebaut.[154] Inwieweit der **britische Regulierungsrahmen erfolgreich ist und was Deutschland davon lernen kann, lässt sich zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht sagen**. Das britische Beispiel verdeutlicht aber, dass andere Länder den Bau und den Betrieb von CO_2-Infrastruktur bereits reguliert haben.

154 Siehe bspw. HyNet: https://infrastructure.planninginspectorate.gov.uk/projects/wales/hynet-carbon-dioxide-pipeline/

Tabelle 15. Fallstudie Vereinigtes Königreich (Hinweis: Tabelle setzt sich bis Seite 156 fort.)

Negativemissionen	CO_2-Infrastruktur
Ziele • Mit der „Net Zero Strategy“ von 2021 verpflichtet sich das Vereinigte Königreich zur **Klimaneutralität bis 2050**.[155] • Die Strategie beinhaltet außerdem die Zielvorgabe, bis 2030 **Negativemissionen** von mindestens **5 Mt** CO_2 pro Jahr zu erreichen, die bis 2035 voraussichtlich auf **23 Mt** CO_2 ansteigen werden. Hierbei werden ausschließlich „engineered removals“ betrachtet, also technische Lösungen wie zum Beispiel DACCS und BECCUS – ohne Aufforstung und natürliche Senken. Um Klimaneutralität bis **2050** zu erreichen, werden laut der Strategie **75-81 Mt** CO_2 pro Jahr durch technische Lösungen benötigt, vor allem durch DACCS und BECCS.[155] • Das „Climate Change Committee“, ein unabhängiges Gremium, das die Regierung zum CO_2-Budget berät, geht von **53 Mt** CO_2 **BECCS** im Jahr **2050** aus.[156] • Die „Biomass Strategy” von 2023 nennt **BECCS** als wichtige Technologie und spricht von **52-58 Mt** CO_2 pro Jahr bis 2050.[157] • Darüber hinaus sollen laut der Strategie **100 Mio. £** für **Forschung und Entwicklung** von Projekten mit Negativemissionen bereitgestellt werden.[155]	**Ziele** • Die Regierung will **20-30 Mt** CO_2 pro Jahr bis 2030 und mehr als **50 Mt** CO_2 pro Jahr bis 2035 abscheiden und speichern.[158] • Die potenzielle **Kapazität** von Speichern in dem Vereinigten Königreich an Land und im Meer wird auf **70 Gt** geschätzt.[159]

155 https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6194dfa4d3bf7f0555071b1b/net-zero-strategy-beis.pdf

156 https://www.theccc.org.uk/wp-content/uploads/2020/12/Sector-summary-GHG-removals.pdf

157 https://assets.publishing.service.gov.uk/media/64dc8d3960d123000d32c602/biomass-strategy-2023.pdf

158 https://www.nstauthority.co.uk/about-us/north-sea-transition-forum-and-task-forces/co2-transportation-and-storage-task-force/

159 https://www.bgs.ac.uk/geology-projects/carbon-capture-and-storage/co2-storage-capacity-estimation/

Negativemissionen	CO_2-Infrastruktur
Förderung Markthochlauf • Der „Climate Change Act" von 2008 wurde im Jahr 2023 angepasst, damit auch technische Lösungen für **Negativemissionen** in dem **CO_2-Budget** des Vereinigten Königreichs berücksichtig werden können.[160] • Förderung von **Forschung und Entwicklung** von **Negativemissionstechnologien** wie zum Beispiel BECCUS durch das „Greenhouse Gas Removal Demonstrators Programme" (GGR-D) mit dem Ziel, mehrere Pilotprojekte zu entwickeln und die Realisierbarkeit von verschiedenen Technologien zu bewerten.[161] • Das „**Hydrogen BECCS** Innovation Programme" fördert **Forschung und Entwicklung** von biogenen Projekten, die Wasserstoff erzeugen und gleichzeitig CO_2 abscheiden. Die Gelder werde durch die „Small Business Research Initiative" (SBRI) ausgezahlt, dabei werden die kompletten Kosten übernommen.[162] • Im Jahr 2023 hat die Regierung hat ein **Business Modell** für Negativemissionen nach öffentlicher Konsultation entwickelt. Es sieht vor, Technologien durch **CfDs** zu fördern. Ein eigenen Business Modell wurde explizit für BECCS entwickelt („Power BECCS Business Model"). Für **BECCS** ist ein System mit **zwei CfDs** vorgesehen, eines für Strom und eines für CO_2. Einige Merkmale, wie zum Beispiel die Laufzeit der Verträge (15 Jahre), wurden bereits festgesetzt, andere werden momentan noch ausgestaltet.[163] • Die „National Infrastructure Commission" (NIC), die die Regierung zu Infrastrukturfragen berät, schlägt eine Pflicht zur Ausstattung mit CCS für alle TAB vor.[164]	**Maßnahmen für den Aufbau (Förderung)** • Die Regierung hat die Änderung von Artikel 6 des **London-Protokolls** ratifiziert, um grenzüberschreitende Verbringung von CO_2 zu ermöglichen.[165] Ein Energieabkommen mit Deutschland, das explizit Kooperation bei CCUS anregt, wurde bereits geschlossen.[166] • Das von der Regierung finanzierte Projekt „United Kingdom Storage Appraisal" hat alle **potenziellen CO_2-Speicher analysiert** und die Informationen online zugängig gemacht.[167] • Im Jahr 2023 hat die Regierung **eine Vision für einen wirtschaftlichen CCUS-Markt** veröffentlicht. Darin werden drei Phasen beschrieben: Bis 2030 soll der Markt aufgebaut, in den fünf darauffolgenden Jahren wirtschaftlich werden und ab 2035 wirtschaftlich sein. Dabei will die Regierung die gesamte Prozesskette im Land aufbauen und Technologien exportieren.[168] • In der ersten Phase werden CCUS-Cluster identifiziert und gefördert, mit insgesamt 20 Mrd. £. Die Regierung will zwei CCUS-Cluster bis 2025 und zwei weitere bis 2030 aufbauen, jeweils mit Infrastruktur für den Transport von CO_2.[169] • Die Regierung hat die **Forschung und Entwicklung** von CCUS durch das „Accelerating Carbon Capture and Storage Technologies 3" Programm finanziert.[170] • Förderung **für den Bau von** CO_2-Infrastruktur wird durch den „**CCS Infrastructure Fund**" (CIF) bereitgestellt, vor allem für Investitionsausgaben.[171]

160 https://www.legislation.gov.uk/ukpga/2008/27/section/29

161 https://www.ukri.org/what-we-do/browse-our-areas-of-investment-and-support/greenhouse-gas-removal-demonstrators-directorate-hub/#:~:text=The%20greenhouse%20gas%20removal%20demonstrators%20programme%20will%20assess%20sustainable%20routes,billion%20future%20global%20market%20in

162 https://www.gov.uk/government/publications/hydrogen-beccs-innovation-programme

163 https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6581851efc07f3000d8d447d/ggr-power-beccs-business-models-december-2023.pdf

164 https://nic.org.uk/studies-reports/infrastructure-progress-review-2024/#tab-waste

165 https://tracker.carbongap.org/policy/london-protocol/

166 https://www.gov.uk/government/publications/cooperation-on-energy-and-climate-joint-declaration-between-united-kingdom-and-germany/joint-declaration-of-cooperation-on-energy-and-climate#:~:text=The%20UK%20and%20Germany%20decide,delivery%20across%20the%20whole%20economy.

