



**STUDIE**

# CCU/S in Nordamerika – Lessons Learned für Deutschland

Jakob Eckardt, Jannik Hoehne, Saskia Lengning, Dr. Christian Kluge, Lea Mohnen,  
Marie Münch, Bastian Stenzel

### Vorbemerkung

Alle Rechte vorbehalten. Inhaltliche Beiträge von adelphi sowie das Gesamtwerk unterliegen dem deutschen Urheberrechtsgesetz. Beiträge Dritter sind entsprechend kenntlich gemacht. Die Vervielfältigung, Weiterverwendung oder Verbreitung sowie weitere nicht vom Urheberrecht gedeckte Nutzungsarten bedürfen der schriftlichen Zustimmung durch adelphi. Die Wiedergabe von Teilen des Werks ist nur unter Nennung der Quelle zulässig.

Diese Studie wurde durch adelphi im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz im Rahmen des Projekts „Energiekooperationen mit den USA und Kanada“ erstellt.

Die Inhalte spiegeln ausschließlich die Erkenntnisse und Meinungen der Autoren wider und stellen nicht die Position des Auftraggebers oder weiterer Mitglieder und Stakeholder der Klima- und Energiepartnerschaften der Bundesregierung dar.

Herausgeber: adelphi consult GmbH  
Alt-Moabit 91  
10559 Berlin  
T: +49 (030) 8900068-0  
E: [office@adelphi.de](mailto:office@adelphi.de)  
W: [www.adelphi.de](http://www.adelphi.de)

Autoren: Jakob Eckardt, Jannik Hoehne, Saskia Lengning, Dr. Christian Kluge, Lea Mohnen, Marie Münch, Bastian Stenzel

Layout: adelphi

Bildrechte: © [saoirse2013](https://www.shutterstock.com) – [Shutterstock.com](https://www.shutterstock.com)

Stand: Mai 2023

© 2023 adelphi

## 1. Executive Summary

Die vorliegende Untersuchung gibt einen **Überblick** über die aktuelle Situation im Hinblick auf die Abscheidung und Speicherung bzw. Nutzung von CO<sub>2</sub> in Nordamerika (Carbon Capture, Utilization and Storage, CCU/S). Sowohl die USA als auch Kanada gelten im internationalen Maßstab als Vorreiter, was die Nutzung dieser Technologien angeht – Erfahrungen aus diesen Märkten können dementsprechend auch für die Debatte in Deutschland aufschlussreich sein.

Betrachtet wurden neben allgemeinen Hintergründen und etwa Förderinstrumenten in beiden Ländern insbesondere die geltenden Regularien entlang der Prozesskette Abscheidung, Transport und Speicherung. Dabei ist zunächst festzuhalten, dass die Anfänge der CCU/S-Nutzung in beiden Ländern zwar weit zurückreichen (in den USA bis in die 1970er Jahre), eine deutliche Entwicklung des Sektors hin zur Nutzung im kommerziellen Maßstab aber erst **etwa zu Beginn des vergangenen Jahrzehnts** einsetzte. Forschungsprogramme, Technologie, Förderung und Gesetzgebung haben sich seitdem schrittweise entwickelt.

Während die Anfänge primär von der Nutzung des CO<sub>2</sub> in der Öl-Industrie für *Enhanced Oil Recovery* geprägt waren, kann die Entwicklung von CCU/S-Projekten heute zum **klimapolitischen Mainstream** in Nordamerika gezählt werden. In beiden Ländern bestehen mittlerweile neben umfangreichen Programmen für Forschung und Entwicklung auch **Förderanreize** in Form von Steuervergünstigungen speziell für die kommerzielle Nutzung.

Allerdings ist der Einsatz von CCU/S auch in Nordamerika **nicht gänzlich unumstritten** und wird aus sehr unterschiedlichen politischen Lagern kritisiert. Während einige Gegner\*innen einer aktiven Klimapolitik die Technologie als unnötig und zu teuer ablehnen, finden sich auch **Klimaaktivist\*innen**, die eine Verlängerung der Laufzeit fossiler Kraftwerke fürchten. Einige Umweltverbände stehen der Verquickung mit der Öl- und Gaswirtschaft skeptisch gegenüber, deren vorhandene geologische und technologische Expertise allerdings gleichzeitig ein großes Plus auch für die Entwicklung eines primär auf geologische Speicherung abzielenden Sektors ist. Vor diesem Hintergrund gilt die Frage der **sozialen Akzeptanz** – in den USA noch mehr als in Kanada – als zentral für die weitere Verbreitung von CCU/S.

Im Bereich der **Regulatorik** besteht aufgrund der sukzessiven Vorgehensweise in keinem der Länder ein einheitliches Regelwerk speziell für CCU/S. Vielmehr wurden schrittweise bestehende Regularien aus Öl- und Gasförderung, Bergrecht, Umweltrecht etc. auf verschiedenen Rechtsetzungsebenen in unterschiedlichem Umfang adaptiert und gezielt ergänzt. Dies führt dazu, dass beispielsweise in den USA trotz der langjährigen Erfahrungen regulatorische Grauzonen oder gar Lücken – insbesondere bei staatenübergreifenden Aktivitäten – existieren; während es in Kanada enorme Unterschiede im Regulierungsansatz zwischen den Provinzen gibt.

Die derzeit in Betrieb befindlichen großskaligen **Projekte** nutzen CO<sub>2</sub> nahezu ausschließlich für **EOR**, nur je ein Projekt in Kanada und den USA nimmt dezidiert geologische Speicherung vor. Allerdings wird erwartet, dass sich dieses Verhältnis in den nächsten Jahren umkehrt, da EOR weniger intensiv (USA) bzw. nicht direkt (Kanada) gefördert wird. Erwartet wird kurz- und mittelfristig insbesondere der vermehrte Einsatz in der Industrie und dort insbesondere in Bereichen, bei der die Stoffströme eine hohe Konzentration von CO<sub>2</sub> aufweisen (z.B. Ethanolherstellung). Der Einsatz von CCU/S in fossilen Kraftwerken wird in beiden Ländern angestrebt, aber nach gegenwärtigem Stand eher mittel- bis langfristig erfolgen.

Die Untersuchung kommt im Ergebnis zu folgenden Schlüssen:

- Eine **übergeordnete Strategie** für die Entwicklung des Sektors bietet die Möglichkeit, grundlegende Fragen zur Verwendung von CCU/S klar zu kommunizieren und wirkt sich positiv auf Planbarkeit, Investitionssicherheit und Debatten aus.
- Eine damit im Einklang stehende **einheitliche, umfassende und verbindliche Regulatorik** beschleunigt Prozesse und minimiert Rechtsunsicherheiten.

- Die **soziale Akzeptanz** ist insbesondere für Pipelinetransport und Injektionen von herausragender Bedeutung. Auch wenn es in diesem Bereich keine Patentrezepte gibt, kann ein aktiver Dialog mit betroffenen Kommunen und Gruppen zum frühestmöglichen Zeitpunkt – und ggf. unter Berücksichtigung regionaler Interessenlagen – als notwendige Bedingung für eine erfolgreiche Projektumsetzung gelten.
- Der Betrieb von CCU/S-Projekten wird auf absehbare Zeit trotz tendenziell sinkender Kosten nicht ohne **zusätzliche Stimuli** wirtschaftlich darstellbar sein. Dies können Formen von CO<sub>2</sub>-Bepreisung sein, gezielte Förderungen von Projektentwicklung und Betrieb oder eine Kombination aus beidem.
- Im Hinblick auf die erforderliche Expertise und den Aufwand für die **Exploration** geologischer Lagerstätten wird vielfach auf die – im nordamerikanischen Kontext besonders relevanten – Vorteile aus der Erfahrung bei der Förderung von Bodenschätzen hingewiesen. Dies betrifft etwa die Datenlage zu geologischen Charakteristika bestimmter Gebiete, aber auch die Verfügbarkeit von Fachkräften.
- Bei der vorliegenden Studie handelt es sich um einen allgemeinen **Überblick** zur Situation in Nordamerika. Angesichts der Komplexität des Themas können in diesem Rahmen nicht alle Aspekte erschöpfend behandelt werden. Je nach Informationsbedarf kann es sinnvoll sein, weitere Themen separat vertieft zu untersuchen (z.B. Regelungen zur staatlichen Übernahme der langzeitigen Haftung).

## 2. Inhaltsverzeichnis

<b>1. Einleitung</b>	<b>8</b>
<b>2. USA</b>	<b>9</b>
2.1 Hintergrund, Strategie und Förderung	9
2.2 Branchenübersicht	11
2.3 Regulatorischer Rahmen	15
2.3.1 Allgemeine Anforderungen: Umweltverträglichkeitsprüfungen	17
2.3.2 CO <sub>2</sub> -Abscheidung (Capture/Removal)	18
2.3.3 CO <sub>2</sub> -Transport	19
2.3.4 CO <sub>2</sub> -Speicherung	21
2.4 Offshore-CO <sub>2</sub> -Speicherung in den USA	26
2.5 Aktuelle Debatten	27
2.5.1 Soziale und politische Akzeptanz	27
2.5.2 Weiterentwicklung der Regulatorik	29
2.5.3 Marktentwicklung	30
<b>3. Kanada</b>	<b>31</b>
3.1 Hintergrund, Strategie und Förderung	31
3.2 Branchenübersicht	33
3.3 Regulatorischer Rahmen	35
3.3.1 Allgemeine Anforderungen: Umweltverträglichkeitsprüfungen	35
3.3.2 CO <sub>2</sub> -Abscheidung (Capture/Removal)	36
3.3.3 CO <sub>2</sub> -Transport	37
3.3.4 CO <sub>2</sub> -Speicherung	37
3.4 Offshore-CO <sub>2</sub> -Speicherung in Kanada	40
3.5 Aktuelle Debatten	43
3.5.1 Soziale Akzeptanz	43
3.5.2 Weiterentwicklung der Regulatorik	44
3.5.3 Marktentwicklung	45
<b>4. Fazit</b>	<b>46</b>
<b>Quellenverzeichnis</b>	<b>47</b>
<b>Anhang</b>	<b>57</b>

### 3. Abkürzungsverzeichnis

ACG	Alberta Carbon Grid
AER	Alberta Energy Regulator
AOSP	Athabasca Oil Sands Project
BCS	Basal Kambrische Sande
BLM	Bureau of Landmanagement [im DOI]
BOEM	Bureau of Ocean Energy Management [im DOI]
CAA	Clean Air Act
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture and Use
CCUS	Carbon Capture Use and Storage
CDR	Carbon Dioxide Removal
CEAA	Canadian Environmental Assessment Act
CEPA	Canadian Environmental Protection Act
CER	Canadian Energy Regulator
CFR	Code of Federal Regulation [USA] / Clean Fuel Regulations [Kanada]
COA	Canadian Ocean's Act
CPRA	Canadian Petroleum Resources Act
CRS	Congressional Research Service
CSA	Canadian Standards Association
CWA	Clean Water Act
CZMA	Coastal Zone Management Act
DAC	Direct Air Capture
DOE	U.S. Department of Energy
DOI	U.S. Department of the Interior
DOT	U.S. Department of Transportation
EA	Environmental Assessment
ECCC	Environment and Climate Change Canada
EEZ	Exclusive Economic Zone
EIS	Environmental Impact Statement
EOR	Enhanced Oil Recovery
EPA	U.S. Environmental Protection Agency
EPAP	Enhanced Production Audit Program
EPEA	Environmental Protection and Enhancement Act [Alberta]
ESA	Endangered Species Act [USA]
F&E	Forschung und Entwicklung
FECM	Office of Fossil Energy and Carbon Management [des DOE]
FERC	Federal Energy Regulatory Commission [des DOE]

---

FLPMA	Federal Land Policy and Management Act [USA]
GCCSI	Global CCS Institute
GHGRP	Greenhouse Gas Reporting Program [der EPA]
IAA	Impact Assessment Act [Kanada]
IRA	Inflation Reduction Act [USA]
IRC	Internal Revenue Code [USA]
ITC	Investment Tax Credit
LCFS	Low-Carbon Fuel Standard [Kalifornien]
Mt	Millionen Tonnen
MLA	Mineral Leasing Act [USA]
MMA	Mines and Mineral Act [Kanada]
MRV	Monitoring, Review, and Verification
MSA	Magnuson-Stevens Fishery Conservation & Management Act [USA]
NEB	National Energy Board [Kanda]
NEPA	National Environmental Protection Act [USA]
NMFS	U.S. National Marine Fisheries Service
NPDES	National Pollutant Discharge Elimination System
NRCan	Natural Resources Canada
NSR	New Source Review Program
OCS	Outer Continental Shelf
OCSLA	Outer Continental Shelf Land Act [USA]
OGCA	Oil and Gas Conservation Act [Kanda]
PHMSA	U.S. Pipeline and Hazardous Safety Administration
RCRA	Resource Conservation and Recovery Act [USA]
RD&D	Research, Development, and Demonstration
RFA	Regulatory Framework Assessment
RGGI	Regional Greenhouse Gas Initiative
ROWs	Rights-of-Way
RRC	Railroad Commission of Texas
PCSF	Post-Closure Stewardship Fund
PICS	Pacific Institute for Climate Solutions
PSD	Prevention of Significant Deterioration Permit
SEARP	Saskatchewan Environmental Review Panel
SMR	Steam Methane Reforming
TIER	Technology Innovation and Emissions Reduction
UIC	Underground Injection Control Program
USFS	U.S. Forest Service
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung

## 1. Einleitung

Die Nutzung von Technologien zur Abscheidung und Speicherung/Weiternutzung von CO<sub>2</sub> (CCU/S) als ein **Baustein zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen** ist bereits seit längerem Bestandteil der Debatte zur Umsetzung einer wirkungsvollen Klimaschutzstrategie. Nicht wenige Debattenbeiträge (z.B. IPCC) gehen dabei davon aus, dass der Einsatz von CCU/S im Rahmen einer ganzheitlichen Klimastrategie sinnvoll und notwendig ist – sei es in Bezug auf schwer vermeidbare Prozessemissionen oder zur Beschleunigung der CO<sub>2</sub>-Reduktion.

Sowohl in Kanada als auch in den USA ist die **Nutzung von CCU/S fester Bestandteil der jeweiligen 2050-Strategien** und erste großmaßstäbige Anlagen sind bereits in Betrieb; in Deutschland sieht der Klimaschutzplan die Prüfung der Nutzung vor, die zuletzt wieder an Aktualität gewonnen hat.

Diese Untersuchung möchte vor diesem Hintergrund einen Beitrag zur laufenden Debatte leisten, indem die Entwicklungen und Erfahrungen in Nordamerika näher betrachtet werden. Gegenstand der Betrachtung sind dabei sowohl allgemeine Rahmenbedingungen und bestehende Fördermechanismen als auch Regularien entlang der Wertschöpfungskette. Im Fokus steht dabei explizit die Umsetzungsperspektive, grundsätzliche Erwägungen zu Notwendigkeit, Chancen und Risiken der Technologie sind nicht primär Gegenstand der Untersuchung und werden nur am Rande im Zusammenhang mit Akzeptanzfragen in den Zielländern adressiert.

Für die vorliegende Untersuchung wurden im Zeitraum März – April 2023 zunächst bestehende Primär- und Sekundärquellen ausgewertet. In Ergänzung dazu wurden zwischen Ende April und Anfang Mai insgesamt acht qualitative Interviews mit Vertreter\*innen aus den Zielländern geführt, darunter forschungsorientierte Think Tanks, Unternehmen und Anlagenbetreiber.

Um die verschiedenen Aspekte und Technologien (CCS, CCU, CCUS) zusammenzufassen, wurde für den Zweck dieser Untersuchung in Anlehnung an den Evaluierungsbericht der Bundesregierung zum Kohlendioxid-Speichergesetz (BReg 2022) die Schreibweise **CCU/S** gewählt. Damit sind alle Verfahren zur Abscheidung von CO<sub>2</sub>, dessen Transport und anschließende Nutzung oder geologische Speicherung gemeint.

Die **Abscheidung** kann dabei sowohl aus den Stoffströmen industrieller Prozesse (einschließlich Kraftwerke) erfolgen als auch aus der Atmosphäre („Direct Air Capture“, DAC) oder biogenem Abgas. Damit umfasst der Begriff auch Prozesse, die gelegentlich (in Abgrenzung zu CCS) auch als „Carbon Dioxide Removal“ bezeichnet werden. Der **Transport** von komprimiertem CO<sub>2</sub> zur Nutzungs-/Speicherstätte kann grundsätzlich durch verschiedene Verkehrsträger erfolgen, für größere Mengen ist aber insbesondere der Transport über gesonderte Pipelines relevant, die daher im Mittelpunkt der Betrachtung stehen. Die **geologische Speicherung** (engl. häufig auch „Sequestrierung“) bezieht sich auf die Lagerung in tiefen unterirdischen Gesteinsschichten, hierfür gibt es auch in Nordamerika derzeit nur wenige großskalige Projekte. Dominierend ist bislang die **Nutzung** durch „Enhanced Oil Recovery“. Bei diesem Verfahren wird CO<sub>2</sub> als Verdrängungsmittel injiziert, um Öl zu gewinnen, das mit konventionellen Verfahren nicht gefördert werden kann. Dabei verbleibt je nach Technologie nur ein Teil des CO<sub>2</sub> in den Lagerstätten. Weitere Nutzungsformen umfassen u.a. die Verwendung in der chemischen Industrie oder Lebensmittelindustrie, spielen aber derzeit im Rahmen von „Carbon Capture“ noch eine untergeordnete Rolle.

In Anlehnung an den offiziellen amerikanischen Sprachgebrauch wird der Begriff **Brunnen** für Injektionsbohrungen genutzt.

### Zur gegenwärtigen Rolle von “Carbon Utilization“ in Nordamerika

In Abgrenzung zur dauerhaften Speicherung umfasst die „Nutzung“ („utilization“) von abgediehem CO<sub>2</sub> grundsätzlich alle Verwendungsformen, bei denen der Kohlenstoff mindestens einem weiteren Nutzungszyklus zugeführt wird (vgl. UBA 2021). Im engeren Sinne (jenseits der Nutzung in der Ölförderung) lässt sich hierunter eine Vielzahl von Einsatzmöglichkeiten subsumieren, die von der direkten Verwendung z.B. in der Lebensmittelindustrie bis hin zur Produktion von Kunststoffen, Baumaterialien oder synthetischen Treibstoffen reichen. Dieser Bereich wird auch als „Carbon Based Products Industry“ (CBPI) bezeichnet.

Der tatsächliche Nutzen dieser Verfahren für den Klimaschutz hängt im Einzelfall von mehreren Faktoren ab (UBA 2021). Optimistische Schätzungen attestieren bis 2030 ein theoretisches Potenzial für die Nutzung von 15% des weltweiten CO<sub>2</sub>-Ausstoßes. Sowohl in Kanada als auch in den USA existieren vielfältige erste unternehmerische Ansätze in diesem Bereich, z.B. in der Betonproduktion, für synthetische Treibstoffe, Kunststoffe oder leitfähige Nanoröhren für den Einsatz in elektrischen Geräten. Auch das DOE unterstützt CBPI im Rahmen des „Carbon Utilization Program“ mit insgesamt mehr als \$300 Mio.

Allerdings spielt die Technologie in Nordamerika in der Praxis heute nur eine marginale Rolle. Bei den wenigen Projekten in diesem Bereich handelt es sich fast ausnahmslos um Forschungs- oder Demonstrationsanlagen (eine Auswahl findet sich u.a. bei <https://database.co2value.eu/>). Die nach eigenem Bekunden „erste profitable“ CCU-Anlage SkyMine (CO<sub>2</sub> aus Zementherstellung für Natriumhydrogencarbonat (Backpulver) in San Antonio, Texas) kann bis zu 50.000 t pro Jahr umsetzen, andere Anlagen teils deutlich weniger – selbst im Vergleich zu den gegenwärtig geringen Volumina für dauerhafte Speicherung bleibt die praktische Relevanz damit derzeit gering. Dementsprechend hoben Interviewpartner\*innen wiederholt die zentrale Rolle der geologischen Speicherung gegenüber CBPI hervor.

C2ES (2019) sieht mittelfristig das größte Potential in verschiedenen Anwendungen der Baustoffindustrie, betont aber bestehende regulative Hürden (ASTM-Standards für Baumaterialien; fehlende einheitliche Methodologie zur Angabe der Kohlenstoffintensität/Klimabilanz von Produkten allgemein) und mangelnde Wirtschaftlichkeit. Gesonderte nordamerikanische Regulierungen für CBPI bestehen nach gegenwärtigem Kenntnisstand nicht.

Vor diesem Hintergrund erfolgt im Rahmen dieser Untersuchung keine vertiefte gesonderte Darstellung für den Bereich Carbon Utilization.

## 2. USA

### 2.1 Hintergrund, Strategie und Förderung

In den USA existiert keine übergeordnete Strategie im Hinblick auf eine koordinierte Entwicklung der Abscheidung, Speicherung und Nutzung von Kohlendioxid (CCU/S). Obwohl auch in den USA nicht gänzlich unumstritten (s.a. 2.5.1.), ist die Technologie fester Bestandteil der Dekarbonisierungsbemühungen des Landes, wie sich u.a. aus der föderalen Langzeitstrategie zur Klimaneutralität 2050 (DOS & Executive Office of the President 2021) oder dem jüngsten *Energy Act* (2020) ergibt. Neben der Bedeutung von CCU/S für schwer zu dekarbonisierende Industrien wird dabei davon ausgegangen, dass fossile Kraftwerke mit CCS weiterhin eine relevante Rolle bei der Stromproduktion spielen werden (EPA 08.05.2023) und in Zukunft Carbon Dioxide Removal-Technologien zur Anwendung kommen. Analog

findet das Thema auch in Strategien und Klimaplänen mehrerer Bundesstaaten Niederschlag. Aktuelle Schätzungen zufolge wird bis zu einem Fünftel der angestrebten Treibhausgasreduktionen in den USA durch CCU/S erfolgen (Burns 17.08.2022).

Die Technologie kommt in den USA bereits seit vielen Jahren zum Einsatz und wird seit Ende der 1990er Jahre auch aktiv gefördert. Das weltweit erste CCU/S-Projekt wurde bereits 1972 in Terrell, Texas, aus der Taufe gehoben und ist bis heute in Betrieb. Auch die bislang größte Anlage in den USA ging bereits 1986 in Betrieb – im Mittelpunkt standen in dieser frühen Entwicklungsphase allerdings keine Klimaschutzgesichtspunkte, sondern ausschließlich die Erhöhung der Ölförderung (EOR), die bis heute den US-Markt dominiert (s. Abschnitt 2.2). 1997 wurden erstmals Mittel aus dem föderalen Budget zur Verfügung gestellt, um F&E-Aktivitäten zu CCU/S über das Office of Fossil Energy des Department of Energy (DOE) zu finanzieren – allerdings zunächst in sehr begrenztem Umfang. Das änderte sich erst 2005, als das Forschungsprogramm mit einer Laufzeit von 10 Jahren Eingang in den *Energy Policy Act* fand und in der Folge 2007 auch sieben Demonstrationsprojekte bewilligt wurden (GCCSI 2021).

Als wichtiger Meilenstein für kommerzielle CCU/S-Projekte gilt ein Gesetz aus dem Jahr 2008: Der *Energy Improvement and Extensions Act* enthielt erstmals staatliche Förderung für die CCU/S-Nutzung in Form von Steuergutschriften. Mit dem **\$45Q Tax Credit** des Internal Revenue Code wurde ein Fördermechanismus speziell für die permanente Speicherung oder weitere Nutzung von abgeschiedenem CO<sub>2</sub> (einschließlich EOR) etabliert, wenngleich die Fördersummen mit \$20/t bzw. \$10/t zunächst gering waren. Der §45Q wurde 2018 im *Bipartisan Budget Act* auf \$50/t bzw. \$35/t aufgestockt und bleibt bis heute ein zentrales Instrument für die CCU/S-Förderung in den USA (s.u.).<sup>1</sup>

2009 wurde im Rahmen des *American Recovery and Investment Act* (ARRA) ein groß angelegtes Förderprogramm für die CCU/S-Aktivitäten des DOE aufgelegt. Von den insgesamt zur Verfügung gestellten \$3,4 Mrd. wurden allerdings bis zum Ende des Förderzeitraums 2015 rund \$1,4 Mrd. nicht abgerufen. Mehr als die Hälfte davon war für das **DOE-Vorzeigeprojekt FutureGen** vorgesehen, das CCS an einem Kohlekraftwerk in Illinois demonstrieren sollte, aber im Frühjahr 2015 – u.a. aufgrund von Verzögerungen im Genehmigungsverfahren und anhängigen Klagen von Umweltverbänden – eingestellt werden musste (CRS 2016).

Die derzeit laufenden Aktivitäten im Bereich **Forschung, Entwicklung und Demonstrationsprojekte** werden im Wesentlichen auf der Grundlage des *Energy Act* von 2020 (insgesamt \$7,7 Mrd. 2021 – 2025) und des *Infrastructure Investment and Jobs Act* (IIJA) von 2021 (ca. \$12,5 Mrd. 2022 – 2026) finanziert, was eine deutliche Steigerung im Vergleich zu den Vorjahren bedeutet. Schwerpunkte in der Förderung des IIJA sind insbesondere die Bereiche Pilotanlagen (\$3,5 Mrd.), Speicherung (\$2,5 Mrd.) und Transportinfrastruktur (\$2,1 Mrd. s.a.u.). Daneben gibt es auch erstmals Mittel speziell für die Errichtung von bis zu vier DAC-Hubs (\$3,5 Mrd.) (Angaben übernommen von ITIF 18.04.2022).

Die \$2,1 Mrd. für den Bereich **Transport** werden durch das „Carbon Dioxide Transportation Infrastructure Finance and Innovation“ (**CIFIA**)-Programm umgesetzt. In diesem Rahmen werden Kredite, Kreditgarantien und Zuschüsse für große CO<sub>2</sub>-Transportprojekte (>\$100 Mio. Gesamtkosten) gewährt. Förderfähig sind dabei Pipeline-, See- und Landtransporte, wobei die Infrastruktur für eine „angemessene Gebühr“ öffentlich nutzbar sein muss („common carrier“, vgl. DOE 2022).

Für die **kommerzielle Nutzung** relevant ist weiterhin vor allem die Förderung über „tax credits“ (Steuergutschriften) relevant. Der entsprechende Paragraph 45Q des US-Steuergesetzes für Kohlenstoffspeicherung wurde zuletzt im Rahmen des **Inflation Reduction Act (IRA) 2022** angepasst. Insbesondere wurden dabei die Fördervolumina weiter

<sup>1</sup> Die parallele Öffnung des seit 2005 bestehenden Investment Tax Credit zur Umrüstung von Kohlekraftwerken (§48A) auch für die Anwendung von CCU/S blieb dagegen weitgehend ungenutzt (GCCSI 2021).

erhöht und gleichzeitig die Anforderungen im Hinblick auf die Mindestabscheidung gesenkt, so dass ab 2023 auch kleinere Anlagen gefördert werden können:

**Tabelle 1: CCU/S Förderung nach §45Q IRC<sup>2</sup> ab 2023**

Technologie	Mindestanforderungen	Förderhöhe (Laufzeit 12 Jahre)
Point Source (Industrie, Kraftwerke)	Allgemein: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Abscheidung und Lagerung in den USA</li> <li>• Keine Unterschreitung ortsüblicher Löhne („prevailing wage“)<sup>3</sup></li> <li>• Baubeginn vor 2023</li> </ul> Kraftwerke: <ul style="list-style-type: none"> <li>• 18.750 t CO<sub>2</sub>-Abscheidung pro Jahr</li> <li>• 75% Abscheidungsquote</li> </ul> Industrie: <ul style="list-style-type: none"> <li>• 12.500 t CO<sub>2</sub>-Abscheidung pro Jahr</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• \$85/t für geologische Speicherung</li> <li>• \$60/t für Nutzung (inkl. EOR)</li> </ul>
DAC	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 1.000 t CO<sub>2</sub>-Abscheidung pro Jahr</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• \$180/t für geologische Speicherung</li> <li>• \$130/t für Nutzung (inkl. EOR)</li> </ul>

Förderberechtigt ist dabei grundsätzlich der Eigentümer/die Eigentümerin der CCU/S-Anlage, der/die die Abscheidung und Speicherung (oder Nutzung) des CO<sub>2</sub> selbst vornehmen oder fremdvergeben kann. Gleichzeitig besteht (für Unternehmen auf 5 Jahre begrenzt) die Möglichkeit einer Direktauszahlung der Fördersumme (auch über die eigentliche Steuerlast hinaus) sowie grundsätzlich die Option der Veräußerung von Ansprüchen aus der steuerlichen Förderung, so dass eine hohe Flexibilität in Hinblick auf die Nutzung der Förderung in verschiedenen Stakeholderkonstellationen gegeben ist.

Hinzu kommen in einigen Bundesstaaten weitere Förderprogramme, die sich mit den föderalen Programmen kombinieren lassen. Potentiell große Bedeutung kommt insbesondere dem „Low Carbon Fuel Standard“ (LCFS) und dem dazugehörigen CCS-Protokoll in Kalifornien zu (s.u. 2.3.4). Hierüber können Kraftstoffe mit CCS-bedingt geringeren Lebenszyklusemissionen gefördert werden - auch, wenn sie z.B. in Kalifornien verkauft, aber außerhalb produziert wurden. Stand 2022 wurden allerdings noch keine Projekte nach diesem Passus gefördert (CARB 10.05.2022).

## 2.2 Branchenübersicht

Die USA sind derzeit der weltweit führende Standort bei der Nutzung von CCU/S-Technologien. Von den derzeit knapp 45 Mt CO<sub>2</sub>, die jährlich weltweit abgeschieden werden (IEA 2022b) entfallen etwa 20 Mt auf die USA, darunter mit dem Shute Creek Gas Processing Plant eines der größten derzeit existierenden Projekte (7 Mtpa, vgl. GCCSI 2022a). Derzeit sind 13 größere Anlagen in Betrieb (weltweit: 30), eine vollständige Übersicht dazu findet sich im Anhang. Die bestehenden US-Projekte weisen eine starke regionale Konzentration im Mittleren Westen und Texas auf. Die derzeit im Betrieb befindlichen kommerziellen Anlagen zeichnen sich überdies dadurch aus, dass nur ein Bruchteil des abgeschiedenen CO<sub>2</sub>

<sup>2</sup> Dargestellt ist die Regelung für Anlagen, die nach 2018 in Betrieb gehen

<sup>3</sup> Entsprechende Anforderungen sind beim Department of Labor hinterlegt, in der Regel orientieren sich diese an Tarifverträgen.

tatsächlich primär der geologischen Speicherung zugeführt wird; fast alle Projekte dienen der „Enhanced Oil Recovery“ (EOR), bei der je nach Technologie nur ein Teil des CO<sub>2</sub>s unterirdisch gespeichert bleibt. Die Nutzung (utilization) von abgeschiedenem CO<sub>2</sub> jenseits von EOR ist bislang kaum verbreitet.

