



Ausarbeitung

**Erkenntnisse aus der Erprobung von Technologien zur
CO₂-Abscheidung und CO₂-Speicherung (CCS) in Deutschland**

**Erkenntnisse aus der Erprobung von Technologien zur
CO₂-Abscheidung und CO₂-Speicherung (CCS) in Deutschland**

Aktenzeichen: WD 8 - 3000 - 055/18
Abschluss der Arbeit: 11. Juli 2018
Fachbereich: WD 8: Fachbereich für Umwelt, Naturschutz, Reaktorsicherheit,
Bildung und Forschung

Die Wissenschaftlichen Dienste des Deutschen Bundestages unterstützen die Mitglieder des Deutschen Bundestages bei ihrer mandatsbezogenen Tätigkeit. Ihre Arbeiten geben nicht die Auffassung des Deutschen Bundestages, eines seiner Organe oder der Bundestagsverwaltung wieder. Vielmehr liegen sie in der fachlichen Verantwortung der Verfasserinnen und Verfasser sowie der Fachbereichsleitung. Arbeiten der Wissenschaftlichen Dienste geben nur den zum Zeitpunkt der Erstellung des Textes aktuellen Stand wieder und stellen eine individuelle Auftragsarbeit für einen Abgeordneten des Bundestages dar. Die Arbeiten können der Geheimschutzordnung des Bundestages unterliegende, geschützte oder andere nicht zur Veröffentlichung geeignete Informationen enthalten. Eine beabsichtigte Weitergabe oder Veröffentlichung ist vorab dem jeweiligen Fachbereich anzuzeigen und nur mit Angabe der Quelle zulässig. Der Fachbereich berät über die dabei zu berücksichtigenden Fragen.

Inhaltsverzeichnis

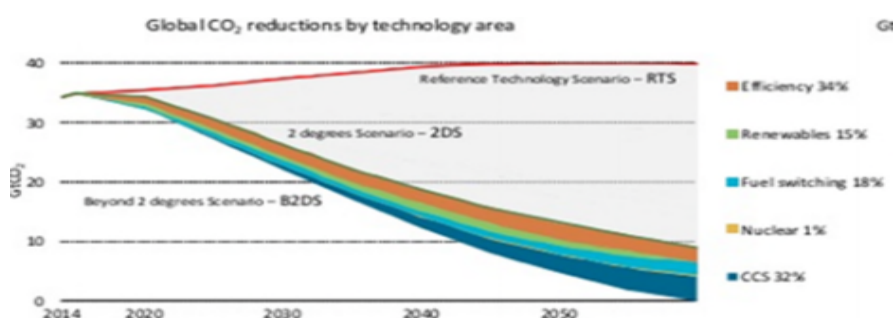
1.	Einleitung	4
2.	Rechtsrahmen in Deutschland	8
3.	Die Abscheidung von CO₂: Technische Verfahren, Umsetzung und Forschungslage	10
3.1.	Post-Combustion-Capture-Verfahren: CO ₂ -Abtrennung durch nachgelagerte Waschung aus dem Rauchgasstrom	11
3.1.1.	Gegenwärtiger wissenschaftlicher Erkenntnisstand zu Post-CC	12
3.1.2.	Erkenntnisse aus deutschen Pilotanlagen zu Post-CC an Kraftwerken	13
3.2.	Oxyfuel-Combustion-Verfahren: CO ₂ -Aufkonzentration im Rauchgas durch Verbrennung unter Sauerstoff	14
3.2.1.	Gegenwärtiger wissenschaftlicher Erkenntnisstand zu Oxyfuel	15
3.2.2.	Erkenntnisse aus der deutschen Oxyfuel-Pilotanlage „Schwarze Pumpe“	16
3.3.	Pre-Combustion-Capture-Verfahren: CO ₂ -Abtrennung vor der Verbrennung	17
3.3.1.	Gegenwärtiger wissenschaftlicher Erkenntnisstand zu Pre-CC	18
3.4.	Stand der Anwendung und Potenziale der CO ₂ -Abscheidung in Industrieprozessen	18
4.	Die CO₂-Speicherung	21
4.1.	Geologische Voraussetzungen und Speicheroptionen	21
4.2.	Allgemeine Erkenntnisse des deutschen GeoForschungsZentrums zur Sicherheit der geologischen CO ₂ -Speicherung	23
4.3.	Schätzungen zu weltweiten und nationalen CO ₂ -Speicherkapazitäten	26
4.4.	Geologische CO ₂ -Speicherung in Deutschland	31
4.4.1.	Wissenschaftliche Begleitung zu dem einzigen in Deutschland umgesetzten CO ₂ -Speicher-Pilotprojekt in Ketzin	32
4.4.2.	Ergebnisse aus dem Forschungsprojekt „CO ₂ MAN“ in Ketzin	33
4.4.3.	Auswertung von deutschen Projekten zur sicheren geologischen CO ₂ -Speicherung durch das Forschungsprojekt „AUGE“	37
5.	Internationale Übersicht aktiver und geplanter großer CCS-(Industrie- und Kraftwerks-) Anlagen	42
6.	Fazit	49

1. Einleitung

Die Abscheidung, der Transport sowie und die Verpressung und dauerhafte geologische Speicherung von Kohlendioxid (CO₂) in Gesteinsschichten des tiefen Untergrunds – an Land oder im Meeresgrund – wird kurz als CCS bezeichnet. CCS steht wörtlich für "Carbon Capture and Storage" (CO₂-Abscheidung und CO₂-Speicherung). Mit CCS wird hauptsächlich¹ das Ziel verfolgt, das beim Einsatz fossiler Energieträger im Kraftwerk sowie das aus Industrieprozessen prozessbedingt entstehende CO₂ nicht in die Atmosphäre gelangen zu lassen, um zu verhindern, dass es als Treibhausgas maßgeblich auf den Klimawandel wirken kann.

Der **Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)**, der so genannte Weltklimarat, hat bereits 2005 einen Sonderbericht zu CCS veröffentlicht und seither auch in seinen Sachstandsberichten die Rolle von CCS in vielen der Klimaszenarien, die eine Begrenzung einer 2°Celsius-Erwärmung ermöglichen könnten, berücksichtigt.² Gerade wenn es darum geht, die globalen Treibhausgasemissionen im Einklang mit den international vereinbarten Pariser Klimaschutzziele bei möglichst geringen Kosten zu realisieren - einer Begrenzung des globalen Erwärmungsanstiegs auf deutlich unter 2°C bis Ende des Jahrhunderts und einer damit einhergehenden zu erreichenden Treibhausgasneutralität³ in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts - , wird CCS dabei von der **Internationalen Energieagentur (IEA)** sogar als notwendige Option betrachtet⁴; in ihren jüngsten Energie- und Klimaschuttszenarien kommt die IEA zu dem Schluss, dass der Energiesektor 2060 Netto-Null-Emissionen innerhalb eines deutlich unter 2°C-Szenarios erreichen könnte, wenn der Anteil der an den dafür notwendigen globalen Emissionsreduzierungen durch die CCS-Technologien auf 32 % stiege.