167 https://ukerc.rl.ac.uk/ETI/PUBLICATIONS/CCS_CC1001_18.pdf

168 https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6594718a579941000d35a7bf/carbon-capture-usage-and-storage-vision-to-establish-a-competitive-market.pdf

169 https://www.great.gov.uk/international/content/investment/sectors/carbon-capture-usage-and-storage/#:~:text=The%20UK%20will%20establish%20CCUS,dioxide%20a%20year%20by%202030.

170 https://www.gov.uk/government/publications/accelerating-carbon-capture-and-storage-technologies-act-3-grant-funding-winners/grant-funding-winners-accelerating-carbon-capture-and-storage-technologies-3

171 https://www.gov.uk/government/publications/design-of-the-carbon-capture-and-storage-ccs-infrastructure-fund/the-carbon-capture-and-storage-infrastructure-fund-an-update-on-its-design-accessible-webpage

Negativemissionen	CO_2-Infrastruktur
Marktdesign • Negativemissionen sollen in der Zukunft in den **EHS des Vereinigten Königreichs integriert** werden. Die Regierung bis August 2024 Stellungnahmen zum ersten Entwurf eingeholt.[172] • Darüber hinaus werden **freiwillige Märkte** als wichtig erachtet, um Investitionen in den nächsten Jahren zu ermöglichen. Eine öffentliche Konsultation zu freiwilligen CO_2-Märkten für, insbesondere mit Blick auf Negativemissionen, ist geplant.[173]	**Netzzugang und Anschluss** • Strikte **Regelungen für Transport und Speicherung** wurden im „**Energy Act**“ von 2008 (aktuelle Version von 2023), im „**Energy Security Bill**“ von 2022 und im „CO_2 Transport and Storage **Business Model**“ aus dem Jahr 2018 (aktuelle Version von Dezember 2023) formuliert. • Im Mittelpunkt stehen die **T&SCos** (Unternehmen, die eine Lizenz für Transport und Speicherdienstleistungen erhalten). Sie besitzen die Infrastruktur und erhalten die Lizenz zur Speicherung. Die **Rechte und Pflichten** der T&SCos sind klar definiert. Sie sind verantwortlich für den Bau, die Finanzierung, den Betrieb und die Wartung von Transport- und Speichernetzwerken.[174] • Das „Office of Gas and Electricity Markets“ (Ofgem) ist die **Regulierungsbehörde** für das CO_2-Netz und überwacht das Verhalten von Firmen, die die CO_2-Infrastruktur betreiben oder nutzen.[175] • Die Regierung vergibt **Lizenzen für CO_2-Speicher** durch die „North Sea Transition Authority“ (NSTA).[176]
	Finanzierung der Netze • Die T&SCos bekommen **Nutzungsgebühren** für die Transport- und Speichernetze. Hier werden drei Elemente berücksichtigt: die wirkliche Menge des transportierten CO_2, die bereitgestellte Kapazität und eine feste Nutzungsgebühr.[177] • Eine Lizenz zum Transport von CO_2 zu einem Speicher **reguliert den Gewinn**, den ein T&SCos damit erwirtschaften darf.[178] • **Ofgem** reguliert die **Gebühren** zur Nutzung der Netze und der Speicher. [179] • Um nachfrageseitige Einnahmerisiken für die T&SCos zu reduzieren, bspw. wenn zu Beginn zu wenige Nutzer vorhanden sind, wurde im Business Model ein „revenue support agreement“ formuliert. In diesem Falll erhalten die T&SCos zusätzliche Zahlungen vom Staat. Die Laufzeit ist abhängig von der Nutzungsdauer der Infrastruktur, wobei von weniger als 25 Jahren ausgegangen wird.[180]

172 https://assets.publishing.service.gov.uk/media/664df92b993111924d9d39f8/integrating-ggrs-in-the-ukets-consultation.pdf

173 https://carbonherald.com/uk-government-to-consult-on-voluntary-carbon-market-reforms/

174 https://www.gov.uk/government/publications/carbon-capture-usage-and-storage-ccus-business-models

175 https://www.ofgem.gov.uk/publications/co2-transport-and-storage-enforcement-guidelines-and-penalty-policy-statement#:~:text=Under%20the%20Energy%20Act%202023,capture%2C%20usage%20and%20storage%20sector.

176 https://www.nstauthority.co.uk/regulatory-information/licensing-and-consents/carbon-storage/

177 https://www.gov.uk/government/publications/carbon-capture-usage-and-storage-ccus-business-models

178 https://www.gov.uk/government/publications/energy-security-bill-factsheets/energy-security-bill-factsheet-carbon-dioxide-transport-and-storage-regulatory-investment-model

179 https://www.gov.uk/government/publications/energy-security-bill-factsheets/energy-security-bill-factsheet-carbon-dioxide-transport-and-storage-regulatory-investment-model

180 https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6581d936fc07f3000d8d4517/ccus-heads-of-terms-december-2023-412234454.1.pdf

7. Empfehlungen für eine BECCUS Policy Roadmap

Um die Klimaziele Deutschlands und Europas zu erreichen, müssen Negativemissionstechnologien wie BECCUS erheblich ausgebaut werden. Dafür ist sind jetzt Handlungen notwendig und können nicht auf spätere Jahre verschoben werden. Allerdings gilt es dabei unterschiedliche techno-ökonomische Herausforderungen zu überwinden, wie zum Beispiel eine unsichere Nachfrage nach NEZ, unzureichende Zahlungsbereitschaft und hohe Finanzierungskosten aufgrund von Risikoaufschlägen bei der Kreditvergabe. Aufgrund der hohen Kosten der Negativemissionstechnologien ist insbesondere für BECCUS von einer erheblichen Finanzierungslücke auszugehen. Die Analysen in Kapitel 2 schätzen die Finanzierungslücke für eine Referenzanlage mit 200 kt Abscheidekapazität pro Jahr und Inbetriebnahme im Jahr 2030 auf etwa 134 € pro Tonne CO_2. Vor diesem Hintergrund reichen die **bestehenden und geplanten Förderinstrumente nicht aus**, um den Markthochlauf von Negativemissionen in benötigtem Maße anzutreiben.

Notwendig sind daher eigene **Fördermaßnahmen für Negativemissionstechnologien und der Aufbau eines Zertifikatemarktes**, wie in Kapitel 3 erörtert. Zusätzlich müssen auch **der CO_2-Transport und die Speicherung** gesichert sein, wofür ein passender Regulierungs- und Finanzierungsrahmen unumgänglich ist. Dies umfasst bspw. Regelungen zum Netzzugang und intertemporale Finanzierungsmechanismen für die Netze und Speicher, wie in Kapitel 4 erörtert. Die zentralen Empfehlungen sind im Folgenden zusammengefasst.

Standardisierung

Für den erfolgreichen Markthochlauf und den Aufbau eines regulierten Marktes von Negativemissionen sind **Nachhaltigkeitsstandards und Zertifizierungssysteme eine grundlegende Voraussetzung**. Sie stellen die Qualität von NEZ sicher und sollten sowohl auf dem freiwilligen Markt als auch in einem möglichen verpflichtenden System Anwendung finden. Derzeit wird auf EU-Ebene eine Zertifizierungsmethode für Negativemissionen

im Rahmen der CRCF-Verordnung ausgearbeitet.[181] Es ist erforderlich, dass der EU-Zertifizierungsrahmen bestehende Zertifizierungsstandards aus der Privatwirtschaft anerkennt und diese miteinander harmonisiert. Ein solches oder vergleichbares Zertifizierungssystem muss zügig etabliert werden, wobei gleichzeitig die internationale Abstimmung und Harmonisierung vorangetrieben werden sollte – ähnlich wie es bei den Nachhaltigkeitskriterien für grünen Wasserstoff der Fall ist.