Als CO<sub>2</sub>-Quelle der CCU/S-Projekte fungieren primär industrielle Anwendungen, insbesondere Erdgasverarbeitung, Düngemittelproduktion und Ethanolherstellung. Für den im Kontext der Energiewendediskussion ebenfalls relevanten Anwendungsfall der CO<sub>2</sub>-Abscheidung in fossil betriebenen Kraftwerken existiert derzeit kein operatives Projekt – das einzige kommerziell betriebene Projekt des Unternehmens Petra Nova in Texas (Gas- und Kohleverstromung, 1,4 Mtpa) stellte den CCU/S-Betrieb 2020 ein, nach Betreiberangaben aufgrund stark gesunkener Rohölpreise für EOR, aus dem 90% der Einnahmen stammten (ausführlichere Darstellung bei CRS 2022). Ein weiteres geplantes CCU/S-Projekt an einem Kohlekraftwerk in Illinois war trotz starker regulatorischer Unterstützung schließlich nicht erfolgreich.

Die **Kosten** für den Einsatz von CCU/S in den USA lassen sich dabei nur schwer verallgemeinern, wie der folgende Vergleich von Kostenschätzungen zeigt:

**Tabelle 2: Übersicht zu Kostenschätzungen<sup>4</sup> für CCS in \$/tCO<sub>2</sub>**

	IEA 17.02.2021	GCCSI 2021b	Moch et al. 2022
<b>Abscheidung (Point Source)</b>	\$15 – \$120	\$0 - \$125 <sup>5</sup>	\$19 - \$205
<b>DAC</b>	\$134 - \$342	k.A.	k.A.
<b>Kompression</b>	k.A.	\$13 - \$22	\$12
<b>Transport (Pipeline onshore)</b>	\$2 - \$14	\$4 - \$24	\$15
<b>Transport (Schiff)</b>	k.A.	\$15 - \$25	k.A.
<b>Speicherung</b>	Ca. \$10	\$3 - \$23	\$11

Der potentiell größte Kostenfaktor, aber auch die größte Varianz, liegt demnach bei der eigentlichen Abscheidung des CO<sub>2</sub>. Die enorme Bandbreite erklärt sich in Teilen durch Standort, Technologie und Größe der modellierten Anlagen, hauptsächlich jedoch durch die CO<sub>2</sub>-Konzentration im Ausgangsmedium. Trotz kleiner methodischer Unterschiede sind die betrachteten Studien in ihrer Grundaussage konsistent. Dementsprechend kann man grob drei Kategorien unterscheiden:

- **Die vergleichsweise geringsten Abscheidungskosten** weisen solche Prozesse auf, bei denen technisch bedingt ohnehin Kohlendioxid separiert wird. Dazu gehören insbesondere Erdgasverarbeitung, Düngemittel-/Ammoniakproduktion und Ethanolherstellung.
- **Mittlere Kosten** entstehen demnach bei der Verwendung in Kraftwerken und typischen industriellen Anwendungen wie Zementproduktion und Stahlherstellung.
- Mit Abstand am **teuersten** sind Verfahren zum „Carbon Removal“, Burns (17.08.2022) gibt für Direct Air Capture sogar Kosten von \$250 - \$600 an.

Damit kombinieren nahezu alle in Betrieb befindlichen Anlagen besonders günstige CO<sub>2</sub>-Gewinnung mit einer Senkung der Speicherkosten bzw. Generierung zusätzlicher Einnahmen durch EOR. Auch unter den 47 Projekten, die bis 2027 in Betrieb gehen sollen, basieren alleine 35 auf Ethanolherstellung in bestehenden Bioraffinerien. Der Betrieb von CCU/S in den USA war bislang nur in seltenen Ausnahmefällen bei einer außerordentlich günstigen Kombination der Rahmenbedingungen (einschließlich hoher Ölpreise) ohne weitere Förderung wirtschaftlich möglich. In einer jüngeren Untersuchung ausgewählter Projekte (davon 3 in den USA) kommen Kapetaki und Scowcroft zu dem Ergebnis, dass „the vast majority, if not all

<sup>4</sup> Nur Moch et al. beziehen sich ausdrücklich auf die USA

<sup>5</sup> Der Sonderfall der Aluminiumverhüttung mit deutlich höheren Kosten (bis \$300) wurde hier außer Betracht gelassen

projects, have acknowledged the importance of public funding for the development of their business model and business case” (Kapetaki & Scowcroft 2017). Auch Moch et al. konstatieren in einer jüngeren Untersuchung, dass erst die erhöhte steuerliche Förderung seit 2018 (prä-IRA) Projekte überhaupt wirtschaftlich darstellbar macht, aber selbst dies für einige Bereiche (Zement, Stahl, Wasserstoff) vermutlich nicht ausreichend sein wird (Moch et al. 2022). Bislang bleibt die Nachfrage nach Steuergutschriften mit geschätzten \$600 Mio. zwischen 2019 und 2023 (ITIF 18.04.2022) allerdings gering im Vergleich zu den Fördersummen für Forschung und Entwicklung, von denen etliche der in Betrieb befindlichen Projekte ebenfalls profitiert haben.

Nach Einschätzung mehrerer interviewter Expert\*innen wird erst die nochmalige Erhöhung der Förderbeträge durch den IRA ab 2023 die Anzahl wirtschaftlich zu betreibender Projekte deutlich erweitern und neue industrielle Sektoren erschließen. Auch die Bedeutung von EOR zur Finanzierung künftiger Projekte sinkt damit – als mögliche Gründe dafür sehen Expert\*innen neben Imageaspekten vor allem die geringere Abhängigkeit von volatilen Ölpreisen im Vergleich zur garantierten Fördervergütung.

Aktuell sind in den USA mehr als 8.000 km CO<sub>2</sub>-Pipelines in Benutzung (im Vergleich zu rund 770.000 km an US-Pipelines insgesamt) (PHMSA 03.04.2023; TLRf 2022) – Schätzungen zufolge muss sich die Kapazität um mehr als den Faktor 13 auf über 100.000 km erhöhen, um die angestrebten Volumina für die Treibhausgasneutralität 2050 (circa 0,9 – 1,7 Mrd. t CO<sub>2</sub> pro Jahr) umsetzen zu können, was je nach Szenario zusätzliche Investitionen von circa \$170 bis \$230 Mrd. voraussetzen würde (Burns 17.08.2022; Larson et al. 2021).

**Praxisbeispiel: Illinois Industrial Carbon Capture and Storage**

Das Illinois Industrial Carbon Capture and Storage-Projekt (IL-ICCS) ist das einzige in Betrieb befindliche „kommerzielle“ Projekt in den USA, das abgeschiedenes CO<sub>2</sub> geologisch speichert. Es handelt sich um eine Erweiterung des Illinois Basin Decatur Project (IBDP), das primär zu Forschungszwecken von 2011 bis 2014 insg. 1 Mt CO<sub>2</sub> im Illinois Basin (Mt. Simon Sandstone) verpresste.

IL-ICCS wird durch das Global CCS Institute als Projekt im kommerziellen Maßstab der Partner Archer Daniels Midland, Schlumberger Carbon Services, Illinois State Geological Survey (University of Illinois) und Richland Community College geführt, allerdings erfolgt die Projektsteuerung formell durch das DOE National Energy Technology Laboratory (NETL), das auch den Löwenanteil (68%; MIT 2016a) der \$208 Mio. Projektkosten trägt. Während der Konzeptionsphase war eine Teilfinanzierung durch EOR geprüft worden, wurde aber aufgrund volatiler Ölpreise zugunsten der 45Q-Förderung verworfen (Kapetaki & Scowcroft 2017). Wie bereits das Vorgängerprojekt dient auch IL-ICCS als Projekt für die Durchführung umfangreicher Begleitforschungen der geologischen Eigenschaften der Lagerstätte (u.a. Interaktion zweier Injektionsbohrungen) sowie insbesondere des Umweltmonitorings (seismische Überwachung, CO<sub>2</sub>-Flux, Grundwasser), für das ein separates Begleitprojekt der NETL mit weiteren Projektpartnern aufgesetzt wurde (Integrated Monitoring System, IMS).

IL-ICCS nutzt CO<sub>2</sub>, das als Abfallprodukt bei der Produktion von Bioethanol auf Maisbasis der Archer Daniels Midland Company (ADM) in Decatur, Illinois entsteht. Das CO<sub>2</sub> weist bei der Abscheidung bereits eine sehr hohe Konzentration auf, wird vor Ort dehydriert und gepresst und über eine knapp 2 km lange Pipeline zum Speicherort transportiert. Die Speicherung erfolgt gut 2 km unter der Oberfläche im Illinois Basin, dessen Kapazität auf insgesamt 27 – 109 Mrd. t geschätzt wird. Die Kapazität des IL-ICCS beträgt 1 Mtpa (3.000 t/Tag).

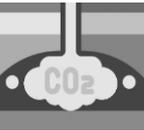
Der Antrag zur Genehmigung für zwei Injektionsbrunnen der Klasse VI (UIC Class VI, s.u. Abschnitt 2.3.4) bei der U.S. Environmental Protection Agency wurden durch ADM 2011 eingereicht. (Dabei musste auch das Vorläuferprojekt IBDP nochmals einen Antrag nach Class VI stellen, da diese Regularien zum Zeitpunkt der ursprünglichen Antragsstellung noch nicht existiert hatten und nur ein Class I Permit vorlag). ADM als Antragstellerin übernimmt damit die Verpflichtungen aus den Auflagen, die aber jeweils durch Unterauftragnehmer umgesetzt werden.

Die Bearbeitung des Antrags durch die EPA nahm mehr als drei Jahre in Anspruch, während derer mehrfach Unterlagen nachgefordert wurden. Nach einer vorläufigen Genehmigung und darauffolgenden öffentlichen Anhörungen wurden die finalen Genehmigungen Ende 2014 bzw. Anfang 2015 erteilt. Damit war das Projekt das erste überhaupt, das eine Genehmigung dieser Klasse erhielt, was die lange Bearbeitungszeit teilweise erklären dürfte. Dennoch wird die Dauer des Verfahrens als Hindernis für die Projektentwicklung kritisiert (Locke et al. 2017). Die CO<sub>2</sub>-Injektion begann im April 2017, deutlich später als ursprünglich vorgesehen.

Aktive Öffentlichkeitsarbeit war von Beginn an ein integraler Bestandteil des Projekts und wurde federführend durch das Richland Community College (RCC) umgesetzt, das sich in unmittelbarer Nähe des Injektionsbrunnens befindet. Im Rahmen dieser Aktivitäten wurden neben persönlichen Gesprächen mit Entscheidungsträgern und Bürgern auch lokale Medien eingebunden (insbesondere zu Beginn) und schließlich ein „National Sequestration Education Center (NSEC)“ am College eingerichtet. RCC sieht in der erfolgreichen Einbeziehung der Öffentlichkeit einen Schlüsselfaktor für den Erfolg des Projekts (vgl. Brauer 2014).

## 2.3 Regulatorischer Rahmen

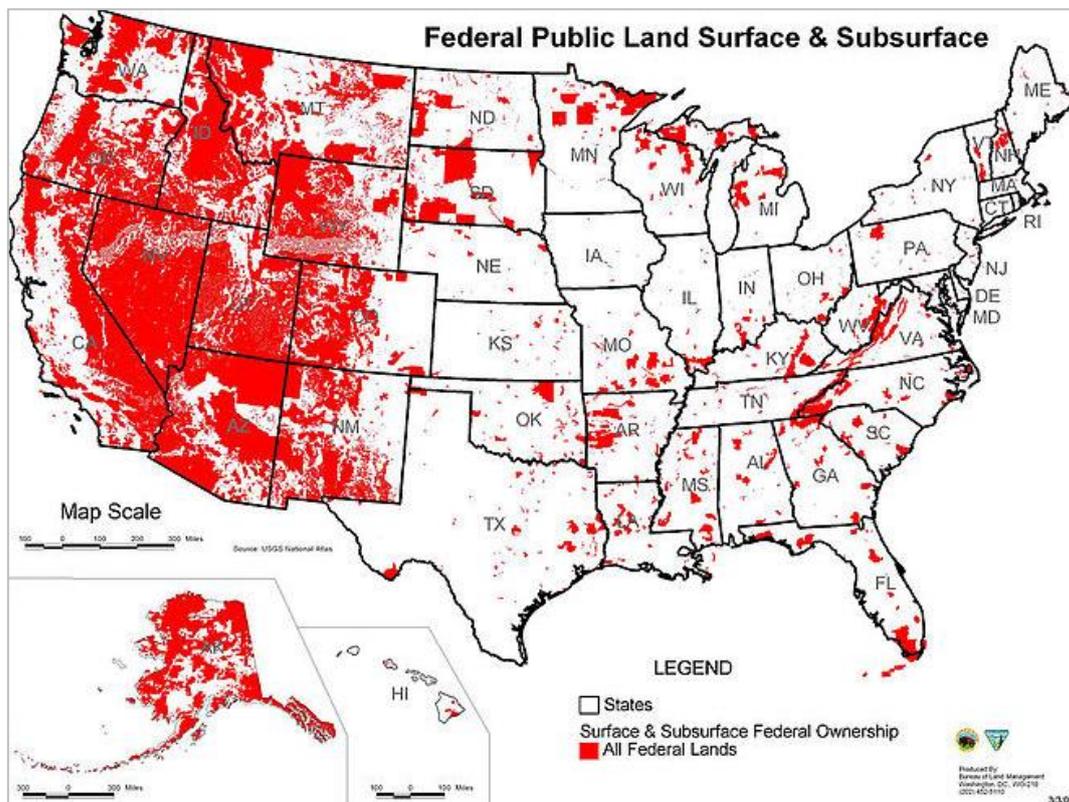
**Tabelle 3 Übersicht zur wichtigsten Regulatorik für CCU/S in den USA**

Abscheidung 	Emissionsschutz	Luftverschmutzungsgenehmigungen (EPA)
	Reporting und Monitoring	ggf. CO <sub>2</sub> -Abscheidungsmengen (EPA)
Transport 	Planung und Verlegung	Wegrechte (BLM/ Bundesstaaten)
	Sicherheitsstandards	Design, Bau, Leckagen (PHMSA/ Bundesstaaten) Ggf. zusätzliche bundesstaatliche Vorgaben.
Einlagerung 	Genehmigung für Injektionsbrunnen (UIC-Programm)	Trink- und Grundwasserschutz (EPA/ Bundesstaaten) CO <sub>2</sub> -Daten, Leckagen, Druck etc. (EPA)
	Land- und Bodenrechte	Land-, Mineralien-, und Porenraumbesitz (BLM/Bundesstaaten)
	Monitoring, Reporting, Verification (MRV)	Injektions- und Leckagedaten und MRV-Plan (EPA)
	Haftung	Haftungsdauer der Betreiber (UIC-Programm), Langfristige Haftung, mögliche Haftungsübernahme durch Bundesstaaten
	Zertifizierung und Anrechnung	Kaliforniens <i>Cap-and-Trade Program</i> und <i>Low Carbon Fuels Standard (LCFS)</i> <i>Regional Greenhouse Gas Initiative (RGGI)</i> (ETS der New England und Mid-Atlantic States)
Alle Bereiche	Umweltschutz	Umweltschutzgenehmigung nach NEPA, ESA, etc. (EPA etc./ Bundesstaaten) Genehmigung bei Nähe zu Gewässern und Feuchtgebieten (U.S. Army Corps of Engineers) Genehmigung für Abwasser (EPA/ Bundesstaaten)

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf den folgenden Informationen des Kapitels.

In den USA gibt es **auf föderaler Ebene kein separates regulatorisches Rahmenwerk** für CCU/S Projekte. Stattdessen wird die bestehende Regulatorik aus Bereichen wie der Öl- und Gasförderung, Industrieanlagen und der Infrastrukturentwicklung angewendet oder diese wurde entsprechend ergänzt. Hinzu kommen Regulierungen auf bundesstaatlicher Ebene. Entscheidend dafür ob nur föderale oder auch bundesstaatliche Regulierungen Anwendung finden, ist, ob sich das Projekt auf föderalem, bundesstaatlichem oder privatem Boden befindet. Projekte auf föderalem Boden unterliegen fast ausschließlich der föderalen Regulierung; für Projekte auf bundesstaatlichem oder privatem Boden sind neben übergreifenden föderalen Vorgaben vor allem bundesstaatliche Regulierungen einschlägig. In den westlichen US-Bundesstaaten (z.B. Wyoming) ist sehr viel Land im föderalen Besitz, daher spielen dort in fast allen CCU/S-Projekten die föderalen Gesetze und Genehmigungsbehörden eine große Rolle, während in den östlichen Bundesstaaten (z.B. Illinois) sehr wenig Land im föderalen Besitz ist, weshalb hier die bundesstaatlichen Gesetze und Behörden oft maßgeblich sind (Koski et al. 2020).

**Abbildung 1: Föderal (rot) und bundesstaatlich (weiß) reguliertes Land in den USA**



Hinweis: Der Großteil der Landfläche unter bundesstaatlicher Kontrolle (weiß) befindet sich in privatem Besitz.

Quelle: Bureau of Land Management (BLM) (2005).

Die **regulatorische Lage in den Bundesstaaten** wiederum gestaltet sich sehr heterogen. Zu den wichtigsten Unterschieden zählt hierbei, wer im Besitz des Lands (surface space), der darunterliegenden Mineralien (mineral space) und des Porenraum (pore space) ist und wie die damit verbundenen Rechte konkret ausgestaltet sind (statutory oder case law). Die daraus folgenden unterschiedlichen Konstellationen für CO<sub>2</sub>-Speicher- und Pipelineprojekte sind u.a. dafür maßgeblich, welche Gesetze eingehalten werden müssen, welche Genehmigungen notwendig und welche Behörden zuständig sind (Koski et al. 2020). Weitere wichtige Unterschiede zwischen den Bundesstaaten beziehen sich auf folgende Fragen:

- Wurden im Bundesstaat bereits spezielle CCS-Gesetze (sog. Carbon Capture and Storage Acts<sup>6</sup>) erlassen, um die Entwicklung von CCS-Projekten durch höhere regulatorische Sicherheit zu unterstützen, und wie umfassend sind diese?
- Wie sind die Enteignungsrechte (eminent domain) z.B. für Pipelinebau ausgestaltet?
- Hat ein Bundesstaat die sog. UIC-Class-VI-Primacy für die Genehmigung von Brunnen zur geologischen Speicherung von der EPA übertragen bekommen (s.u. 2.3.4)?

Im Folgenden wird zunächst die föderale Ebene dargestellt und anschließend der generelle Trend bzgl. der bundesstaatlichen Ansätze zusammengefasst. Dies wird ergänzt durch Beispiele aus v.a. Illinois und Texas aber auch anderen Bundesstaaten, wenn deren Regelungen besonders interessant und relevant erscheinen. Die Bundesstaaten Texas und Illinois wurden aus folgenden Gründen als Hauptbeispiele ausgewählt:

<sup>6</sup> Diese beinhalteten beispielsweise die Einführung einer staatliche Haftungsübernahme ab einem bestimmten Zeitraum nach Schließung der Injektionsbrunnen und staatlicher Fonds für das langfristige Monitoring (siehe Kap. 1.3.4), Absichtsbekundungen der Staaten, um bei der EPA die sog. UIC-Class-VI-Primacy zu beantragen (siehe Kap. 1.3.4), sowie Regelungen, wie die bestehenden Regelwerke, z.B. bezüglich Enteignung und Bodennutzung, bei CCU/S-Vorhaben anzuwenden sind (Ring et al. 2021).

In **Texas** besteht die **längste und größte CCU/S-Erfahrung**: Die älteste CCU/S-Anlage der USA (Terrell Natural Gas Processing Plant) ist in Texas bereits seit 1972 in Betrieb; derzeit befinden sich im Bundesstaat die meisten aktiven CCU/S-Projekte (vier kommerziell, zwei Pilotanlagen) mit einer vergleichsweise großen Abscheidekapazität. Zudem besteht Erfahrung mit Projektfehlschlägen, wie der Petra Nova Carbon Capture-Anlage. Auch werden in Texas derzeit viele (zwölf) neue kommerzielle CCU/S-Projekte entwickelt (Global CCS Institute 2022a). Generell hat Texas laut Experteneinschätzungen das Potential, aufgrund seiner enormen geologischen Speicherkapazitäten, sowohl onshore als auch **offshore**, und aufgrund des in Texas bereits vorhandenen Know-hows aus der Öl- und Gasindustrie, eine weltweit führende Position im Bereich CCU/S einzunehmen (TLRF 2022).

**Illinois** verfügt unter den östlichen Bundesstaaten über die **umfangreichsten gesetzlichen CCU/S-Regelungen** in den USA. Darüber hinaus ist in Illinois das erste kommerzielle CCS-Projekt mit geologischer CO<sub>2</sub>-Speicherung in Betrieb. Die wichtigsten CCS-Gesetze im Bundesstaat, der *Illinois Carbon Dioxide Transportation and Sequestration Act* von 2011 und der *Clean Coal FutureGen for Illinois Act* von 2011, waren dabei Teil der sog. „clean coal agenda“ im Mittleren Westen, durch die versucht wurde, den Kohlesektor zukunftsfähig zu halten. Das Interesse der Industrie an der Entwicklung von CCS-Projekten in Illinois ist groß, da die geologischen Speicherpotentiale im Illinois Basin (Ausdehnung von Sedimentgestein) groß sind (Chicago Tribune 26.02.2023; Koski et al. 2020).

### 2.3.1 Allgemeine Anforderungen: Umweltverträglichkeitsprüfungen

Einige regulatorische Maßnahmen betreffen alle Abschnitte des CCS-Projektzyklus (Abscheidung, Transport und Einlagerung). Diese Vorgaben dienen vor allem dem **Schutz von Umwelt** (und Kulturgütern). So müssen alle Projekte (sowohl auf föderalem als auch auf bundesstaatlichem Land), wenn sie sich in der Nähe von Gewässern oder Feuchtgebieten befinden, gemäß des *Clean Water Act* (CWA) Section 404 eine Genehmigung von den U.S. Army Corps of Engineers einholen (Bachtel et al. 22.04.2022). Gegebenenfalls anfallende Abwässer von CCU/S-Projekten sind durch das National Pollutant Discharge Elimination System (NPDES) geregelt (CEQ 2021).

Jegliche **Projekte mit föderalem Bezug** (federal nexus) unterliegen darüber hinaus dem **Umweltgenehmigungsverfahren** des *National Environmental Protection Act* (NEPA). Ein föderaler Bezug liegt dann vor, wenn das Projekt auf föderalem Land liegt, Genehmigungen auf föderaler Ebene bedarf, föderale Fördermittel erhält oder einen Bezug zu föderal verwalteter Infrastruktur hat. Je nach Art des föderalen Bezugs (z.B. Pipelines oder Injektionsbrunnen auf föderalem Land) ist die jeweils relevante Behörde für das NEPA-Verfahren zuständig (BLM, U.S. Army Corps of Engineers, EPA, etc.). 2011 hat die EPA 20 Voraussetzungen veröffentlicht, nach denen Maßnahmen mit föderalem Bezug, und damit auch CCU/S Projekte mit föderalem Bezug, von dem NEPA-Verfahren befreit werden können (Categorical Exclusion), zum Beispiel, wenn <500.000 Tonnen CO<sub>2</sub> geologisch eingelagert werden oder ein geringes Risiko für Seismizität besteht (Kerscher & Pullins 29.01.2021). Wenn ein NEPA-Verfahren notwendig ist, sind je nach Wahrscheinlichkeit und Schweregrad von Umweltauswirkungen entweder ein Environmental Assessment (EA) (geringes Umweltrisiko) oder ein Environmental Statement (EIS) (hohes Umweltrisiko) notwendig (EFI 2021).

Projekte auf föderalem Boden müssen zudem noch einige **Artenschutzvorschriften** einhalten, die sich unter anderem aus dem *Endangered Species Act* (ESA) ergeben und zum Ziel haben sogenannte „takes“, das heißt Schädigungen, Tötung, etc. von Tierarten vorzubeugen. **Denkmalschutzvorschriften** sind unter dem *National Historic Preservation Act* geregelt und sehen die Einbeziehung betroffener Stakeholder vor (Kerschner & Pullins 29.01.2021).

Zusätzlich zu diesen föderalen Vorgaben müssen oft auch **bundesstaatliche Gesetze** bzgl. der Umweltverträglichkeit eingehalten werden, wenn die Projekte (teilweise oder vollständig) auf privatem oder bundesstaatlichen Land liegen: In **Illinois** z.B. gibt es vorgeschriebenes Standortbestimmungsprogramm (siting program) (im Rahmen des Illinois Environmental

Protection Acts), das vor dem Betrieb einer Sequestrierungsanlage eine staatliche Genehmigung erfordert, und vorsieht, dass die Einnahmen aus den kostenpflichtigen Genehmigungsanträgen in einen Umweltschutzfonds eingezahlt werden (Koski et al. 2020).

In **Texas** muss für den Bau und Betrieb einer CO<sub>2</sub>-Speicheranlage eine Genehmigung bei der Texas Railroad Commission (RRC) beantragt werden. Die Ausstellung der Genehmigung setzt voraus, dass die RCC feststellt, dass die Geologie des Speicherraums induzierte Seismizität durch CO<sub>2</sub>-Injektion unwahrscheinlich macht und dass die CO<sub>2</sub>-Injektion und -Speicherung keine Mineral- oder Wasserquellen schädigen wird. Schließlich müssen Betreiber\*innen der RRC vor Beginn der Injektion auch eine finanzielle Sicherheit in Form einer Kaution oder Bürgschaft vorlegen und ihre finanzielle Leistungsfähigkeit nachweisen (Koski et al. 2020; TLRf 2022).

### 2.3.2 CO<sub>2</sub>-Abscheidung (Capture/Removal)

Die EPA definiert CO<sub>2</sub>-Stoffströme in ihrem Underground Injection Control (UIC) Program (basierend auf dem *Safe Drinking Water Act* von 1974), welches die Einlagerung verschiedener Substanzen in Brunnen regelt und zentral für die Regulierung von CCU/S-Maßnahmen in den USA ist. Danach umfasst ein CO<sub>2</sub>-Stoffstrom „Kohlenstoffdioxid, das aus einer Emissionsquelle abgeschieden wurde, zuzüglich zufälliger Begleitstoffe, die aus den Materialien der Quelle und dem Abscheidungsprozess stammen, sowie aller Stoffe, die dem Strom hinzugefügt wurden, um den Injektionsprozess zu ermöglichen oder zu verbessern“ (40 CFR 146.81(d)). Genauere Vorgaben oder Standards bezüglich der Zusammensetzung der CO<sub>2</sub>-Stoffströme liegen nicht vor<sup>7</sup> (CEQ 2021).

Lange Zeit bestanden Unsicherheiten, ob CO<sub>2</sub>-Stoffströme als gefährliche Abfälle gemäß des *Resource Conservation and Recovery Act* (RCRA) Subtitle C gelten. Um diesen Unsicherheiten entgegenzuwirken, hat die EPA nun CO<sub>2</sub>-Stoffströme von der Kategorisierung als gefährlicher Abfall unter RCRA Subtitle C explizit ausgenommen, wenn diese langfristig in UIC Klasse-VI-Brunnen geologisch eingelagert werden (s.u. 2.3.4). Weitere Voraussetzungen sind, dass (1) die CO<sub>2</sub>-Stoffströme im Einklang mit Vorgaben des DOT oder bundesstaatlichen Regelungen transportiert werden, (2) keine anderen gefährlichen Abfälle den CO<sub>2</sub>-Stoffströmen beigemischt werden und (3) die Betreiber<sup>8</sup> der Speicheranlage zwei Zertifizierungserklärungen unterzeichnen und diese jährlich erneuern, in denen die Einhaltung von (1) und (2) zugesichert werden (40 CFR 261.4(h); CEQ 2021).

### Emissionsschutz

Je nach Lage und Größe der Anlage müssen Betreiber verschiedene Genehmigungen im Rahmen des föderalen *Clean Air Act* (CAA) beantragen. Im Oktober 2020 hat die EPA entschieden, dass auch Anlagen, an denen Veränderungen, wie die Installation von CCU/S Technologien, vorgenommen werden, unter das **New Source Review (NSR) Permitting Program** fallen, vorausgesetzt sie sind als „major source“ klassifiziert (der Schwellenwert für die Klassifizierung als „major source“ liegt für jeden Luftschadstoff bei 100 t/Jahr). Die Lage der Anlage und Menge der Emissionen bestimmen, welcher von drei NSR Permits eingeholt werden muss. Befindet sich die Anlage in einer Region, in der die Luftqualitätsstandards eingehalten werden, muss ein Prevention of Significant Deterioration (PSD) Permit eingeholt werden, in Gebieten, wo diese Standards nicht eingehalten werden, muss ein Nonattainment NSR Permit erworben werden. Liegen die Emissionswerte der Anlage unter den NSR-Schwellenwerten, so reicht ein Minor Source Permit. Die Permits werden i.d.R. von lokalen Behörden für Luftreinhaltung ausgestellt (CEQ 2021; EPA 23.11.2022). Anlagen, die dem

<sup>7</sup> Auch die Sicherheitsvorschriften für Pipelines (s.a. 2.3.3) beinhalten keine Angaben zu der CO<sub>2</sub>-Stoffstromzusammensetzung oder -reinheit (CEQ 2021).

<sup>8</sup> Laut 40 CFR 261.4(h) dürfen die Zertifizierungserklärungen von einem/einer « autorisierten Vertreter\*in » unterschrieben werden, der/die nach 40 CFR 260.10 als die „Person, die für den Gesamtbetrieb einer Anlage oder einer Betriebseinheit (d. h. eines Teils einer Anlage) verantwortlich ist, z. B. der/die Betriebsleiter\*in, der/die Oberaufseher\*in oder eine Person mit vergleichbarer Verantwortung“ definiert ist.

NSR unterliegen und als „major source“ klassifiziert sind, müssen zudem einen **Title V Permit** nach dem CAA erhalten. Die Genehmigung stellt sicher, dass Emissionsbegrenzungen, Verfahrensvorschriften und andere CAA-Vorgaben eingehalten werden (Bachtel et al. 22.04.2022; CEQ 2021). Die bundesstaatliche Ebene spielt bei der Regulierung von Abscheideanlagen insgesamt nur eine untergeordnete Rolle. Texas hat allerdings ein eigenes, von der EPA genehmigtes PSD-Programm, das im Rahmen des *Texas Clean Air Act* umgesetzt wird (Koski et al. 2020).

### Reporting/ Monitoring

Daten zu den Mengen des abgeschiedenen CO<sub>2</sub> werden in den USA nur bedingt erfasst. Im Rahmen des CAA reguliert die EPA die Luftverschmutzung durch Emissionen. Das **Greenhouse Gas Reporting Program (GHGRP)** als Teil des CAA verpflichtet Betreiber von Anlagen, die mehr als 25.000 t/CO<sub>2e</sub> pro Jahr ausstoßen, zur Kommunikation von Treibhausgasemissionen; für CCU/S sind die Abschnitte Subpart UU, Subpart PP und Subpart RR relevant (EPA 01.12.2022; EPA 10.01.2023). Lediglich Subpart PP, welcher sich mit CCU befasst, erfordert die Kommunikation der abgeschiedenen CO<sub>2</sub>-Mengen (40 CFR 98.422). Im Falle von EOR (Subpart UU) und geologischer Speicherung (Subpart RR) müssen die Betreiber u.a. die „erhaltenen“ CO<sub>2</sub>-Mengen („mass of CO<sub>2</sub> received“) übermitteln, das CO<sub>2</sub> kann also von externen Quellen kommen (40 CFR 98.442(a); 40 CFR 98.472).