-
- 1 Denkbar wäre auch der Einsatz der Speichertechnologien für die Realisierung negativer Emissionen, s. dazu auch die folgende Fußnote.
 - 2 Vgl. IPCC (2014). Climate Change 2014 - Mitigation of Climate Change, Working Group III Contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. I. In den genannten Szenarien spielt vor allem BECCS (Bioenergy with Carbon Capture and Storage) als Technologie zur Realisierung von negativen Emissionen eine bedeutende Rolle. Dabei sollen gezielt und zusätzlich anzupflanzende Pflanzen auf großen Plantagen beim Wachstum CO₂ aktiv binden und beim Verbranntwerden Energie liefern. Wenn das frei werdende CO₂ beim Verbrennen abgefangen/abgeschieden und unterirdisch verpresst würde, würde das zuvor noch in der Atmosphäre befindliche CO₂ dieser aktiv entzogen und die globalen CO₂-Konzentrationen (nicht nur nicht erhöht, sondern – so zumindest der Plan) tatsächlich reduziert.
 - 3 Wörtlich heißt es in Art. 4 Abs. 1 des Pariser Übereinkommens „ein Gleichgewicht zwischen den anthropogenen Emissionen von Treibhausgasen aus Quellen und dem Abbau solcher Gase durch Senken“:
<http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/18/096/1809650.pdf>
 - 4 Vgl. IEA (o.J.). Driving CCS forward in a below 2°C world: https://ieaghg.org/docs/General_Docs/Glossies/Driving_CCS_Forward_in_a_2C_World.pdf



5

Allerdings besteht keine Einigkeit dahingehend, dass globaler Klimaschutz international langfristig zwingend auf CCS angewiesen sein muss. Fraglich bleibt nach Ansicht einiger Akteure in Wissenschaft und Politik, ob ein massiverer Ausbau erneuerbarer Energien in der stärkeren Kombination mit Effizienzsteigerungen nicht eine Alternative für den Einsatz von CCS im Energiesektor böte.⁶ Zum einen wären **CO₂-Abscheidungstechnologien noch mit Unsicherheiten behaftet**: die großtechnische Machbarkeit steht noch aus, zu künftigen Kostensenkungsmöglichkeiten ist noch wenig bekannt, negative Auswirkungen auf andere Aspekte nachhaltigen Wirtschaftens sind möglich⁷ und die Ängste gegenüber einer CO₂-Speicherung in Teilen der (europäischen und deutschen) Bevölkerung führen gegenwärtig (noch) zu geringer politischer Machbarkeit einer stark vorangehenden Entwicklung. Und zum anderen wird von dieser Seite betont, dass schnelle und kurzfristige Emissionsreduktionen (z.B. einsteigend über ein schnelles Beenden der Kohleverstromung in entwickelten Ländern sowie der Einführung von CO₂-Mindestpreisen in Europa und China) noch die robusteste Möglichkeit seien, Klimaschäden zu verhindern⁸. CCS als mögli-

5 IEA (2017). CCS Technical Status Brief – October 2017: https://ieaghg.org/docs/General_Docs/Publications/CCS_Technical_Status_Brief_October_2017.pdf : 1; vgl. zu weiteren und ersten CCS-Szenarien auch IEA (2010). Energy Technology Perspectives - Scenarios & Strategies to 2050. Paris.

6 Vgl. dazu z.B. die **Internationale Agentur für Erneuerbare Energien (IRENA)**, die in ihrer Szenario-Berechnung für die Einhaltung eines unter 2° C-Erwärmungsanstiegs CCS ausschließlich für den Industriesektor berücksichtigt. IRENA u.a. (2017). Perspectives for the Energy Transition: https://www.energiewende2017.com/wp-content/uploads/2017/03/Perspectives-for-the-Energy-Transition_WEB.pdf

7 Bedenken werden z.B. hinsichtlich eines massiven Ausbaus der Bioenergieproduktion diskutiert, wobei diese Landnutzungskonflikte auslösen und auf Kosten der Nahrungsmittelproduktion und des Schutzes von Ökosystemen betrieben werden könnte.

8 Vgl. dazu Ottmar Edenhofer; PIK (2018). Wenn Emissionen jetzt rasch sinken, spart das spätere Kosten – und es muss nicht so viel CO₂ nachträglich aus der Luft geholt werden. Artikel vom 29.3.2018: <https://www.pik-potsdam.de/aktuelles/pressemitteilungen/wenn-emissionen-jetzt-rasch-sinken-spart-das-spaetere-kosten-und-es-muss-nicht-soviel-co2-nachtraeglich-aus-der-luft-geholt-werden>

che Klimaschutzoption auszuschließen, ist heute jedoch kein mehrheitlicher Stand der Diskussion von Klimaschutzorganisationen⁹ mehr. **Bedenken** werden heute stärker vor allem hinsichtlich der Nutzung von **CCS als möglicher Legitimation für den Bau neuer Kohlekraftwerke** (unter den Stichworten Renaissance der Kohle oder `clean coal`) angeführt. Betont wird von Klimawissenschaftlern daher gegenwärtig vor allem der Charakter von **CCS als Übergangstechnologie**, wobei CCS dann als wichtige Klimaschutzsäule ggf. tatsächlich im Energie-, aber vor allem wohl auch im Industriebereich fungieren könnte, um die hohen CO₂-Emissionsminderungsziele von 85-90 % bis zum Jahre 2050 in den Industrienationen zu erreichen.

Alle Komponenten integrierter CCS-Systeme existieren bereits. In bestimmten Industrieanwendungen (z.B. bei der Düngemittelproduktion) wird CCS schon angewandt; **insbesondere** aber bei der **Erdöl- und Erdgasgewinnung** ist **CCS ein schon länger eingesetztes Verfahren**¹⁰. Dabei wird vor allem abgeschiedenes CO₂ aus Erdgas im Zuge der Erschließung von Erdgasfeldern oder bei Flüssigerdgas-Projekten (Liquefied natural gas - LNG) dann für die Erdölförderung verwandt, um so eine bessere Viskosität des Erdöls durch die CO₂-Verpressung zu erhalten und es so besser und erschöpfender fördern zu können (= Enhanced Oil Recovery, EOR).¹¹ Im **Kraftwerksbereich** ist man bei CCS global gesehen über eine **kleine Anzahl von Pilot- und Demonstrationsprojekten** noch nicht hinaus gekommen; eine kommerzielle Anwendung in üblicher Blockgröße steht noch aus. Allerdings nehmen die in der Planung befindlichen Kraftwerksprojekte (auch mit einer direkten geologischen CO₂-Speicherung) global – mit starker Konzentration auf China - deutlich