BECCUS-Förderrahmen

Für den Markthochlauf der Negativemissionstechnologien ist es wichtig, finanzielle Anreize für entsprechende Investitionen zu setzen. Zu Beginn kann dies über **Innovationszuschüsse und F&E-Förderung** erfolgen, die Kapital- und/oder Betriebskosten senkt. Auch in anderen Ländern ist die F&E-Förderung für Negativemissionstechnologien bereits weit verbreitet (siehe Kapitel 6.1). Sie treibt die Entwicklung innovativer, verbesserter Verfahren für CO_2-Entnahme und -Speicherung und damit letztendlich weitere Kostendegression voran. Förderwürdig sind vor allem Technologien mit großem CO_2-Reduktionspotenzial (und zugleich absehbarem Kostendegressionspotenzial), die sich noch in einem frühen Technologiestadium befinden.

Für Technologien im späteren Entwicklungsstadium kann die Förderung durch **Investitionszuschüsse** erfolgen, etwa durch Anpassung der bestehenden BIK-Förderrichtlinie, um erste großtechnische Anlagen zu fördern. Diese Zuschüsse reduzieren Kapitalkosten für einzelne First-Mover-Projekte und senken indirekt die Finanzierungskosten. In die Berechnung der Förderhöhe müssen alle CAPEX-Ausgaben einfließen, inklusive materieller und immaterieller Kosten. Bis zum Aufbau eines regulierten Marktes für NEZ sollten die Investitionszuschüsse durch weitere Instrumente flankiert werden.

Bei BECCUS stellen die **Betriebskosten (OPEX) einen Großteil der Gesamtkosten** dar, wobei ein signifikanter Teil der OPEX auf Betriebskosten für nachgelagerte Prozessstufen entfällt, die nicht im direkten Umsetzungsbereich der Carbon-Capture-Unternehmen liegen. Eine reine Investitionskostenförderung würde diesem Umstand nicht gerecht. **Eine zielgerichtete Förderung muss daher auch die OPEX-Komponenten der Abscheidungsunternehmen adressieren**. Mögliche Methoden umfassen den unten beschriebenen staatlichen Zertifikatekauf oder (indirekt) die Förderung von Infrastruktur, was entsprechend niedrigere Transport- und Speicherkosten zur Folge hätte. Alternativ könnte auch eine direkte OPEX-Förderung in Betracht gezogen werden

181 Das Ergebnis dazu wird im Laufe diesen Jahres erwartet. Es ist davon auszugehen, dass NEZ nach diesem Standard in 2026 zertifiziert werden können.

Im frühen Stadium der Marktbildung, in der noch keine ausreichend hohe privatwirtschaftliche Nachfrage besteht, kann der Staat die Zertifikate selbst erwerben und so First-Mover-Projekte fördern. Dabei ist der **staatliche Zertifikatkauf**, bei dem Zertifikate im Rahmen eines Abnahmevertrages (Menge pro Jahr, Preis, Laufzeit) gekauft werden, **einer staatlichen Abnahmegarantie vorzuziehen**, bei der die Regierung als Käuferin in letzter Instanz die Nachfrage absichert und eine geringere Planbarkeit für die ersten Projekte bietet. Der staatliche Zertifikatkauf sollte jedoch zeitlich und mengenmäßig stark begrenzt sein, um die Bildung marktlicher Nachfrage nicht zu hemmen. Der staatliche Zertifikaterwerb ist vor allem für die frühe Hochlaufphase zu empfehlen, in der es nur geringe private Nachfrage gibt. Das Instrument ist damit für die Unterstützung von First-Mover-Projekten von besonderer Bedeutung.

Im fortgeschrittenen Markthochlauf halten wir **CfDs** für die geeignetste Maßnahme zur Unterstützung der Marktbildung. Bei CfDs erfolgt der **Verkauf von NEZ auf dem Markt**, wobei sich die Höhe der Förderung nach dem marktlichen Preisniveau richtet. Dies bietet Planungssicherheit für Unternehmen und gleichzeitig eine effiziente Förderung auf Seiten der Regierung. Daher sind CfDs anderen Instrumenten vorzuziehen. Allerdings setzen sie ein Niveau an privatwirtschaftlicher Nachfrage und Preistransparenz voraus und sind daher erst im fortgeschrittenen Markthochlauf geeignet. Wichtig für die Ausgestaltung der CfDs ist die Berücksichtigung von Technologiefenstern, um die unterschiedlichen Kosten für Negativemissionen abzudecken und alle Technologien in der Hochlaufphase zu fördern. Wir empfehlen ferner speziell für Negativemissionen konzipierte CfDs, da sich die bestehenden auf CO_2-Vermeidung ausgelegten KSV für die Industrie nur begrenzt als primäres Förderinstrument eignen.

Marktdesign

Als langfristiges Marktdesign sollte eine **Integration von Negativemissionstechnologien in das bestehende EU EHS** angestrebt werden. Dies bietet nicht nur den Vorteil, dass ein bestehendes System genutzt werden kann, sondern stärkt auch das EU EHS und bietet zusätzlich eine langfristig gesicherte Nachfrage nach NEZ. Die Integration sollte im ersten Schritt teilweise erfolgen, das heißt mit angebots- und nachfrageseitigen Beschränkungen und einem eigenen Preis für NEZ im EHS. Damit können die Anreizstrukturen für Negativemissionen zielgenauer gesteuert werden. Im zweiten Schritt sollte eine vollständige Integration erfolgen, mit einem einheitlichen Preis von Zertifikaten und Emissionsberechtigungen und ohne Mengenbeschränkungen für Negativemissionen.

Die **teilweise Integration** stellt einen freiwilligen, regulierten Negativemissionsmarkt in Verbindung mit dem EU EHS dar. Im Vergleich zur vollständigen Integration ist eindeutig geregelt, wie viele Zertifikate von Unternehmen mit Abgabepflicht im EHS gekauft werden dürfen. Bspw. könnte der

Kauf von NEZ nur für bestimmte Industrien, Anlagen oder Produkte gelten, oder die Zertifikate könnten nur dafür verwendet werden, schwer vermeidbare Emissionen auszugleichen.

Wesentliches Merkmal der **teilweisen Integration** ist die Festlegung eines **Preisniveaus für NEZ, das unter dem Preis von Emissionsberechtigungen** liegt. Dieses niedrigere Preisniveau erhöht die Attraktivität von Negativzertifikaten aus Sicht potenzieller Käufer, da ein höherer Preis die Bereitschaft verringern könnte, in Negativemissionen zu investieren. In einem solchen Fall könnten Unternehmen stattdessen bevorzugt Emissionszertifikate erwerben, um ihre verbleibenden Emissionen auszugleichen. Das niedrigere Preisniveau schafft somit eine stabile Nachfrage nach Negativemissionen und bietet Planungssicherheit für Anbieter solcher Technologien. Gleichzeitig ist es essenziell, eine Mengenbegrenzung für Negativemissionen einzuführen, um sicherzustellen, dass die Vermeidung von CO_2-Emissionen weiterhin Vorrang vor deren Kompensation hat und Unternehmen weiterhin Anreize erhalten, ihre Emissionen aktiv zu reduzieren.

Bei der **vollständigen Integration** können NEZ ebenso wie Emissionsberechtigungen im EU EHS gehandelt werden. Da es hier keine Beschränkungen für den Handel mit Negativemissionen gibt, ist es zwingend, die Gesamtzahl der Emissionsberechtigungen und NEZ zu regulieren. Zum Erreichen von Netto-Negativemissionen im EU EHS benötigt es eigene Obergrenzen für Emissionsberechtigungen und NEZ. Nur wenn die Anzahl der NEZ die Emissionsberechtigungen übersteigen, wird der Atmosphäre CO_2 entzogen.