### 2.3.3 CO<sub>2</sub>-Transport

Abgeschiedenes CO<sub>2</sub> kann grundsätzlich per Pipeline, Schiff, Zug oder LKW transportiert werden. Während die US-Regierung alle Transportmöglichkeiten im Rahmen des CIFIA-Programms fördert, liegt der Fokus sowohl auf Projekt- als auch auf Regulierungsebene auf dem Pipelinetransport. Laut Interview-Expert\*innen hat dies v.a. mit Skalenvorteilen zu tun, die mit anderen Transportmöglichkeiten nicht zu erreichen sind. Dementsprechend konzentriert sich dieser Abschnitt auf Regulierungen bezüglich des Transports von CO<sub>2</sub> per Pipeline.

#### Planung und Verlegung von Pipelines

In den USA regulieren die Bundesstaaten grundsätzlich die Planung, die Konstruktion, den Betrieb und die Wartung von inner- und zwischenstaatlichen CO<sub>2</sub>-Pipelines auf ihrem Staatsgebiet (CEQ 2021; Koski et al. 2020; TLR 2022). Verläuft eine Pipeline über föderales Land ist das Bureau of Landmanagement (BLM) für Platzierung und Bau sowie die Erstellung von Ressourcenmanagementplänen zuständig. Unter dem *Mineral Leasing Act* (MLA) oder, seit 2022, dem *Federal Land Policy and Management Act (FLPMA)*, ist das BLM dazu befugt Wegrechte (rights-of-way, ROWs) im Zusammenhang mit CCU/S-Projekten zu gewähren (GCCSI 16.05.2023). Unter dem FLPMA werden ROWs für mindestens 30 Jahre mit Option auf Verlängerung vergeben, vorausgesetzt ein Überwachungsprogramm und finanzielle Absicherungen für die Laufzeit des Projekts sind gegeben (BLM 08.06.2022). Allerdings bestehen Unklarheiten, wer die Verlegung von zwischenstaatlichen Pipelines auf föderalem Land reguliert, da bislang weder die Federal Energy Regulatory Commission (FERC), welche für zwischenstaatliche Gas-Pipelines zuständig ist, noch das Surface Transportation Board (STB) oder das BLM klar die Verantwortung hierfür übernommen haben (Koski et al. 2020).

In **Illinois** wurde der CO<sub>2</sub>-Transport in Pipelines zur Sequestrierung, EOR und zu anderen Zwecken im Rahmen des *Carbon Dioxide Transportation and Sequestration Act* von 2012 als „im öffentlichen Interesse“ erklärt, u.a. um die Anwendung von Enteignungsrecht in diesem Zusammenhang zu vereinfachen. Das Gesetz schreibt vor, dass CO<sub>2</sub>-Pipelineentwickler oder -Betreiber eine Bau- und Betriebsgenehmigung für den Transport von CO<sub>2</sub> durch die Illinois Commerce Commission erhalten müssen. Diese Genehmigung berechtigt dann auch zum Erwerb von Nutzungsrechten oder Besitz an Grundstücken im Rahmen des Enteignungsrechts (Eminent Domain Act). Wenn zwischen Projektentwicklern und

Landbesitzern keine Einigung getroffen werden kann, liegt die finale Entscheidung bei den Gerichten (Koski et al. 2020).

In **Texas** reguliert die Railroad Commission of Texas (RRC) alle innerstaatlichen Gas-, Öl- und CO<sub>2</sub>-Pipelines sowie zwischenstaatlicher Pipelines auf texanischem Boden (Koski et al. 2020). In Texas gibt es bereits ein vergleichsweise großes Netzwerk an CO<sub>2</sub>-Pipelines (rund 4.200 km von rund 8.500 km in den USA), das natürliche und industrielle CO<sub>2</sub>-Quellen mit weitgehend erschöpften Ölfeldern für CO<sub>2</sub>-EOR-Zwecke verbindet. In dem *Denver City CO<sub>2</sub>-Hub* laufen alle sechs großen CO<sub>2</sub>-Pipelines der Region zusammen und viele kleinere Pipelines verteilen das CO<sub>2</sub> von hieraus zu den Ölfeldern (CRS 03.06.2022; DOE 2015; Koski et al. 2020; PHMSA 03.04.2023).

### Sicherheitsstandards von Pipelines

Das U.S. Department of Transport (DOT) ist für die Regulierung der Sicherheitsstandards von Pipelines zuständig (CRS 2022a; GCCSI 2020). Die Aufgabe der Sicherheitsüberwachung übernimmt die dem DOT untergeordnete Pipeline and Hazardous Safety Administration (PHMSA). Gemäß des *Hazardous Materials Transportation Act* überwacht die PHMSA Design, Bau, Betrieb, Wartung und Leckagenmanagement von inner- und zwischenstaatlichen CO<sub>2</sub>-Pipelines (CEQ 2021). Allerdings gilt dies nur für Pipelines, die CO<sub>2</sub> im „superkritischen flüssigen Zustand“ (supercritical liquid state), nicht aber im „subkritischen gasförmigen Zustand“ (subcritical fluid and gaseous state) transportieren. Da CO<sub>2</sub>-Stoffströme überwiegend im flüssigen Zustand transportiert werden, ist die PHMSA für einen Großteil des transportierten CO<sub>2</sub> zuständig. Zudem prüft das DOT, inwiefern bestehende Regulierungen für Gas-Pipelines auf CCU/S-Projekte anwendbar sind (Kerschner & Pullins 29.01.2021). Entsprechende Regulierungen sind für 2024 angekündigt, bis dahin bleibt die regulatorische Lage und Zuständigkeit für die Sicherheit von Pipelines, die CO<sub>2</sub> im gasförmigen Zustand transportieren, ungeklärt (Energywire 03.03.2023; IER 08.03.2023). Einige Bundesstaaten haben die Autorisierung für die Kontrolle der PHMSA-Standards für Pipelines übertragen bekommen, es bestehen aber Unterschiede, ob sie nur den Pipelinetransport von Gasen oder auch von Flüssigkeiten – wie auch flüssigem CO<sub>2</sub> - regeln dürfen (CEQ 2021; Kerschner & Pullins 29.01.2021; Koski et al. 2020). Die Haftung für CO<sub>2</sub>-Pipelines liegt grundsätzlich bei den Betreibern.

Während die ersten CO<sub>2</sub>-Pipelines in den 1970er Jahren noch nach den Standards von Gaspipelines reguliert wurden (49 CFR 192), sind seit 1981 spezielle Sicherheits-, Bau-, Betriebs- und Wartungsstandards für Pipelines festgelegt, die gefährliche Stoffe und CO<sub>2</sub> transportieren (49 CFR 195.1; GCCSI 2020). Zwar ist CO<sub>2</sub> in den Regularien des DOT als nicht-flammbares Gas kategorisiert und damit nicht als gefährlicher Stoff eingestuft, dennoch unterliegen CO<sub>2</sub>-Pipelines denselben Sicherheitsstandards wie gefährliche Stoffe (49 CFR 172.101; CRS 03.06.2022). Nach einer Pipeline-Explosion in Satartia, Mississippi in 2020, möchte die PHMSA die Sicherheitsvorschriften für die Überwachung von CO<sub>2</sub>-Pipelines jetzt noch weiter erhöhen (PHMSA 26.05.2022a).

Die Sicherheitsstandards der PHMSA stellen allgemein Mindeststandards dar, die zum Teil durch bundesstaatliche Behörden für innerstaatliche Pipelines implementiert und ggf. durch bundesstaatliche Standards ergänzt werden. **Illinois** hat zum Beispiel noch weitere Anforderungen im Rahmen des *Illinois Carbon Dioxide Transportation and Sequestration Acts* für CO<sub>2</sub>-Pipelines eingeführt, durch den die technische Sicherheitsüberwachung noch einmal verstärkt werden soll. Zudem kann die zuständige Illinois Commerce Commission zusätzliche Vorschriften für Bau, Wartung und Betrieb von Pipelines, zugehörige Anlagen und Ausrüstung erlassen kann, um deren Sicherheit zu gewährleisten. Auch in **Texas** schreibt die RRC in bestimmten Situationen strengere Standards vor (Koski et al. 2020).

### 2.3.4 CO<sub>2</sub>-Speicherung

#### Regulierung von Injektionsbrunnen

Ein Großteil der föderalen Regulierung in diesem Stadium basiert auf dem **Underground Injection Control (UIC)-Programm** der EPA (Figueiredo et al. 2007; TLRP 2022). Das UIC-Programm regelt die Lagerung und Entsorgung von Wasser, anderen Flüssigkeiten und Gasen in Injektionsbrunnen und hat den Schutz von unterirdischen Trinkwasserquellen zum Ziel. Es umfasst den Bau, den Betrieb, die Genehmigung und die Schließung von Injektionsbrunnen. Die Regulierungshoheit für Injektionsbrunnen liegt bei der EPA, die Verantwortlichkeit kann jedoch auch an Staaten und Stämme übertragen werden. Je nach Flüssigkeit und Injektionsort unterscheidet das UIC-Programm zwischen sechs Injektionsbrunnenklassen; für die Lagerung von CO<sub>2</sub> sind die Injektionsbrunnenklassen II und VI relevant. Bestimmungen der Klasse II betreffen Injektionsbrunnen, die für EOR, die Lagerung von saurem Gas sowie Öl und Gas für die spätere Verwendung gebohrt werden. Bestimmungen der Klasse VI betreffen explizit Brunnen, die für die geologische Speicherung von CO<sub>2</sub> vorgesehen sind.

Bevor Bohrungen für Klasse-VI-Brunnen genehmigt werden, müssen die Betreiber einige Daten und Nachweise liefern:

- geologische Karten und die Lage von Frakturen,
- Vorweise für geeignete Bauweisen (Tiefe, Druck, Alarmsysteme, etc.) und Materialien (Zement und andere Materialien, die den Standards des American Petroleum Institute, ASTM International o.ä. entsprechen und dem direkten Kontakt mit CO<sub>2</sub> stand halten),
- einen Überwachungs- und Testplan mit Maßnahmen während der Injektionen und i.d.R. 50 Jahre danach (u.a. regelmäßige mechanische Integritätstests (MITs), Überwachung der Grundwasserqualität, Druckabfalltests mind. alle fünf Jahre, etc.),
- Verfügbarkeit von Finanzmitteln über die gesamte Laufzeit des Projekts (akzeptierte Finanzinstrumente sind u.a. Treuhandfonds, Versicherungen, etc.), und
- Planung von Maßnahmen für die Schließung des/der Brunnen(s) (v.a. Spülen des Bohrlochs mit einer Pufferflüssigkeit und Einbringen von Zement in das Bohrloch) (40 CFR 146.86; 40 CFR 146.90; 40 CFR 146.93; EPA 2012; EPA 2013; IEA 2022).

Laut Expert\*inneneinschätzungen sind die Anforderungen für Klasse-VI-Brunnen die strengsten aller UIC-Brunnenklassen und damit auch mit höheren Kosten verbunden, als z.B. für EOR-Injektionsbrunnen (Klasse-II-Brunnen). Insbesondere der Überwachungsumfang für Bohrungen ist größer, da er die Beobachtung, Modellierung und Vorhersage der unterirdischen, sich bewegenden Ausdehnung der CO<sub>2</sub>-Fahne umfasst. Darüber hinaus gelten umfassendere Leistungsanforderungen und kürzere Zeiträume zwischen den obligatorischen Tests und Berichten; die Überwachung der Seismizität, des Injektionsdrucks, der Druckfront und der Grundwasserqualität während der gesamten Projektlaufzeit ist vorgeschrieben (Koski et al. 2020). Für EOR-Injektionsbrunnen (Klasse-II-Brunnen), die in der Regel für niedrigere Injektionsdrücke und Flüssigkeitsmengen sowie andere physikalische und chemische Eigenschaften des Injektionsstroms ausgelegt sind, gelten weniger strenge Anforderungen als für Klasse-VI-Brunnen (CRS 16.06.2020). Sie können laut EPA grundsätzlich auch für die Speicherung von CO<sub>2</sub> genutzt werden. Eine Umwandlung von einer Klasse-II auf eine Klasse-VI-Genehmigung ist nur dann notwendig (Einzelfallprüfung), wenn die Ölgewinnung kein wesentlicher Aspekt des genehmigten Brunnens mehr ist und durch die Umstellung auf hauptsächlich geologische Speicherung ein erhöhtes Risiko für unterirdische Trinkwasserquellen (u.a. durch die Erhöhung des Injektionsdrucks)<sup>9</sup> entstehen könnte (EPA 2015). Während die Nachfrage nach Genehmigungen für neue Brunnen zur geologischen Speicherung in letzter Zeit zunimmt, scheint die Umwidmung von EOR-Injektionsbrunnen auf Klasse-VI-Brunnen bisher kaum relevant zu sein (zum Stand Juni 2020 waren noch keine solche Umstellungen erfolgt) (CRS 16.06.2020). Insgesamt sehen Expert\*innen aufgrund der höheren Anforderungen und nicht zwingenden Notwendigkeit einer Umstellung bisher wenig

<sup>9</sup> Details zu den Kriterien für ein erhöhtes Risiko siehe 40 CFR 144.19(b) Transitioning from Class II to Class VI, <https://www.ecfr.gov/current/title-40/chapter-I/subchapter-D/part-144/subpart-B/section-144.19>.

Anreize, bestehende Klasse-II-Brunnen für EOR in Klasse-VI-Brunnen für geologische Speicherung umzuwandeln (Koski et al. 2020).

Bundesstaaten können die Zuständigkeit für die UIC-Programmumsetzung bei der EPA beantragen, vorausgesetzt sie besitzen die erforderlichen Umsetzungskapazitäten hierfür. Im Fall von Klasse-VI-Brunnen wurde diese sog. **Class-VI-Primacy** bisher an Wyoming (2020) und North Dakota (2018) übertragen. Arizona, Louisiana, West Virginia und Texas befinden sich derzeit in dem Übertragungsprozess. Weitere Bundesstaaten haben ihr Interesse an dieser Zuständigkeitsübertragung ggü. der EPA bekundet (EPA 09.12.2022). Expert\*innen bewerten eine Zuständigkeit und Umsetzung durch die Bundesstaaten als oft sehr vorteilhaft für Projekte, da dort häufig bereits Erfahrungen und Kapazitäten für geologische Projekte vorliegen (gerade in Bundesstaaten mit viel Öl- und Gasförderung sowie Kohlebergbau) und dies die Komplexität und Dauer des Genehmigungsverfahrens deutlich reduziert (Koski et al. 2020; TLRP 2022). Während die Genehmigungsverfahren durch die EPA rund drei Jahre dauern, setzt North Dakota diese in unter einem Jahr um, Wyoming strebt eine ähnliche Dauer an. Dementsprechend unterstützt die Biden-Administration die notwendigen Maßnahmen zur Übertragung der Zuständigkeit auf die Bundesstaatenebene mit einem \$50-Mio.-Zuschussprogramm (EPA 09.12.2022).

### Land- und Bodenrechte für Speicher

Eine Genehmigung im Rahmen des UIC-Programms ist Voraussetzung für die Vergabe von **Landrechten auf föderalem Land**. Die Zuweisung und Kontrolle dieser Landrechte unterliegt dem BLM und, in seltenen Fällen, dem USFS. Circa 28% der gesamten Landfläche der USA entfallen auf föderales Land (Koski et al. 2020). Wie auch im Falle von Pipelines müssen das BLM oder der USFS Ressourcenmanagementpläne erstellen (CEQ 2021).

Grundlage für die Verpachtung von föderalem Land durch das BLM sind die Vorgaben des *Federal Land Policy and Management Act (FLPMA)* (siehe auch 2.3.3). Gemäß Titel V des FLPMA und seinen Durchführungsbestimmungen, 43 CFR Part 2800, darf BLM die Nutzungsrechte von föderalem Porenraum für CO<sub>2</sub>-Injektionen und die geologische Speicherung von CO<sub>2</sub> erteilen (BLM 08.06.2022). Für die geologische Speicherung war dies bis zuletzt nicht im Detail geklärt, was zu regulatorischen Unsicherheiten und damit Hürden bei der Entwicklung von CCU/S-Projekten führte. In Fällen von geteilten Rechten am Grund (sog. „split estate“), wo die U.S.-Regierung entweder nur im Besitz der Oberfläche ist (surface estate) und die Mineralienrechte (mineral estate) in privater Hand liegen, oder umgekehrt, sind separate, frühzeitige Klärungen der Porenrechte notwendig (Koski et al. 2020).

In **Illinois** z.B. gehört der Mineralienraum grundsätzlich den Besitzer\*innen des Landes, welche die damit verbundenen Mineralienrechte an andere Personen veräußern können, aber bezüglich des Porenraum sind die Eigentumsrechte bis dato zumeist ungelöst. 2010 legte Illinois „Commission for Carbon Capture and Sequestration Legislation“ einen Bericht über das Eigentum an Porenraum vor, worauf aufbauend die Regierung im März 2020 ein Gesetz vorschlug, das Eigentumsrechte an dem Porenraum auf den Oberflächeneigentümer überträgt und die Abtrennung des Porenraumbesitzes vom Oberflächenbesitz verbietet. Allerdings hat es dieses Gesetz bisher nicht über den Energie- und Umweltausschuss des Repräsentantenhauses hinausgeschafft (Chicago Tribune 26.02.2023; Koski et al. 2020).

### Überwachung, Berichterstattung, Überprüfung

Die Überwachung der Speicherstätten ist grundlegend durch das UIC-Programme geregelt (siehe oben; 40 CFR 146.90) und wird maßgeblich durch das Unterkapitel RR des GHGRP (siehe 2.3.2) ergänzt. Dieses verlangt, dass Anlagenbetreiber von geologischen Speichern (sowohl onshore als auch offshore) folgende Daten vierteljährlich erheben und jährlich an die EPA übermitteln: Die Menge des eingelagerten CO<sub>2</sub>; die Menge des CO<sub>2</sub> aus Öl- oder Gasförderung oder anderen Flüssigkeitsbohrungen; die Menge des CO<sub>2</sub>, das durch Leckagen an der Oberfläche freigesetzt wird; die Menge des CO<sub>2</sub>, das durch Leckagen am Equipment freigesetzt wird und CO<sub>2</sub> Emissionen aus Quellen zwischen dem Injektionsdurchflussmesser und dem Injektionsbohrlochkopf und zwischen dem Produktionsdurchflussmesser,

Durchflussmesser und dem Produktionsbohrlochkopf; die Menge des CO<sub>2</sub>, das in geologischen Formationen gebunden ist (durch Subtraktion der genannten CO<sub>2</sub> Emissionen von der Menge des injizierten CO<sub>2</sub>) und die kumulative Menge des seit Betriebsbeginn als sequestriert angegebenen CO<sub>2</sub>. Dabei müssen die Mengen des eingelagerten CO<sub>2</sub>s mittels Durchflussmetern<sup>10</sup> (bzw. mit Wiegescheinen, Waagen oder Wägezellen, wenn das CO<sub>2</sub> in Containern angeliefert wird) erfasst werden (40 CFR 98.444). Leckagen (am Equipment) können u.a. per optischen Gasabbildungsinstrumenten, Infrarot-Laserstrahl-Beleuchtungsgeräten oder akustischen Lecksuchgeräten identifiziert werden (40 CFR 98.444; 40 CFR 98.234)<sup>11</sup>. Zudem muss der Betreiber der EPA u.a. Angaben zu der Quelle des erhaltenen CO<sub>2</sub>s (z.B. Ethanolanlage, Gasanlage, etc.) und der CO<sub>2</sub>-Konzentration im CO<sub>2</sub>-Strom sowie einen Bericht mit Angaben u.a. zu den verwendeten Monitoringtechnologien, möglichen Anomalien und Unsicherheiten übermitteln (EPA 2011; IEA 2022)<sup>12</sup>. In einem von der EPA genehmigten **Plan zur Überwachung, Berichterstattung und Überprüfung** (Monitoring, Review and Verification Plan; MRV) müssen zudem folgende Sachstände dargelegt werden: Das Überwachungsgebiet, eine Zusammenfassung der CO<sub>2</sub>-Datenquellen, UIC-relevante Daten (z.B. Brunnennummer) und das Datum, an dem die Datenerfassung beginnen soll (40 CFR 98.448(a)).

## Haftung

Die **Langzeithaftung** für CCU/S Projekte ist in den USA grundsätzlich über das UIC-Programm geregelt und wird durch die Vorgaben im GHGRP ergänzt. Demnach sind die Besitzer oder Betreiber von CO<sub>2</sub> Einlagerungsstätten bis zu 50 Jahre nach deren Schließung für Schäden durch Leckagen haftbar. Der Zeitraum kann verkürzt werden, wenn die Betreiber zeigen können, dass der CO<sub>2</sub>-Strom stabil ist und keine Gefahr für das Trinkwasser darstellt. Hierfür müssen von dem Betreiber einige rechnerische Nachweise, u.a. für den voraussichtlichen Zeitrahmen für den Druckabfall in der Injektionszone sowie für die Beendigung der Migration der CO<sub>2</sub>-Fahne, und Analysen des Untergrundes, u.a. hinsichtlich der Mineralisierungsprozesse des CO<sub>2</sub> und potentieller Kanäle für die Fluidbewegung, geliefert werden (40 CFR 146.93).<sup>13</sup> Haftungsfragen über den Zeitraum von 50 Jahren hinaus sind bislang nicht geklärt (Bachtel et al. 22.04.2022; EFI 2021; GCCSI 2019; GCCSI 2020). Die EPA stellt in der Klasse-VI-Regelung lediglich fest, dass sie nicht befugt ist, Eigentumsrechte festzulegen oder die Haftung von einem Eigentümer auf einen anderen zu übertragen, und dass der bestehende föderale Rechtsrahmen keine Freigabe oder Übertragung der Haftung vom Eigentümer auf andere Personen vorsieht (Koski et al. 2020).

Auf Staatenebene sind die Regelungen bezüglich der langfristigen Haftung für CO<sub>2</sub>-Speicheranlagen teilweise unterschiedlich ausgestaltet. Grundsätzlich haftet in den meisten Bundesstaaten rechtlich derjenige für das CO<sub>2</sub>, der es injiziert hat. In vielen Staaten ist dieser Aspekt aber bisher nicht explizit gesetzlich reguliert (z.B. Kalifornien, Illinois, New Mexico, Pennsylvania), so dass dort die zuvor beschriebene UIC-Regelung greift. In anderen Staaten, wie z.B. in Indiana, Louisiana, Montana, North Dakota, Nebraska und Wyoming wurden spezielle Rahmenwerke für CCU/S-Projekte eingeführt, sog. Carbon Capture and Storage Acts, die u.a. Verfahren zur staatlichen Übernahme der Haftung und des Monitorings beinhalten. In anderen Bundesstaaten befinden sich solche gesetzlichen Regelungen derzeit in der Entwicklung (Texas). Bei der Möglichkeit der **staatlichen Haftungsübernahme** kann

<sup>10</sup> Die Durchflussmesser müssen dauerhaft in Betrieb sein und gemäß der Standardmethoden einer konsensbasierten Normungsorganisation, wie z.B. ASTM International, das American National Standards Institute (ANSI), die American Gas Association (AGA), die American Society of Mechanical Engineers (ASME), das American Petroleum Institute (API) und das North American Energy Standards Board (NAESB), eingesetzt werden (40 CFR 98.444).

<sup>11</sup> Für eine vollständige Liste der zugelassenen Methoden siehe [eCFR :: 40 CFR 98.444 -- Monitoring and QA/QC requirements](#), und [eCFR :: 40 CFR Part 98 Subpart W -- Petroleum and Natural Gas Systems](#).

<sup>12</sup> Die Angaben unter dem GHGRP sind eine Voraussetzung für das Erhalten des 45Q tax credit, werden aber nicht durch externe Dritte oder die EPA verifiziert. Im Fall von EOR (Subpart UU) können die Betreiber entscheiden, ob sie für den Erhalt des Kredits unter dem GHGRP berichten möchten oder sich an die Vorgaben des ISO 27916 Standards für EOR-Projekte halten möchten. Im letzteren Fall ist eine Zertifizierung der Angaben durch einen unabhängigen Ingenieur oder Geologen notwendig (IEA 2022).

<sup>13</sup> Eine vollständige Liste der zu liefernden Nachweise ist hier zu finden : [eCFR :: 40 CFR 146.93 -- Post-injection site care and site closure](#).

der Bundesstaat das Eigentum an der CO<sub>2</sub>-Sequestrationsanlage und die damit verbundenen langzeitige Haftung und Verantwortung für das gespeicherte CO<sub>2</sub> entweder direkt oder nach einem gewissen Zeitraum nach Schließung der Anlagen vom Betreiber/Eigentümer übernehmen. Dies erfolgt allerdings erst nach Ausstellung eines Projektabschlusszertifikats (certificate of project completion) durch den Bundesstaat, wofür eine Reihe von Anforderungen<sup>14</sup> eingehalten werden müssen, wie z.B.:

- Ordnungsgemäßes Verschließen der Bohrung;
- Einhaltung aller einschlägigen Gesetze und Verordnungen;
- Nachweis, dass das gespeicherte CO<sub>2</sub>, nicht entweicht, stationär oder chemisch gebunden ist und nicht in andere geologische Formationen migriert;
- Nachweis, dass alle Bohrlöcher, Ausrüstungen und Einrichtungen, die in der Nachsorgephase verwendet werden sollen, in gutem Zustand sind und ihre mechanische Integrität bewahren; und
- Abschluss erforderlichen Sanierungsarbeiten.

Werden diese Nachweise erbracht, dann können die Zuständigkeiten für die Anlagen anschließend auf den Bundesstaat langfristig übergehen. In manchen Bundesstaaten, wie z.B. Wyoming und North Dakota, enthält der Gesetzestext zudem einen (provisorischen) Zusatz, der anschließend einen Haftungsübergang vom Bundesstaat zur föderalen Regierung möglich machen kann, aber eine entsprechende Regelung existiert bisher nicht auf föderaler Ebene (Koski et al. 2020; Ring et al. 2021; TLRf 2022).

**Tabelle 4 Optionen der bundesstaatlichen Haftungsübernahme**

Bundesstaat	Ab wann ist die Übernahme von Haftung, Management und Monitoring durch den Bundesstaat nach Schließung der geologischen Speicheranlage gesetzlich möglich?
Indiana	Direkt
Nebraska	Direkt
Texas	Direkt (nur für Offshore-Speicherprojekte, bisher nicht angewandt)
Louisiana	10 Jahre
North Dakota	10 Jahre
Illinois	10 Jahre (nur für (gescheitertes) FutureGen-Projekt)
Wyoming	20 Jahre
Montana	25 Jahre (Monitoring), ab 50 Jahren (Haftung)

Quelle: Ring et al. 2021; TLRf 2022

Hinweis: Hier wurden nur die Bundesstaaten aufgelistet, die bereits Gesetze in diesem Zusammenhang verabschiedet haben.

Für die **Finanzierung des staatlichen Monitorings und Managements der Anlagen** (inkl. Haftung und Reparatur), haben zuvor gelistete Bundesstaaten spezielle CO<sub>2</sub>-Treuhandfonds eingeführt. Diese finanzieren sich z.B. durch festgeschriebene Abgaben durch die Betreiber pro gespeicherter Tonne CO<sub>2</sub> (z.B. in Indiana) oder durch andere Gebühren (z.B. in Nebraska) sowie durch Zuschüsse, Spenden und Beträgen aus öffentlichen oder privaten Quellen (z.B. in Louisiana). In manchen Bundesstaaten (z.B. in Wyoming) beschränkt der Umfang dieser Fonds die maximale Höhe möglicher Schadensersatzzahlungen (TLRF 2022).

Zudem manche Bundesstaaten **gesetzliche Einschränkungen bzgl. des Haftungsumfangs** eingeführt, um die Umsetzung von CCU/S-Projekten attraktiver zu machen. In Indiana z.B. haftet der Betreiber während des Betriebs der Anlage nur für lokale Schäden (z.B. Wasserverschmutzung, Bodenkontamination, etc.), nicht aber für CO<sub>2</sub>-Emissionen in die Atmosphäre. In Louisiana sind mögliche nichtwirtschaftliche Schadensersatzansprüche im Rahmen von Zivilklagen gegen Eigentümer/Betreiber einer CO<sub>2</sub>-Speicheranlage (vor und nach der Übertragung an den Staat), einer CO<sub>2</sub>-Pipeline oder Eigentümer des CO<sub>2</sub>s, das von einer Pipeline/Speicheranlage transportiert und gespeichert wird, auf \$250.000 bzw. \$500.000

<sup>14</sup> Auflistungen aller Anforderungen der genannten Bundestaaten für die Haftungsübernahme befinden sich z.B. in TLRf 2022.

(bei schweren gesundheitlichen Schädigungen) pro Ereignis begrenzt. Klagen wegen Umwelt- und Klimaschäden sind bisher nicht mit aufgeführt (TLRF 2022).

Ob Bundesstaaten einen regulatorischen Rahmen für die staatliche Monitoring- und Haftungsübernahme schaffen sollten, ist umstritten. Dafür spricht laut Expert\*innen und Interviewpartner\*innen, dass eine solche Übernahme notwendige Sicherheiten schafft und damit die Finanzierung von Projekten vereinfacht, gerade für kleine- und mittelständische Projektentwickler, die häufiger auf fremde Investoren angewiesen sind, als große Unternehmen. Zudem adressiert eine staatliche Haftungsübernahme die möglicherweise entstehenden rechtliche Unsicherheiten, sollte ein Betreiberunternehmen langfristig aufhören zu existieren (Chicago Tribune 26.02.2023;TLRF 2022). Gegen eine staatliche Übernahme spricht laut dem Environmental Defense Fund, dass grundsätzlich kein signifikantes Haftungsrisiko besteht, wenn die Betreiber ihre Arbeit gemäß der höchsten technischen Standards ausführen. Sollte eine Haftungsübernahme eingeführt werden, müsse also die Möglichkeit bestehen, dass die Haftung in Fällen von mangelnder Sorgfaltspflicht wieder auf den Betreiber zurückfallen kann (wie in der EU). Das Beispiel Texas, wo gerade viele CCU/S Projekte entwickelt werden, zeige aber, dass Investoren auch ohne staatliche Haftungsübernahme in das Geschäft einsteigen (EDF 03.05.2022).

### Zertifizierung und Anrechnung

In den USA insgesamt wie auch in den meisten Bundesstaaten existieren bislang keine Zertifizierungssysteme für gespeichertes CO<sub>2</sub>. Ausnahmen bilden Texas und Wyoming für EOR-Projekte (Koski et al. 2020). Allerdings kann davon ausgegangen werden, dass die Einführung von Zertifizierungssystemen nun durch die großskalige und umfangreiche Anwendung der erhöhten 45Q-Tax-Credits angereizt bzw. sogar notwendig.