So hat das PIK in einer aktuellen Studie ermittelt, wie hoch bei den derzeitigen oder verstärkten Klimaschutzpolitiken der Anteil von Carbon dioxide removal (CDR = Technologien zur nachträglichen Entfernung von CO₂ aus der Atmosphäre) ab 2050 sein müsste, wenn die in Paris gesetzte Erwärmungsgrenze eingehalten werden soll. Würde die Abscheidungsmenge ab 2050 bei `nur` 5 Milliarden Tonnen (t) CO₂ pro Jahr liegen, käme auch das schon dem Aufbau einer CCS-Industrie im Umfang der heutigen globalen Erdölindustrie gleich. Vgl. Jessica Streffler; Nico Bauer; Elmar Kriegler; Alexander Popp; Anastasis Giannousakis; Ottmar Edenhofer (2018). Between Scylla and Charybdis. Delayed mitigation narrows the passage between large-scale CDR and high costs. In: Environmental Research Letters. Vol. 13, No. 4. 29 March 2018: <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/aab2ba>

- 9 Vgl. zu älteren Positionen z.B. BUND (2011). Risiken der Verpressung von Kohlendioxid unter der Nordsee. Geowissenschaftliche Kurzstudie zu den Auswirkungen von Offshore-CCS: https://www.bund.net/fileadmin/user_upload_bund/migrated/publications/20110817_klima_risiken_ccs_offshore.pdf oder Umweltinstitut München e.V. (2012). ENERGIE UND KLIMA. CCS ist keine Lösung: <http://www.umweltinstitut.org/themen/energie-und-klima/kohle/ccs-ist-keine-loesung.html>
- 10 Diese Anwendung von CCS ist die deutlich verbreitetste aller international gegenwärtig existierenden CCS-Anlagen.
- 11 Darüber hinaus gibt es weitere stoffliche Nutzungen von CO₂ als Rohstoff (unter anderem Harnstoff, zyklische Carbonate, Salizylsäure) und als Industriegas. Vgl. dazu auch die Debatte über CCU (Carbon Capture and Utilisation = Abscheidung und Nutzung/Verwertung von CO₂ als Rohstoff); CCUS ist davon zu unterscheiden und bezieht sich auf den schon erwähnten und länger bestehenden CO₂-EOR-(Enhanced Oil/Gas Recovery) Einsatz. S. dazu u.a. IEA (2017). IEAGHG Information Paper. 2017-IP10. What's in a name (CCS, CCUS, or CCU) and the debate about CCU being a climate mitigation option?: https://ieaghg.org/docs/General_Docs/Publications/Information_Papers/2017-IP10.pdf

zu¹². Künftig wird vor allem über einen breiteren Einsatz für eine CO₂-Abscheidung in den Bereichen beispielsweise der Zement-, Stahl- und Aluminiumproduktion sowie der Petrochemie diskutiert, da hier prozessbedingt nicht vermeidbare CO₂-Emissionen anfallen.

Von vielen Wissenschaftlern wird von einem möglichen **kommerziellen Einsatz der Abscheidetechnik** aber **frühestens ab 2030** ausgegangen. Gegenwärtig stehen neben Fragen der Betriebssicherheit und der langfristigen Integrität der CO₂-Speicher (Seismizität, mögliche Auswirkungen von CO₂ auf die menschliche Gesundheit und Umwelt) vor allem die zusätzlichen Investitions- und Betriebskosten, die auch durch Effizienzsenkungen durch den Einsatz der Abscheidetechnik verursacht werden (= Wirkungsgradverluste bei Kraftwerken) und (noch) nicht ausreichend hohe Kohlenstoffpreise (oder ggf. eine direkte finanzielle staatliche Förderung) für einen dann wirtschaftlichen Betrieb, im Fokus, wenn Hindernisse der gegenwärtigen Erprobungsphase¹³ und eines groß angelegtem künftigen Einsatzes von CCS benannt werden.

Die Entwicklung vorantreiben könnte die selbst ernannte „**Powering Past Coal Alliance**“ aus bisher 25 Staaten und Regionen, die auf der Bonner Klimakonferenz im November 2017 eine Erklärung abgegeben haben, mit der sie ihre Absicht bekräftigen, aus der traditionellen Kohleverstromung („unbated coal“, Kohle ohne CCS) aussteigen zu wollen. Ihr Ziel ist es, bis zur nächsten Klimakonferenz Ende 2018 in Warschau die Allianz auf 50 Partner anwachsen zu lassen.¹⁴

Auch in Deutschland wird die Notwendigkeit einer neuen Debatte zu CCS zunehmend gesehen. In einem von der **Deutschen Akademie der Technikwissenschaften** initiierten Aufruf von Ende 2017 heißt es, dass neben weiteren Maßnahmen eine Dekarbonisierungsstrategie Deutschlands „auch die geologische Speicherung von anderweitig nicht vermeidbaren CO₂-Prozessemissionen

12 Hinzu kommt eine stärkere Ausrichtung von Kraftwerkstypen mit dem Verweis `CCS Ready`, wobei es sich um Kraftwerke handelt, bei denen CCS nachträglich nachgerüstet werden kann. Der Flächen- und Platzbedarf bei CCS-Kraftwerken ist deutlich größer.

13 An sich hatte der IEA Fahrplan von 2009 noch gefordert, bis 2020 weltweit rund 100 CCS-Projekte aufzubauen und dabei 300 Millionen Tonnen CO₂ zu speichern. Und auch im **European Energy Programme for Recovery (EEPR)** waren bis 2015 der europaweite Aufbau von 12 CCS-Demonstrationsprojekten geplant. (In die Förderung sollte u.a. auch das geplante Demonstrationskraftwerk im deutschen Jämschwalde fallen; das aber schließlich wie fast alle anderen Projekte ebenfalls, nicht realisiert wurde.) Vgl. zum EU-Plan: <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0217:FIN:DE:PDF>

Die IEA konstatiert in diesem Zusammenhang: „For every large-scale CCS project that has been operating or has commenced construction since 2010, there are at least two projects that have been cancelled.“ IEA (2016). 20 Years of Carbon Capture and Storage. Accelerating Future Deployment. Paris: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/20YearsofCarbonCaptureandStorage_WEB.pdf : 25.