Neben den regulierten, europäischen Märkten wird es zukünftig aller Voraussicht nach einen **internationalen Zertifikathandel nach Artikel 6 des Pariser Klimaabkommens** sowie unregulierte, **freiwillige Märkte** geben, auf denen NEZ gehandelt werden können. Beide leisten einen weiteren Beitrag zum Hochlauf von Negativemissionen.

Infrastruktur

Nur mit einer funktionierenden Infrastruktur und einem passenden Regulierungsrahmen können Negativemissionen in großem Maßstab realisiert werden. Bei der Gestaltung des Regulierungsrahmens der CO_2-Infrastruktur bedarf es einer differenzierten Betrachtung der einzelnen Infrastrukturentwicklungsphasen. Die **Infrastrukturplanung** sollte frühzeitig den langfristigen Kapazitätsbedarf berücksichtigen und dabei verschiedene Stakeholder aktiv einbeziehen. Eine koordinierte Netzplanung durch private Akteure unter staatlicher Koordinierung hat sowohl die Bedürfnisse kleinerer Emittenten als auch die Gesamtkosten der CO_2-Infrastruktur im Blick.

In der Hochlaufphase kann die **Regulierung des Netzzugangs** auf dem bestehenden Rechtsrahmen aufbauen. Der bereits angelegte diskriminie-

rungsfreie Zugang genügt, um wettbewerbsschädigendes Verhalten zu verhindern und Transparenz zu schaffen. Dabei sollten die Konditionen zur Verweigerung des Netzzugangs weiter konkretisiert werden. In späteren Entwicklungsphasen können nach Bedarf komplexere Mechanismen für den Netzzugang eingeführt werden, wie bspw. ein Modell ähnlich zum Entry-Exit-System im Gasmarkt, in dem die Nutzungsgebühren unabhängig von der Transportdistanz sind. Dies fördert die Markttransparenz und gewährleistet Chancengleichheit insbesondere in einem etablierten Transportsystem. Eine strenge **Entflechtungsregelung** ist in der frühen Hochlaufphase nicht erforderlich. Sollten nach dem Hochlauf Indizien für missbräuchliches Verhalten vertikal integrierter Unternehmen vorliegen, kann der Regulierer schrittweise eine Entflechtungsregelung einführen.

In der Hochlaufphase ermöglicht eine freie **Tarifgestaltung** im Rahmen der bestehenden Schranken des Wettbewerbsrechts hohe Flexibilität für Investoren, bspw. hinsichtlich der Gestaltung von Langfristverträgen. Auch wenn dies zu Intransparenz führen und das Monitoring erschweren könnte, bieten die bestehenden wettbewerbsrechtlichen Regelungen ausreichenden Schutz vor Missbrauch. Werden Amortisationskonten zur intertemporalen Kostenallokation eingerichtet, ist es jedoch sinnvoll, das Hochlaufentgelt zu regulieren. Die Inanspruchnahme eines Amortisationskontos und die damit verbundene Regulierung der Tarifbildung sollte ein freiwilliger Schritt sein, um weiterhin auch die Entwicklung unabhängiger Infrastrukturprojekte zu ermöglichen.

Roadmap

Bei der Umsetzung der beschriebenen Maßnahmen besteht **dringender Handlungsbedarf**, um einen schnellen Hochlauf von Negativemissionen zu ermöglichen. Dabei ist zunächst eine Hochlaufphase zu gestalten, die anschließend in einen liquiden und funktionalen Markt für Negativemissionen übergeht. In der **Hochlaufphase** sind insbesondere der Aufbau der Zertifizierungssysteme und der Fördermechanismen für First-Mover-Projekte entscheidend. Letztere umfassen insbesondere die Investitionszuschüsse und den staatlichen Aufkauf von Zertifikaten. Parallel dazu sollte die Einführung der CfDs für Negativemissionen vorbereitet werden. Gleichzeitig müssen bereits frühzeitig im Hochlauf die Grundlagen für den Infrastrukturaufbau in Form von Mechanismen für die Infrastrukturplanung, den Infrastrukturzugang sowie die Finanzierung gelegt werden.

Für die anschließende **Marktphase** ist insbesondere das Marktdesign mit der vorgeschlagenen schrittweisen Integration von Negativemissionen in das EU EHS entscheidend. Auch wenn dies erst zu einem späteren Zeitpunkt eingeführt wird, müssen bereits jetzt die Schritte auf europäischer Ebene eingeleitet werden, um Verzögerungen durch langwierige Entscheidungsprozesse zu vermeiden. Die Übersicht der Roadmap mit den erläuterten Hochlauf und Marktphasen ist in Abbildung 28 grafisch visualisiert.

Eine Konkretisierung der Roadmap mit konkreten Schritten zur Gestaltung des Hochlaufs und Vorbereitung der Marktphase bis 2030 ist in Abbildung 29 dargestellt. Die aufgezeigten Maßnahmen zielen auf die **Implementierung eines liquiden Marktes für Negativemissionen und den Aufbau eines CO_2-Netzes bis 2030** ab.

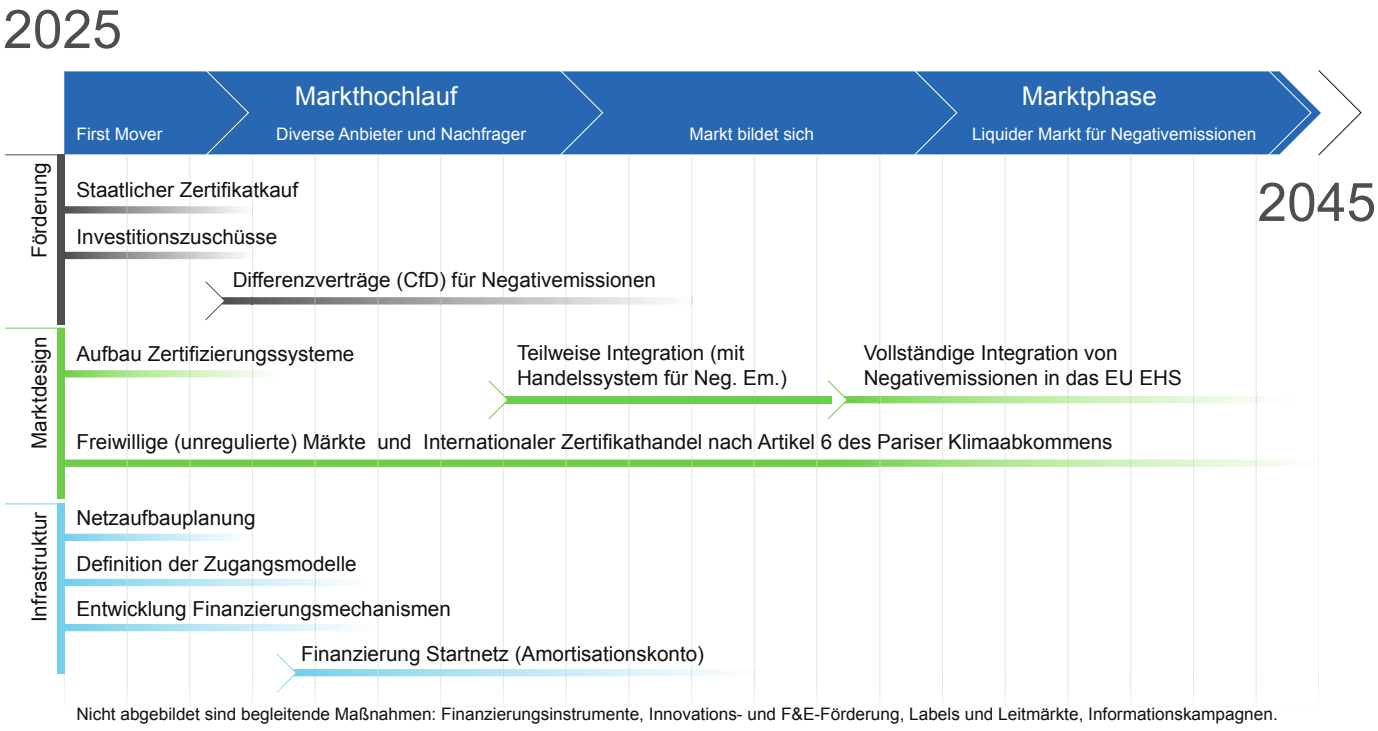


Abbildung 28. Policy Roadmap für die Förderung von Negativemissionstechnologien

Kurzfristig (Fokus: Strategien und Anschubförderung)