In den bestehenden Emissionshandelssystemen in Nordamerika sind CCU/S-Verfahren bisher nur teilweise integriert: Im Cap-and-Trade-System der **Regional Greenhouse Gas Initiative (RGGI)**, das den Stromsektor der New England und Mid-Atlantic-States (Connecticut, Delaware, Maine, Maryland, Massachusetts, New Hampshire, New Jersey, New York, Pennsylvania, Rhode Island, Vermont, Virginia) umfasst, sind bisher keine Regelungen für CCU/S-Projekte implementiert (Koski et al. 2020; RGGI 2018)

In **Kaliforniens Cap-and-Trade Program**, das seit 2012 besteht, ist CCU/S bisher nicht als Mittel anerkannt, mit dem eine erfasste Anlage ihre Emissionen und Erfüllungsverpflichtungen reduzieren kann. Die einzigen CCS-relevanten Bestimmungen beziehen sich auf sog. "CO<sub>2</sub>-Lieferanten", die CO<sub>2</sub> aus Produktionsprozessen abscheiden oder CO<sub>2</sub> als Nebenprodukt der Ölförderung gewinnen oder produzieren und das CO<sub>2</sub> dann an eine andere Stelle zur Nutzung oder zur geologischen Speicherung liefern. Diese Bestimmungen ermöglichen es einer erfassten Anlage jedoch nicht, ihre ETS-Verpflichtungen zu verringern. Allerdings hat CARB bereits angekündigt, dass das bestehende CCS-Protokoll, was bereits Teil des *California Low Carbon Fuel Standard* (LCFS) ist, nun auch in die Cap-and-Trade-Verordnung aufgenommen werden soll, um CCS/CCU und CDR voranzutreiben.

Kaliforniens **Low Carbon Fuel Standard (LCFS)** wurde 2007 eingeführt und legt Kohlenstoffrichtwerte für Kraftstoffe fest. Es vergibt „credits“ oder „deficits“ an Kraftstoffhersteller abhängig davon, ob der hergestellte Kraftstoff die Grenzwerte für den jeweiligen Kraftstoff unter- oder überschreitet, und ermöglicht den Handel mit credits unter den Herstellern. Seit 2018 können sich onshore (aber nicht offshore) CCU/S-Aktivitäten credits anrechnen lassen. Dafür muss sich die Abscheidungsanlage nicht in Kalifornien befinden, aber der Kraftstoff muss in Kalifornien verkauft werden (für DAC werden die credits ortsunabhängig angerechnet). Prinzipiell erhält die Abscheidungsanlage und nicht der Betreiber der Einlagerungsstätte die credits. Folgende „Projekttypen“ können sich um credits bewerben: DAC-Anlagen, alternative Kraftstoffhersteller (z.B. CO<sub>2</sub> aus der Gärung bei der Ethanolherstellung), Raffinerie-Investitionen (z.B. CO<sub>2</sub> aus der Methandampfreformierung in einer Raffinerie) und innovative Rohölprojekte (z.B. CO<sub>2</sub> aus der Methandampfreformierung in einem Bitumveredler). Die Vorgaben an die Projektdurchführer entsprechen größtenteils den Vorgaben im UIC-Programm, jedoch müssen die Betreiber der Einlagerungsstätte diese für einen doppelt so langen Zeitraum monitoren und weitreichendere Anforderungen an die

finanzielle Absicherung erfüllen (CARB 13.08.2018; CARB 2022; Israel & Pickerill 15.07.2022). Darüber hinaus wurde in Kalifornien im August 2022 durch Senate Bill 90587 die Entwicklung eines Carbon Capture, Removal, Utilization and Storage Program gesetzlich festgelegt und gleichzeitig CO<sub>2</sub>-EOR verboten (CARB 10.05.2022; La Hoz Theuer & Olarte 2023; Ring et al. 2021)

---

## 2.4 Offshore-CO<sub>2</sub>-Speicherung in den USA

---

Bisher gibt es in den USA **wenig praktische Erfahrungen mit der offshore Speicherung von CO<sub>2</sub>** und es existieren bis dato keine Offshore-CO<sub>2</sub>-Speicher- oder EOR-Projekte, die bereits in Betrieb sind. Dieser Zustand lässt sich u.a. auf das große Potential für geologische Speicherung onshore und die bisher eher restriktive/ prohibitive sowie in weiten Bereichen unklare US-Regulatorik für Offshore-Projekte zurückzuführen (Koski et al. 2020; NPC 2021; TLRf 2022). Allerdings befinden sich derzeit **zwei großskalige Offshore-CCS-Projekte im Golf von Mexiko in der Entwicklung** (siehe unten).

Wie in Deutschland auch, ist der **Küstenbereich der USA in zwei Zonen unterteilt**: Die ersten drei (bzw. in Texas und Florida neun) Seemeilen sind im Besitz und unter der regulatorischen Kontrolle der Bundesstaaten (sog. state waters); der daran anschließende Teil bis 200 Seemeilen vor der Küste ist als föderales Land klassifiziert und wird durch die US-Regierung reguliert (sog. federal waters).

In den **state waters** greift grundsätzlich das zuvor beschriebene UIC-Programm, sodass auch hier Kasse-VI-Brunnen bei der EPA (oder im Falle von State Primacy bei den Bundesstaaten) beantragt werden müssen. Im Rahmen des *Coastal Zone Management Act* (CZMA) muss sich die EPA mit dem betroffenen Staat beraten, um sicherzustellen, dass das Projekt nicht mit anderen Planungen im Küstengebiet kollidiert (Webb & Gerrard 2019). Von den US-Bundesstaaten hat bisher allerdings nur **Texas** spezifische Regelungen für die Offshore-Speicherung von CO<sub>2</sub> in 2009 erlassen (Texas Clean Air Act). Das Gesetz sieht u.a. vor, dass das Texas School Land Board (SLB) (unter dem General Land Office), die endgültige Entscheidung über einen geeigneten Speicherstandort trifft und direkt nach der Schließung der Anlagen das Eigentum an dem injizierten CO<sub>2</sub> erwirbt, woraufhin der CO<sub>2</sub>-Produzent, nicht aber der Betreiber des Speicherprojekts, von der langfristigen Haftung befreit ist (House Bill 1796; TLRf 2022).

In den **federal waters**, die auch als Outer Continental Shelf (OCS) bezeichnet werden, waren die Regelungen für CO<sub>2</sub>-Speicherprojekte bis vor Kurzem noch weitestgehend ungeklärt, sodass hier große Unsicherheiten bestanden (Meckel et al. 2021; Webb & Gerrard 2019). 2021 hat die US-Regierung im Rahmen des *Infrastructure Investment and Jobs Act* (IIJA) Anpassungen an dem *Outer Continental Shelf Lands Act* (OCSLA), so dass nun neben fossilen und erneuerbaren Energien auch die Offshore-Speicherung von CO<sub>2</sub> mit eingeschlossen ist und in der Regulierungshoheit des Department of the Interior (DOI) liegt (Grauberger, Wiegand & Buffa 28.11.2022). Zentral ist dabei vor allem, dass nun das DOI zur Vergabe von Pachtverträgen und Wegrechten im OCS autorisiert ist. Wichtig ist auch der Ausschluss von CO<sub>2</sub>-Stoffströmen von der Definition als „Material“ (material) im sog. *Ocean Dumping Act*, der jegliche Entsorgung von „Material“ in Meeresgewässern (auch state waters) verbietet, was bislang zu großen Unsicherheiten unter CCU/S-Projektentwicklern und -Investor\*innen geführt hat (Navaro et al. 03.12.2021). Der IIJA hatte dem DOI ursprünglich eine Deadline von einem Jahr gesetzt, um entsprechende Regulierungen zu veröffentlichen, was bislang noch nicht geschehen ist, sodass viele Fragen, zum Beispiel in Bezug auf die Langzeithaftung, das Monitoring und die Qualifizierung von Injektionsbrunnen nach dem UIC-Programm im OCS vorerst unbeantwortet bleiben. Die Regulierungen werden nun für 2023 erwartet (Grauberger, Wiegand & Buffa 28.11.2022). Klar ist, dass auch offshore Genehmigungen unter dem ESA und dem NEPA-Programm notwendig sein werden, da es sich um föderales Land handelt. Darüber hinaus greift der *Magnuson-Stevens Fishery Conservation & Management Act* (MSA), wonach Betreiber den National Marine Fisheries Service (NMFS) zu Rate ziehen

müssen, um festzustellen, ob Gebiete, die als „wesentlicher Fischlebensraum“ ausgewiesen sind, betroffen sind.

Derzeit ist in den bundesstaatlichen Gewässern vor Beaumont und Port Arthur, Texas, das US-weit **erste große Offshore-CO<sub>2</sub>-Speicherprojekt** („Bayou Bend CCS“) in der Entwicklung. Das Projekt wird von Chevron, Talos Energy und Carbonvert entwickelt, ab 2026 soll mit der CO<sub>2</sub>-Injektion begonnen werden. Im Jahr 2021 erhielt das Joint Venture vom Texas General Land Office den Zuschlag für das US-weit erste ausgeschriebene Pachtgebiet (Leasing Area) zur CO<sub>2</sub>-Speicherung offshore. Die CO<sub>2</sub>-Speicherfläche des Bayou Bend-Projekts beträgt rund 40.000 Hektar offshore und zudem 100.000 Hektar onshore (in Jefferson County, Texas) und soll laut eigenen Angaben eine theoretische Bruttospeicherkapazität von mehr als einer Milliarde Tonnen CO<sub>2</sub> erreichen können, davon 225-227 Mio. Tonnen offshore. Derzeit werden im Projekt Vorbereitungen für stratigrafische Probebohrungen getroffen, bevor bei der EPA eine Genehmigung für die Klasse-VI-Injektionsbrunnen beantragt wird (Chevron 06.03.2023; Offshore Energy 07.03.2023).

Ein weiteres Offshore-Projekt ist vor der Küste Louisiana's (South Timbalier Lease Area, OCS) in Entwicklung. Das **Louisiana Offshore CO<sub>2</sub> Hub Repurposing Infrastructure to Decrease Greenhouse Emissions (Project Lochridge)**, welches zuletzt im Rahmen des CarbonSAFE-Programms eine DOE-Förderzusage i.H.v. \$8,4 Mio. erhalten hat, beabsichtigt die Errichtung eines kommerziellen Offshore-CO<sub>2</sub>-Speicherkomplexes, um bis zu 300 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> geologisch zu speichern. Das CO<sub>2</sub> wird von industriellen Emittenten in und um Geismar, Louisiana, stammen. Als Teil des Projekts wird das im Bereich Offshore-Ölförderung erfahrene Unternehmen Crescent Midstream einen 177 km-langen Pipeline-Korridor für den CO<sub>2</sub>-Transport umrüsten, den es bisher für die Offshore-Ölförderung gebaut und betrieben hat. Weiter am Projekt beteiligt sind Cox Operating, Repsol, Southern States Energy Board (SSEB), Louisiana State University und Southern University at Shreveport (Pipeline & Gas Journal 09.05.2023; DOE o.D.; Crescent Midstream 09.05.2023).

---

## 2.5 Aktuelle Debatten

### 2.5.1 Soziale und politische Akzeptanz

Die soziale Akzeptanz für CCS-Technologien ist nach Einschätzung mehrerer Interviewpartner\*innen ein besonders wichtiger Faktor bei der weiteren Entwicklung des Sektors. Die Motive für eine Ablehnung sind dabei in den USA vielfältig, regional unterschiedlich und nicht immer kongruent. Sie umfassen u.a. (vgl. a. CRS 2022):

- Grundsätzliche klimapolitische Erwägungen (CCS als Laufzeitverlängerer für fossile Kraftwerke und zur Förderung fossiler Brennstoffe, Befürchtete CO<sub>2</sub>-Leckagen bei geologischer Speicherung, Bindung von Mitteln, die an anderer Stelle wirksamer für Klimaschutz eingesetzt werden könnten)
- Umweltauswirkungen (z.B. Kontaminierung des Grundwassers durch potentielle Beschädigungen/Leckagen an CO<sub>2</sub>-Pipelines und geologischen Speicheranlagen; Gesundheitsgefahren; teilweise auch nicht CCS-spezifisch, sondern gegen Industrieanlagen allgemein gerichtet)
- Sicherheitsbedenken (Explosionen, Erstickungsgefahr bei hoher CO<sub>2</sub>-Konzentration)
- Wirtschaftliche Gesichtspunkte (Entwertung von Grundstücken, Erosion landwirtschaftlicher Flächen, Auswirkungen auf Tourismus)
- Soziale und Gerechtigkeitsaspekte<sup>15</sup> (Verlauf von Trassen in ohnehin benachteiligten Kommunen; teilweise auch nicht CCS-spezifisch, z.B. befürchteter Wegfall lokaler Arbeitsplätze in der fossilen Industrie durch Klimaschutz allgemein)

<sup>15</sup> Im Rahmen der Übernahme der UIC-Primacy durch einzelne Bundesstaaten weist die EPA darauf hin, dass nun auch Aspekte wie Umweltgerechtigkeit und Chancengleichheit („environmental justice and equity“) vollständig mit in die Genehmigungsverfahren von Injektionsbrunnen integriert werden sollen (EPA 09.12.2022).

CCU/S-Befürworter\*innen betonen, dass nicht alle der genannten Gründe rational sind und dementsprechend die Akzeptanz durch Aufklärung erhöht werden könne. Tatsächlich legt eine 2018 durchgeführte Umfrage nahe, dass Menschen mit Vorkenntnissen zu CCU/S der Technologie eher positive Effekte auf Gesellschaft und Klima zutrauen. Ein weiterer Faktor, der die Wahrnehmung der Technologie beeinflusst, ist die physische Entfernung zu Klimawandelfolgeereignissen. Befragte, die Klimawandelfolgeereignissen näher ausgesetzt waren, hatten eine positivere Wahrnehmung von CCUS (Pianta et al. 2021).

Ein aktuelles Beispiel für **massiven lokalen Widerstand** (aus unterschiedlichen Beweggründen) ist ein geplantes Projekt der Air Products zur Produktion von blauem Wasserstoff in Louisiana (ausführliche Darstellung bei Dermansky 17.2.2023). Auch Pipelineprojekte stehen aktuell in der Kritik, befeuert durch den **Pipeline-Unfall in Mississippi** im Jahr 2020 (Näheres s. Textbox).

Die Gegner der CO<sub>2</sub>-Pipelines haben sich oft bereits institutionalisiert (z.B. Citizens Against Heartland Greenway Pipeline) und bekommen Unterstützung durch Umweltschutzgruppen (z.B. Sierra Club, Eco-Justice Collaborative) (Chicago Tribune 26.02.2023). Im Fokus stehen die Großprojekte der Unternehmen *Summit Carbon Solutions* und *Navigator CO<sub>2</sub> Ventures* bei denen jeweils Pipelines über mehrere tausend Kilometer über fünf Bundesstaaten hinweg entstehen sollen.

#### **CO<sub>2</sub>-Pipeline-Unfall in Satartia, Mississippi**

Am 22. Februar 2020 barst eine CO<sub>2</sub>-Pipeline der Firma Denbury Inc. in Satartia, Mississippi, wodurch circa 30.000 Barrel (circa 4,8 Mio. Liter) flüssiges CO<sub>2</sub> freigesetzt wurden. Lokale Wetterbedingungen und die Topographie des Unglücksortes verhinderten, dass sich das CO<sub>2</sub> schnell verflüchtigen konnte. Betroffene berichteten, dass sich ein grüner Nebel ausgebreitet habe und sie Atemprobleme bekommen hätten. 45 Menschen mussten ärztlich behandelt werden, 200 Einwohner\*innen wurden evakuiert. Zwei Jahre nach dem Ereignis hat die verantwortliche Behörde PHMSA am 26. Mai 2022 ihren Untersuchungsbericht zu dem Ereignis veröffentlicht. Die PHMSA vermutet, dass starke Regenfälle (in Kombination mit nicht kohäsiven Untergrundbedingungen) einen Erdbeben ausgelöst hatten, wodurch die Pipeline an einer steilen Böschung axial belastet worden und daraufhin an einer Rundschweißnaht gebrochen sei. Der Bericht fand keine Hinweise auf unzureichende mechanische Eigenschaften der Pipeline oder Anomalien in der chemischen Zusammensetzung. Die PHMSA stellte aber fest, dass Denbury Inc. das ihnen bereits bekannte hohe Risiko für lokale Erdbeben (und andere sog. „geohazards“) nicht ausreichend berücksichtigt habe, nicht auf einen solchen Vorfall vorbereitet gewesen sei und es versäumt habe, lokale Sicherheitskräfte rechtzeitig (spätestens eine Stunde nach Bekanntwerden des Unglücks) zu informieren sowie die Einwohner\*innen vorab über mögliche Risiken aufzuklären. Zu diesen Maßnahmen sind Pipeline-Betreiber laut des *Hazardous Liquid Pipeline Safety Act* und föderaler Pipeline Safety Regulations verpflichtet (CEQ 2021). Aufgrund dieser Tatsachen fordert die PHMSA von Denbury Inc. nun eine Strafzahlung in Höhe von \$3,9 Mio. Zudem überarbeitet die PHMSA derzeit ihre Sicherheitsvorschriften für CO<sub>2</sub>-Pipelines, insbesondere hinsichtlich der Notfallvorsorge und -bewältigung, und hat ein Merkblatt für Pipelinebetreiber überarbeitet, um ein größeres Bewusstsein für geologische und umweltbedingte Risiken und ihre Auswirkungen auf die Stabilität von Pipelines zu schaffen (Mississippi Today 13.06.2022; PHMSA 06.02.2022; 26.05.2022a; PHMSA 26.05.2022b).

Die **soziale Akzeptanz** ist für Pipelineprojekte zentral, da sie freiwillige Vereinbarungen zur Übertragung von Wege- oder Eigentumsrechten (inkl. hohen Entschädigungszahlungen) mit Landbesitzern ermöglicht. Alternative Lösungsansätze gehen hingegen mit zahlreichen Unwägbarkeiten einher. Zwar sind Enteignungen prinzipiell möglich, allerdings ist deren Anwendung in der Regel mit einer Standortgenehmigung durch die zuständigen staatliche Regulierungsbehörden (z.B. Illinois Commerce Commission) verbunden. Da

Genehmigungsverfahren von Staat zu Staat variieren, ist die Sicherung von Wegerechten für staatenübergreifende Projekte somit nicht garantiert. Zudem könnten nach diesen behördlichen Prozessen Gerichtsklagen folgen, wie z.B. in Illinois gegen den *Carbon Dioxide Transportation and Sequestration Act*. Darüber hinaus gab es zuletzt behördliche Eingriffe und gesetzgeberische Bemühungen die Enteignungsrechte der Bundesstaaten einzuschränken. In Illinois z.B. haben mehrere Counties eigenständig Moratorien für Genehmigungen von Pipelines verabschiedet (Chicago Tribune 26.02.2023; E&E News 10.03.2022).

Demgegenüber sind prinzipielle Vorbehalte in der **politischen Debatte** seltener zu vernehmen. Auch wenn die Biden-Administration primär mit Klimagesichtspunkten argumentiert, finden sich Befürworter bis weit in das konservative Lager hinein, wenn sie positive Auswirkungen auf ihren Wahlkreis (z.B. durch EOR oder Laufzeitverlängerung andererseits unrentabler Kohlekraftwerke) erwarten. Viele der in Abschnitt 2.3 dargestellten Regelungen (z.B. der IIJA) wurde mit Stimmen aus beiden politischen Lagern verabschiedet. Je nach Motivation sind allerdings Details der Förderpolitik umstritten; dies umfasst sowohl technische Anforderungen als auch z.B. die Förderhöhe. Schließlich halten einige Stimmen die staatliche Förderung für insgesamt obsolet und setzen vollständig auf eine marktgetriebene Entwicklung (CRS 2022).

## 2.5.2 Weiterentwicklung der Regulatorik

Trotz jahrelanger Erfahrung, gerade im Bereich EOR aber auch zunehmend mit anderen CCU/S-Technologien, bestehen auch in den USA, sowohl auf föderaler als auch auf bundesstaatlicher Ebene, noch einige regulatorische Unsicherheiten/ Unklarheiten, die als Hürden für die Projektentwicklung angesehen werden. Für die Entwicklung einer Vielzahl von großen, kommerziellen CCU/S-Projekten wird die zeitnahe Klärung dieser Unsicherheiten entscheidend sein (Koski et al. 2020). Dies gilt auch für Bundesstaaten, in denen bereits CCS-Projekte existieren, wie z.B. Texas (TLRF 2022). Allerdings gibt es auch hier regionale Unterschiede; laut Expert\*innen und Interviewpartner\*innen sind die regulatorischen Rahmenbedingungen in manchen Bundesstaaten bereits größtenteils attraktiv (z.B. Wyoming, North Dakota, Louisiana), während sie anderswo bisher eher als abschreckend/ wenig attraktiv angesehen werden (z.B. in Pennsylvania, Ohio) (Koski et al. 2020; Ring et al. 2021). Wesentliche Unsicherheiten bestehen derzeit bezüglich des Ausbaus eines Pipeline-Netzwerkes. Die Frage, wer die Verlegung von zwischenstaatlichen (interstate) Pipelines (auf föderalem Land) reguliert, wird hier mit einer Ausweitung von CCU/S-Projekten über das Staatsgebiet zunehmend an Dringlichkeit gewinnen. Expert\*innen und Interviewpartner\*innen sehen hier einen notwendigen Klärungsbedarf bzgl. der Zuständigkeiten auf föderaler Ebene sowie Möglichkeiten zur Harmonisierung der bestehenden bundesstaatlichen Regelungen oder Einführung föderaler Backstop-Regelungen, um die Entwicklung zwischenstaatlicher Pipelines zu vereinfachen (Koski et al. 2020).

Weitgehend ungeklärt ist auch, ob und wie bestehende Pipelines (für Gase oder gefährliche Stoffe) für den Transport von flüssigem CO<sub>2</sub> eingesetzt werden können. Dies könnte sich aus zwei Gründen als schwierig erweisen: Erstens kann die PHMSA aufgrund der fehlenden Zuständigkeit für die Verlegung von Pipelines (diese liegt bei den Staaten oder dem BLM, wenn die Pipeline über föderales Land innerhalb eines Staates verläuft) nicht die Designstandards von bestehenden Pipelines ändern (für Gas-Pipelines müssten die ursprünglichen 49 CFR 192 Standards in 49 CFR 195 Standards überführt werden); zweitens ergeben sich designtechnische Herausforderungen, insbesondere in Hinblick auf den Höchstdruck (dieser ist bei CO<sub>2</sub>-Pipelines um ca. 700 PSI/48 Bar höher als bei Gas-Pipelines), und die Verwendung geeigneter Materialien (CEQ 2021; DOE/NETL 23./24.02.2022, Institute for Carbon Removal Law & Policy 10.11.2021).

In einem von dem DOE und NETL durchgeführten Workshop mit Projektentwickler\*innen, Regierungsvertreter\*innen und anderen Stakeholdern, haben die Teilnehmer\*innen zudem die Heterogenität und damit einhergehende Unsicherheiten bezüglich des Besitzes am Porenraum bemängelt. Die Tatsache, dass die Besitzansprüche hier nicht einheitlich auf

föderaler Ebene geregelt sind und dass in einigen Bundesstaaten weiterhin Unklarheiten bzgl. der Eigentumsrechte am Porenraum bestehen (z.B. in **Illinois**), wird von Expert\*innen als große Hürde in der Projektentwicklung angesehen. Auch gibt es Unklarheiten bezüglich der Umwandlung von bestehenden Injektionsbrunnen in Klasse-VI-Brunnen (DOE/NETL 23./24.02.2022; Koski et al. 2020).

Des Weiteren bestehen Unklarheiten hinsichtlich der langfristigen Haftung. Gemäß dem UIC-Programm haften Betreiber für 50 Jahre für etwaige Schäden durch Leckagen. Über diesen Zeitraum hinaus ist die Verantwortlichkeit unklar. Zwar weisen Expert\*innen darauf hin, dass häufig nach 50 Jahren circa 95% des injizierten CO<sub>2</sub>s mineralisiert sei, aber mangels langfristiger Erfahrungswerte kreiert eine solche Regulierungslücke möglicherweise Zögern bzw. Zurückhaltung bei Investor\*innen und Betreibern und verlangsamt so die Entwicklung von CCU/S-Projekten. Bundesstaaten mit eigenen Haftungsregelungen inklusive der Option der langfristigen bundesstaatlichen Haftungsübernahme nach einer bestimmten Anzahl von Jahren könnten hingegen bevorzugte Standorte werden.

Da die angekündigten Regulierungen des DOI für Offshore-CO<sub>2</sub>-Speicherung noch ausstehen, sind hier noch viele Fragen ungeklärt. Diese betreffen u.a. die Methode nach der das DOI Genehmigungen für Offshore-CCS Projekte vergeben wird (Pacht, Grunddienstbarkeit, Wegrechte oder eine Kombination daraus), die langfristige Haftung für Leckagen, Mindestabstände zwischen Pachtgebieten und die Nutzung der bestehenden CCS-Infrastruktur. Insgesamt ist die Kenntnislage im Bereich Offshore-CCS dynamisch, BOEM wird zum Beispiel im Zeitraum 2023-2025 drei nationale Umweltstudienprogramme in den von der Behörde regulierten Offshore-Gebieten durchführen (Atlantik, Golf von Mexiko, Pazifik und Alaska) (Grauberger, Wiegand & Buffa 28.11.2022).

Zusätzlich zu der Klärung der bestehender regulatorischen Unsicherheiten könnten laut Expert\*innen in vielen der angesprochenen Bereiche Regelungen und Anforderungen für CCS-Projekte sowohl zwischen den Bundesstaaten als auch zwischen der bundesstaatlichen und föderalen Ebene harmonisiert werden, um die Entwicklung des Sektors weiter zu unterstützen (GCCSI 16.05.2023; Koski et al. 2020; Ring et al. 2021).

### 2.5.3 Marktentwicklung

Bereits vor der Verabschiedung des IRA wurde CCU/S global als Wachstumsmarkt mit einem Marktvolumen von mehreren Mrd. Dollar betrachtet, wobei die Wachstumserwartungen für die nächsten Jahre sich unterscheiden und zwischen 10 – 15% p/a liegen. Weitgehende Einigkeit besteht bei den interviewten Expert\*innen darüber, dass der Schwerpunkt dieses Wachstums auch weiterhin in Nordamerika liegen wird (vgl. a. Extrapolate 2022) und durch die erhöhte IRA-Förderung tendenziell verbreitert (d.h. auf zusätzliche Industriebereiche und auch kleinere Vorhaben ausgedehnt) und beschleunigt wird. Wie in anderen Wirtschaftsbereichen auch wird in diesem Zusammenhang auch die verbindliche Förderperspektive über 12 Jahre durch den IRA hervorgehoben. Einer Studie der Rhodium Group zufolge könnte unter den derzeitigen Rahmenbedingungen in den USA ein insg. CCU/S- und DAC-Volumen von circa 100-103 Mt CO<sub>2</sub> in 2030 und 266-313 Mt CO<sub>2</sub> in 2035 erreicht werden (Larsen et al. 2022).

Damit verbunden ist die Erwartung sinkender Preise für den Einsatz von CCU/S-Technologien, für die allerdings keine qualifizierten Schätzungen vorliegen. Einzelne interviewte Expert\*innen rechnen überdies damit, dass mittelfristig der bislang sehr förderzentrierte Ansatz in den USA durch zusätzliche Anforderungen oder Mechanismen wie z.B. die Einführung von Cap-and-trade-Systemen ergänzt werden könnte, was zusätzliche Anreize für CCU/S schaffen würde. Das Vorliegen des ETS in der EU wird in diesem Zusammenhang als regulatorischer Vorteil gesehen. Grundsätzlich wird davon ausgegangen, dass kurz- und mittelfristig weiterhin bevorzugt industrielle Anwendungen mit niedrigen Abscheidungskosten entwickelt werden (s.a. Larson et al. 2021) und der Einsatz in Kraftwerken demgegenüber von untergeordneter Bedeutung bleibt.

Als möglicher Hemmschuh für die Marktentwicklung wird neben grundsätzlichen Fragen der Akzeptanz und regulatorischen Lücken (s.o.) insbesondere eine unzureichende Ausstattung

mit Fachpersonal an zentralen Stellen des Genehmigungsverfahrens gesehen. So liegen derzeit mehr als 70 Anträge für Injektionsbrunnen bei der föderalen EPA, ein Vielfaches der bisher insgesamt bewilligten Anträge. Vor diesem Hintergrund wird die Übertragung der „Primacy“ an die Bundesstaaten begrüßt (und auch vom DOE gefördert), zumal in den dortigen Behörden nicht selten umfangreiche geologische Expertise aus der Förderung von Bodenschätzen vorliegt.

Zusätzlich wird versucht die Dauer der Genehmigungsverfahren zu verkürzen. Mit der Verabschiedung des *Consolidated Appropriations Act 2021* ist es für CCU/S-Projekte möglich unter Titel 41 des *Fixing America's Surface Transportation (FAST) Act* berücksichtigt zu werden. Dieses Programm hat zum Ziel, Umweltgenehmigungsverfahren für Infrastrukturprozesse schneller, transparenter und planbarer zu gestalten. Dies wird durch eine koordinierte und vom Federal Permitting Improvement Steering Council (kurz Permitting Council) überwachte Prüfung und Genehmigung erreicht. Empirische Daten belegen die dadurch erreichten Zeiteinsparungen: Während in den Jahren 2010 bis 2018 die durchschnittliche Genehmigungsdauer für ein Environmental Impact Statement unter dem NEPA Verfahren ohne FAST-41-Prozess bei 4,5 Jahren lag, brauchen Projekte, die dem FAST-41-Prozess unterliegen im Durchschnitt 2,5 Jahre hierfür (Bipartisan Policy Center 02.08.2021; CEQ 2021). Bislang hat sich laut Interview-Expert\*innen kein CCU/S Projekt um die Berücksichtigung unter dem FAST-41 Prozess beworben, es bleibt also abzuwarten, ob diese Maßnahme Anwendung findet und zu einer substantiellen Beschleunigung in der Genehmigung von CCU/S-Projekten führt.

## 3. Kanada

### 3.1 Hintergrund, Strategie und Förderung

Kanadas föderaler **Klimaschutzplan** vom Dezember 2020 sieht vor, die heimische Industrie umweltfreundlich und wettbewerbsfähig zu positionieren, u.a. durch die großskalige Anwendung von CCUS-Technologien (z.B. in der Öl- und Gasindustrie und bei der Produktion von Wasserstoff). Aus diesem Grund wird derzeit eine föderale **Carbon Management Strategie** von Natural Resources Canada (NRCan) in Zusammenarbeit mit Expert\*innen und Stakeholdern entwickelt (NRCan 2020a). Zum spielt Blauer Wasserstoff (basierend auf SMR und CCS) bereits eine sehr wichtige Rolle in Kanadas **Wasserstoffstrategie** von 2020 und der Einsatz von DAC wurde von der kanadischen Regierung als eine der Schlüsseltechnologien für die Produktion von synthetischen Kraftstoffen identifiziert (NRCan 2020b).

Bereits in 2008 wurde „Canada's CO<sub>2</sub> Capture and Storage Technology Roadmap“ veröffentlicht, mit dem vorrangigen Ziel, die Öl- und Gasindustrie langfristig zu stärken. Im selben Jahr wurde ein „Canadian Carbon Capture and Storage Network“ etabliert, um einen thematischen Austausch zwischen den Regierungen der Provinzen Kanadas anzuregen. Implizit mit dem Thema verbunden ist die 2015 in Kraft getretene „Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-Fired Generation of Electricity Regulations“, die eine maximale Emissionsintensität für Kohlekraftwerke von 410 gCO<sub>2</sub>/kWh festlegt (Environment and Climate Change Canada (ECCC) 2018).