14 Vgl. Energate messenger (2017). CCS VOR GLOBALEM COMEBACK. Artikel vom 16.11.2017: <https://www.energate-messenger.de/news/178832/ccs-vor-globalem-comeback> ; „Powering past Coal Alliance: Declaration“: u.a. auf https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/660041/powering-past-coal-alliance.pdf ; wörtlich heißt es “1..Government partners commit to phasing out existing traditional coal power in their jurisdictions, and to a moratorium on any new traditional coal power stations without operational carbon capture and storage within their jurisdictions. 2. Business and other non-government partners commit to powering their operations without coal. 3. All partners commit to supporting clean power through their policies (whether public or corporate, as appropriate) and investments, and to restricting financing for traditional coal power without carbon capture and storage.”: 1.

der Industrie in Betracht ziehen“ solle. Dafür müsse Deutschland die Chancen und Risiken von CCS und verwandten CCU-Technologien in der neuen Legislaturperiode – bei Vorlaufzeiten von mindestens zehn Jahren bis zum breiten Einsatz der Technologie – prüfen und daraus resultierende Handlungsoptionen mit allen gesellschaftlichen Akteuren beraten.¹⁵ Die Initiative wird unter anderem von der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, dem Chemie- und Biotech-Netzwerk DECHEMA, dem Fraunhofer-Institut ISI, den Klimaforschungsinstituten PIK in Potsdam und dem Wuppertal Institut sowie den Umweltschutzorganisationen WWF Deutschland und Germanwatch mitgetragen.

2. Rechtsrahmen in Deutschland

Seit August 2012 gilt in Deutschland ein rechtlicher Rahmen für die Erprobung und Demonstration der CCS-Technologie. Mit dem „Gesetz zur Demonstration und Anwendung von Technologien zur Abscheidung, zum Transport und zur dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid (Kohlendioxid-Speicherungsgesetz – KSpG)“¹⁶ wurde nach jahrelangen Verhandlungen innerhalb zweier Bundesregierungen und mit dem Bundesrat die **EU-Richtlinie 2009/31/EG** über die geologische Speicherung von Kohlendioxid in nationales Recht umgesetzt.

Mit der EU-Richtlinie sollten einheitliche Mindestanforderungen für die CO₂-Abscheidung, -transport und -speicherung in den Mitgliedstaaten geschaffen werden, die auf Genehmigung, materielle Anforderungen für Auswahl und Betrieb sowie für nachsorgende Maßnahmen zielen.¹⁷

15 Acatec (2017). Technische Wege zur Treibhausgasneutralität (Dekarbonisierung) in der Industrie: http://www.acatec.de/fileadmin/user_upload/Baumstruktur_nach_Website/Acatech/root/de/Projekte/Laufende_Projekte/Technische_Wege_zur_Dekarbonisierung/acatech_Bericht_Aufruf_CCUS.pdf; auf den möglichen Kraftwerkseinsatz von CCS bei der Nutzung fossiler Energieträger wird explizit nicht abgestellt.

16 Vgl. Gesetz zur Demonstration und Anwendung von Technologien zur Abscheidung, zum Transport und zur dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid vom 17. August 2012. Bundesgesetzblatt Jahrgang 2012 Teil I Nr. 38, ausgegeben zu Bonn am 23. August 2012, das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 10 des Gesetzes vom 20. Juli 2017 (BGBl. I S. 2808) geändert worden ist“. Zuletzt geändert durch Art. 2 Abs. 10 G v. 20.7.2017 I 2808:: [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/gesetzesentwurf-ccs-08-2012.pdf? blob=publication-File&v=1](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/gesetzesentwurf-ccs-08-2012.pdf?blob=publication-File&v=1)

17 Vgl. RICHTLINIE 2009/31/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 23. April 2009 über die geologische Speicherung von Kohlendioxid und zur Änderung der Richtlinie 85/337/EWG des Rates sowie der Richtlinien 2000/60/EG, 2001/80/EG, 2004/35/EG, 2006/12/EG und 2008/1/EG des Europäischen Parlaments und des Rates sowie der Verordnung (EG) Nr. 1013/200: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0031&from=DE>

Die Anlagen zur Richtlinie 2009/31/EG sowie die "Guidance Documents" enthalten darüber hinaus geotechnische Anforderungen an Erkundung, Risikobewertung und Überwachung von Standorten: https://ec.europa.eu/clima/policies/lowcarbon/ccs/implementation_en; auch die Emissionshandelsrichtlinie (2009/29/EC) definiert indirekt Anforderungen an die Überwachung von CO₂-Speichern: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0029&from=DE>

Das **CCS-Gesetz in Deutschland** ist in seiner Umsetzung durch klare zeitliche und mengenmäßige Grenzen **eindeutig auf die potenzielle Realisierung von Pilot- bzw. Demonstrationsprojekten begrenzt**:

So beträgt laut der deutschen gesetzlichen Grundlage die **maximale Speichermenge pro Speicher 1,3 Millionen t CO₂ jährlich**, deutschlandweit ist eine **Höchstspeichermenge von jährlich 4 Millionen t CO₂** festgesetzt (§ 2 Abs. 2 Satz 2 und 3). Zudem wurden den Bundesländern mit der **Länderklausel** umfangreiche Kompetenzen zur Entscheidung über die Demonstration der CCS-Technologie auf ihrem Landesgebiet eingeräumt, mit der sie auch die Option zum Ausschluss der CO₂-Speicherung auf ihrem Gebiet erhalten (§ 2 Abs. 5). Anträge auf Speicherzulassung sollten bis Ende 2016 gestellt werden können (§ 2 Abs. 2 Satz 1). Für die Zulassung konkreter Speichervorhaben durch Landesbehörden wurde das **Erfordernis einer Planfeststellung** festgelegt und eine Zulassung an **strenge Umweltauflagen** geknüpft. Danach sind vom Betreiber Vorsorgemaßnahmen gegen Beeinträchtigungen von Mensch und Umwelt „nach dem Stand von Wissenschaft und Technik“ zu veranlassen und umfangreiche Monitoring Konzepte zu erarbeiten sowie eine Deckungsvorsorge zu treffen (§ 4, § 11, § 13, § 30). Das Gesetz regelt nicht nur die notwendigen Voruntersuchungen zur Eignung eines dauerhaften Speichers, die Errichtung und den Betrieb (auch § 22, § 23, §24), sondern stellt auch Anforderungen an den Betreiber bezüglich einer Stilllegung und der Nachsorge (§ 17, § 18). **Frühestens 40 Jahre nach** dem Abschluss der Stilllegung kann von dem Betreiber eines CO₂-Speichers die **Übertragung der Verantwortung** auf das Bundesland, die öffentliche Hand, beantragt werden (§ 31).