2025	**Strategien & Gesetze** Zielwerte Negativemissionen	• Erarbeitung von konkreten Potenzialen und Zielwerten für Negativemissionen, bspw. in der **Langfriststrategie Negativemissionen** (LNe).
	Strategien & Gesetze Rahmenbedingungen CCS	• Veröffentlichung der **Carbon Management Strategie** (CMS) und Änderung des **Kohlendioxidspeichergesetzes** (KSpG), um Hürden zum Transport und zur Speicherung von CO_2 zu beseitigen.
	Förderung Negativemissionen & CO_2-Infrastruktur Förderroadmap und Refinanzierungsmodell	• Entwicklung von **konkreten Fördermaßnahmen** für Negativemissionstechnologien und CO_2-Infrastruktur, dem zeitlichen Ablauf, Budget und Refinanzierungsmodell; Konsolidierung in eine Förderroadmap.
	Förderung Negativemissionen & CO_2-Infrastruktur Notifizierung	• **Informieren der Europäischen Kommission** und gegebenenfalls anderer Mitgliedstaaten über die Förderinstrumente.
	Förderung Negativemissionen Bereitstellung Finanzmittel	• Fördervolumen für Negativemissionstechnologien im **Haushalt bzw. KTF verankern**.
	CO_2-Infrastruktur Netzplanung	• Abgestimmter **Planungsentwurf** für die Entwicklung der CO_2-Infrastruktur.
	Marktdesign Standards und Zertifizierungssysteme	• **Entwicklung von Zertifizierungssystemen & Standards** für Negativemissionszertifikate für regulierte Märkte (anknüpfend an die Carbon Removals and Carbon Farming Regulation, CRCF).
2026	**Förderung Negativemissionen** Ausschreibungen	• **Ausschreibungen für Fördermaßnahmen** für Negativemissionen, wie bspw. Investitionszuschüsse, CfDs und staatlicher Zertifikatkauf.
	Förderung Negativemissionen Förderzusagen	• **Vergabe erster Förderzusagen** für Negativemissionsprojekte basierend auf den Ausschreibungsverfahren.

Mittelfristig (Fokus: Marktdesign und Regulierung)

	CO_2-Infrastruktur Netzregulierung	• Entwicklung von **Netzzugangsmodellen & Anschlussrechten** für das CO_2-Netz.
	CO_2-Infrastruktur Einrichtung Finanzierung	• Bestätigung der geplanten Investitionen und Einrichtung eines **Amortisationskontos** für das CO_2-Netz.
	Marktdesign Konzeption der Marktmechanismen	• Planung des **kurz- und langfristigen Marktdesigns** für Negativemissionen basierend auf der Empfehlung der EU-Kommission im Jahr 2026 zur Integration von Negativemissionen in das EU EHS.
2027	**CO_2-Infrastruktur** Baubeginn	• **Finale Investitionsentscheidungen und Beginn des Baus** der CO_2-Transport und -Speicherinfrastruktur.
	Marktdesign MRV-System	• Aufbau eines **MRV-Systems** (monitoring, reporting and verification) für Negativemissionen.
2028	**Marktdesign** Aufbau Register	• Aufbau eines **Registers für Negativemissionszertifikate** (anknüpfend an die CRCF-Verordnung, die ein Register bis 2028 vorsieht).
	Marktdesign TAB im EHS	• Voraussichtlich **Aufnahme von TAB-Anlagen** in das EU EHS.
ca. 2030	**CO_2-Infrastruktur** Anschluss Cluster	• **Anschluss erster CCUS-Cluster** an das CO_2-Netz durch Pipelines.
	Marktdesign Start Integration	• Eingliederung von Negativemissionszertifikaten in das EU EHS, vorzugsweise zu Beginn durch eine **teilweise Integration gefolgt von der vollständigen Integration**.

Auf EU-Ebene umzusetzen

Abbildung 29. Policy Roadmap mit Fokus auf die kurze und mittlere Frist bis 2030

Anhang A: Fördermaßnahmen und Regulierungen im Ländervergleich

Die folgende Tabelle listet die acht untersuchten Länder hinsichtlich ihrer Förderung von Negativemissionstechnologien und der CO_2-Infrastruktur auf.

Tabelle 16. Regulierungs- und Förderrahmen in anderen Ländern

Land	Negativemissionen Förderung und Marktrahmen	CO_2-Infrastruktur Förderung und Regulierung
Dänemark	• Dänemark hat sich die Ziele gesetzt, bis 2045 **klimaneutral** zu werden und bis 2050 die Emissionen um **110 %** gegenüber 1990 zu vermindern.[182] • Der **Fonds für Negativemissionen via CCS (NECCS)** gewährt Zuschüsse **für Projekte mit negativen** biogenen Emissionen über ein **Ausschreibungsverfahrens**. Der Zuschuss wird pro Tonne CO_2 ausbezahlt, sobald das CO_2 eingelagert ist, allerdings mit Rückforderungsklausel falls biogenes CO_2 in das EHS integriert wird. Damit kann das Instrument als **staatlicher Zertifikatkauf** angesehen werden. In der ersten Runde werden drei Projekte gefördert mit 130-350 €/t CO_2.[183] • Die beiden **Fonds CCUS und CCS** zahlen ebenfalls eine feste Summe pro Tonne CO_2. Hier werden nicht explizit Projekte mit Negativemissionen unterstützt, aber das einzig bisher geförderte Projekt ist ein **Biomassekraftwerk** von Ørsted, von dem aus CO_2 durch das „Northern Lights“ Projekts nach Norwegen exportieren werden soll. Zertifikate werden dabei an Microsoft verkauft.[184] • Die dänischen Energieagentur schlägt vor, dass Zertifikate auf dem **freiwilligen Markt** für Negativemissionen gehandelt werden sollen.[185]	• **Abkommen** mit Norwegen, Belgien, Frankreich und den Niederlanden über CO_2-Transport und Speicherung unter dem Meeresboden.[186] • **Zuschüsse** in Höhe von 41 Mio. € durch das „Energy Technology Development and Demonstration Program“ **(EUDP)** für die Projekte Greensand und Bifrost zu CO_2-**Transport und Speicherung**.[187] • Bestehende **Regulierung** für Pipelines, die direkt von der Abscheidung zur Speicherung gehen. Beispiele sind **diskriminierungsfreier Zugang** und das Recht der dänischen Energieagentur Bedingungen für die Dimension von Pipelines zu bestimmen. Außerdem ist geregelt, dass staatliche und private Akteure Netze errichten, besitzen und betreiben dürfen.[188] • Ein **neues Gesetz** für Infrastruktur für den Transport von CO_2 zu Häfen und für den zwischenstaatlichen Transport ist gerade in Bearbeitung.