Um die Entwicklung von CCU/S-Projekten zu unterstützen wurden verschiedene Instrumente zur Finanzierung und Förderung durch die kanadische Regierung und die Provinzen/Territorien etabliert:

In Kanadas Haushalt von 2022 wurde eine **Steuervergünstigung für Investitionen in CCU/S-Projekte** (CCUS Investment Tax Credit, ITC) integriert (Finance Canada 2022). Bis 2030 sollen dafür C\$8,6 Mrd. (\$6,4 Mrd.) von der kanadischen Regierung bereitgestellt werden (Canadian Climate Institute 2023). Damit soll der Technologiehochlauf beschleunigt

und eine jährliche Einsparung von 15 Mt CO<sub>2</sub> erreicht werden (Finance Canada 2021). Der ITC kann von Unternehmen beansprucht werden, die ab 2022 förderfähige CCU/S-Ausgaben tätigen und sofern das abgeschiedene CO<sub>2</sub> durch eine förderfähige Verwendung dauerhaft gespeichert wird. Zu den förderfähigen Verwendungszwecken von CO<sub>2</sub> gehören die geologische Speicherung und die Speicherung von CO<sub>2</sub> in Beton, nicht aber EOR (Finance Canada 2022). Eine weitere Voraussetzung um den Kredit zu erhalten ist die öffentliche Bereitstellung des Technologiewissens, dadurch sollen Kostenreduktionen für zukünftige Projekte forciert werden. DAC-Projekte erhalten mit 60% einen 10% höheren Tax Credit als andere CCU/S-Projekte (Finance Canada 2022).

**Tabelle 5 Kanadas CCUS Investment Tax Credit**

Projekttyp	2023-2030	2031-2040	Nach 2040
CO <sub>2</sub> -Abscheidungstechnologien für DAC	60%	30%	0%
CO <sub>2</sub> -Abscheidungstechnologien für andere Projekte (nicht EOR)	50%	25%	0%
Technologien für Transport, Speicherung und Verwendung von CO <sub>2</sub>	37,5%	18,75%	0%

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Finance Canada (2022)

Neben dem Investment Tax Credit können CCU/S-Projekte durch die Anerkennung von gespeichertem CO<sub>2</sub> als Emissionsgutschriften, im Rahmen der „Canada's Clean Fuel Regulations“ (CFR) oder durch das nationale und die provinziellen CO<sub>2</sub>-Steuersysteme weitere finanzielle Vorteile erzielen.

Die in 2022 verabschiedeten **Clean Fuel Regulations** zielen darauf ab, den Kohlenstoffgehalt von Kraftstoffen bis 2030 um 15% im Verhältnis zum Jahr 2016 zu reduzieren und den Übergang zu saubereren Brennstoffen zu unterstützen. Anlagen zur Kraftstoffproduktion können durch die Integration von CCU/S-Projekten die Vorschriften einhalten und zusätzlich Emissionsgutschriften für überschüssige Kohlenstoffreduzierung verdienen. Diese können dann an Unternehmen verkauft werden, die ihre Emissionsziele nicht erreichen würden (ECCC 2023a). Da die CFR-Gutschriften nur auf im Inland verbrauchte Kraftstoffe anwendbar sind, kann der Wert der Gutschrift von Produktionsstätte zu Produktionsstätte sowie aufgrund von Markt-Dynamiken stark variieren (Canadian Climate Institute 2023).

Durch Kanadas *Greenhouse Gas Pollution Pricing Act* von 2019 wurde ein **CO<sub>2</sub>-Bepreisungssystem auf föderaler Ebene** eingeführt, das als sog. Backstop immer dann greift, wenn die Provinzen/ Territorien keine eigenen vergleichbaren Bepreisungssysteme eingeführt haben, und das nationale CO<sub>2</sub>-Preisniveau vorgibt. Es bestehend aus einer CO<sub>2</sub>-Steuer („fuel charge“) von derzeit C\$50/t, die kontinuierlich auf C\$170/t in 2030 ansteigen soll, und einem sog. Output-Based Pricing System (OBPS), einer Art Emissionshandel für die Industrie (ECCC 2023b). Im Rahmen des OBPS können Unternehmen für reduzierte Emissionen "Greenhouse Gas Offset Credits" erhalten, welche dann entweder mit den eigenen Emissionen verrechnet oder gehandelt werden können (ECCC 2023c). Dies schließt grundsätzlich auch die Anwendung von CCU/S-Technologien mit ein, aber die Details zur Anrechnung werden derzeit noch vom ECCC entwickelt (Resilient LLP 28.02.2023).

Die meisten kanadischen Provinzen/Territorien (außer Yukon, Nunavut und Manitoba) haben allerdings eigene, **subnationale CO<sub>2</sub>-Bepreisungssysteme** eingeführt oder wenden eine Kombination aus dem föderalem CO<sub>2</sub>-Bepreisungssystem und eigenen Regelungen an (ECCC 2023), bei denen Emissionsreduktionen durch CCU/S-Projekte grundsätzlich überall mit in das System integriert/ zulässig sind, aber häufig noch keine dazugehörigen Detailregelungen bzgl. der Anrechnung und Zertifizierung veröffentlicht wurden.

In **Quebecs Emissionshandelssystem** z.B., der mit Kaliforniens ETS verbunden ist, wird der Einsatz von CCU/S anerkannt und "THG-Emissionen, die aufgefangen, gespeichert,

wiederverwendet, beseitigt oder aus dem Betrieb herausgeführt wurden" von den geprüften Emissionen der erfassten Anlage abgezogen (GHG Reporting Regulation)<sup>16</sup>. Allerdings umfasst Quebecs ETS bisher keine große CCU/S-Anlage und nur 4 % der großen Emittenten, die unter den ETS fallen, profitieren von den CCU/S-Bestimmungen. Der CCU/S-Teil in der verpflichtenden THG-Erklärung der Emittenten wird von der Provinz bisher individuell analysiert und die Berechnung der gespeicherten, wiederverwendeten, beseitigten oder übertragenen Emissionen erfolgt ad hoc an den individuellen Anlagen, da noch keine spezifischen Messprotokolle oder allgemeinen MRV-Vorgaben eingeführt wurden (La Hoz Theuer & Olarte 2023).

Besonders hervorzuheben ist die hierbei allerdings die Provinz **Alberta** mit ihrer kürzlich angepassten **Technology Innovation and Emissions Reduction Regulation (TIER)**, durch die gespeichertes CO<sub>2</sub> aus der Industrie als "capture recognition tonnes" anerkannt wird und der Wert von CCU/S-Emissionsreduktionen damit nahe am geltenden CO<sub>2</sub>-Preis liegt. Zudem erlaubt es diese Regulierung, dass z.B. CCS-Anlagen an Raffinerien sowohl CFR- als auch TIER-Credits erhalten können. Durch das Zusammenspiel aus dem CCU/S ITC, der CFR und der kanadischen CO<sub>2</sub>-Bepreisungssysteme können hohe finanzielle Anreize für CCS-Projekte in Kanada entstehen. Das Canadian Climate Institute schätzt am Beispiel der CCS-Anwendung bei der Ölförderung aus Ölsanden in Alberta (mit Kosten von rund C\$150/t CO<sub>2</sub>), dass der gesamte finanzielle Anreiz aus ITC, CFR und TIER zwischen \$135-275 pro Tonne gespeichertem CO<sub>2</sub> in 2030 liegen kann und damit höher als der 45Q-Tax Credit in den USA (Canadian Climate Institute 2023).<sup>17</sup>

Zusätzlich zu den dargelegten Fördermechanismen gibt es in Kanada verschiedene umfangreiche Förderprogramme und Funds, durch die u.a. CCU/S-Projekte gefördert werden: Der **nationale Klimaplan** sieht für die Dekarbonisierung der Industrie C\$3 (\$2,2) Mrd. über fünf Jahre vor (*Strategic Innovation Fund – Net Zero Accelerator*) und C\$1,5 (\$1,1) Mrd. um die Produktion und Verwendung von sog. low-carbon fuels zu unterstützen (*Low-Carbon and Zero-Emissions Fuels Fund*) (ECCC 2022). Mit weiteren C\$319 Mio. wird das NRCan über das **Energy Innovation Programme** aus dem Haushalt 2021 ausgestattet, um die Forschung, Entwicklung und Demonstration von CCU/S-Technologien entlang der Prozesskette voranzutreiben (NRCan 2023). Weitere Förderprogramme sind der **Clean Energy Fund** sowie **ecoENERGY Technology Initiative**, welche seit 2009 jeweils ca. C\$ 200 Mio. in CCU/S-Projekte investierten. Im Haushaltsplan von 2022 wurde ein weiteres Förderinstrument namens **Canada Growth Fund** mit C\$15 (\$11) Mrd. über 5 Jahre eingerichtet, um kanadische Unternehmen bei der Finanzierung von Dekarbonisierungsmaßnahmen z.B. durch Garantien, Carbon Contracts for Difference, oder Darlehen zu unterstützen. Die genaue Ausgestaltung dieser verschiedenen neuen Finanzierungsinstrumente soll in der ersten Jahreshälfte 2023 festgelegt werden (Mentor Works 02.01.2023; Finance Canada 2022).

Zudem existiert seit 2017 die **Canadian Infrastructure Bank**, die wichtige Infrastrukturprojekte, wie z.B. Pipelines, finanziell unterstützen soll (Investitionen über öffentlich-private Partnerschaften). Innerhalb einer 11 Jahres-Periode stehen der Bank C\$35 Mrd. zur Verfügung (Canada Infrastructure Bank 12.05.2023).

---

### 3.2 Branchenübersicht

---

Kanada ist bereits seit über 15 Jahren im Bereich CCU/S aktiv, wobei vor allem die Weiternutzung des abgespaltenen CO<sub>2</sub>s im Zuge der Ölförderung im Vordergrund stand. Die Aktivitäten konzentrieren sich dabei vor allem auf die Provinzen Alberta und Saskatchewan im Westen Kanadas – zwei der drei wichtigsten Öl und Erdgas produzierenden Regionen Kanadas – aber auch in British Columbia wurden Pilotprojekte durchgeführt.

<sup>16</sup> Chapter Q-2, r. 15 - Regulation respecting mandatory reporting of certain emissions of contaminants into the atmosphere (GHG Reporting Regulation): <https://www.legisquebec.gouv.qc.ca/en/document/cr/Q-2,%20r.%2015>

<sup>17</sup> Diese Schätzung des Canadian Climate Institutes teilt sich auf in C\$10-30/t CO<sub>2</sub> für CCUS ITC, C\$115-135/t CO<sub>2</sub> für TIER (CO<sub>2</sub>-Bepreisung) und C\$10-C\$110/t CO<sub>2</sub> für CFR. Details zur Berechnung siehe Canadian Climate Institute (2023).

Aktuell sind **vier große CCUS-Projekte in Betrieb**: das Boundary Dam, die Alberta Carbon Trunk Line, die North West Redwater Recovery Unit und das Quest-Projekt (IEA 2023). In den sich im Betrieb befindlichen kommerziellen Projekten wird CO<sub>2</sub> aus fossilen Quellen, wie Ölsande-Raffinerien, der Erdgasreformierung und Kohleverstromung, abgespalten und größtenteils für EOR verwendet (s. Anhang, Tabelle 6). Lediglich im Quest-Projekt wird das CO<sub>2</sub> zur dauerhaften Speicherung in einem salinen Aquifer verpresst (GCCSI 2021c). Durch die steigenden Anreize zur CCU/S-Anwendung auch in anderen Industrien sind zudem eine Reihe kleinerer Demonstrations- und Pilotprojekte entstanden, auch in anderen Landesteilen. Stand 2021 waren 17 Testeinrichtungen aktiv (GCCSI 2021c).

Im Gegensatz zu den derzeit laufenden Projekten haben über 60% der sich in der Entwicklung befindlichen Projekte das Ziel, CO<sub>2</sub> langfristig zu speichern, ohne dass EOR durchgeführt wird (IEA 2023). Stand Mai 2023 befinden sich **elf kommerzielle Projekte in der Entwicklung**, davon jeweils drei für die Wasserstoffproduktion und an konventionellen Kraftwerken (GCCSI 2023).

Expert\*innen zufolge profitiert die kanadische CCU/S Wirtschaft dabei einerseits von den bereits **langjährigen Erfahrungen** sowohl auf Seiten teilweise stark spezialisierter Unternehmen sowie regulatorischer Erfahrung seitens der öffentlichen Hand. Zudem verfügen besonders die Provinzen im Westen Kanadas über **hohe Speicherpotentiale** durch ehemalige Öl- und Erdgas-Reservoirs aber auch natürliche geologische Formationen oder nicht förderbare Kohlevorkommen. Insgesamt sind in Westkanada (Alberta, Saskatchewan, Manitoba und British Columbia) 390 Gt des identifizierten Gesamtspeicherpotentials in Höhe 398 Gt aufzufinden, weitere signifikante wenngleich deutlich niedrigere Speicherpotentiale wurden auch in den Provinzen Ontario und Quebec identifiziert (International CCS Knowledge Center April 2021).

### Projektbeispiel: SaskPower's Boundary Dam 3

Die Boundary Dam 3 CO<sub>2</sub>-Abspaltungsanlage wird von SaskPower einem Unternehmen in Besitz der Provinzregierung Saskatchewan, betrieben. Die Anlage nutzt die aminbasierte Shell/Cansolv-Technologie zur Kohlenstoffabscheidung in einem bestehenden kohlebefeuernten Stromkraftwerk (GCCSI 2014). Laut Betreiber beträgt die Auffangquote von CO<sub>2</sub> 90%, zudem würden 100% des Schwefeldioxids und 50% der Stickoxide abgespalten (International CCS Knowledge Center o.D.). Die Boundary Dam Anlage ist eine von zwei operierenden Anlagen, die in der Lage sind CO<sub>2</sub> aus Gasströmen mit einer lediglich geringen CO<sub>2</sub>-Konzentration abzuspalten (<20%) (CRS 2022a; FECM 2022). Die Entscheidung zum Bau der CCUS-Anlage fiel aufgrund der Verschärfung der kanadischen Emissionsschwellwerte für Kohlekraftwerke am Ende ihres Lebenszyklus, da ein Weiterbetrieb des Kraftwerksblocks andernfalls nicht möglich gewesen wäre (Kepetaki & Scowcroft 2017).

Das abgespaltene CO<sub>2</sub> wird hauptsächlich für die tertiäre Ölgewinnung genutzt und dafür durch eine 41 km lange Pipeline zu den Weyburn Ölfeldern transportiert. CO<sub>2</sub>, das nicht in der EOR verwendet wird, wird dem Pilotprojekt Aquistore zugeführt. Mit dem Ziel, die dauerhafte CO<sub>2</sub>-Lagerung in tiefen salinen Formationen zu erforschen, wird CO<sub>2</sub> in eine 3,4 km tiefe Sandsteinformation gepresst. Der kommerziellen CCS-Anlage von BD3 angeschlossen ist auch eine CCS-Testanlage und eine Forschungseinrichtung zur Emissionskontrolle, in der neue Technologien zur CO<sub>2</sub> Abspaltung erprobt und analysiert werden können.

Die Projektgesamtkosten für Boundary Damm beliefen sich auf C\$1,5 Mrd. von denen rund C\$800 Mio. auf die CCS Anlage entfielen, Rund 30% der Projektkosten (C\$240 Mio.) wurden von der kanadischen Nationalregierung übernommen (MIT 2016b). Die finanzielle Tragfähigkeit der Anlage wird zum einen durch den Verkauf des CO<sub>2</sub> zur EOR Nutzung, zum anderen durch die Ermöglichung des Weiterbetriebs der Kohleverstromung im gesamten Kraftwerk sichergestellt.

---

### 3.3 Regulatorischer Rahmen

---

Die Regulierung zur Abscheidung, zum Transport und zur Speicherung von CO<sub>2</sub> liegt in Kanada im hohen Maße im Verantwortungsbereich der **jeweiligen Provinzen/ Territorien**, sofern die Projekte vollständig innerhalb ihrer Grenzen umgesetzt werden. Lediglich Umweltverträglichkeitsprüfungen sind seit 2019 provinzübergreifend verpflichtend. Im Folgenden wird kurz die Entwicklung des regulatorischen Rahmens skizziert, welcher vornehmlich im Zuge der Umsetzung von großen CCU/S-Demonstrationsprojekten entwickelt wurde. Anschließend werden Vorgaben im Rahmen der Umweltverträglichkeitsprüfung, die komplexen Regularien zu den jeweiligen Prozessketten (Abscheidung, Transport, Speicherung) sowie relevante Haftungsfragen beschrieben.

**Saskatchewan** beschäftigte sich als **erste kanadische Provinz** mit der Regulierung von CCU/S-Projekten, da Shell bereits 1980 einen ersten Antrag zur Prüfung eines EOR-Pilotprojektes einreichte. Die ersten Anträge zur Genehmigung von CO<sub>2</sub>-Transport und Speicheraktivitäten wurden 1984 gestellt (Larkin et al. 2019a). Seitdem ist Regulierung auf provinzieller Ebene durch unterschiedliche Ansätze geprägt. Während die Regierung in Saskatchewan auch in den 2010er Jahren im Zuge der Prüfung des Boundary-Dam-Projekts als erstes großvolumiges CO<sub>2</sub>-Abscheidungsprojekt zu dem Schluss kam, dass die bestehenden Regularien weitestgehend auch ohne CCU/S-spezifische Ergänzungen ausreichend für die Regulierung des eingereichten Projektvorschlags seien, entwickelte die Provinz **Alberta** in den vergangenen zehn Jahren eine Reihe spezifischer Regularien und Prüfprozesse für CCU/S Projekte. Die Provinz Alberta verfügt damit über einen recht gut ausgestalteten regulatorischen Rahmen, der auch als Beispiel für regulatorische Entwicklungsprozesse anderer kanadischer Regionen dient. So hat beispielsweise die Regierung von Ontario im November 2022 angekündigt, einen regulatorischen Rahmen für CO<sub>2</sub>-Speicherung zu entwickeln. Auch die Regierung in der Provinz Saskatchewan gab bekannt, den bestehenden regulatorischen Rahmen erweitern zu wollen, um bestehende Unsicherheiten in Bezug auf Eigentum der Speicherreservoirs sowie langfristige Verpflichtungs- und Haftungsfragen zu klären.

Die Provinz **Alberta** hat damit im letzten Jahrzehnt aufgrund der hervorragenden geologischen Gegebenheiten eine führende Rolle bei der Entwicklung eines Rechts- und Regulierungsrahmens für CCU/S-Vorhaben übernommen. Der regulatorische Rahmen adressiert eine Vielzahl von regulatorischen Herausforderungen, z.B. die Besitzverhältnisse für den Porenraum, Speicherung und Entsorgung von abgeschiedenem CO<sub>2</sub>, Lizenzberechtigungen, Bodenrechte und die Langzeithaftung. Die meisten Regularien wurden in Form von Anpassungen in bestehende Regularien für die Öl- und Gasindustrie integriert, z.B. der *Mines and Mineral Act* (MMA) und der *Oil and Gas Conservation Act* (OGCA). Diese Gesetze werden durch Richtlinien des Alberta Energy Regulator (AER) ergänzt. Aufgrund des besonders gut ausgearbeiteten regulatorischen Rahmens in Alberta werden in den folgenden Abschnitten primär die Regularien aus dieser Provinz beschrieben.

#### 3.3.1 Allgemeine Anforderungen: Umweltverträglichkeitsprüfungen

Auf föderaler sowie provinzieller Ebene regeln verschiedene **Environmental Assessment Acts**, welche Projekte eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchführen müssen. Nach der Neufassung des gesetzlichen Rahmens in Form des *Impact Assessment Act* (IAA) im Jahr 2019 sieht die föderale Gesetzgebung nun vor, dass Umweltverträglichkeitsprüfungen zur Berücksichtigung der Klimaauswirkung eines Projekts – unabhängig von den Vorgaben auf Provinzebene - gesetzlich verpflichtend durchzuführen sind. Der IAA schafft zudem eine einzige staatliche Behörde für Folgenabschätzungen (Bewertung und Konsultationen), macht Vorgaben für die Bewertung von ökologischen, gesundheitlichen, sozialen und wirtschaftlichen Auswirkungen und ermöglicht der Umweltministerin/dem Umweltminister, Projekte zu genehmigen, wenn dies im öffentlichen Interesse liegt. Außerdem legt er eine frühe Planungs- und Engagementphase sowie Zeitpläne für Folgenabschätzungen und

Entscheidungen fest und setzt Möglichkeiten zur Beteiligung der Öffentlichkeit sowie zur Finanzierung. Die Umweltverträglichkeitsprüfung soll einerseits für die Zusammenarbeit zwischen den Gerichtsbarkeiten und für Transparenz bei der Entscheidungsfindung sorgen, andererseits auch die Bewertung kumulativer Auswirkungen auf regionaler Basis (Bewertung von Bundespolitiken, -plänen und -programmen) ermöglichen. Nach Inkrafttreten im Jahr 2019 wurde das Gesetz zur Umweltverträglichkeitsprüfung nach Klage der Provinz Alberta jedoch als potenziell verfassungswidrig eingestuft, da es in die Gesetzgebungsbefugnis der Provinzen eingreift, und wird daher gerichtlich neu verhandelt.

In **Alberta** ist der ***Environmental Protection and Enhancement Act (EPEA)*** eine provinzielle Gesetzgebung für den Schutz, die Verbesserung und sinnvolle Nutzung der Umwelt. Sie beschreibt die Tätigkeiten, die eine Genehmigung der Umweltverträglichkeitsprüfung benötigen und legt das Verfahren zur Erlangung dieser Genehmigungen fest (AER o.D.b). Es gibt dabei verpflichtende, freiwillige und ermessensabhängige Projekttypen. Wenn eine Tätigkeit nicht ausdrücklich in der Verordnung aufgeführt ist oder wenn ein anderer Umweltdirektor oder der Antragsteller eine Entscheidung über die Notwendigkeit eines UVP-Berichts beantragt, kann ein Verfahren im Rahmen einer Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) eingeleitet werden. Es gibt insgesamt sechs zugehörige Verordnungen, zwei Verhaltenskodizes und 12 aufgelistete Normen und Leitlinien.

In **Saskatchewan** wurden bislang Projekte mit potentiellen Umweltauswirkungen – unabhängig von der Stufe der CCU/S-Wertschöpfungskette - an das Umweltministerium zur Prüfung unter dem *Environmental Assessment Act* vorgelegt. Der Projektantrag muss beim Saskatchewan Environmental Review Panel (SEARP) eingereicht werden, dessen Mitglieder die Ministerien und Behörden der Provinz sind, die ein Interesse an deren Entwicklung haben oder diese regulieren (GOS 2021). Auf Basis einer ersten technischen Projektbeschreibung und geplanten Umweltschutzmaßnahmen wird entschieden, ob eine vertiefte Umweltverträglichkeitsprüfung eingereicht werden muss, oder eine Befreiung (ggf. unter der Festlegung von Einschränkungen und Mindestanforderungen) erteilt wird. Im Falle der Boundary-Dam-Anlage wurde entschieden, dass keine vertiefte Umweltprüfung erforderlich ist (Larkin et al. 2019b).

### 3.3.2 CO<sub>2</sub>-Abscheidung (Capture/Removal)

Die Abscheidung von CO<sub>2</sub> fällt in den regulatorischen Rahmen von **Industrieanlagen und -prozessen**. Es gibt in Kanada keine spezifischen Vorgaben für die Abscheidung von CO<sub>2</sub> für eine Nutzung oder Speicherung. Vorgaben, die Abscheidungsprozesse für DAC und BECCS-Technologien regulieren, wurden von Alberta Law Review analysiert und sind im Folgenden gelistet (Craik et al. 2022).

**DAC-Vorhaben** werden als Industrieanlagen betrieben und unterliegen damit den Umweltvorschriften der Provinz für Prozessemissionen und Abfallbeseitigung, welche im *Environmental Protection and Enhancement Act* (RSA 2000, c E-12) verankert sind. Sollten mehrere Abscheidungsanlagen erforderlich sein, können Landnutzungsfragen aufgeworfen werden, die den Landnutzungsgesetzen der Provinzen gemäß des *Alberta Land Stewardship Act* (SA 2009, c A-26.8) und des *Public Lands Act* (RSA 2000, c P-40) unterliegen. Um effiziente DAC-Prozesse sicherzustellen, sollte die notwendige Energie aus erneuerbaren Energien bezogen werden, welche bei der DAC-Nutzung mit einer Vielzahl von Abscheidungsanlagen Landnutzungsfragen und regulatorischen Anforderungen für den Transport des CO<sub>2</sub> nach sich zieht.

**BECCS** erfolgt in mehreren Phasen, wobei die Biomasse- und Bioenergieproduktion unterschiedliche Gesetze auslösen. Die Erzeugung von Bioenergie betrifft rechtliche Rahmenbedingungen, die sich auf die Beschaffung und Produktion von Biomasse-Rohstoffen und deren Verbrennung zur Energiegewinnung beziehen. Die meisten Gesetze und Verordnungen, die für die Ernte von Waldbiomasse gelten, sind auf der Ebene der Provinzen angesiedelt, da sich mehr als 90% der kanadischen Waldflächen im Besitz der Provinzen befinden. Die Regulatorik in Bezug auf die Lieferung, die Nutzung und den Kauf von Biomasse

für Wärme- und Energieanwendungen wurde jedoch ohne Bezug zu CCU/S-Anwendungen entwickelt.

### 3.3.3 CO<sub>2</sub>-Transport

Das kanadische **Energieregulierungsgesetz** (*Canadian Energy Regulator Act*) bestimmt den rechtlichen Rahmen für Sicherheit bei Planung, Bau, Betrieb und Stilllegung von föderal regulierten Pipelines. Die kanadische Energieregulierungsbehörde (CER, früher National Energy Board) ist eine unabhängige Bundesbehörde, die für die Regulierung grenzüberschreitender Pipelines in Kanada zuständig ist. Auf nationaler Ebene müssen Pipelines, die von der CER reguliert werden, den Spezifikationen der **Canadian Standards Association** (CSA) entsprechen. Die CSA-Norm Z662 (Oil and Gas Pipeline Systems) legt die technischen Standards für die Planung, den Bau, den Betrieb, die Wartung und die Stilllegung von kanadischen Öl- und Gaspipelines fest. Gleichzeitig ist die CER auch für die Durchführung von Umweltverträglichkeitsprüfungen für die von ihren regulierten Projekten in Übereinstimmung mit dem *Impact Assessment Act* (IAA) verantwortlich. In den Verordnungen werden CO<sub>2</sub>-Pipelines als eine Art von Rohstoffpipelines ohne spezifische Standards eingestuft, bei denen die Bedingungen ad hoc festgelegt wurden. Dabei orientierte man sich an den für andere Pipelines geltenden Verfahren, ergänzt durch eine spezifische Analyse der einzelnen Anträge (IEAGHG 2010).

Sofern keine provinziellen oder internationalen Grenzen überschritten werden, finden die **regulatorischen Anforderungen der Provinzen** Anwendung. Die regulatorischen Vorgaben für Pipelines in Alberta unterliegen dem *Pipeline Act* (Teil 4), *Pipeline Rules*, der Richtlinie 077 (Pipelines – Requirements and Reference Tools) sowie dem nationalen Standard Z662-19 der Canadian Standards Association (CSA). Keiner dieser Standards bezieht sich spezifisch auf den Transport von CO<sub>2</sub>. Allein die Richtlinie 056 (Energy Application for construction and operation of the pipeline) macht hierfür konkrete Vorgaben. In dieser Richtlinie heißt es, dass aufgrund der einzigartigen Eigenschaften von CO<sub>2</sub> besondere Überlegungen bei der Konstruktion von Pipelines für den Transport erforderlich sind. Da einige Konstruktionsüberlegungen nicht in CSA Z662 enthalten sind, prüft der Alberta Energy Regulator (AER) alle Anträge zum Bau oder zur Änderung von Rohrleitungen für den CO<sub>2</sub>-Transport, um sicherzustellen, dass die Konstruktion auf soliden technischen Verfahren basiert. Der Antragsteller muss demnach seinem Antrag folgende Informationen beifügen:

- Spezifische Betriebsdruckbereiche und Druckabfälle zur Vermeidung unnötiger Phasenwechsel,
- Korrosionsschutz- und Überwachungsfragen aufgrund des Wassergehalts und anderer Verunreinigungen,
- Spezifische Materialüberlegungen zur Minimierung des Risikos der Bruchausbreitung,
- Überlegungen zu einem Notfallplan und Ausbreitungsmodellierung,
- Sicherheitsvorkehrungen, die während des Betriebs und der Reparatur der Pipeline getroffen werden sollen.

Auch in **Saskatchewan** wird der CO<sub>2</sub>-Transport durch den *Pipeline Act* reguliert, welcher durch die technischen Vorgaben des *Saskatchewan Pipelines Code* ergänzt wird. Letzterer enthält Vorgaben zur technischen Prüfung vor Lizenzerteilung, zum Monitoring, zu Notfallplänen und zum Pipeline Design in Abhängigkeit der Bevölkerungsdichte. Es werden jedoch keine spezifischen Vorgaben für den Transport von CO<sub>2</sub> festgelegt (GOS 2022).

### 3.3.4 CO<sub>2</sub>-Speicherung

Die Festsetzung von Vorgaben für die Prüfung von Speicherpotentialen, die regelmäßige Überwachung und die Genehmigungsverfahren liegt in der **Verantwortung der Provinzen**, muss aber den nationalen Mindestanforderungen entsprechen. Der Entwicklungsstand der Regulatorik für CCU/S-Anwendungen ist in den Provinzen unterschiedlich ausgeprägt. Alberta

hat auch hier die umfangreichsten Anforderungen, Gesetzgebungen und Richtlinien entwickelt, weshalb die Regularien der Provinz im Folgenden näher erläutert werden.

Seit 2014 werden die vorgelagerten Öl- und Gasregulierungsfunktionen gemäß dem *Environmental Protection and Enhancement Act* (EPEA) und *Water Act* vom Alberta Energy Regulator (AER) verwaltet. Der AER fungiert als Regulierungsbehörde für die Entwicklung der Energiebranche, in der verschiedene Genehmigungsverfahren- von der Antragstellung und Exploration über den Bau und die Erschließung bis hin zur Stilllegung, Rückgewinnung und Sanierung gebündelt werden (AER o.D.a).

Für die Projektentwicklung von CCU/S Vorhaben ist der ***Mines and Minerals Act*** (MMA) relevant. Teil 9 des MMA (*Sequestration of Captured Carbon Dioxide*) regelt die Rechte zur Durchführung von **Explorationsbohrungen** (Rogers et al. 2023). Dazu zählen unter anderem Vorgaben bzgl.:

- Injektion von abgeschiedenem CO<sub>2</sub> zur Sequestrierung (Monitoring, Messungen, Berichtswesen, Stilllegungsplan),
- Beschränkungen der Übertragung der Vereinbarung,
- Pflichten bei Beendigung der Injektion,
- Bescheinigungen über die Stelllegung (Zeiträume, Bedingungen),
- Übernahme der Haftung (z.B. Pflichten des Betreibers),
- Verpflichtungen gegenüber dem Post-Closure Stewardship Fund (PCSF).