Das deutsche CCS-Gesetz sieht vor, dass die Demonstration der Kohlendioxidspeicherung **bis Ende 2018** und danach in vierjährigen Abständen evaluiert werden soll. Nach § 44 Abs. 2 heißt es, dass der **Evaluationsbericht** der Bundesregierung an den Deutschen Bundestag dabei insbesondere Folgendes untersuchen und bewerten soll:

- „den Beitrag, den die Abscheidung, der Transport und die dauerhafte Speicherung von Kohlendioxid für den Klimaschutz und eine möglichst sichere, effiziente und umweltverträgliche Energieversorgung und Industrieproduktion leisten kann,
- die Auswirkungen der Technologien zur Abscheidung, zum Transport und zur dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid auf die Umwelt,
- die wirtschaftlichen Auswirkungen der Technologien zur Abscheidung, zum Transport und zur dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid,
- die Möglichkeit und Notwendigkeit einheitlicher Standards,
- die Notwendigkeit und Zweckmäßigkeit, Ziele und Grundsätze der Raumordnung für den Untergrund festzulegen, um Nutzungskonkurrenzen zwischen der Kohlendioxidspeicherung und anderen Nutzungsmöglichkeiten zu lösen und

Auf der internationalen Ebene stellen das „**Übereinkommen zum Schutz der Meeresumwelt des Nordostatlantiks**“ und das „**Protokoll zum Londoner Übereinkommen über die Verhütung der Meeresverschmutzung durch das Einbringen von Abfällen und anderen Stoffen**“ Regelungen für die CO₂-Speicherung auf. Danach ist die Speicherung im Meeresuntergrund bei hohen Anforderungen grundsätzlich zugelassen, aber die CO₂-Speicherung in der Wassersäule untersagt: <http://www.imo.org/en/OurWork/Environment/LCLP/EmergingIssues/CCS/Pages/default.aspx>

- Möglichkeiten und Chancen einer europäischen Zusammenarbeit bei dem Transport und der Speicherung von Kohlendioxid.“

Sollte sich aus dem Bericht die Notwendigkeit gesetzgeberischer Maßnahmen ergeben, sieht das Gesetz vor, dass die Bundesregierung diese dann vorschlagen solle (§ 44 Abs. 3).

Dem deutschen CCS-Gesetz waren zuvor zwei Anläufe der Bundesregierung vorausgegangen, ein Kohlendioxid-Speichergesetz zu verabschieden. Ein erster Anlauf der großen Koalition zur Verabschiedung eines CO₂-Speichergesetzes scheiterte im Juni 2009 vor Ende der 16. Legislaturperiode. In die folgende Diskussion um den Gesetzentwurf fielen zahlreiche Proteste in der Bevölkerung – insbesondere zu einem CO₂-Speichervorhaben in Schleswig-Holstein, aber auch in Brandenburg. Vor allem Schleswig-Holstein und Niedersachsen vertraten in der Folge den Wunsch nach Hervorhebung zeitlicher und mengenmäßiger Begrenzungen zu CO₂-Speichervorhaben. Ein neuer Gesetzentwurf der Bundesregierung vom April 2011 nahm diese Kritik auf, scheiterte aber im September 2011 im Bundesrat. Nach Anrufung des Vermittlungsausschusses durch die Bundesregierung konnte im Sommer 2012 eine Einigung und Verabschiedung des Gesetzes erzielt werden.

Einige Bundesländer machten bisher **Gebrauch von der Länderklausel**. Mecklenburg-Vorpommern erließ bereits im Mai 2012 ein Gesetz, das die CO₂-Speicherung ausschließen sollte, Schleswig-Holstein verabschiedete ein entsprechendes Gesetz im März 2014 und in Niedersachsen gilt seit Juli 2015 ein eigenes Kohlendioxid-Speicherungsgesetz zum Ausschluss der Speicherung.¹⁸

Der **CO₂-Testspeicher in Ketzin**, an dem seit 2005 durch das GeoForschungsZentrum Potsdam Forschungen zur CO₂-Speicherung und seit 2008 auch eine CO₂-Injektion durchgeführt wurde, wurde noch nach Bergrecht genehmigt. Auch weitere Untersuchungsgenehmigungen zur Erkundung von CO₂-Speichern wurden vor Inkrafttreten des KSpG nach Bergrecht (Aufsuchung von Sole) beantragt. Das CCS-Gesetz sah diesbezüglich eine Überleitung dieser Erkundungsgenehmigungen vor.

3. Die Abscheidung von CO₂: Technische Verfahren, Umsetzung und Forschungslage

Bei der Abscheidung wird CO₂ von anderen Abgasbestandteilen getrennt, getrocknet (oder verflüssigt) und ggf. für den Transport verdichtet.

Dabei ist die Anwendung unterschiedlicher Verfahren für die Abtrennung aus Gasgemischen möglich, die, wie erwähnt, auch in ausgewählten Industrieprozessen schon eingesetzt werden.

18 Vgl. Kohlendioxid-Speicherungsausschlussgesetz Mecklenburg-Vorpommern (KSpAusschlG M-V) vom 30. Mai 2012: <http://www.landesrecht-mv.de/jportal/portal/page/bsmvprod.psml?showdoccase=1&st=lr&doc.id=jlr-KSpAusschlGMVrahmen&doc.part=X&doc.origin=bs>

Vgl. Niedersächsisches Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (NKSpG) vom 14. Juli 2015: <http://www.nds-vo-ris.de/jportal/?quelle=jlink&query=KSpG+ND&psml=bsvorisprod.psml&max=true&aiz=true>

Vgl. Gesetz zur Regelung der Kohlendioxid-Speicherung in Schleswig-Holstein (KSpG SH) vom 27. März 2014: <http://www.gesetze-rechtsprechung.sh.juris.de/jportal/?quelle=jlink&query=KSpG+SH&psml=bssho-prod.psml&max=true&aiz=true>

Bezüglich eines Kraftwerkeinsatzes stehen dabei ebenfalls die drei grundsätzlichen Techniken im Fokus der Anwendung bzw. weiteren Forschung:

- die Abscheidung des CO₂ aus dem Rauchgas nach der Verbrennung ("Post-Combustion"),
- die Abscheidung des CO₂ aus dem Brennstoff ("Pre-Combustion") und
- die Verbrennung mit reinem Sauerstoff (Oxyfuel-Verfahren).

Auf internationaler Ebene sind diese Verfahren alle in Pilotanlagen realisiert. Jede der Techniken hat gegenüber den anderen spezifische Vor- und Nachteile. Kritische Größen sind vor allem die Wirkungsgradverluste, die Abscheidungsrate (welcher Anteil des CO₂ wird erfasst), die Reinheit des abgeschiedenen CO₂, Umweltwirkungen auf Luft-, Wasser- und Abfallpfad, die Trägheit von Prozessen im Lastfolgebetrieb und die Kosten. Der Forschungsschwerpunkt bezieht sich gegenwärtig vor allem darauf, die kritischen Größen bezüglich der Effizienz der CO₂-Abscheidung zu verbessern (auch über Abscheideverfahren der zweiten Generation) und den Einsatz der Technik damit weniger kostenintensiv zu gestalten als bisher möglich (und somit einem großtechnischen Einsatz näher zu kommen).

Gerade auch für den künftigen Einsatz von CO₂-Abscheidung im Industriebereich bezüglich der Prozessemissionen sind diese Verfahren oder Teile der entsprechenden Prozesse ebenfalls von großer Bedeutung.