182 https://www.iea.org/countries/denmark

183 https://ens.dk/en/press/three-new-ccs-projects-have-been-pledged-support-capture-and-store-biogenic-co2

184 https://ens.dk/en/press/first-tender-ccus-subsidy-scheme-has-been-finalized-danish-energy-agency-awards-contract

185 https://ens.dk/sites/ens.dk/files/CCS/memo_summarizing_and_addressing_replies_received_in_the_public_consultation_on_the_neccs_fund.pdf

186 https://www.government.nl/latest/news/2024/04/15/five-northern-european-countries-conclude-international-arrange-ments-on-transport-and-storage-of-carbon-across-borders

187 https://www.offshore-energy.biz/danish-govt-bankrolls-two-projects-for-co2-storage-in-north-sea/

188 https://ens.dk/sites/ens.dk/files/CCS/agreement_on_strengthened_framework_conditions_for_ccs_in_denmark.pdf

Land	Negativemissionen Förderung und Marktrahmen	CO_2-Infrastruktur Förderung und Regulierung
Frankreich	• Die „Stratégie Nationale Bas-Carbone“ sieht vor, dass in Frankreich bis 2050 pro Jahr ungefähr **10 Mt Negativemissionen** durch **BECCS** generiert werden.[189] • Frankreich plant die Förderung von **CCS** durch **CfD**. Allerdings wurden Technologie für Negativemissionen wie Biomasse bisher nicht genannt.[190] • Das „label bas carbone“ ist ein **Zertifizierungssystem** für CO_2-Reduktionen, welches den Handel mit Negativemissionen ermöglicht. Bisher sind die Projekte allerdings fast ausschließlich zum Thema Aufforstung.[191]	• Die französische Regierung hat ein **Abkommen** mit Dänemark zu CO_2-Transport und Speicherung abgeschlossen.[192] • Frankreich unterstützt den Aufbau von **CCUS-Clustern**. Die meisten Projekte zu CO_2-Transport und Speicherung werden in Frankreich durch die **EU gefördert**, unter anderem der Ausbau des Hafens in Dunkirk zum CO_2-Hub. Andere, wie zum Beispiel der Aufbau einer CO_2-Infrastruktur in Rhône, werden durch die französische „French Agency for Ecological Transition“ (ADEME) unterstützt.[193] • Frankreich hat einen **regulatorischen Rahmen** für den Transport von CO_2 entwickelt, der auf den Prinzipien von offenem, transparentem und diskriminierungsfreiem Zugang basiert.[194]

189 https://unfccc.int/documents/268346?gad_source=1&gclid=EAIaIQobChMIxrvJr4DtiAMV9aeDBx0ygCuBEAAYASAAEgI6LvD_BwE

190 https://www.economie.gouv.fr/files/files/2023/DP_Paris_deep_decarbonisation_EN.pdf

191 https://carbongap.org/wp-content/uploads/2023/03/carbongap-LCLpolicybrief-March2023.pdf

192 https://www.en.kefm.dk/news/news-archive/2024/mar/co2-storage-across-borders-denmark-and-francland-new-international-arrangement-

193 https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2024/07/The-Status-of-CCUS-in-France-Present-Future-Opportunities.pdf

194 https://www.globalccsinstitute.com/news-media/latest-news/france-outlines-ccus-trajectory-in-the-countrys-transition-towards-carbon-neutrality-in-updated-national-strategy/

Land	Negativemissionen Förderung und Marktrahmen	CO_2-Infrastruktur Förderung und Regulierung
Japan	• Japan hat die Integration von Negativemissionen in das nationale **EHS** verkündet. Vier Technologien sind abgedeckt: CCU, BECCS, blauer CO_2 und DACCS. Dabei können auch Projekte außerhalb Japans genutzt werden, wenn sie innerhalb Japans nicht oder nur schwer realisierbar wären. Das japanische EHS wurde erst im Jahr 2023 eingeführt, und bis 2026 erfolgt die Vergütung durch ein Gutschriftensystem („baseline-and-credit-system"). Erst nach 2026 soll das EHS verpflichtend werden.[195]	• Die japanische Regierung **unterstützt CCS-Projekte**, wie zum Beispiel den weltweit ersten Transport von CO_2 per Schiff durch Finanzierung von F&E.[196] • Die Energiewende in anderen asiatischen Ländern wird durch die Asian Energy Transition Initiative (AETI) mit 10 Mrd. US$ gefördert. Dabei werden unter anderem CCUS-Projekte gesponsort. Außerdem werden Projekte im In- und **Ausland** durch nationale Regierungsbehörden wie zum Beispiel JOGMEC, JBIC, JICA und NEXI gefördert.[197] • Japan hat eine „**CCS Long-Term Roadmap**" veröffentlicht, um die CO_2-Entnahme und Speicherung mit niedrigen Kosten in Japan voranzubringen. Die Regierung will CCS-Firmen unterstützen, und verschiedene Regulierungen auf den Weg bringen. Sie hat sich die Ziele gesetzt, bis 2030 jährlich 6-12 Mt CO_2 und bis 2050 jährlich 120-240 Mt CO_2 zu speichern.[198] • Der „**Act on Carbon Dioxide Storage Business**" regelt die Vergabe von Lizenzen für die **Speicherung** von CO_2. Die Regierung wird mögliche Speicherstätten identifizieren und die Genehmigungen an Firmen erteilen.[199] • Außerdem regelt der „CCS Business Act" den **Transport** von CO_2 in Pipelines, basierend auf dem Prinzip von diskriminierungsfreiem Zugang. Darüber hinaus verpflichten sich die Betreiber, technische Standards einzuhalten, die von der japanischen Regierung im Laufe der Zeit noch verschärft werden können. Der Transport durch Schiffe und Fahrzeuge ist nicht reguliert.[200]

195 https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/energy-transition/042224-japans-gx-ets-to-accept-international-removal-voluntary-credits-for-compliance-obligations

196 https://maritime-executive.com/article/japan-completes-construction-of-first-demonstration-lco2-transport-vessel

197 https://foejapan.org/en/issue/20240227/16297/

198 https://www.iea.org/policies/17537-ccs-long-term-roadmap

199 https://carbonherald.com/japan-passes-carbon-capture-bill/

200 https://insightplus.bakermckenzie.com/bm/energy-mining-infrastructure_1/japan-publication-of-draft-interim-summary-of-ccs-regulatory-framework

Land	Negativemissionen Förderung und Marktrahmen	CO_2-Infrastruktur Förderung und Regulierung
Niederlande	• Förderung von **CCS** (CfD) durch das SDE++ („Sustainable Energy Production and Climate Transition Incentive Scheme“), aber nicht Negativemissionen. BECCUS wird vielleicht mit aufgenommen.[201]	• Geplanter CO_2-Hub im Hafen von Rotterdam • **Abkommen** mit Norwegen, Dänemark und Belgien über CO_2-Transport und Speicherung unter dem Meeresboden.[202] • Die **Projekte Portos und Aramis** entwickeln CO_2-Speicher in leeren Gasfeldern in der Nordsee und Infrastruktur dahin durch Maasvlakte (Rotterdam). Porthos bekommt Finanzierung von der Regierung abhängig von der Höhe des CO_2 Preises; Aramis ist ein PPP.[203 204] • Weitere **Projekte** zu CO_2-Transport und Speicherung: Noordkaap, CO_2TransPorts PCI und der Delta Rhine Corridor. • **Keine Regulierung** bisher, viel mehr sollen Unternehmen **bilaterale Vereinbarungen** über Transport und Tarife mit den entsprechenden Infrastrukturunternehmen treffen.[205]