Abschnitt 115 des MMA regelt die Rechte der Regierung für das Abteufen von Erkundungsbohrungen, um die Eignung für die CO<sub>2</sub>-Speicherung festzustellen. Die Sequestration Tenure Regulations (CSTR) ermöglichen der Regierung, diese Genehmigung zu erteilen, wenn Gebühren gezahlt und ein Monitoring, Measurement and Verification (MMV) Plan vorgelegt wurde. Abschnitt 116 des MMA ermöglicht im nächsten Schritt die Genehmigung seitens der Regierung für die **Injektion von CO<sub>2</sub>** in den Untergrund, wobei gleiche Auflagen wie in Abschnitt 115 gelten. Zusätzlich muss der Betreiber ausreichend nachweisen, dass der Untergrund für die Injektion geeignet ist und er muss bereits einen Plan für die Stilllegung der Anlage vorlegen (Abschnitt 18, CSTR). Die Genehmigung nach Abschnitt 116 gilt für 15 Jahre, beinhaltet jedoch nicht die Produktion oder Förderung von Mineralen aus dem Untergrund.

Innerhalb des MMA wird zudem auf den ***Oil and Gas Conservation Act*** (OGCA) und den ***Environmental Protection and Enhancement Act*** (EPEA) verwiesen. Ersterer wurde ursprünglich für die Erdöl- und Erdgasförderung konzipiert und regelt, unter welchen Bedingungen man eine Lizenz erwerben kann und in welcher Form diese gültig sind. Abschnitt 39(1)(d) des *Oil and Gas Conservation Act* (OGCA) beispielsweise überträgt dem Alberta Energy Regulator (AER) die Befugnis, einzelne CCU/S-Speicherprogramme zu bewilligen. Dabei muss der AER sicherstellen, dass die Injektion nicht die Förderung und Lagerung von Erdöl und Erdgas oder andere im Untergrund genutzte Formationen für eine Speicherung beeinflusst. Abschnitt 11 und 12 der Oil and Gas Conservation Rules (OGCR) regeln die Rechte zum Betreiben von Injektionsbrunnen, d.h. eine Anlagenbetriebserlaubnis und Förderrechte für eine Bohrung. Die Voraussetzungen hierfür werden in der Richtlinie 067 beschrieben.

Der EPEA regelt die gesetzlichen Anforderungen für Luft, Wasser, Boden und biologische Vielfalt. Auch auf den *Surface Rights Act* (SRA) wird innerhalb des MMA verwiesen. Dieser regelt allgemein die Betretungsrechte für Bergbau, Bohrungen, Pipelines, aber auch Strom- und Telefonleitungen.

Neben den Gesetzen gelten zudem verschiedenen Anforderungen an die unterschiedlichen Prozessketten der CO<sub>2</sub>-Speicherung und Nutzung in Form von **Richtlinien**. Diese Richtlinien sind in Tabelle 7 im Anhang aufgelistet. Dabei wird innerhalb der Richtlinie 065 (Resources Applications for Oil and Gas Reservoirs) zwischen der permanenten Speicherung von CO<sub>2</sub> im Untergrund (Unit 2: Disposal / Storage) und der Nutzung und gleichzeitigen Speicherung im Rahmen von EOR Technologien (Unit 4: Conservation) differenziert. Die wesentlichen Unterschiede und Gemeinsamkeiten der Anforderungen sind in Tabelle 8 im Anhang gegenübergestellt. Dabei unterscheiden sich die Anforderungen insbesondere durch eine

Ausdehnung des Analysebedarfs auf den gesamten verbundenen Porenraum im Falle der Nutzung und Speicherung von CO<sub>2</sub>.

Neben den Anforderungskriterien in den jeweiligen Richtlinien, sind Vorgaben zu regelmäßigen Messungen und der externen Verifizierung durch Dritte vorgesehen (**Measurement, Monitoring and Verification Plans**). Operative Bohrungen, Produktions- und Verarbeitungsanlagen werden jährlich von Feldinspektoren auf verschiedene Merkmale hin kontrolliert, z.B. Leistung des Unternehmens und bisherige Einhaltung der Vorschriften, Empfindlichkeit des Gebietes in dem der Betrieb stattfindet (Nähe zu Gewässern), Häufigkeit von Umweltvorfällen in dem Gebiet oder inhärentes Risiko im Falle eines Vorfalls und Komplexität des Betriebs. Hierfür sind spezielle Audit-Programme wie das Enhanced Production Audit Program (EPAP) vorgesehen, welches Unternehmen ermutigt, ihre Mess- und Berichterstattungsverfahren zu verbessern, während gleichzeitig die Einhaltung der Vorschriften verbessert und die Zahl der durchgeführten Vor-Ort-Kontrollen und Audits verringert werden soll.

In **Saskatchewan** sind CO<sub>2</sub>-Injektionsbrunnen als Entsorgungsbrunnen durch die Bestimmungen des *Oil and Gas Conservation Act* reguliert. Dieser legt Mindeststandards für das Bohren, die Fertigstellung und die Stilllegung von Injektionsbrunnen fest und enthält auch Standards für die Erfassung relevanter Daten aus Bohrung und Produktion (Condor & Wilson 2013). Darüber hinaus legt die Regulierung Anforderungen zum Schutz vor Leckagen auch nach Verschluss der Lagerstätte sowie die ordnungsgemäße Stilllegung und Oberflächensanierung fest. (Larkin, Leiss & Krewski 2019). Im *Oil and Gas Conservation Act* werden auch Inspektionsbestimmungen geregelt. Anders als in Alberta werden jedoch kaum CCU/S-spezifische Anforderungen definiert.

## Haftung

In Kanada fallen laut einer Übersicht des Global CCS Instituts alle Haftungsbestimmungen für CCU/S-Aktivitäten in **Alberta, British Columbia und Saskatchewan** den Provinzen zu (GCCSI 2019). Dies umfasst Bestimmungen über das Eigentum des Porenraums (nur Alberta), Haftungen der Betreiber während der Betriebsphase, Anforderungen an MMV-Pläne, Haftungsübertragungen (nur Alberta), Bedingungen für den Transport (nur Alberta), Fristen für die Haftungsübertragung nach der Beendigung des Betriebes einer Anlage (nur Alberta, keine zeitlichen Anforderungen verankert), Umfang von Haftungsübertragungen (nur Alberta) sowie finanzielle Sicherheitsanforderungen.

Der Begriff der Haftung für CCU/S-Anwendungen gliedert sich laut dem Global CCS Institute (2019) in drei Teilbereiche: **zivil, administrativ und bezogen auf den Klimawandel**. Zu zivilen Haftungsformen zählen Handlungen des Betreibers im Rahmen von CCU/S-Aktivitäten, die die Interessen Dritter beeinträchtigen, was zu Schadensersatz oder Unterlassungsanordnungen führen kann, wenn die Aktivität fortgesetzt wird. Administrative Haftungsformen beziehen sich auf entstehende Kosten im Rahmen CCU/S-spezifischer Rechtsvorschriften, als auch der allgemeinen nationalen Energie- und Umweltschutzgesetzgebung, die durch den Betreiber zu tragen sind (aufgrund der Befugnis der zuständigen Behörde, den Betreiber zu Maßnahmen zu verpflichten, z.B. auf ein Verschmutzungsproblem zu reagieren und praktikable Ergebnisse zu erzielen). Sie enthält weitreichende Verpflichtungen und die Möglichkeit der Kostenerstattung, wenn eine Behörde gezwungen ist, im Namen eines Betreibers zu handeln. Haftungsfragen im Sinne des Klimawandels entstehen in Fällen, in denen beispielsweise eine Art Garantie für die sichere Speicherung von CO<sub>2</sub> gegeben wird, hier haftet der Betreiber im Falle einer Leckage.

Der *Mines and Minerals Act* der Provinz Alberta regelt das **Eigentum der Krone**<sup>18</sup> am Porenraum. Demnach ermöglicht es Minister\*innen, „Vereinbarungen über die Nutzung des Porenraums zu treffen“. Wird eine CCU/S-Anlage genehmigt, wird die rechtliche Verantwortung während des Speicherprozesses bis zur Stilllegung gemäß der Anforderungen der Sequestration Tenure Regulations (CSTR) dem **Betreiber der Anlage** übertragen. Um

<sup>18</sup> Im kanadischen Regierungssystem liegt die Regierungsgewalt bei der Krone, doch ist die Regierung damit betraut, sie im Namen und im Interesse des Volkes auszuüben.

mögliche fortlaufende Kosten nach der Stilllegung beziehungsweise dem Verschließen eines Injektionsbrunnens oder eines Speicherhorizonts und der Übernahme der Nachsorgeverpflichtungen durch die Krone (z.B. einem fortlaufenden Monitoring) zu regeln, wurde ein verpflichtender Post-Closure Stewardship Fund (PCSF) eingerichtet. Dieser finanziert sich aus von Pächtern zu zahlenden Gebühren während des Betriebs der Anlage.

Die Haftungsbestimmungen in **Alberta** lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- 1) Alle Verbindlichkeiten verbleiben beim Betreiber, bis die Stilllegung erfolgt und die Stilllegungsbescheinigung ausgestellt wird. Nach Stilllegung geht die Haftung dann, gemäß dem provinziellen *Mines and Mineral Act*, zurück an die nationale Regierung / Krone.
- 2) Die Alberta-Regelung sieht weiterhin vor, dass die Betreiber die Übertragung der gesetzlichen Haftungen sowie bestimmter anderer Haftungen (das Risiko stillgelegter Injektionsbrunnen, die nicht erfolgreich verschlossen wurden und der fortbestehenden Überwachung, Messung und Überprüfung dieser, nicht aber die Haftpflicht gegenüber Dritten) durch Beiträge zum PCSF finanzieren.

In Alberta kann ein CCU/S-Betreiber Ausgleichsgutschriften für abgeschiedenes CO<sub>2</sub> erhalten und somit für etwaige spätere Leckagen verantwortlich sein. Das Regulatory Framework Assessment (RFA) empfahl bereits 2013, dass diese potenzielle Haftung ebenfalls auf die Krone übertragen werden sollte und darüber hinaus diese Haftung auch in die Verantwortung des PCSF fallen sollte (Alberta 2013). Im Gegensatz zu Alberta verbleibt die Langfrist-Haftung der Injektionsbrunnen in **Saskatchewan** beim Besitzer des Injektionsbrunnens. Die Pflicht zur Wiedergutmachung eventueller CO<sub>2</sub>-Austritte auch nach Ablauf der Betriebsdauer verbleibt bei dem Lizenznehmer /Unternehmen (Larkin et al. 2019).

---

### 3.4 Offshore-CO<sub>2</sub>-Speicherung in Kanada

---

Die Möglichkeiten zur Überwindung von Hemmnissen für Offshore-CO<sub>2</sub>-Speicherung wurden in einer Studie der Columbia Law School diskutiert (Webb & Gerrard 2019). In der Studie wird erklärt, dass Kanada die Gerichtsbarkeit über Offshore-Gewässer in einer Distanz von bis zu 200 Seemeilen von der „Baseline“ beansprucht, was einer Niedrigwasserlinie entlang der Küste entspricht. Diese kann in bestimmten Fällen (z.B. zerklüfteten und bebauten Küstenlinien wie in British Columbia) zur Vereinfachung angepasst werden. Die Provinzregierung von British Columbia hat jedoch keine Hoheitsrechte in die seewärts gerichteten Gewässer, inklusive des Untergrunds (continental shelf), da hier die Zuständigkeit bei der föderalen Regierung liegt.

Die Provinz **British Columbia** weist aufgrund der Lage an der Küste mit den großen submarinen Basaltformationen des Cascadia Basin die größten Offshore CO<sub>2</sub>-Speicherungspotenziale auf. Entsprechend der zuvor beschriebenen Zuständigkeiten fällt dieses Becken in die Kompetenzen der föderalen Regierung. Das Cascadia Basin erstreckt sich über US-amerikanische und kanadische Gewässer, weshalb zukünftige Offshore CCU/S-Projekte den Regularien beider Staaten unterliegen. Das größte Problem ergibt sich dabei aus der Tatsache, dass beide Staaten keine umfassenden Rechtsvorschriften für Offshore CCU/S-Vorhaben erlassen haben, sondern versuchen, Offshore-CCU/S-Projekte unter existierenden Bestimmungen zu regulieren. Ähnlich wie bis vor Kurzem in den USA werden nahezu alle Projekte in Kanada durch den kanadischen *Ocean Dumping Act* verhindert. Dieser verbietet jegliche Entsorgung von „Material“ in Meeressgewässern und ist im *Canadian Environmental Protection Act* (CEPA) verankert. Durch die Definition der „Lagerung [von Material/Stoffen] im Untergrund des Meeresbodens“ sind auch CO<sub>2</sub>-Injektionen und entsprechende CCU/S-Projekte davon betroffen. Die Speicherung von CO<sub>2</sub> fällt hierbei unter die Kategorie der Lagerung oder Injektion vom Material im Untergrund unter dem Meeresboden. Zwar gibt es wenige Ausnahmeregelungen für „Abfälle und sonstige Stoffe“, CO<sub>2</sub> ist dabei in dieser Liste jedoch nicht aufgeführt (CDJ 01.05.2021). Aus diesem Grund kann der zuständige Minister (Minister of Environment and Climate Change) keine Genehmigung für eine CO<sub>2</sub>-Speicherung erteilen.

Daneben können auch andere Gesetze die Entwicklung von Offshore-Projekten behindern, beispielsweise durch die Notwendigkeit von Pachtverträgen für die Rechte am Meeresboden, ausgelöst durch den *Canadian Oceans Act* (COA). In diesem wird erklärt, dass die föderale Regierung die ausschließlichen Rechte über den Festlandsockel (continental shelf), einschließlich der submarinen Gebiete unterhalb der Exclusive Economic Zone<sup>19</sup> (EEZ) hat. Der *Canadian Petroleum Resources Act* (CPRA) ermächtigt den Minister of Natural Resources Dritten Rechte am continental shelf zu gewähren, jedoch ausschließlich für Öl- und Gasvorkommen. Es gibt jedoch kein Gesetz für die Gewährung von Nutzungsrechten für Offshore-CCU/S-Projekte.

Zwar gibt es in Kanada aktuell keinen einheitlichen umfassenden Rechtsrahmen für die Offshore-CO<sub>2</sub>-Speicherung, jedoch besteht vereinzelt Interesse, geologische Formationen unter dem Meeresboden für die Speicherung zu nutzen. Das Cascadia Basin wird als ein möglicher Standort durch das Pacific Institute für Climate Solutions (PICS) daher näher untersucht. Im Rahmen dieser Forschung wurde eine Studie veröffentlicht, in der Vorschläge und Übersichten zu bestehenden Regularien einzelner Komponenten und Prozessketten, die für eine CCU/S-Nutzung relevant sind, zur Verfügung gestellt wurden (Webb & Gerrard 2021). Die notwendigen Genehmigungen und relevanten Gesetze wurden zusammen mit relevanten Behörden, wie dem Canadian Energy Regulator (CER), ECCC, NRCan und Transport Canada dargestellt (s. Anhang, Tabelle 9). Die Studie kommt zu dem Schluss, dass die Installation von industriellen Anlagen auf See (Windturbinen, Plattformen, Pipelines) zahlreiche Gesetze betrifft und Genehmigungen erfordert, wobei vor allem Unsicherheiten zu den Genehmigungen von Bohrlöchern im submarinen Untergrund bestehen.

<sup>19</sup> Ausschließliche Wirtschaftszone innerhalb von 200 Seemeilen zur Küste nach Art. 55 des Seerechtsübereinkommens (SRÜ/UNCLOS) der Vereinten Nationen.

**Praxisbeispiel: Quest Carbon Capture and Storage Project, Alberta**

Die Abscheidungsanlage Quest wird von Shell Canada Energy im Auftrag des Athabasca Oil Sands Project (AOSP), einem Gemeinschaftsunternehmen von Canadian Natural Resources Limited, Chevron Canada Limited und Shell Canada Limited betrieben. An der Quest-Anlage wird im Rahmen der Weiterverarbeitung von Bitumen zu synthetischen Kraftstoffen an drei Anlagen zur Wasserstoffherstellung CO<sub>2</sub> aus den Prozessgasströmen abgespalten. Hierzu wird zunächst CO<sub>2</sub> in einer Aminlösung absorbiert und anschließend regeneriert, um die erforderliche Konzentration von 95% zu erreichen (NRCan 2021). Das in Aminlösung gebundenen CO<sub>2</sub> wird in einem zweiten Schritt durch Druck komprimiert, dehydriert und in flüssiger Form über eine 65 km lange Pipeline nördlich zu den Ölbohrstellen bei Thorhild, Alberta, geleitet. Dort wird es zur dauerhaften Speicherung in eine salzhaltige Gesteinsformation (basale Kambrische Sandsteine) in mehr als 2.000 Metern Tiefe verpresst. Der Porenraum zur permanenten Speicherung wurde zwischen 2008 und 2013 ausgewählt, Einflussfaktoren für die Entscheidung waren neben den Eigenschaften der Gesteinsformation auch die Anzahl alter Bohrlöcher in der Umgebung und die Entfernung zu dicht besiedelten Gebieten. Shell Canada beantragte und erhielt das alleinige Porenraumrecht für den gewählten Speicherraum (NRCan 2021).

Seit Inbetriebnahme im September 2015 hat die Anlage gemäß Betreiberanlage 6,8 Millionen Tonnen der permanenten Speicherung zugeführt und eine jährliche Abscheidungsquote zwischen 77.4 und 83% (Median 78.8%) erreicht (NRCan 2021). Die gesamten Projektkosten beliefen sich dabei auf rund C\$1,35 Mrd. von denen rund 9% durch den kanadischen Staat und 55% durch die Provinzregierung von Alberta übernommen wurden (MIT 2016c). Die Anlage generiert zudem Einnahmen durch Offset Credits im Rahmen von Albertas Emissionshandelssystem (Technology Innovation and Emissions Reduction Regulation).

Die Planungs-, Bau- und Inbetriebnahmephase des Projekts betrug insgesamt 6 Jahre und startete 2009 (NRCan 2021). Zwischen Einreichung des Projektantrags und der Zulassungserteilung vergingen rund 22 Monate (MIT 2016c). Die Komponenten der Prozesskette unterlagen aufgrund der Nutzung von föderalen Fördermitteln dem CEAA-Screening (*Canadian Environmental Assessment Act*) und der EPEA (*Alberta Environmental Protection and Enhancement Act*). Zentrale Inhalte des Projektantrags umfassten vor allem eine Umweltverträglichkeitsprüfung, einen Mess-, Monitoring- und Verifizierungsplan sowie Berichte zu den durchgeführten Stakeholder-Befragungen. Zur Bewertung der Standortrisiken der Kohlenstoffspeicherung (reguliert im Rahmen der Carbon Sequestration Tenure Regulation) wurden insbesondere die Risikokategorien Luftqualität, öffentliche Gesundheit und Sicherheit, Notfallplanung, Sicherheit des Injektionsbrunnens, System zur Lagerung von saurem Gas sowie Risiken von Unfällen, Fehlfunktionen und ungeplanten Ereignissen berücksichtigt. Während des 20-monatigen Überprüfungs- und Genehmigungsverfahrens wurden Aktualisierungen, Änderungen, Irrtümer, ergänzende Informationsanfragen der Regulierungsbehörden, Eingaben von Streitschlichtern und Antworten auf insgesamt etwa 4.000 Seiten in 400 Dokumenten dokumentiert (Larkin et al. 2019b). Zudem veröffentlicht Shell seit Inbetriebnahme umfangreiche Informationen zur Performance, Monitoring-Aktivitäten und -Kennzahlen sowie betriebsrelevanten Veränderungen in Bezug auf alle Etappen der CCU/S-Kette (Abspaltung, Transport und Speicherung). In Bezug auf die Speicherung werden auch die Ergebnisse der Emissionskennzahlen sowie die Ergebnisse der hydrologischen und geologischen Untersuchungen veröffentlicht (NRCan 2021). Der Bau einer Pipeline in einer Tiefe von 1,5m startete 2013. Sicherheitsanforderungen beinhalteten unter anderem den Einbau von Leistungsunterbrechungsventilen und Durchflussmessern zur Leckererkennung, regelmäßiges Vor-Ort Monitoring sowie proaktives Korrosionsmanagement (NRCan 2021).

---

## 3.5 Aktuelle Debatten

---

### 3.5.1 Soziale Akzeptanz

Zur Akzeptanz von CCU/S-Vorhaben wurden in Kanada verschiedene Umfragen durchgeführt. Die meisten davon liegen bereits einige Jahre zurück, bieten aber trotzdem Einblick in die Herausforderungen und mögliche Lösungsansätze, um die gesellschaftliche Akzeptanz von CCU/S Vorhaben zu steigern.

Eine Untersuchung der Universität Ottawa fand heraus, dass CCU/S laut Meinung der Befragten die Kriterien für „Clean Tech“ erfüllt (Larkin, Bird & Gattinger 2021). Im Zuge der Auswertung wurde zudem festgestellt, dass die Vermittlung der Tatsache, dass CCU/S nicht nur für die Nutzung und Produktion fossiler Brennstoffe geeignet ist, sondern auch viele potenzielle Anwendungen in schwer zu dekarbonisierende Sektoren bietet, für ein besseres Verständnis in der Öffentlichkeit von entscheidender Bedeutung ist. Die Demonstration und wirksame Kommunikation aktueller und potenzieller künftiger Erfolgsgeschichten ist ebenfalls von zentraler Bedeutung für den technologischen und wirtschaftlichen Fortschritt der CCU/S.

Eine andere Studie untersucht im Rahmen einer repräsentativen Umfrage unter 1.479 Kanadiern deskriptive Statistiken, um die öffentliche Wahrnehmung zu verstehen und den Zusammenhang zwischen Risikowahrnehmung, Ansichten zum Klimawandel sowie Vertrauen in die Regierung und der Unterstützung oder Ablehnung der CCU/S-Technologieentwicklung und -Finanzierung zu analysieren (Boyd et al. 2017). Die Ergebnisse zeigen, dass die Unterstützung für CCU/S in Kanada gering ist. Jedoch variieren die Ergebnisse, wenn man die Nähe der Teilnehmer zu den Projekten berücksichtigt (61,4% lehnen CCU/S-Projekte im Umkreis von 25 km ab, 8,9% würden ein CCU/S-Projekt befürworten, 19,7% sind neutral und 9,9% wissen es nicht). Die Ergebnisse zeigen vier wesentliche Tatsachen auf:

- Unterstützung ist unabhängig von Geschlecht, Bildung oder Einkommen;
- Geringer Bekanntheitsgrad von CCU/S: mehr Kenntnis führt zu mehr Akzeptanz;
- Positive Wahrnehmungen korrelieren mit der Unterstützung der Technologie;
- 40 % der Befragten sind der Ansicht, dass die Regierung die Entwicklung dieser Technologie finanzieren sollte, wobei rund 30% diese Ansicht nicht teilen und 30% sich dazu nicht sicher waren.

Nach Einschätzung der interviewten Expert\*innen variiert die Akzeptanz seitens der Bevölkerung zum einen mit der tatsächlichen Lokalisierung der Projekte sowie der Nähe der Befragten zu Projektstandorten. Erfahrungen aus der Praxis unterstützen diese Ergebnisse: Insbesondere in Regionen mit einer hohen Bevölkerungsdichte wurden in der Vergangenheit vergleichsweise umfangreiche Maßnahmen zur Einbindung der Bevölkerung umgesetzt (Beispielsweise bei QUEST), beim Boundary Dam Projekt sei der Widerstand seitens der Bevölkerung hingegen gering gewesen. Projekte werden sich zudem in indigene Gebiete erstrecken, weshalb auch indigene Menschen in Zukunft ausreichend beteiligt werden müssen. Die steigende Zahl an Projekten und die daraus resultierenden kumulativen Auswirkungen (z.B. mögliche Unfälle) werden zudem zeigen, inwiefern diese das Vertrauen der Bevölkerung beeinträchtigen können.

Aber auch auf politischer Ebene wird die CCU/S-Technologie weiter debattiert. 2021 haben sich über 500 Organisationen, darunter kanadische Umwelt- und Rechtsverbände, aber auch der Verbund der Steuerzahler, zutiefst besorgt über die Unterstützung der Regierungen für CCU/S-Technologien gezeigt und einen offenen Brief an die politischen Entscheidungsträger verfasst. Inhaltlich kritisierten sie, dass CCU/S kein Beitrag zur Lösung Klimakrise sei. Die Technologie sei (1) nicht notwendig, da erneuerbare Energien als Alternative verfügbar sind, (2) nicht funktional, da sie ihre Versprechen nicht halte, (3) nicht wirtschaftlich, da sie nur zur Reduktion der Industrie-Emissionen beitrage und Investitionen in erneuerbare Energie fließen sollten, (4) sie würde mehr Emissionen und andere Schadstoffe durch die Abscheidung verursachen, (5) durch den Transport und Speicherung ein zusätzliches Risiko für Kommunen

darstellen und (6) Verursacher von Emissionen begünstigen, da hauptsächlich die Öl- und Gasindustrie profitiert (CIEL 2021).

### 3.5.2 Weiterentwicklung der Regulatorik

Ein zentrales Thema bezüglich der Weiterentwicklung der Regulatorik in Kanada ist die Diskussion um das Inkrafttreten des novellierten **Impact Assessment Acts** (IAA). Mit der Novellierung im Jahr 2019 (POC 2019) wurden aus Sicht von Umweltverbänden wichtige Anpassungen umgesetzt, z.B. die erstmalige verpflichtende Umweltverträglichkeitsprüfung in Kanada, in denen Umwelt- und soziale Auswirkungen von Infrastrukturprojekten (u.a. Pipelines, Bergbau) adressiert werden müssen (EDC 20.03.2023). Jedoch wurde nach der Klage der Provinz Alberta der IAA als Verfassungswidrig eingestuft, da er eine existenzielle Gefahr für die provinziellen Rechte darstelle und in die Rechte der Provinzen unter dem *Constitution Act* einschränke (GOS 20.03.2023). Aus diesem Grund wird der IAA aktuell neu verhandelt, was die verpflichtende föderale Regelung zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung kippen könnte. Die meisten Provinzen unterstützen diesen Vorgang.

Trotz des Eingreifens Albertas beim IAA, vermeintlich getrieben von Interessen der Öl- und Erdgasindustrie, ist der regulatorische Rahmen der Provinz für CCU/S-Vorhaben Vorbild für die restlichen Provinzen, in denen noch keine Regulatorik für solche Projekte existiert, beziehungsweise nach wie vor ein Moratorium für CCU/S-Vorhaben besteht. **Ontario** plant, einen regulatorischen Rahmen für CCU/S zu entwickeln, der die Industrie unterstützt, zur Innovation des Sektors beiträgt und Emissionen reduziert (GOO 11.04.2023). Geplant ist ein fertiger regulatorischer Rahmen im Jahr 2025. Im ersten Schritt wurden dazu Vorschläge gemacht, die Verbote für die Injektion von CO<sub>2</sub> im Rahmen des Oil, Gas and Salt Resources Act aufzuheben, sodass sie im Rahmen der Öl- und Gasförderung genutzt werden können (Resilient LPP 11.03.2022). Zudem sollen Rechenschaftspflichten von Unternehmen gestärkt und der Erlass von Anordnungen zur Vermeidung von Gefahren für die Umwelt und Öffentlichkeit ermöglicht werden. Auch **Québec** hat 2016 Absichten geäußert, mit Unterstützung der Provinz Saskatchewan, ihre Expertise und Förderung von CCU/S Technologien auszubauen (CU 17.06.2016). Pilotvorhaben sollen die Eignung des Untergrunds in der Region verifizieren (CCJ 16.09.2021). Aber auch in **Alberta** werden Anpassungen des regulatorischen Rahmens weiter diskutiert. So plant die Regierung Anforderungen an Lizenznehmer zu stellen, z.B. die Gewährleistung eines offenen und erschwinglichen Zugangs zur Nutzung von CO<sub>2</sub>-Infrastruktur/ Hubs und eine gerechte und angemessene Kostendeckung für den Vertragsinhaber (Rogers et al. 2023).

Im Hinblick auf **Haftungsfragen** wurden in einem Bericht des Global CCS Instituts aus dem Jahr 2019 vier wesentliche Schwerpunkte zur Weiterentwicklung der Regulatorik aufgezeigt (Global CCS Institute 2019): (1) Die Aufnahme einer Mindestfrist nach der Stilllegung zur Ausstellung der Bescheinigung über die Stilllegung, (2) die Festlegung von Leistungskriterien für die Stilllegung von Speicherstätten, (3) Die Übertragung von CO<sub>2</sub>-Gutschriften auf die Krone (repräsentiert durch die Regierung) nach der Haftungsübertragung nach der Stilllegung, und (4) Verpflichtungen der Betreiber über finanzielle Aufwendungen und Sicherheiten nach der Schließung und Rekultivierung eines Standorts.

In Kanada ergibt sich außerdem eine räumliche Herausforderung. Die größten Emissionsverursacher befinden sich im industriell geprägten Osten Kanadas, die geeigneteren Formationen im Untergrund zur Speicherung von CO<sub>2</sub> sowie die fachliche Expertise aus der Öl- und Gas-Industrie befinden sich jedoch im Westen des Landes. Um dieser **Verteilungsproblematik** entgegenzutreten, wird in Kanada diskutiert, ob das abgeschiedene CO<sub>2</sub> zukünftig über Pipelines durch das Land transportiert werden sollte oder eine Speicherung in den Provinzen im Osten des Landes in Frage kommt. Wie zuvor beschrieben, wird daher in den östlichen Provinzen die Entwicklung einer Regulatorik und die Erkundung von geeigneten Speicher-Horizonten vorangetrieben. Die Regulatorik und mögliche Haftungsfragen bei dem Ausbau der Pipeline-Systeme über mehrere Provinzen oder Staaten sind allerdings teils ungeklärt. Bei einer Leckage in einer provinzübergreifenden

Pipeline würden sowohl Betreiber als auch Behörden der jeweiligen Provinzen in den Prozess eingebunden werden. Derzeit wird Vorschlag zum Bau eines „Alberta Carbon Grid“ (ACG) aus dem Jahr 2021 diskutiert (ACG 2023). In diesem Vorschlag soll ein 650 km langes Pipeline-Netz gebaut werden, welches mehrere industrielle CO<sub>2</sub>-Quellen (hauptsächlich aus der Ölsand-Industrie) provinzübergreifend zusammenführen soll. Dieses Projekt verspricht, sich im Rahmen der Umsetzung mit relevanten Regulierungsbehörden der Regierungen auszutauschen, um den sicheren Transport zu gewährleisten.

### 3.5.3 Marktentwicklung

Bisher dominierten große Demonstrationsprojekte zur Speicherung und Nutzung von CO<sub>2</sub> in Kanada. Alle Projekte waren dabei von staatlichen Finanzierungsmechanismen abhängig und sind in sich nicht wirtschaftlich, um unabhängig von der staatlichen Förderung betrieben zu werden. Um den Markt für die CO<sub>2</sub>-Speicherung und Nutzung weiterzuentwickeln, wird in Kanada häufig auf den **CO<sub>2</sub>-Preis** verwiesen. Hier bestehen unterschiedliche Ansichten, inwiefern ein ausreichender CO<sub>2</sub>-Preis zur möglichen Selbstfinanzierung von Projekten und der daraus resultierenden Möglichkeit der kommerziellen Anwendung von CCU/S-Vorhaben führt. Nach Ansicht einiger Interessenvertreter\*innen in Kanada entspricht der anvisierte CO<sub>2</sub>-Preis von C\$170/t CO<sub>2</sub> im Jahr 2030 der kalkulierten Gewinnschwelle für CCU/S-Projekte. Andere Vertreter\*innen teilten diese Ansicht jedoch nicht und gehen nicht davon aus, dass CCUS-Vorhaben sich in Zukunft ohne finanzielle staatliche Unterstützung realisieren lassen. Es wird betont, dass weitere maßgeschneiderte unternehmerische Anreize geschaffen werden müssen, um zu einer Kommerzialisierung solcher Vorhaben zu gelangen. Diese Elastizität der Anreize die aktuell geschaffen werden, wird dafür entscheidend sein. Zum Beispiel deckt der Tax Credit nun die Hälfte der Projektkosten und muss in Zusammenwirken mit dem CO<sub>2</sub>-Preis dafür sorgen, dass Projekte rentabel werden. In Zukunft werden sowohl EOR als auch reine Speicherprojekte vorangetrieben werden, auch wenn aufgrund der besseren Akzeptanz die Anwendung für schwer zu dekarbonisierende Industrien geeigneter erscheint. Der Öl- und Gassektor will trotzdem weiter in CCU/S investieren, auch wenn die Regierung zögert, solche Projekte zu bewilligen, die nur Emissionen abmildern und nicht reduzieren und deshalb die Zusammenarbeit mit anderen Sektoren bevorzugt wird.