Nachfolgend wird in der Darstellung zu den technischen CO₂-Abscheidungsverfahren vielfach auf den aktuell zusammengetragenen Forschungsstand aus dem für das BMWI erstellten Teilbericht zu CCS des mehrbändigen Technologieberichts von Ende Dezember 2017 durch das Forschungszentrum Jülich abgestellt.¹⁹

3.1. Post-Combustion-Capture-Verfahren: CO₂-Abtrennung durch nachgelagerte Waschung aus dem Rauchgasstrom

Post-Combustion-Capture (PCC) wird das Verfahren genannt, bei dem die CO₂-Abtrennung nach dem eigentlichen Verbrennungsprozess beim Rauchgasreinigungsprozess vorgenommen wird. Dabei gelten die **chemischen Absorptionsverfahren** als gegenwärtig am aussichtsreichsten. Als mögliche Wasch-/Lösungsmittel kommen aminbasierte, ammoniakhaltige sowie alkalihaltige Lösungen in Frage. Im Verfahren wird dabei das im Rauchgas befindliche CO₂ – das Rauchgas fossil befeuerter Kraftwerke besitzt einen CO₂-Gehalt von 12-14 Vol. % - in einem Absorber an ein CO₂-Wasch-/Lösungsmittel gebunden. Das Wasch-/Lösungsmittel wird anschließend durch Temperaturerhöhung oder Druckwechsel wieder vom CO₂ gelöst – wobei die Regeneration des beladenen Lösungsmittels viel Energieeinsatz benötigt – und danach wieder zum Absorber geführt, wo der Wäsche-/Abscheidekreislauf von Neuem beginnt.

19 Vgl. Forschungszentrum Jülich; Peter Markewitz; Li Zhao; Martin Robinius (2017). Technologiebericht 2.3 (Zweiter Teilbericht) CO₂-Abscheidung und Speicherung (CCS) innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energie-wende. Stand 15.12.2017: https://www.energieforschung.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/605CD6257D2946BFE0539A695E8620A8/live/document/2.3_CO2-Abscheidung_und_Speicherung_CCS_.pdf: 9-12.

Die größten Erfahrungen liegen für die aminbasierten CO₂-Wäschen vor, da sie bereits schon lange großtechnisch in der Industrie, insbesondere der Erdgasaufbereitung und z.B. auch der Ammoniakherstellung, eingesetzt werden - allerdings mit teilweise deutlich anderen Prozessbedingungen als sie für die Anwendung im Kraftwerksbereich relevant sind. Die Übertragbarkeit auf Kraftwerksprozesse ist derzeit Gegenstand von vielen Forschungsaktivitäten, jedoch steht die großtechnische und kommerzielle Machbarkeit in Kraftwerken üblicher Blockgröße noch aus. In zahlreichen kleineren Pilot- und auch einigen wenigen Demonstrationsanlagen wurde aber die prinzipielle Machbarkeit zur Dekarbonisierung von Kraftwerksrauchgasen über das Post-Combustion-Verfahren gezeigt.

Die **weltweit größten Aminwäschen für den Kraftwerkseinsatz**, die weltweit zugleich die überhaupt einzigen größeren operativen CCS-Anwendungen im Kraftwerksbereich sind²⁰, befinden sich derzeit in

- den USA²¹ mit dem 2017 retrofitteten Kohlekraftwerk **Petra Nova** (240 MW) in Texas und
- dem seit 2014 CO₂-abscheidenden Braunkohlekraftwerk **Boundary Dam**²² (110 MW, Abtrennung bis zu 1Mt CO₂ pro Jahr) in Kanada nahe Winnipeg.

3.1.1. Gegenwärtiger wissenschaftlicher Erkenntnisstand zu Post-CC

Neben dem Umstand, dass das Verfahren in anderen chemischen Prozessen bereits kommerziell Anwendung findet, sehen Wissenschaftler die Vorteile des aminbasierten Post-CC-Verfahrens in der Möglichkeit einer optimalen Integration in den Kraftwerksprozess bei weitgehender Nicht-Veränderung des Basiskraftwerksprozesses, dem **Ermöglichen (bisher als einzige Techniklinie) einer Nachrüstung** mit dieser Abscheidetechnik bei bestehenden Kraftwerken, die hohen erreichbaren CO₂-Reinheiten (>99,99 %) bei hohen Abscheidegraden – wobei auch darauf hingewiesen wird, dass keine der Abscheideverfahren großtechnisch bisher CO₂-Abscheidequoten von über 90% gezeigt habe – und im derzeitigen „learning by doing“ durch die **bestehenden Testungen im Demonstrationsmaßstab**. Als nachteilig werden ökologische Auswirkungen wie Sprühverluste von Aminen bzw. Folgeprodukten, die hohe Rate der Lösungsmitteldegradierung durch Reaktionen mit Schwefeldioxid oder Stickoxid und der Klärungsbedarf zum Flexibilitätsgrad der Betriebsweise beschrieben, ebenso wie die bei allen CO₂-Abscheidungsvarianten hohen Investitionskosten und hohen Wirkungsgradverluste, die für Kohlekraftwerke – unabhängig von der Abscheidungs-Techniklinie – insgesamt bei 8-12% Gesamtwirkungsgradverlust liegen sollen und

20 Vgl. dazu auch die Fußnote 87 dieser Arbeit; vgl. ansonsten US Energy Information Administration (2017): Petra Nova is one of two carbon capture and sequestration power plants in the world. 31.10.2017: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=33552>

21 In den USA und in Kanada finden auch gegenwärtig weitere intensive Forschungen zum PCC-Verfahren statt z. B. im Nationalen Zentrum für Kohlenstoffabscheidung (NCCC) in Alabama und in der Shand Carbon Capture Test Facility im kanadischen Saskatchewan. Vgl. IEA 2016: 28.

22 In Boundary Dam wird der Großteil des abgeschiedenen CO₂ in Erdölvorkommen geleitet/gepresst (EOR, s. dazu S. 6 dieser Arbeit), nur ein kleiner CO₂-Anteil gelangt in eine salzhaltige Grundwasserschicht. (Vgl. dazu auch Fußnote 88 dieser Arbeit).

einen entsprechend steigenden Brennstoffeinsatz bei CCS gegenüber dem konventionellen Kraftwerksbetrieb erfordern.²³

Neben den Verfahren der chemischen Absorption gilt als weitere Option eines Trennverfahrens das Carbonate-Looping-Verfahren (Prinzip: trockene Sorption). Bei diesem Verfahren wird Kalk als Kreislaufmedium für den Prozess eingesetzt. Da der Prozess in einem Temperaturbereich von 650–900° C abläuft, kann die gesamte dem Prozess zugeführte Energie zur Stromproduktion genutzt werden. Hieraus soll sich ein vergleichsweise geringer Wirkungsgradverlust ergeben. Ebenso gelten membranbasierte Verfahren (Polymermembranen, organische/anorganische Hybridmembranen) als weitere Möglichkeit des Post-Combustion-Verfahrens. Gegenüber Verfahren mit chemischer Absorption handelt es sich hierbei um Techniken, mit denen sich nach Einschätzung der Forschenden weitere Effizienzverbesserungen erreichen lassen könnten. Allerdings befinden sich solche innovativen Konzepte noch in einem sehr frühen Entwicklungs- bzw. Forschungsstadium. Sie werden daher auch als Post-Combustion der zweiten Generation bezeichnet, da mit ihrem Einsatz erst langfristig zu rechnen ist.²⁴