201 https://tracker.carbongap.org/region/netherlands/

202 https://tracker.carbongap.org/region/netherlands/

203 https://www.porthosco2.nl/en/

204 https://www.aramis-ccs.com/

205 CCS-Strategie nur auf Niederländisch verfügbar: https://open.overheid.nl/documenten/b4aba868-154c-427b-a81a-e733e20456c3/file

Land	Negativemissionen Förderung und Marktrahmen	CO_2-Infrastruktur Förderung und Regulierung
Norwegen	• Durch das „**Longship**“ Projekt fördert Norwegen zwei CCS-Projekte durch Investitionszuschüsse, eines davon bei einem Zementwerk, das andere bei der **TAB** Hafslund Oslo Celsio. Bei der TAB sollen 400.000 t CO_2 pro Jahr abscheiden werden, allerdings wurde das Projekt wegen Kostensteigerungen vorerst pausiert.[206] • Die norwegische Regierung fördert **Forschung und Entwicklung** von BECCUS und anderen Technologien mit Negativemissionen durch das CLIMIT Programm.[207] • In Norwegen gibt es eine CO_2-Steuer für TAB Anlagen, die CO_2 abscheiden und einlagern bekommen eine **Steuererleichterung**.[208] • Die norwegische Energieagentur unter dem Ministerium für Klima und Umwelt hat verschiedene Fördermaßnahmen für Negativemissionen vorgeschlagen, wie zum Beispiel eine negative CO_2-**Steuer** in Höhe von 2000 NOK/tCO_2 (ca. 177 €/tCO_2), allerdings momentan nur für DAC.[209] • Außerdem sollen CDR-**Zertifikate** auf einem freiwilligen **Markt** gehandelt werden können.[210]	• Die norwegische Regierung ist stark involviert in die Entwicklung von CCS-Infrastruktur. Durch das Longship Projekt fördert sie neben der Abscheidung von CO_2 auch den Transport und die Speicherung von CO_2 im Rahmen des „**Northern Light Projects**“. Die Regierung übernimmt dabei ungefähr 66 % der Kosten. Im Rahmen des Projektes wird ein CO_2-Hub in Øygarden gebaut, von dem aus CO_2 über Pipelines zu Speichern unter dem Meeresgrund transportiert wird.[211] • Die Regierung hat **Abkommen** über CO_2-Transporte mit Schweden, Dänemark, Belgien und den Niederlanden geschlossen.[212] • Das **staatliche Unternehmen Gassnova** wurde im Jahr 2005 gegründet, um die Entwicklung von CCS vorabzutreiben. Gassnova berät die Regierung zu Themen rund um CCS und leitet das Longship Projekt für die Regierung.[213] • Die Regierung hat verschiedene Regularien veröffentlicht, die unterschiedliche Teile der CCS-Kette abdecken. Diese beziehen sich im Moment aber vorwiegend auf die Speicherung unter dem Meer und weniger auf den Transport an Land. Die **Vorgaben zu Speicherung und Transport** von CO_2 im Meer zum Beispiel wurden im Jahr 2014 veröffentlicht und seither mehrmals aktualisiert. Darin werden technische Standards unter anderem für CO_2-Pipelines beschrieben.[214] • Für die **Vergabe von** CO_2**-Speichern** gibt es ein Genehmigungsverfahren ähnlich zu den Verfahren für die Förderung von Öl und Gas. • Die Betreiber von CO_2-Speichern und Transportinfrastruktur müssen **Emissionszertifikate** besitzen, falls es Leckagen gibt.[215]

206 https://ccsnorway.com/state-support-agreements-in-longship/

207 https://gassnova.no/app/uploads/sites/4/2022/01/CLIMIT-programme-plan-FINAL.pdf

208 https://www.regjeringen.no/en/dokumenter/notification-excise-duty-on-waste-incineration-exemption-for-undertakings-covered-by-the-ets/id3027669/

209 https://carbonherald.com/norway-considers-introducing-subsidy-for-direct-air-capture-tech/#:~:text=To%20boost%20carbon%20removal%20efforts,atmosphere%20using%20the%20novel%20technology.

210 https://tracker.carbongap.org/region/norway/

211 https://www.regjeringen.no/en/topics/energy/carbon-capture-and-storage/id86982/

212 https://nccs.no/news/norway-signs-agreement-on-co2-transport-and-storage/

213 https://gassnova.no/en/gassnova-en

214 https://www.havtil.no/contentassets/40e3bb35dfe144529aa9a0eb636203ee/co2-safety-regulations.pdf

215 https://ccsnorway.com/publication/regulatory-lessons-learned/

Land	Negativemissionen Förderung und Marktrahmen	CO_2-Infrastruktur Förderung und Regulierung
Schweden	• Schweden strebt nach 2045 **Netto-Negativemissionen an**.[216] • Laut Regierungsbericht sollen bis 2030 rund **2 Mt biogenen** CO_2 pro Jahr gespeichert werden.[217] • Förderung von **Forschung und Entwicklung** zu BECCUS und anderen Technologien mit Negativemissionen durch Zuschüsse als Teil der „**Industrial Leap**“ Initiative.[218] • Die Regierung hat eine mit einer Auktion begonnen, um **BECCS** Projekte für den **staatlichen Zertifikatkauf** auszuwählen. Mit insgesamt 3 Mrd. € **übernimmt sie** die kompletten Kosten für Abscheidung, Transport und Speicherung über 15 Jahre.[219] • Das Finanzministerium schlägt eine **Steuersenkung** auf den Mindestbetrag für Strom für CCS-Projekte vor.[220] • Die schwedische Energieagentur schlägt vor, dass Unternehmen, die staatliche Unterstützung für BECCS erhalten, **NEZ** auf einem freiwilligen **Markt** verkaufen können. Die staatliche Förderung kann um den Verkaufspreis gekürzt werden und schrittweise auslaufen.[221]	• Schweden hat ein Abkommen mit **Norwegen** über CO_2-Transport und Speicherung unter dem Meeresboden geschlossen.[222] • Um die Koordination und die Effizienz zu verbessern, wurden regionale **Initiativen** gegründet, bspw. das „Carbon Network South Sweden“ (CNetSS) und „CinfraCap“.[223] • Die schwedische Energieagentur hat im Jahr 2023 die öffentliche Konsultation für Politikmaßnahmen für CCS und CCU gestartet. Darin schlägt sie verschiedene Maßnahmen zur Förderung einer CO_2-Infrastruktur vor.[224]

216 https://www.naturvardsverket.se/en/topics/climate-transition/sveriges-klimatarbete/swedens-climate-act-and-climate-policy-framework/#:~:text=After%202045%20Sweden%20is%20to,in%202045%20compared%20to%201990.