Neben den bisher existierenden großskaligen Demonstrationsprojekten werden aktuell vorwiegend **eher kleinere Projekte** geplant. Diese umfassen beispielsweise einen Hub zur Abscheidung, Nutzung und Speicherung von CO<sub>2</sub> nahe einem Zementwerk in Edmonton (Alberta), in dem jährlich 1 Mio. t CO<sub>2</sub> aus der Zementproduktion sowie der im Abscheidungsprozess integrierten KWK-Anlage (Alberta 2023) gespeichert werden sollen. In British Columbia ist der Bau einer kommerziellen Anlage geplant, in der Kraftstoff aus atmosphärischem CO<sub>2</sub> hergestellt werden soll (CE 14.10.2021). Hier sollen spezielle DAC-Technologien zum Einsatz kommen, mit denen bis zu 100 Mio. Liter kohlenstoffarmer Kraftstoff produziert werden sollen. Zudem sind auch einige Projekte zur **Nutzung von CO<sub>2</sub>** in der Planung.

Um die CCU/S-Marktentwicklung voranzutreiben, gibt es Netzwerke und spezielle Unterstützungsprogramme für sogenannte Carbontech Start-Ups. Das „carbonNEXT“ Netzwerk unterstützt kanadische Innovationen durch Beschleunigungsprogramme, Programme für industriebezogene Innovationen, Investoren- und Showcase-Veranstaltungen, sektorspezifische Weiterbildungsangebote und Angebote zur Fondsentwicklung sowie Forschungs- und Marketingkampagnen zum Abbau von Hindernissen und zur Förderung von Investitionen. Bei den aufstrebenden Technologieentwicklern und Dienstleistungsanbietern in dem Bereich handelt es sich meistens um eine Mischung aus neu gegründeten Technologieunternehmen, Beratungsunternehmen und bestehenden Energiedienstleistungsunternehmen aus der Öl- und Gasindustrie.

Es ist festzuhalten, dass die Marktentwicklung in Kanada **aktiv unterstützt** wird, um die Zahl innovative Technologieanbieter zu steigern. Zudem liegt der Fokus auch auf der Entwicklung kleinerer CCU/S-Anlagen und weniger auf der Entwicklung großer Demonstrationsstandorte.

## 4. Fazit

- Sowohl in der Literatur als auch in den Interviews wird regelmäßig die zentrale Rolle einer **einheitlichen und verbindlichen Regulatorik** für CCU/S-Projekte hervorgehoben. In Nordamerika hat sich die Regulatorik graduell mit dem CCU/S-Markt entwickelt, was teilweise zu Unsicherheiten geführt hat – beispielsweise waren die finalen Regelungen für die Klasse-VI-Brunnen zum Zeitpunkt der Konzeption des ersten Großprojekts in Illinois noch nicht bekannt. In einigen Bereichen bestehen aus diesem Grund auch heute noch regulatorische Unklarheiten, die sich nachteilig auf die Dauer von Genehmigungsverfahren und die Investitionssicherheit auswirken können. Da aufgrund der Komplexität der Projekte viele unterschiedliche Rechtsbereiche berührt sind, erfordert dies ein besonders Maß an Koordination.
- Grundlage dafür sollte eine **klare übergeordnete strategische und politische Vision** über Ziele und Zweck der Technologie im jeweiligen regionalen Kontext sein. So wiesen mehrere Interviewpartner\*innen darauf hin, dass die Motivationen zur Befürwortung oder Ablehnung von CCU/S in Nordamerika höchst unterschiedlich sind und teilweise stark von Partikularinteressen getrieben werden. So wird CCU/S in Verbindung mit staatlicher Förderung in Teilen als Vehikel gesehen, andernfalls unrentable Kohlekraftwerke weiter zu betreiben. Auch die weiter bestehende Förderung von EOR in den USA weist in diese Richtung.
- Die **soziale Akzeptanz** ist insbesondere für Pipelinetransport und Injektionen von herausragender Bedeutung. Die Erfahrungen aus Nordamerika zeigen, dass eine unzureichende oder verspätete Einbeziehung der Öffentlichkeit Projektentwickler vor massive Herausforderungen stellen kann. Auch, wenn es in diesem Bereich keine Patentrezepte gibt, kann ein aktiver Dialog mit betroffenen Kommunen und Gruppen zum frühestmöglichen Zeitpunkt – und ggf. unter Berücksichtigung regionaler Interessenlagen – als notwendige Bedingung für eine erfolgreiche Projektumsetzung gelten.
- Der Betrieb von CCU/S-Projekten wird auf absehbare Zeit trotz tendenziell sinkender Kosten nicht ohne **zusätzliche Stimuli** wirtschaftlich darstellbar sein. Dies können Formen von CO<sub>2</sub>-Bepreisung sein, gezielte Förderungen von Projektentwicklung und Betrieb (wie in den USA) oder eine Kombination aus beidem (wie in Teilen von Kanada). Einige Expert\*innen weisen in diesem Zusammenhang darauf hin, dass es sinnvoll sein kann, die Bereiche mit den geringsten Abscheidungskosten (vgl. 1.2) prioritär zu entwickeln, um den Markthochlauf zu beschleunigen.
- Im Hinblick auf die erforderliche Expertise und den Aufwand für die **Exploration** geologischer Lagerstätten wird vielfach auf die – im nordamerikanischen Kontext besonders relevanten – Vorteile aus der Erfahrung bei der Förderung von Bodenschätzen hingewiesen. Dies betrifft etwa die Datenlage zu geologischen Charakteristika bestimmter Gebiete, aber auch die Verfügbarkeit von Fachkräften.
- Bei der vorliegenden Studie handelt es sich um einen **allgemeinen Überblick** zur Situation in Nordamerika. Angesichts der Komplexität des Themas können in diesem Rahmen nicht alle Aspekte erschöpfend behandelt werden. Dies betrifft beispielsweise die sich abzeichnenden unterschiedlichen Haftungsregelungen in verschiedenen US-Bundesstaaten und Alberta oder das Thema Verifizierung, das insbesondere in Kalifornien bereits weiter ausgearbeitet ist. Je nach weiterem Informationsbedarf kann es sinnvoll sein, diese oder weitere Themen separat vertieft zu untersuchen.

## Quellenverzeichnis

- 33 U.S.C. 1251 et seq. [FEDERAL WATER POLLUTION CONTROL ACT \(epa.gov\)](#)
- 40 CFR 98.448(a) [eCFR :: 40 CFR Part 98 -- Mandatory Greenhouse Gas Reporting](#)
- 40 CFR 146.81(d) [eCFR :: 40 CFR 146.81 -- Applicability.](#)
- 40 CFR 146.86 [eCFR :: 40 CFR 146.86 -- Injection well construction requirements.](#)
- 40 CFR 146.90 [eCFR :: 40 CFR 146.90 -- Testing and monitoring requirements.](#)
- 40 CFR 146.93 [eCFR :: 40 CFR 146.93 -- Post-injection site care and site closure.](#)
- 40 CFR 260.10 [eCFR :: 40 CFR 260.10 -- Definitions.](#)
- 40 CFR 261.4(h) [eCFR :: 40 CFR 261.4 -- Exclusions.](#)
- 49 CFR 172.101 [eCFR :: 49 CFR 172.101 -- Purpose and use of hazardous materials table.](#)
- 49 CFR 192 [eCFR :: 49 CFR Part 192 -- Transportation of Natural and Other Gas by Pipeline: Minimum Federal Safety Standards](#)
- 49 CFR 195.1 [eCFR :: 49 CFR Part 195 -- Transportation of Hazardous Liquids by Pipeline](#)
- ACG (Alberta Carbon Grid) (15.05.2023). Alberta Carbon Grid. <https://albertacarbongrid.ca/>
- ADM (Archer Daniels Midland Company) (2015). ADM CCS Projects: UIC Class VI Permitting Experience. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/imports/events/55/ScottMcDonald.pdf>
- ADM (Archer Daniels Midland Company) (2017). Illinois Industrial Carbon Capture & Storage Project. [https://www.energy.gov/sites/prod/files/2017/10/f38/mcdonald\\_bioeconomy\\_2017.pdf](https://www.energy.gov/sites/prod/files/2017/10/f38/mcdonald_bioeconomy_2017.pdf)
- AER (Alberta Energy Regulator) (o.D.a). Carbon capture, utilization and storage. <https://www.alberta.ca/carbon-capture-and-storage.aspx>
- AER (Alberta Energy Regulator) (o.D.b). Environmental Protection and Enhancement Act. <https://www.aer.ca/regulating-development/project-application/application-legislation/environmental-protection-and-enhancement-act>
- Alberta (Government of Alberta) (o.D.). Heidelberg Materials Carbon Capture Utilization and Storage Hub. <https://majorprojects.alberta.ca/details/Heidelberg-Materials-Carbon-Capture-Utilization-and-Storage-Hub/10878>
- Alberta Energy (2013). Carbon Capture & Storage – summary report of the regulatory framework assessment. <https://open.alberta.ca/dataset/5483a064-1ec8-466e-a330-19d2253e5807/resource/ecab392b-4757-4351-a157-9d5aebdec0/download/6259895-2013-carbon-capture-storage-summary-report.pdf>
- Ashworth P., Bradbury J., Wadec S., Feenstra C.F.J.Y., Greenberg S., Hund G., & Mikunda T. (02.06.2012). What's in store: Lessons from implementing CCS. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijggc.2012.04.012>
- Bachtel, L.A., Gleichert, E.M., Lau, P.K., Pogue, E.R., & Smith, D.D. (22.04.2022). Carbon Capture Sequestration Utilization and Storage Projects and US Federal Environmental Laws. [Carbon Capture Sequestration Utilization and Storage Projects and US Federal Environmental Laws | Perspectives & Events | Mayer Brown](#)
- Bipartisan Policy Center (02.08.2021). Why Congress Should Permanently Authorize FAST-41. [Why Congress Should Permanently Authorize FAST-41 | Bipartisan Policy Center](#)
- BLM (Bureau of Land Management) (2005). Federal Public Land & Subsurface. [https://en.wikipedia.org/wiki/Federal\\_lands](https://en.wikipedia.org/wiki/Federal_lands)
- BLM (Bureau of Land Management) (08.06.2022). National Policy for the right-of-way authorizations necessary for site characterization, capture, transportation, injection and

- permanent geologic sequestration of carbon dioxide in connection with carbon sequestration projects. IM 2022-041 Instruction Memorandum. United States Department of the Interior. [National Policy for the Right-of-Way Authorizations Necessary for Site Characterization, Capture, Transportation, Injection, and Permanent Geologic Sequestration of Carbon Dioxide in Connection with Carbon Sequestration Projects | Bureau of Land Management \(blm.gov\)](#)
- Boyd, A. D., Hmielowski, J. D. & David, P. (2017). Public perceptions of carbon capture and storage in Canada: Results of a national survey, International Journal of Greenhouse Gas Control, Volume 67, pp. 1-9. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2017.10.010>.
- Brauer, D. C. (2014). CASE STUDY: Public Communication and Collaboration for Carbon Capture, Utilization and Storage Technology: Acceptance, Education, and Outreach. [https://www.researchgate.net/publication/288771587\\_Public\\_communication\\_and\\_collaboration\\_for\\_carbon\\_capture\\_utilization\\_and\\_storage\\_technology\\_Acceptance\\_education\\_and\\_outreach?enrichId=rgreq-cd3821660e893c1b980a3ab1ecd39999-XXX&enrichSource=Y292ZXJQYWdlOzI4ODc3MTU4NztBUzoxMTE5NTAxMzI0MTU2OTI4QDE2NDM5MjEzMjM5OTA%3D&el=1\\_x\\_2&esc=publicationCoverPdf](https://www.researchgate.net/publication/288771587_Public_communication_and_collaboration_for_carbon_capture_utilization_and_storage_technology_Acceptance_education_and_outreach?enrichId=rgreq-cd3821660e893c1b980a3ab1ecd39999-XXX&enrichSource=Y292ZXJQYWdlOzI4ODc3MTU4NztBUzoxMTE5NTAxMzI0MTU2OTI4QDE2NDM5MjEzMjM5OTA%3D&el=1_x_2&esc=publicationCoverPdf)
- Bundesregierung (BReg) (2022). Evaluierungsbericht der Bundesregierung zum Kohlendioxid-Speichergesetz (KSpG). [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energiedaten/evaluierungsbericht-bundesregierung-kspg.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energiedaten/evaluierungsbericht-bundesregierung-kspg.pdf?__blob=publicationFile&v=1)
- Burns, W. (17.08.2022). Biden signs Inflation Reduction Act: Its climate promise relies heavily on carbon capture, meaning thousands of miles of pipeline. <https://theconversation.com/biden-signs-inflation-reduction-act-its-climate-promise-relies-heavily-on-carbon-capture-meaning-thousands-of-miles-of-pipeline-188591>
- Canadian Climate Institute (2023). Comparing Canadian and American Financial Incentives for CCUS in the Oil Sector. <https://climateinstitute.ca/wp-content/uploads/2023/03/comparing-canadian-and-american-incentives-ccus-oil-sector.pdf>
- Canada Infrastructure Bank (Letzte Einsicht am 12.05.2023). About the CIB. <https://cib-bic.ca/en/about-us/our-purpose/>
- CARB (California Air Resources Board) (13.08.2018). Carbon Capture and Sequestration under the Low Carbon Fuel Standard. [\\*CCS Protocol Under the Low Carbon Fuel Standard](#)
- CARB (California Air Resources Board) (10.05.2022). Draft Scoping Plan Update. <https://ww2.arb.ca.gov/sites/default/files/2022-05/2022-draft-sp.pdf>
- CARB (California Air Resources Board) (2022). Carbon Capture and Sequestration Project Eligibility FAQ. [Carbon Capture and Sequestration Project Eligibility FAQ | California Air Resources Board](#)
- CCJ (Carbon Capture Journal) (16.09.2021). Questerre announces carbon capture project. <https://www.carboncapturejournal.com/news/questerre-announces-carbon-storage-project/4780.aspx?Category=all>
- CDJ (Canada Department of Justice) (01.05.2021). Schedule 5 (Subsections 122(1) and section 216). Waste and Other Matter. <https://laws-lois.justice.gc.ca/eng/acts/c-15.31/page-35.html>
- CE (Carbon Engineering) (14.10.2021). Engineering begins on large-scale commercial facility in Canada to produce fuel from air. <https://carbonengineering.com/news-updates/large-scale-commercial-facility-fuel-from-air/>
- Center for Climate and Energy Solutions (C2ES) (2019). Carbon Utilization – a Vital and effective Pathway for Decarbonization. <https://www.c2es.org/wp-content/uploads/2019/09/carbon-utilization-a-vital-and-effective-pathway-for-decarbonization.pdf>

- CEQ (Council on Environmental Quality) (2021). Council on Environmental Quality Report to Congress on Carbon Capture, Utilization, and Sequestration. [CEQ-CCUS-Permitting-Report.pdf \(whitehouse.gov\)](#)
- CEQ (Council on Environmental Quality) (2022). Carbon Capture, Utilization, and Sequestration Guidance. [2022-03205.pdf \(govinfo.gov\)](#)
- Chevron (06.03.2023). Bayou Bend Expands Carbon Capture Project to Onshore Southeast Texas. <https://www.chevron.com/newsroom/2023/q1/bayou-bend-expands-carbon-capture-project-to-onshore-southeast-texas>
- Chicago Tribune (26.02.2023). A battle simmers in Illinois over plans to pipe in and store millions of tons of planet-warming carbon dioxide underground. <https://www.chicagotribune.com/news/environment/ct-carbon-capture-pipelines-illinois-20230226-u6o7qq6jm5h6hhabdz5f57llei-story.html>
- CIEL (Center for International Environmental Law) (o.D.). It's time to end carbon capture of climate policy. An open letter to US and Canadian Leaders. <https://www.ciel.org/wp-content/uploads/2021/07/CCS-Ad-The-Washington-Post-FINAL.pdf>
- Clean Air Task Force (2022a). Climate and Energy Legislation 2020-2022. [climate-clean-energy-legislation-2020-2022.pdf \(catf.us\)](#)
- Clean Air Task Force (2022b). The current state of US carbon capture. [The current state of U.S. carbon capture – Clean Air Task Force \(catf.us\)](#)
- Clean Air Task Force (2022c). Carbon Capture Provisions in the Inflation Reduction Act of 2022. <https://cdn.catf.us/wp-content/uploads/2022/08/19102026/carbon-capture-provisions-ira.pdf>
- Condor, J. & Wilson, M. (2013). Options to Implement a Regulatory Framework to Accommodate Geological Storage of CO<sub>2</sub> in Saskatchewan, Energy Procedia, Vol. 37, pp. 7680-7687 <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.06.713>
- CP (Capital Power) (o.D.). Transforming our energy future through carbon conversion. <https://www.capitalpower.com/transforming-our-energy-future-through-carbon-conversion/>
- Craik, N., Hubert, A.-M. & Daku, C. (2022). The legal framework for Carbon Dioxide Removal in Canada, Alberta Law Review, Vol 59, No 4. <https://albertalawreview.com/index.php/ALR/article/view/2699>
- Crescent Midstream (09.05.2023). DOE Selects Crescent Midstream-Supported Project to Advance Commercial-Scale CO<sub>2</sub> Storage. <https://www.crescentmidstream.com/news/doe-selects-crescent-midstream-supported-project-advance-commercial-scale-co2-storage>
- CRS (Congressional Research Service) (2016). Recovery Act Funding for DOE Carbon Capture and Sequestration (CCS) Projects. <https://crsreports.congress.gov/product/pdf/R/R44387/3>
- CRS (Congressional Research Service) (16.05.2020). CO<sub>2</sub> Underground Injection Regulations: Selected Differences for Enhanced Oil Recovery and Geologic Sequestration. <https://crsreports.congress.gov/product/pdf/IF/IF11578>
- CRS (Congressional Research Service) (2022). Carbon Capture and Sequestration in the United States. <https://sgp.fas.org/crs/misc/R44902.pdf>
- CRS (Congressional Research Service) (03.06.2022). Carbon Dioxide Pipelines: Safety Issues. <https://crsreports.congress.gov/product/pdf/IN/IN11944>
- CU (Canadian Underwriter) (17.06.2016). Quebec and Saskatchewan join forces for carbon capture and storage technologies, <https://www.canadianunderwriter.ca/insurance/quebec-saskatchewan-join-forces-carbon-capture-storage-technologies-1004094700/>

- DOS (Department of State) & Executive Office of the President (2021). The Long-Term Strategy of the United States. Pathways to Net-Zero Greenhouse Gas Emissions by 2050. <https://www.whitehouse.gov/wp-content/uploads/2021/10/US-Long-Term-Strategy.pdf>
- DOE (Department of Energy) (2015). A Review of the CO<sub>2</sub> Pipeline Infrastructure in the U.S.. [https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/04/f22/QR%20Analysis%20-%20A%20Review%20of%20the%20CO2%20Pipeline%20Infrastructure%20in%20the%20U.S.\\_0.pdf](https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/04/f22/QR%20Analysis%20-%20A%20Review%20of%20the%20CO2%20Pipeline%20Infrastructure%20in%20the%20U.S._0.pdf)
- DOE (Department of Energy) (2022). CIFIA Program Guide: CIFIA Loans For Carbon Dioxide Transportation Infrastructure. [https://www.energy.gov/sites/default/files/2022-10/LPO\\_CIFIA\\_Guidance\\_Document\\_FINAL\\_2022.10.05\\_0.pdf](https://www.energy.gov/sites/default/files/2022-10/LPO_CIFIA_Guidance_Document_FINAL_2022.10.05_0.pdf)
- DOE/NETL (Department of Energy/ National Energy Technology Laboratory) (23./24.02.2022). Carbon Transport & Storage R&D Priorities for Repurposing Infrastructure [Workshop]. [TECHNICAL REPORT TEMPLATE AND USER GUIDE \(energy.gov\)](https://www.energy.gov/technical-report-template-and-user-guide)
- DOE (Department of Energy) (o.D.). Project Selections for FOA 2610: CarbonSAFE Phase II - Storage Complex Feasibility. <https://www.energy.gov/fecm/project-selections-foa-2610-carbonsafe-phase-ii-storage-complex-feasibility> Letzte Einsicht am 10.05.2023
- Dermansky, J. (17.02.2023). The Battle to Stop Air Products' Carbon Capture Project at Lake Maurepas Grows. DeSmog.com. <https://www.desmog.com/2023/02/17/air-products-lake-maurepas-louisiana-ccs-blue-hydrogen/>
- ECCC (Environment and Climate Change Canada) (2018). Regulations Amending the Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations: SOR/2018-263. <https://gazette.gc.ca/rp-pr/p2/2018/2018-12-12/html/sor-dors263-eng.html>
- ECCC (Environment and Climate Change Canada) (2022). 2030 Emissions Reduction Plan Canada's Next Steps for Clean Air and a Strong Economy. [https://publications.gc.ca/collections/collection\\_2022/eccc/En4-460-2022-eng.pdf](https://publications.gc.ca/collections/collection_2022/eccc/En4-460-2022-eng.pdf)
- ECCC (Environment and Climate Change Canada) (2023a). Compliance with the Clean Fuel Regulations. <https://www.canada.ca/en/environment-climate-change/services/managing-pollution/energy-production/fuel-regulations/clean-fuel-regulations/compliance.html>
- ECCC (Environment and Climate Change Canada) (2023b). Update to the Pan-Canadian Approach to Carbon Pollution Pricing 2023-2030. <https://www.canada.ca/en/environment-climate-change/services/climate-change/pricing-pollution-how-it-will-work/carbon-pollution-pricing-federal-benchmark-information/federal-benchmark-2023-2030.html>
- ECCC (Environment and Climate Change Canada) (2023c). Canada's Greenhouse Gas Offset Credit System. <https://www.canada.ca/en/environment-climate-change/services/climate-change/pricing-pollution-how-it-will-work/output-based-pricing-system/federal-greenhouse-gas-offset-system.html>
- ECCC (Environment and Climate Change Canada) (2023d). Carbon pollution pricing systems across Canada. <https://www.canada.ca/en/environment-climate-change/services/climate-change/pricing-pollution-how-it-will-work.html>
- EDC (Environmental Defence Canada) (20.03.2023). We are back in court this week defending Canada's Impact Assessment Act from the Alberta government. <https://environmentaldefence.ca/2023/03/20/were-back-in-court-this-week-defending-canadas-impact-assessment-act-from-the-alberta-government/>
- EDF (Environmental Defense Fund) (03.05.2022). States should not weaken liability laws for CCS projects. <https://blogs.edf.org/energyexchange/2022/05/03/states-should-not-weaken-liability-laws-for-ccs-projects/>

- EFI (Energy Futures Initiative) (2021). Building to Net-Zero. A US Policy Blueprint for Gigaton-Scale CO<sub>2</sub> Transport and Storage Infrastructure. [Microsoft Word - CCS 2021-07-06.docx \(energyfuturesinitiative.org\)](#)
- Environment and Natural Resources Canada (2023). The Net-Zero Challenge. <https://www.canada.ca/en/services/environment/weather/climatechange/climate-plan/net-zero-emissions-2050/challenge.html>
- EPA (U.S. Environmental Protection Agency) (2011). Geologic Sequestration of Carbon Dioxide: Subpart RR. [Geologic Sequestration of Carbon Dioxide: Subpart RR \(epa.gov\)](#)
- EPA (U.S. Environmental Protection Agency) (2013). Geologic Sequestration of Carbon Dioxide. Underground Injection Control Program Class VI Well Testing and Monitoring Guidance. [Underground Injection Control \(UIC\) Program Class VI Well Testing and Monitoring Guidance \(epa.gov\)](#)
- EPA (U.S. Environmental Protection Agency) (2015). Key Principles in EPA's Underground Injection Control Program Class VI Rule Related to Transition of Class II Enhanced Oil or Gas Recovery Wells to Class VI. [https://www.epa.gov/sites/production/files/2020-08/documents/class2eorclass6memo\\_0.pdf](https://www.epa.gov/sites/production/files/2020-08/documents/class2eorclass6memo_0.pdf)
- EPA (U.S. Environmental Protection Agency) (22.10.2020). Fact Sheet: Prevention of Significant Deterioration (PSD) and Nonattainment New Source Review (NNSR): Project Emissions Accounting – Final Rule. [Fact Sheet \(epa.gov\)](#)
- EPA (U.S. Environmental Protection Agency) (23.11.2022). New Source Review (NSR) Permitting. Learn About New Source Review. [Learn About New Source Review | US EPA](#)
- EPA (U.S. Environmental Protection Agency) (01.12.2022). Greenhouse gas Reporting Program (GHGRP). Supply, Underground Injection, and Geologic Sequestration of Carbon Dioxide. [Supply, Underground Injection, and Geologic Sequestration of Carbon Dioxide | US EPA](#)
- EPA (United States Environmental Protection Agency) (09.12.2022a). Underground Injection Control Class VI Wells Memorandum. [Underground Injection Control Class VI Wells Memorandum \(epa.gov\)](#)
- EPA (United States Environmental Protection Agency) (09.12.2022b). Underground Injection Control (UIC). Class VI – Wells used for Geologic Sequestration of Carbon Dioxide. [Class VI - Wells used for Geologic Sequestration of Carbon Dioxide | US EPA](#)
- EPA (United States Environmental Protection Agency) (10.01.2023). Learn about the Greenhouse Gas Reporting Program (GHGRP). [Learn About the Greenhouse Gas Reporting Program \(GHGRP\) | US EPA](#)
- EPA (United States Environmental Protection Agency) (31.03.2023). Section 404 of the Clean Water Act: Permit Program under CWA Section 404. Overview. [Permit Program under CWA Section 404 | US EPA](#)
- EPA (United States Environmental Protection Agency) (08.05.2023). Proposed Rule: New Source Performance Standards for Greenhouse Gas Emissions from New, Modified, and Reconstructed Fossil Fuel-Fired Electric Generating Units (EGUs); Emission Guidelines for Greenhouse Gas Emissions from Existing Fossil Fuel-Fired EGUs. <https://www.epa.gov/stationary-sources-air-pollution/greenhouse-gas-standards-and-guidelines-fossil-fuel-fired-power#rule-history>
- Extrapolate (2022). Carbon Capture and Storage Market. <https://www.extrapolate.com/energy-and-power/carbon-capture-and-storage-market/25774>
- E&E News (10.03.2022). Texas wants oversight of CO<sub>2</sub> wells. Other states may follow. <https://www.eenews.net/articles/texas-wants-oversight-of-co2-wells-other-states-may-follow/> Letzte Einsicht 13.04.2023.