3.1.2. Erkenntnisse aus deutschen Pilotanlagen zu Post-CC an Kraftwerken

Neben dem Kraftwerk “Schwarze Pumpe“, an dem in Deutschland an einem Kraftwerk CO₂-Abscheidung betrieben wurde, das aber mit dem Oxyfuel-Verfahren arbeitete, gelten in Deutschland die drei nachfolgenden CO₂-Abscheidungs-Pilotanlagen als größte an Kraftwerken (alle arbeiten/arbeiteten auf Basis von Aminwäscheverfahren)²⁵:

- Kraftwerk Staudinger (2009 - 2013),
- Kraftwerk Heilbronn (2011 - 2014),
- Kraftwerk Niederaußem (2009 - noch aktiv).

Ab 2009 wurde im **Kraftwerk Staudinger** von Siemens Energy und E.ON ein Aminwäscheverfahren, welches auf einer wässrigen Lösung von Aminosäuresalzen basierte, erprobt. Diese Testphase wurde als erfolgreich beschrieben. Nach eigenen Angaben erzielte das angewandte Verfahren nahezu ohne Waschmittelemissionen eine CO₂-Abscheideleistung von mehr als 90% bei einer Minderung des Wirkungsgrades des Kraftwerkes nur um etwa sechs Prozentpunkte.²⁶ Der Anlagenbetrieb wurde von Siemens „temporär“ ausgesetzt.

Am **Kraftwerk in Heilbronn** von EnBW wurden 2011 erste Praxistests zum Aminwäscheverfahren durchgeführt. 2012 ging noch eine zweite Testanlage zur Abscheidung von CO₂ in Betrieb,

23 Vgl. 2. Teilbericht (CCS) des Technologieberichts (2017): 10.

24 Vgl. 2. Teilbericht (CCS) des Technologieberichts (2017): 9.

25 Die nachfolgenden Informationen erheben keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Auch Nachfragen bei den Kraftwerken selbst erbrachten teilweise keine weiteren Informationen.

26 Vgl. Kraftwerkforschung Aktuell vom 19.01.2012. Neues Waschmittel zur CO₂-Abscheidung: <http://kraftwerkforschung.info/neues-waschmittel-zur-co2-abscheidung>, s. auch: <https://www.uniper.energy/de/kraftwerk-staudinger>

mit der ebenfalls eine deutliche Reduktion des Energieverbrauches des Abscheideprozesses in Testungen vorangebracht werden sollte. 2014 folgten weitere Testreihen.²⁷

Im von RWE, Linde und BASF betriebenen Projekt am **Kraftwerk Niederaußem** wird die CO₂-Abscheidung seit 2009 bis heute mit einer Vielzahl von aminbasierten Lösungsmitteln beforscht, als **einzig größere noch in Betrieb befindliche CO₂-Abscheidungsanlage an einem Kraftwerk in Deutschland**. Nach eigenen Angaben stellte sich dabei bisher die so genannte OASE® blue-Technologie als bestes Verfahren heraus, wobei der Energieaufwand dieser Technologie um etwa 20 % gegenüber anderen Einsätzen gesenkt werden konnte und sich die neuen Lösemittel durch eine deutlich erhöhte Stabilität gegenüber Sauerstoff auszeichneten, so dass der Lösemittelverbrauch verringert werden konnte. Die weitere Leistungssteigerung des Wäscheprozesses war Gegenstand weiterer Forschungen. Ziel war es bisher in Niederaußem, einen Abscheidegrad von rund 90 % zu erreichen und dabei weniger als 10 % beim Wirkungsgrad einzubüßen.²⁸

Laut Angaben der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe wurden und werden darüber hinaus auch **viele kleinere PCC-CO₂-Abscheidungs-Anlagen im Technikmaßstab** betrieben, z. B. an den Universitäten Freiberg, der TU Darmstadt und Stuttgart.

3.2. Oxyfuel-Combustion-Verfahren: CO₂-Aufkonzentration im Rauchgas durch Verbrennung unter Sauerstoff

Beim Oxyfuel-Combustion-Verfahren wird die **Verbrennung** von kohlenstoffhaltigen Brennstoffen **unter einer Sauerstoffatmosphäre** verstanden, wodurch eine hohe Konzentration des Kohlendioxids erreicht wird. Gegenüber Rauchgasen aus konventionellen Kohlekraftwerken ist der Anteil des CO₂ im Rauchgas bei Oxyfuel-Anlagen somit bei knapp 90 %. Das Rauchgas besteht nach der Rauchgasreinigung und -wäsche im Wesentlichen aus einem reinen Kohlendioxid-Wasserdampf-Gemisch. Nach dem Auskondensieren besteht das Rauchgas fast nur noch aus CO₂. Die Bereitstellung von Sauerstoff für den Verbrennungsprozess erfolgt mit einer kryogenen Luftzerlegungsanlage, in welcher der Sauerstoff der Luft durch Kondensation bei tiefen Temperaturen (<-182° C) abgeschieden wird.

Die Verbrennung mit reinem Sauerstoff führt gegenüber heutigen Kraftwerken zu deutlich höheren Verbrennungstemperaturen und erfordert aufgrund der geänderten wärme- und strömungstechnischen Randbedingungen einen anderen Brenner und Feuerraum. Zur Begrenzung der Feue-

27 Vgl. Kraftwerksforschung Aktuell vom 21.12.2011. CCS-Anlage: Heizkraftwerk Heilbronn testet Aminwaschlösungen: <http://kraftwerksforschung.info/ccs-anlage-heizkraftwerk-heilbronn-testet-aminwaschlösungen/>

Vgl. zu den Forschungsergebnissen der drei MEA-Versuchskampagnen an der CO₂-Testanlage Heilbronn Alexander Rieder (2016). CO₂-Abscheidung aus Kraftwerksrauchgasen mit wässriger MEA-Lösung - Waschmitteldegradation und Aufbereitungsverfahren. Dissertation an der Universität Stuttgart: <https://elib.uni-stuttgart.de/handle/11682/8999>

28 Vgl. RWE (2014). CO₂-Wäsche. <http://www.rwe.com/web/cms/de/2734/rwe/innovation/kraftwerke/fossil-gefeuerte-kraftwerke/CO2-waesche/>; <http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/345926/data/2734/6/rwe/innovation/kraftwerke/fossil-gefeuerte-kraftwerke/CO2-waesche/CO2-Waesche-Modernster-Klimaschutz-fuer-Kohle-kraftwerke.pdf>; <http://kraftwerksforschung.info/emissionen/CO2-waesche-am-boa-block-des-kraftwerks-niederausseml/>

nungstemperaturen wird ein Teil des CO₂-reichen Verbrennungsgases in den Feuerungsraum zurückgeführt. Gleichzeitig wird hierdurch nicht umgesetzter Sauerstoff erneut dem Verbrennungsprozess zugeführt und der Restsauerstoffgehalt des Rauchgases abgesenkt.