217 https://www.regeringen.se/rattsliga-dokument/statens-offentliga-utredningar/2020/01/sou-20204/

218 https://www.energimyndigheten.se/en/news/2024/four-projects-receive-over-sek-300-million-through-the-industrial-leap/

219 https://www.energimyndigheten.se/en/sustainability/carbon-capture-and-storage/state-aid-for-beccs/

220 https://www.regeringen.se/rattsliga-dokument/departementsserien-och-promemorior/2023/06/befrielse-fran-energiskatt-pa-el-for-infangning-av-koldioxid/

221 https://www.energimyndigheten.se/en/sustainability/carbon-capture-and-storage/national-centre-for-ccs/

222 https://www.regeringen.se/contentassets/02c53d80b3d14b8daccab41c51bfd123/mou-cross-border-co2-no-se_-se-final.pdf

223 https://www.regeringen.se/remisser/2024/03/remiss-av-energimyndighetens-rapport-styrmedel-for-ccs-och-ccu-avskiljning-och-lagring-respektive-anvandning-av-koldioxid/

224 https://www.regeringen.se/remisser/2024/03/remiss-av-energimyndighetens-rapport-styrmedel-for-ccs-och-ccu-avskiljning-och-lagring-respektive-anvandning-av-koldioxid/

Land	Negativemissionen Förderung und Marktrahmen	CO_2-Infrastruktur Förderung und Regulierung
Vereinigtes Königreich	• Mit der „Net Zero Strategy“ von 2021 verpflichtet sich das Vereinigte Königreich bis 2030 **Negativemissionen** von mindestens **5 Mt** CO_2 pro Jahr zu erreichen, die bis 2035 voraussichtlich auf 23 Mt CO_2 ansteigen werden. [225] • Förderung von **Forschung und Entwicklung** von **Negativemissionstechnologien** wie zum Beispiel BECCUS durch das „Greenhouse Gas Removal Demonstrators Programme“ (GGR-D). [226] • Für **BECCS** sieht die Regierung eine Fördermaßnahme bestehend aus **zwei CfD** vorgesehen, eines für Strom und eines für CO_2. Einige Merkmale, wie zum Beispiel die Laufzeit der Verträge (15 Jahre), wurden bereits festgesetzt, andere werden momentan noch ausgestaltet.[227] • Negativemissionen sollen in der Zukunft in den **EHS** des Vereinigten Königreichs integriert werden.[228]	• Die Regierung will **20-30 Mt** CO_2 pro Jahr bis 2030 und mehr als **50 Mt** CO_2 pro Jahr bis 2035 abscheiden und speichern.[229] • Um den Aufbau einer Infrastruktur zu beschleunigen werden **CCUS-Cluster identifiziert** und mit insgesamt 20 Mrd. £ **gefördert**. Die Regierung will zwei CCUS-Cluster bis 2025 und zwei weitere bis 2030 aufbauen.[230] • Regularien zum Betrieb und zur Nutzung von CO_2-Netzen wurden veröffentlicht. Im Mittelpunkt stehen die **T&SCos** (Unternehmen, die eine Lizenz für Transport und Speicherdienstleistungen erhalten). • Die T&SCos bekommen **Nutzungsgebühren** für die Transport- und Speichernetze. • Das „Office of Gas and Electricity Markets“ (Ofgem) ist die **Regulierungsbehörde** für das CO_2-Netz und überwacht das Verhalten von Firmen, die die CO_2-Infrastruktur betreiben oder nutzen.[231]

225 https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6194dfa4d3bf7f0555071b1b/net-zero-strategy-beis.pdf

226 https://www.ukri.org/what-we-do/browse-our-areas-of-investment-and-support/greenhouse-gas-removal-demonstrators-directorate-hub/#:~:text=The%20greenhouse%20gas%20removal%20demonstrators%20programme%20will%20assess%20sustainable%20routes,billion%20future%20global%20market%20in

227 https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6581851efc07f3000d8d447d/ggr-power-beccs-business-models-december-2023.pdf

228 https://assets.publishing.service.gov.uk/media/664df92b993111924d9d39f8/integrating-ggrs-in-the-ukets-consultation.pdf

229 https://www.nstauthority.co.uk/about-us/north-sea-transition-forum-and-task-forces/co2-transportation-and-storage-task-force/

230 https://www.great.gov.uk/international/content/investment/sectors/carbon-capture-usage-and-storage/#:~:text=The%20UK%20will%20establish%20CCUS,dioxide%20a%20year%20by%202030.

231 https://www.ofgem.gov.uk/publications/co2-transport-and-storage-enforcement-guidelines-and-penalty-policy-statement#:~:text=Under%20the%20Energy%20Act%202023,capture%2C%20usage%20and%20storage%20sector.

Land	Negativemissionen Förderung und Marktrahmen	CO_2-Infrastruktur Förderung und Regulierung
USA	• Die Regierung unterstützt **Forschung und Entwicklung** für Projekte mit Negativemissionen durch das „Carbon Negative Shot" Programm. Dabei übernimmt sie bis zu 80 % der Kosten und hat dafür ein Volumen von 100 Mio. US$ pro Jahr vorgesehen.[232] • Unterstützung von Projekten mit Negativemissionen durch **den staatlichen Kauf von NEZ**: Der „CDR Purchase Pilot Prize" vergibt bis zu 3 Mio. US$ pro Projekt durch ein Ausschreibungsverfahren für bis zu 10 Projekte.[233] • Die „Voluntary Carbon Dioxide Removal Purchase Challenge" bietet **Anreize für den privaten Kauf** von NEZ, zum Beispiel durch die Veröffentlichung der Namen der Firmen mit den meisten Käufen und durch die Bereitstellung von Informationsmaterial.[234] • Die Regierung hat bereits im Jahr 2008 **Steuererleichterung** für CCS-Projekte beschlossen, einschließlich BECCS mit ein. Wenn Unternehmen nachweisen, dass sie CO_2 eingespeichert haben, müssen sie weniger Steuer zahlen. Die Erleichterung wird berechnet anhand verschiedener Faktoren, wie zum Beispiel der Menge des gespeicherten CO_2, des Alters der Anlage und der genutzten Technologie.[235]	• Die Regierung **fördert Speicherprojekte** durch die „Carbon Storage Assurance Facility Enterprise" (CarbonSAFE) Initiative. Dabei werden Firmen bei Machbarkeitsstudien, Genehmigungsverfahren und dem Bau der Speicher unterstützt.[236] • Das „Carbon Dioxide Transportation Infrastructure Finance and Innovation Act" (CIFIA) Programm **finanziert CO_2-Infrastrukturprojekte** durch Kredite und Zuschüsse.[237] • Die einzelnen **Staaten regulieren**, wo Pipelines gebaut werden dürfen, wer Besitzansprüche auf Untergrundspeicher erheben darf und wer bei Unfällen haftet. Außerdem beschließen sie, wie der **Zugang** zu der Transportinfrastruktur geregelt ist.[238] • Die Bundesregierung ist für zwei Aspekte zuständig, noch bevor der Bau von Transportinfrastruktur beginnen kann: Die möglichen Effekte von CO_2-Transport für die **Bevölkerung und für die Umwelt**. Für beides ist die „Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration" (PHMSA) zuständig.[239] Die Regeln werden momentan überarbeitet.[240]

232 https://www.energy.gov/fecm/funding-notice-carbon-negative-shot-pilots

233 https://americanmadechallenges.org/challenges/direct-air-capture/docs/DAC-Commercial-CDR-Purchase-Pilot-Prize-Official-Rules.pdf

234 https://www.energy.gov/fecm/articles/doe-helping-you-buy-good-carbon-dioxide-removal-credits

235 https://sgp.fas.org/crs/misc/IF11455.pdf

236 https://netl.doe.gov/carbon-management/carbon-storage/carbonsafe

237 https://www.energy.gov/lpo/carbon-dioxide-transportation-infrastructure-finance-and-innovation-program

238 https://www.cbo.gov/system/files/2023-12/59345-carbon-capture-storage.pdf

239 https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2024/05/Building-Our-Way-to-Net-Zero-Carbon-Dioxide-Pipelines-in-the-United-States.pdf

240 https://www.globalccsinstitute.com/news-media/latest-news/new-rules-for-co2-pipelines-under-review-in-the-united-states/