- Figueiredo, de M., Reiner, D. Herzog, H., & Oye, K. (2007). The Liability of Carbon Dioxide Storage. Massachusetts Institute of Technology, Engineering Systems Division. [The Liability of Carbon Dioxide Storage \(mit.edu\)](https://www.mit.edu/~ecampus/research/energy/energy-storage/energy-storage-liability/)
- Finance Canada (2021). Budget 2021. <https://www.budget.canada.ca/2021/report-rapport/p2-en.html#chap5>
- Finance Canada (2022). Budget 2022. <https://www.budget.canada.ca/2022/report-rapport/toc-tdm-en.html>
- FECM (Office of Fossil Energy and Carbon Management) (o.D.). Archer Daniels Midland Company. <https://www.energy.gov/fecm/archer-daniels-midland-company>
- FECM (Office of Fossil Energy and Carbon Management) (2022). Strategic Vision. The Role of Fossil Energy and Carbon Management in Achieving Net-Zero Greenhouse Gas Emissions. [2022-Strategic-Vision-The-Role-of-Fossil-Energy-and-Carbon-Management-in-Achieving-Net-Zero-Greenhouse-Gas-Emissions Updated-4.28.22.pdf](https://www.energy.gov/fecm/2022-strategic-vision-the-role-of-fossil-energy-and-carbon-management-in-achieving-net-zero-greenhouse-gas-emissions)
- Global CCS Institute (GCCSI) (2014). The global Status of CCS 2014. Melbourne, Australia <https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/180923/global-status-ccs-2014.pdf>
- Global CCS Institute (GCCSI) (2019). Lessons and Perceptions: Adopting a Commercial Approach to CCS Liability. [Thought-Leadership-Liability-Study FINAL Digital.pdf \(globalccsinstitute.com\)](https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2019/05/Thought-Leadership-Liability-Study-FINAL-Digital.pdf)
- Global CCS Institute (GCCSI) (2020). Overview of organisations and policies supporting the deployment of large-scale CCS facilities. [Overview-of-Organisations-and-Policies-Supporting-the-Deployment-of-Large-Scale-CCS-Facilities-2.pdf \(globalccsinstitute.com\)](https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2020/03/Overview-of-Organisations-and-Policies-Supporting-the-Deployment-of-Large-Scale-CCS-Facilities-2.pdf)
- Global CCS Institute (GCCSI) (2021a). Surveying the US Federal CCS Policy Landscape in 2021. [U.S.-Policy-Landscape 03.05.21 FINAL-2.pdf \(globalccsinstitute.com\)](https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2021/03/U.S.-Policy-Landscape-03.05.21-FINAL-2.pdf)
- Global CCS Institute (GCCSI) (2021b). Technology Readiness and Costs of CCS. <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2021/03/Technology-Readiness-and-Costs-for-CCS-2021-1.pdf>
- Global CCS Institute (GCCSI) (2021c). Developing CCS Projects in Alberta. <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2021/07/Developing-CCS-Projects-in-Alberta.pdf>
- Global CCS Institute (GCCSI) (2022a). Global Status of CCS 2022. [https://status22.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2022/11/Global-Status-of-CCS-2022 Download.pdf](https://status22.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2022/11/Global-Status-of-CCS-2022-Download.pdf)
- Global CCS Institute (GCCSI) (2022b). Pore Space Rights – U.S. Overview. [Brief-Pore-Space-Rights-5.25.pdf \(globalccsinstitute.com\)](https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2022/05/Brief-Pore-Space-Rights-5.25.pdf)
- Global CCS Institute (GCCSI) (2023). Facilities Database. <https://co2re.co/FacilityData>
- Global CCS Institute (GCCSI) (16.05.2023). CCS Commercial and Regulatory Frameworks: Lessons Learned from the CCS Experience in the United States [Webinar].
- Gollakota, S. & McDonald, S. (2014). Commercial-Scale CCS Project in Decatur, Illinois – Construction Status and Operational Plans for Demonstration. Energy Procedia 63 (2014). <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610214024485?via%3Dihub>
- GOO (Government of Ontario) (11.04.2023). Geologic Carbon Storage. <https://www.ontario.ca/page/geologic-carbon-storage>
- GOS (Government of Saskatchewan) (2021). Guidelines for the Terms of Reference and Environmental Impact Statement, Saskatchewan. <https://publications.saskatchewan.ca/api/v1/products/113160/formats/127268/download>

- GOS (Government of Saskatchewan) (2022). Saskatchewan Pipelines Code. Directive PNG304  
<https://publications.saskatchewan.ca/api/v1/products/103915/formats/115447/download>
- GOS (Government of Saskatchewan) (20.03.2023). Saskatchewan intervening in C-69 Reference Case Before the Court of Canada.  
<https://www.saskatchewan.ca/government/news-and-media/2023/march/20/impact-assessment-reference-case-being-heard-before-supreme-court>
- Grauberger, J., Wiegand, S., & Buffa, V. E. (28.11.2022). With a New Regulatory Framework on the Horizon, There is Still Much Uncertainty Concerning the Future of Offshore Carbon Storage. The Energy Law Blog. [With A New Regulatory Framework On The Horizon, There Is Still Much Uncertainty Concerning The Future Of Offshore Carbon Storage | The Energy Law Blog](#)
- H.R.133 - 116th Congress (2019-2020). Consolidated Appropriations Act, 2021, Division Z-- Energy Act of 2020, (2020, Dezember 27). <https://www.congress.gov/bill/116th-congress/house-bill/133/text>
- H.R. 3684 § 40307 (2021-2022). Infrastructure Investment and Jobs Act. [Text - H.R.3684 - 117th Congress \(2021-2022\): Infrastructure Investment and Jobs Act | Congress.gov | Library of Congress](#)
- IEA (17.02.2021). Is carbon capture too expensive? <https://www.iea.org/commentaries/is-carbon-capture-too-expensive>
- IEA (2022a). Legal and Regulatory Frameworks for CCUS. An IEA CCUS Handbook. [Legal and Regulatory Frameworks for CCUS \(windows.net\)](#)
- IEA (2022b). Carbon Capture, Utilisation and Storage. Tracking Report September 2022. <https://www.iea.org/reports/carbon-capture-utilisation-and-storage-2>
- IEA (2023). CCUS Projects Database. Last update March 2023. <https://www.iea.org/product/download/013823-000343-013503>
- IEAGHG (2010). Development of a global CO<sub>2</sub> pipelines infrastructure, Stoke Orchard, Cheltenham, UK. [https://ieaghg.org/docs/General\\_Docs/Reports/2010-13.pdf](https://ieaghg.org/docs/General_Docs/Reports/2010-13.pdf)
- IER (Institute for Energy Research) (08.03.2023). Are CO<sub>2</sub> Pipelines Regulated? By Whom? [Are CO<sub>2</sub> Pipelines Regulated? By Whom? - IER \(instituteforenergyresearch.org\)](#)
- Institute for Carbon Removal Law & Policy (10.11.2021). CO<sub>2</sub> Pipelines: Navigating the Complexities and Nuances Through Expert Opinions. [CO<sub>2</sub> Pipelines: Navigating the Complexities and Nuances Through Expert Opinions | Institute for Carbon Removal Law & Policy \(american.edu\)](#)
- International CCS Knowledge Centre (April 2021). Canada's CO<sub>2</sub> Landscape. A Guided Map for Sources & Sinks. [https://ccsknowledge.com/pub/Publications/CO<sub>2</sub>-Sources\\_&\\_Sinks\\_Map\\_Canada%20\(2021-05-12\).pdf](https://ccsknowledge.com/pub/Publications/CO2-Sources_&_Sinks_Map_Canada%20(2021-05-12).pdf)
- International CCS Knowledge Center (o.D.). Boundary Dam 3 Carbon Capture and Storage (CCS) Facility. <https://ccsknowledge.com/bd3-ccs-facility>
- Israel, B. & Pickerill, S. (01.05.2022). Capturing Carbon in California: Opportunities and Challenges. [Capturing Carbon In California: Opportunities And Challenges - Law360](#)
- ITIF (Information Technology & Innovation Foundation) (18.04.2022). Active Carbon Management: Critical Tools in the Climate Toolbox. [Active Carbon Management: Critical Tools in the Climate Toolbox | ITIF](#)
- Kahlor, L.A., Yang, J., Li, X., Wang, W., Olson, H.C., Atkinson, L. (Mai 2021). Environmental Risk (and Benefit) Information Seeking Intentions: The Case of Carbon Capture and Storage in Southeast Texas. Environmental Communication. [https://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/17524032.2019.1699136?journalCode=ren\\_c20](https://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/17524032.2019.1699136?journalCode=ren_c20)

- Kapetaki, Z. & Scowcroft, J. (2017). Overview of Carbon Capture and Storage (CCS) demonstration project business models: Risks and Enablers on the two sides of the Atlantic. *Energy Procedia* 114 (2017). <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1816>
- Kerschner, S. & Pullins, T. (29.01.2021). How US environmental laws and regulations affect carbon capture and storage. <https://www.whitecase.com/insight-our-thinking/how-us-environmental-laws-and-regulations-affect-carbon-capture-and-storage>
- Koski, K., Jesse, J., Richardson, Jr., Righetti, T. K. & Taylor, S. (2020). Study on States' Policies and Regulations per CO<sub>2</sub>-EOR-Storage Conventional, ROZ, and EOR in Shale: Permitting, Infrastructure, Incentives, Royalty Owners, Eminent Domain, Mineral-PoreSpace, and Storage Lease Issues. United States Energy Association. [https://usea.org/publication/study-states%E2%80%99-policies-and-regulations-CO<sub>2</sub>-eor-storage-conventional-roz-and-eor-shale](https://usea.org/publication/study-states%E2%80%99-policies-and-regulations-CO2-eor-storage-conventional-roz-and-eor-shale)
- La Hoz Theuer & Olarte (2023). Emissions Trading Systems and Carbon Capture and Storage: Mapping possible interactions, technical considerations, and existing provisions. [https://icapcarbonaction.com/system/files/document/La%20Hoz%20Theuer%20%26%20Olarte%20%282023%29.%20ETSs%20and%20CCS\\_ICAP.pdf](https://icapcarbonaction.com/system/files/document/La%20Hoz%20Theuer%20%26%20Olarte%20%282023%29.%20ETSs%20and%20CCS_ICAP.pdf)
- Larkin, P., Leiss, W., Arvai, J., Dusseault, M., Fall, M., Gracie, R., Heyes, A. & Krewski, D. (2019). An integrated risk assessment and management framework for carbon capture and storage: a Canadian perspective. *Int. J. Risk Assessment and Management*, Vol. 22, Nos. 3/4, pp.464–508. <https://doi.org/10.1504/IJRAM.2019.103336>
- Larkin, P., Leiss, W. & Krewski, D. (2019). The evolution of regulatory practice for CCS projects in Canada, *International Journal of Risk Assessment and Management*, Vol. 22, No. 3-4, <https://doi.org/10.1504/IJRAM.2019.103333>
- Larkin, P.; Bird, S. & Gattinger, M. (2021). Carbon Capture, Utilization and Storage - Polarization, public confidence and decision-making. Institute for Science, Society and Policy. University of Ottawa. <https://ruor.uottawa.ca/handle/10393/42480>
- Larsen, J., Herndon, W., Hiltbrand, G. & King, B. (2021). The Economic Benefits of Carbon Capture: Investment and Employment Estimates for the Contiguous United States. <https://rhg.com/research/state-ccs/>
- Larsen, J., King, B. Kolus, H., Dasari, N., Hiltbrand, G. & Herndon, W. (2022). A Turning Point for US Climate Progress: Assessing the Climate and Clean Energy Provisions in the Inflation Reduction Act. <https://rhg.com/research/climate-clean-energy-inflation-reduction-act/>
- Locke, R.A., Greenberg, S.E., Jagucki, P., Krapac, I.G. & Shao, H. (2017). Regulatory uncertainty and its effects on monitoring activities of a major demonstration project: The Illinois Basin – Decatur Project case. *Energy Procedia* 114 (2017). <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610217318982>
- MIT (Massachusetts Institute of Technology) (2016a). Illinois Industrial Carbon Capture and Storage (IL-CCS) Fact Sheet: Carbon Dioxide Capture and Storage Project. [https://sequestration.mit.edu/tools/projects/illinois\\_industrial\\_ccs.html](https://sequestration.mit.edu/tools/projects/illinois_industrial_ccs.html)
- MIT (Massachusetts Institute of Technology) (2016b). Boundary Dam Fact Sheet: Carbon Dioxide Capture and Storage Project. [http://sequestration.mit.edu/tools/projects/boundary\\_dam.html](http://sequestration.mit.edu/tools/projects/boundary_dam.html)
- MIT (Massachusetts Institute of Technology) (2016c). Quest Fact Sheet: Carbon Dioxide Capture and Storage Project. <https://sequestration.mit.edu/tools/projects/quest.html> zuletzt besucht am 28.04.2023
- Meckel, T.A., Bump, A.P., Hovorka, S.D., & Trevino, R.H. (2021). Carbon capture, utilization, and storage hub development on the Gulf Coast. *Greenhouse Gases: Science and Technology*, 11(4), pp.619-632. [Carbon capture, utilization, and storage hub development on the Gulf Coast - Meckel - 2021 - Greenhouse Gases: Science and Technology - Wiley Online Library](https://doi.org/10.1002/gg.20000)

- McKinsey (28.10.2022). Scaling the CCUS industry to achieve net-zero emissions. <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/scaling-the-ccus-industry-to-achieve-net-zero-emissions#/>
- Mentor Works (02.01.2023). What to Expect from the Canada Growth Fund in 2023. <https://www.mentorworks.ca/blog/government-funding/what-to-expect-from-the-canada-growth-fund/>
- Mississippi Today (13.06.2022). Carbon leak in Satartia prompts federal focus on pipeline safety. [Carbon leak in Satartia - Mississippi Today](#)
- Moch, J., Xue, W. & Holdren, J. (2022). Carbon Capture, Utilization, and Storage: Technologies and Costs in the U.S. Context. [https://www.belfercenter.org/sites/default/files/files/publication/Brief\\_CCUS\\_FINAL.pdf](https://www.belfercenter.org/sites/default/files/files/publication/Brief_CCUS_FINAL.pdf)
- Navaro, A.D., Holmstead, J.R., Ewing, K.A., & Pope, D.J. (03.12.2021). Under the Sea: Congress Amends OCSLA to Provide for Offshore CCS. The National Law Review. [Infrastructure Act Amends OCSLA for Offshore CSS \(natlawreview.com\)](#)
- NETL (National Energy Technology Laboratory) (2017). Best Practices: Monitoring, Verification, Accounting (MVA) for geologic Storage Projects. 2017 Revised Edition. [BPM-MVA-2012.pdf \(doe.gov\)](#)
- NPC (National Petroleum Council) (2021). A Roadmap to At-Scale Deployment of Carbon Capture, Use, and Storage, Chapter 7 – CO<sub>2</sub> Geologic Storage, Chapter 8 – CO<sub>2</sub> Enhanced Oil Recovery. [https://dualchallenge.npc.org/files/CCUS-Chap\\_7-030521.pdf](https://dualchallenge.npc.org/files/CCUS-Chap_7-030521.pdf), [https://dualchallenge.npc.org/files/CCUS-Chap\\_8-030521.pdf](https://dualchallenge.npc.org/files/CCUS-Chap_8-030521.pdf)
- NRCan (Natural Resources Canada) (2020a). A Healthy Environment and a Healthy Economy. <https://www.canada.ca/en/services/environment/weather/climatechange/climate-plan/climate-plan-overview/healthy-environment-healthy-economy.html>
- NRCan (Natural Resources Canada) (2020b). Hydrogen Strategy for Canada. Seizing the Opportunities for Hydrogen. [https://natural-resources.canada.ca/sites/nrcan/files/environment/hydrogen/NRCan\\_Hydrogen-Strategy-Canada-na-en-v3.pdf](https://natural-resources.canada.ca/sites/nrcan/files/environment/hydrogen/NRCan_Hydrogen-Strategy-Canada-na-en-v3.pdf)
- NRCan (Natural Resource Canada) (2021). Shell Canada Energy Quest Project. <https://natural-resources.canada.ca/science-and-data/funding-partnerships/funding-opportunities/current-investments/shell-canada-energy-quest-project/18168>
- NRCan (Natural Resources Canada) (2023). Energy Innovation Program - Carbon capture, utilization and storage RD&D Call. <https://natural-resources.canada.ca/science-and-data/funding-partnerships/funding-opportunities/funding-grants-incentives/energy-innovation-program/energy-innovation-program-carbon-capture-utilization-and-storage-stream/23815>
- Offshore Energy (07.03.2023). Carbon storage project spreads its wings onshore positioning itself as 'one of the largest' in U.S. <https://www.offshore-energy.biz/carbon-storage-project-spreads-its-wings-onshore-positioning-itself-as-one-of-the-largest-in-u-s/>
- PHMSA (Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration) (02.06.2022). Pipeline Safety: Potential for Damage to Pipeline Facilities Caused by Earth Movement and Other Geological Hazards. [Federal Register :: Pipeline Safety: Potential for Damage to Pipeline Facilities Caused by Earth Movement and Other Geological Hazards](#)
- PHMSA (Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration) (26.05.2022a). PHMSA Announces new Safety Measures to Protect Americans from Carbon Dioxide Pipeline Failures After Satartia, MS Leak. [PHMSA Announces New Safety Measures to Protect Americans From Carbon Dioxide Pipeline Failures After Satartia, MS Leak | PHMSA \(dot.gov\)](#)

- PHMSA (Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration) (26.05.2022b). Failure Investigation Report – Denbury Gulf Coast Pipelines, LLC – Pipeline Rupture/ Natural Force Damage. [Failure Investigation Report - Denbury Gulf Coast Pipeline.pdf \(dot.gov\)](#)
- Pianta, S., Rinscheid, A. & Weber, E.U. (2021). Carbon Capture and Storage in the United States: Perceptions, preferences, and lessons for policy. Energy Policy 151/2021. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112149>
- Pipeline & Gas Journal (09.05.2023). DOE Selects Crescent Midstream-Supported Project to Advance Commercial-Scale CO2 Storage. <https://pgjonline.com/news/2023/may/doe-selects-crescent-midstream-supported-project-to-advance-commercial-scale-co2-storage>
- POC (Parliament of Canada) (2019). Bill C-69, Chapter 28, An Act to enact the Impact Assessment Act and the Canadian Energy Regulator Act, to amend the Navigation Protection Act and to make consequential amendments to other Acts. <https://www.parl.ca/DocumentViewer/en/42-1/bill/c-69/royal-assent>
- Resilient LLP (28.02.2023). ECCC Publishes Refrigeration Offset Protocol; Key Updates on Other Protocols. <https://resilientlp.com/2023/02/28/eccc-publishes-refrigeration-offset-protocol-key-updates-on-other-protocols/>
- Resilient LPP (11.03.2022). Ontario Proposing Legislative Changes to Support Carbon Storage. <https://resilientlp.com/2022/03/11/ontario-proposing-legislative-changes-to-support-carbon-storage/>
- RGGI (The Regional Greenhouse Gas Initiative) Model (2018). Model Rule Part XX CO2 Budget Trading Program. [https://www.rggi.org/sites/default/files/Uploads/Design-Archive/Model-Rule/2017-Program-Review-Update/2017\\_Model\\_Rule\\_revised.pdf](https://www.rggi.org/sites/default/files/Uploads/Design-Archive/Model-Rule/2017-Program-Review-Update/2017_Model_Rule_revised.pdf)
- Ring, Shari, Ryan Keeling, Kyrien Edwards, Marie Lewis (The Cadmus Group LLC) (2021): Carbon Capture, Utilization, and Sequestration: A State Comparison of Technical and Policy Issues. Published by United States Energy Association.
- Rogers, A.; Henry, M. & Ismail, K. (2023). Regulatory framework for CCUS in Alberta, Financier Worldwide. [https://www.bdplaw.com/assets/Regulatory-framework-for-CCUS-in-Alberta-Financier-Worldwide-JAN23\\_BDP.pdf](https://www.bdplaw.com/assets/Regulatory-framework-for-CCUS-in-Alberta-Financier-Worldwide-JAN23_BDP.pdf)
- Smyth, R. C. & Hovorka, S. D. (2018). Best management practices for offshore transportation and sub-seabed geologic storage of carbon dioxide. Sterling (VA): US Department of the Interior, Bureau of Ocean Energy Management. OCS Study BOEM 2018-004. [BOEM-BPM-CCUS.pdf \(noia.org\)](#)
- TE (Taproot Edmonton) (22.03.2023). Alberta Ecotrust installs carbon-capture technology at non-profits. <https://edmonton.taproot.news/news/2023/03/22/alberta-ecotrust-installs-carbon-capture-technology-at-non-profits>
- Texas House Bill 1796 (2009). ACT relating to the development of carbon dioxide capture and sequestration in this state. [81\(R\) HB 1796 - Enrolled version - Bill Text \(texas.gov\)](#)
- TLRF (Texans for Lawsuit Reform Foundation) (2022). Liability Protection for Carbon Dioxide Sequestration in Texas, [https://www.tlrfoundation.org/wp-content/uploads/2022/11/Liability\\_Protection\\_for\\_Carbon\\_Dioxide\\_Sequestration\\_in\\_Texas.pdf](https://www.tlrfoundation.org/wp-content/uploads/2022/11/Liability_Protection_for_Carbon_Dioxide_Sequestration_in_Texas.pdf)
- Umweltbundesamt (UBA) (2021). Diskussionsbeitrag zur Bewertung von Carbon Capture and Utilization. [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/2021\\_hgp\\_ccu\\_final\\_bf\\_out\\_0.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/2021_hgp_ccu_final_bf_out_0.pdf)
- Webb, R.M., & Gerrard, M.B. (2019). Overcoming impediments to offshore carbon dioxide storage: Legal Issues in the US and Canada. Columbia Law School, Sabin Center for Climate Change Law. [Microsoft Word - Webb Gerrard 2019-03 Offshore Carbon Dioxide Storage.docx \(columbia.edu\)](#)

## Anhang

**Tabelle 6 Großskalige CCU/S-Projekte in Kanada**

Projekt	Provinz	Stufe der Prozesskette	CO <sub>2</sub> -Quelle	Speicherort	Menge an CO <sub>2</sub>
<a href="#">Boundary Dam Carbon Capture Project</a> (in Betrieb)	Saskatchewan	CO <sub>2</sub> -Abscheidung (Arminbasierte Absorption)	Kohlekraftwerk	Ölsandefelder EOR <10% zu Testzwecken in Aquistore-Projekt	1 Mt/a  41 km Pipeline zu Weybourn-Field
<a href="#">Alberta Carbon Trunk Line</a> (in Betrieb)	Alberta	CO <sub>2</sub> -Transport via Pipeline	Verschiedene Quellen (z.B.: Ölsande-Raffinerie und Düngemittelproduktion)	Ölreservoir EOR	240 km lange Pipeline 14,6 mio t CO <sub>2</sub> /a Kapazität
<a href="#">Weybourn-Midale CO<sub>2</sub>-Project</a> (in Betrieb)	Saskatchewan	Speicherung via EOR	Kohlevergasung und -verstromung in North Dakota, USA	Karbonatfelder EOR	3 Mt/a  (Transport via souris valley Pipeline)
<a href="#">Quest Carbon Capture and Storage Project</a> (in Betrieb)	Alberta	Gesamte Kette: CO <sub>2</sub> -Abscheidung von Raffinerie -> Transport -> Speicherung in Aquifer	Methanreformierung (Arminbasierte Absorption)	Aquifer	1,1 Mt/a  65 km Pipeline  Speicherung in porösen Gesteinsformationen
<a href="#">Genesee CCS Project</a> (im Bau)	Alberta	Gesamte Kette: CO <sub>2</sub> -Abscheidung (Kohlekraftwerk) + Transport zu industrie-Hub?	Kohlekraftwerk	Nanotube-Produktion	Ziel 3 Mt/a

**Tabelle 7: Übersicht zu den Anforderungskriterien innerhalb der Prozessketten und Projektphasen sowie die zugehörigen Richtlinien in Alberta.**

Richtlinie	Prozesskette / Projektphasen	Anforderungskriterien
020	Rückbau von Injektionsbrunnen	Anforderungen für die Aufgabe von Bohrlöchern, das Entfernen der Verrohrung, Aufgabe von einzelnen Zonen, sowie der Zementierung und der Stilllegung von Injektionsbrunnen
051	Injektions- und Entsorgungsbrunnen: Brunnentypen, -komplettierung, -messungen und -tests	Anforderungen an das Brunnen-Design, Brunnenintegritätsmessungen, operative Überwachung und Berichtswesen bei der Nutzung von Injektionsbrunnen
056	Anträge und Zeitpläne zur Energiegewinnung	Anforderungen an Anlagen und Pipelines die CO <sub>2</sub> führen und Anforderungen an Bohrungen die CO <sub>2</sub> injizieren
065	Anwendungen in Öl und Gas Reservoiren	Anforderungen an CCS und CCUS Prozess im Untergrund

071	Anforderungen an die Notfallvorsorge und -reaktion in der Erdölindustrie	Anforderungen an die Erstellung und Umsetzung eines Notfallplans
087	Management der Brunnenintegrität	Anforderungen für das Testen, Melden und Reparieren von Isolationspackern, Entlüftungsströmen in den Verrohrungen, Gasmigration und Bohrlochversagen

**Tabelle 8: Regulatorische Unterschiede bei der Genehmigung von CCS und CCUS Projekten in Alberta (Richtlinie 065).**

Unit 2 (CCS)	Unit 4 (CCUS)
Definition der Speicherkapazität und Abschätzung der Injektivität	Definition der Speicherkapazität, Einschlusspotenzial und Abschätzung der Injektivität
Entwicklung von Modellen und Ausführung von Simulationen zur Vorhersage der räumlichen Ausdehnung des CO <sub>2</sub> in der freien Phase (inkl. vorherrschender Druckgradienten über den Lebenszyklus)	Entwicklung von Modellen und Ausführung von Simulationen zur Vorhersage der räumlichen Ausdehnung des CO <sub>2</sub> in der freien Phase (inkl. vorherrschender Druckgradienten über den Lebenszyklus und dem maximalen verbundenen Porenvolumen)
Vorhersage des Verhaltens der Kohlenwasserstoff-CO <sub>2</sub> -Phase	Berechnung des maximalen injizierten Fluidvolumens
Bestätigung über die Sicherheit und Effektivität des vorgeschlagenen Systems	Feststellung über die Sicherheit und Effektivität des vorgeschlagenen Systems
Erstellung einer standortspezifischen Risikobewertung, die ein gründliches Risikomanagement über die gesamte Lebensdauer ermöglicht	
Festlegung der Ausgangsbedingungen für die Konzeption und Durchführung eines Überwachungsprogramms	
Abschätzung der Risiken im Zusammenhang mit der Lagerung und den Sanierungsstrategien im Falle eines Verlusts der Eindämmung	

**Tabelle 9: Übersicht zu notwendigen Genehmigungen für Offshore-Anwendungen.**

Prozesskette	Lokation	Benötigte Genehmigungen	Regierungsbehörde	Kommentare
CO <sub>2</sub> -Abscheidung	Territoriale See	Lizenz für den Meeresboden (Plattform auf Meeresboden verankert)	NRCan	Es gibt kein Gesetz, das ausdrücklich die Erteilung von Lizenzen für Offshore-DAC-Plattformen auf dem Meeresboden erlaubt. Die NRCan hat angedeutet, dass Lizenzen im Rahmen des Federal Real Property and Federal Immovables Act (FRPFIA) erteilt werden könnten, aber das ist ungewiss. Möglicherweise ist eine neue Gesetzgebung erforderlich.
		Erlaubnis nach dem Canadian Navigable Waters Act (CNWA)	Transport Canada	Es gibt ein festgelegtes Verfahren für die Erteilung von Genehmigungen im Rahmen des CNWA. Erteilte Genehmigungen sind abhängig der Installation von Warnvorrichtungen an der Plattform für den Schiffsverkehr.
	EEZ / Kontinentaler Schelf	Lizenz für den Meeresboden (Plattform auf Meeresboden verankert)	NRCan	Es gibt kein Gesetz, das ausdrücklich die Erteilung von Lizenzen für Offshore-DAC-Plattformen auf dem Meeresboden erlaubt. Im Rahmen des FRPFIA

				können keine Lizenzen für die Nutzung des Festlandssockels erteilt werden. Möglicherweise ist eine neue Gesetzgebung erforderlich.
<b>CO<sub>2</sub>-Pipeline</b>	Territoriale See	Lizenz für den Meeresboden	NRCan	Es gibt kein Gesetz, das die Erteilung von Lizenzen für Kohlendioxid-Pipelines auf dem Meeresboden ausdrücklich erlaubt. Die NRCan hat vorgeschlagen, dass Lizenzen im Rahmen des FRPFIA erteilt werden könnten, aber das ist ungewiss. Möglicherweise ist eine neue Gesetzgebung erforderlich.
		Zertifizierung im Rahmen des CERA	CER	Für die Zertifizierung von Pipelines gibt es ein festgelegtes Verfahren. Je nach Größe der Pipeline und ihrem Standort kann vor der Zertifizierung eine Folgenabschätzung erforderlich sein.
	EEZ / Kontinentaler Schelf	Lizenz für den Meeresboden	NRCan	Kein Gesetz erlaubt ausdrücklich die Erteilung von Lizenzen für CO <sub>2</sub> -Pipelines auf dem Meeresboden. Im Rahmen des FRPFIA können keine Lizenzen für die Nutzung des Festlandssockels erteilt werden. Möglicherweise sind neue Rechtsvorschriften erforderlich.
		Zertifizierung im Rahmen des CERA	CER	Für die Zertifizierung von Pipelines gibt es ein festgelegtes Verfahren. Je nach Größe der Pipeline und ihrem Standort kann vor der Zertifizierung eine Folgenabschätzung erforderlich sein.
<b>CO<sub>2</sub>-Injektion</b>	EEZ / Kontinentaler Schelf	Lizenz für den Meeresboden	NRCan	Es gibt kein Gesetz, das die Erteilung von Lizenzen für die Verpressung von Kohlendioxid auf dem Meeresboden ausdrücklich erlaubt. Im Rahmen des FRPFIA können keine Lizenzen für die Nutzung des Festlandssockels erteilt werden. Möglicherweise sind neue Rechtsvorschriften erforderlich.
		Genehmigung nach dem kanadischen Umweltschutzgesetz ("CEPA")	Environment and Climate Change Canada	Für die Verpressung von Kohlendioxid unter dem Meeresboden können keine Genehmigungen erteilt werden.

Tabelle 10 Großskalige CCU/S-Projekte in den USA

	Name, Ort	CO2-Quelle	CO2-Nutzung	CC-Kapazität	CO2-Transport	Läuft seit
<b>Texas</b>	Air Products Steam Methane Reformer, Port Arthur	SMR	EOR	1,0 Mtpa	Das CO2 wird dann über eine 12 Meilen lange Verbindungspipeline an die Green Pipeline Texas von Denbury geliefert. Das CO2 wird 101-150 km weit transportiert, bevor es für EOR in den Onshore-Betrieb von Denbury injiziert wird.	2013
<b>Texas</b>	Terrell Natural Gas Processing Plant (formerly Val Verde Natural Gas Plants)	Erdgasverarbeitung	EOR	0,4-0,5 Mtpa.	Val Verde Pipeline nach McCamey, Texas, von dort Verbindung zu weiteren Pipelines.	1972
<b>Texas</b>	Century Plant	Erdgasverarbeitung	EOR	5,0 Mtpa	Pipelinetransport zum Permischen Becken (West-Texas/New Mexico)	2010
<b>Texas</b>	Petra Nova Carbon Capture Project, near Houston	Gas- und Kohlekraftwerk	EOR	1,4 Mtpa	Das abgeschiedene CO2 wird über eine Pipeline zu einem Ölfeld in der Nähe von Houston transportiert, um dort eine verbesserte Ölgewinnung zu ermöglichen.	2017 (seit 2020 Betrieb ausgesetzt)
<b>Louisiana</b>	PCS Nitrogen	Düngemittelproduktion	EOR	0,2-0,3 Mtpa	Abgeschiedenes CO2 wird an Denbury Resources verkauft, via Pipeline transportiert und für EOR genutzt. Keine genauen Details über Pipeline-Eigenschaften	2013
<b>Oklahoma</b>	Enid Fertilizer (Koch Fertilizer Facility)	Düngemittelproduktion (Stickstoff)	EOR	0,2 Mtpa	Weitertransport für EOR in Süd-Oklahoma	1982
<b>Kansas</b>	Arkalon CO <sub>2</sub> Compression Facility	Ethanolherstellung	EOR	0,29 Mtpa	Weitertransport für EOR im Farnsworth Oil Field Texas, USA	2009

<b>Kansas</b>	Coffeyville Gasification Plant	Düngemittelproduktion	EOR	0,9 Mtpa	CO <sub>2</sub> wird über 70 Meilen Pipeline, zu Coffeyville´s North Burbank Einheit in Osage County transportiert	2013
<b>Kansas</b>	Bonanza BioEnergy CCUS EOR	Ethanolherstellung	EOR	0,1 Mtpa	Bei der Ethanolproduktion abgeschiedenes CO <sub>2</sub> wird für EOR im Stewart Field eingesetzt.	2012
<b>Illinois</b>	Illinois Industrial Carbon Capture and Storage, Decatur	Ethanolherstellung	Geologische Speicherung	1 Mtpa	Pipeline zum nahegelegenen Mt. Simon Sandstone	2017
<b>Wyoming</b>	Shute Creek Gas Processing Plant	Erdgasverarbeitung	EOR	7 Mtpa	Pipelinetransport zu Ölförderstätten in Wyoming und Colorado. Im August 2022 erhielt die ExxonMobil Corp. die Genehmigung des US Bureau of Land Management (BLM) zur Erweiterung des CCUS in ihrer Anlage in LaBarge, Wyoming.	1986
<b>Wyoming</b>	Lost Cabin Gas Plant	Erdgasverarbeitung	EOR	0,9 Mtpa	Die Lost Cabin Gas Plant liefert CO <sub>2</sub> an Kompressionsanlagen in der Nähe der Anlage, um den CO <sub>2</sub> -Transport per Pipeline zu ermöglichen. Seit 2013 wird das CO <sub>2</sub> über eine neu gebaute Pipeline zum Bell Creek-Ölfeld in Montana geliefert, wo es für EOR eingesetzt wird.	2013 (seit 2018 gestoppt wegen Feuer) tbc.
<b>North Dakota</b>	Red Trail Energy CCS	Ethanolherstellung	Geologische Speicherung	0,18 Mtpa	Lagerung in der Nähe in der Broom Creek Formation, Transportmethode unbekannt	2022
<b>North Dakota</b>	Great Plains Synfuels Plant and Weyburn-Midale	Kohlevergasung	EOR	3 Mtpa	Pipelinetransport nach Saskatchewan, Kanada (Weyburn Oil Unit, Midale Oil Unit) für EOR	2000
<b>Michigan</b>	Core Energy CO <sub>2</sub> -EOR, Otsego County	Erdgasverarbeitung	EOR	0,35 Mtpa	Keine Angaben	2003

Quellen: GCCSI 2022a; IEA 2023; GCCSI 2023.