Bisher wurde die Oxyfuel-Technologie eher im relativ kleinen Maßstab getestet. Dabei gehört die zum Zeitpunkt **2008**, an dem dort mit der CO₂-Abscheidung begonnen wurde, **weltweit größte Oxyfuel-Anlage** mit einer Leistung von 30 MW am

- **deutschen Braunkohlekraftwerksstandort Schwarze Pumpe** (2008-2014) dazu.

Hinzu kommen Pilotprojekte an Kraftwerken im

- australischen Callide (2012-2015; 30 MW) oder
- beim Total Lacq-Gaskraftwerks-Projekt (2010-2013, 30 MW).

Derzeit gibt es weltweit **keine Oxyfuel-Demonstrationsanlagen im größeren Maßstab**. Auch befinden sich weltweit keine Großanlagen im Bau. Allerdings hat **Chinas Huazhong Universität** der Wissenschaften und Technologie 2016 eine **35 MW-Oxyfuel-Test-Anlage** in Betrieb genommen, die Vorbereitungen für die Entwicklung eines **Demonstrationskraftwerkes in China um 2020** liefern soll (s. dazu das Shanxi International Energy Group CCUS-Projekt in Kapitel 5 dieser Arbeit, mit einer geplanten CO₂-Abscheidung von 2Mt CO₂ pro Jahr).²⁹

3.2.1. Gegenwärtiger wissenschaftlicher Erkenntnisstand zu Oxyfuel

Die **Wirkungsgradverluste** eines kohlegefeuerten Oxyfuel-Kraftwerks werden mit 8-11 % angegeben. Der **größte Anteil** des Verlustes entfällt dabei auf die **Luftzerlegungsanlage** für die `Produktion` des Sauerstoffs. So sei laut Wissenschaftlern die Gewinnung von Sauerstoff aus Luft ähnlich schwierig und energieaufwändig wie die konventionelle Abtrennung von CO₂ aus den Abgasen. Durch eine optimale Einbindung in den Kraftwerksprozess ließen sich die Effizienzverluste noch einmal minimal verringern und bei einem Umstieg auf einen verbesserten Luftzerlegungsprozess (3-Säulen-Prozess) konnte in Versuchen der Effizienzverlust auf bis zu 8 % abgesenkt werden.

Neben dem hohen Effizienzverbesserungspotenzial, das die Wissenschaftler damit bei der Abscheidung mittels des Oxyfuel-Verfahrens ausmachen, gelten als Vorteile der Technik für den Kraftwerkseinsatz, dass Luftzerlegungsanlagen Stand der Technik sind und dass das Verfahren geringe ökologische Auswirkungen zeigt. Als nachteilig gilt, dass eine Veränderung des Brenners und Kesseldesigns (Feuerraum) für das Oxyfuel-Verfahren erforderlich ist, dass der Nachweis, dass das Verfahren auch zum Nachrüstung taugt, noch aussteht, dass mit dem Verfahren eine begrenzte Flexibilität sowie – wie bei allem gegenwärtigen Abscheidungstechnologien – hohe Kosten einhergehen.³⁰

29 Vgl. IEA (2016): 29.

30 Vgl. 2. Teilbericht (CCS) des Technologieberichts (2017): 12.

In einer Langfristperspektive werden darüber hinaus visionäre Alternativen der Sauerstoffzerlegung (Metalloxide als Sauerstoffträger oder das Führen von Metalloxid zwischen zwei Reaktoren im Kreislauf) diskutiert, mit denen deutlich geringere Effizienzverluste einhergehen sollen. „Eine andere Option zur Abtrennung von Sauerstoff aus der Luft bestünde in der Nutzung von sauerstoffleitenden Membranen (Perovskite, Fluorite). Hier werden je nach Konzept Wirkungsgradverluste in einer Bandbreite von 6-10 % angegeben.“³¹

3.2.2. Erkenntnisse aus der deutschen Oxyfuel-Pilotanlage „Schwarze Pumpe“

In Deutschland wurde von Alstrom und Vattenfall nach erfolgreichem Test in einer Versuchsanlage im September 2008 im Industriepark „Schwarze Pumpe“ eine erste Pilotanlage (mit einer thermischen Leistung von 30 MW) zur CO₂-Sequestrierung mit dem Oxyfuel-Verfahren in Betrieb genommen. Die Investitionskosten betragen 70 Mio. Euro. Geplant war, mit Hilfe der Ergebnisse aus dem Pilotbetrieb aus der mehrjährigen Forschungsphase bis spätestens 2015 zwei Demonstrations-Kraftwerke in Deutschland (Jämschwalde) und Dänemark bauen zu können.

Von Vattenfall selbst wurden die allgemeinen Ergebnisse aus dem Oxyfuel-Forschungsbetrieb als erfolgreich auch für die tatsächliche Umsetzung einer Demonstrationsanlage gewertet. So „funktionierte Oxyfuel im Pilotmaßstab“, die zulässigen Emissionen wurden eingehalten, notwendige CO₂-Reinheiten (> 99,7 %; Vergleich Lebensmittelqualität > 99,99 %) auch für einen problemlosen Pipeline-Transport erreicht und ein Erkenntnisübertrag aus der Pilot- zur Demo-Anlage als ausreichend gesehen. Zudem sei die Kopplung der CO₂-Versorgung mit dem Oxyfuel-Brenner problemlos möglich gewesen, die Ausbrandwerte der Kessel- und Filterasche waren typisch, ein Umlasten (Luft- zu Oxyfuelbetrieb) war in 20 Min. möglich, Beharrungszustände stellten sich bedeutend später ein, die Rauchgasreinigung war vergleichbar mit dem Luftbetrieb konventioneller Kraftwerke und die CO₂-Abscheidegrade konnten bei > 90 % nachgewiesen werden.³²

31 2. Teilbericht (CCS) des Technologieberichts (2017): 11.

32 Vgl. Burchhardt, Uwe (Projektleiter Oxyfuel-Forschungsanlage Vattenfall Europe Generation AG) (2010). Abscheidung und Einlagerung von Kohlendioxid (CCS-Technologie). Vortrag auf dem Fachkolloquium des Landesamtes für Umweltschutz SA Halle am 7. Oktober 2010: https://sachsen-anhalt.de/fileadmin/Bibliothek/Politik_und_Verwaltung/MLU/LAU/Klima/Klimaschutz/Dateien/Vortrag_Vattenfall_CCS-Technologien.pdf : 19-21.



Auch international fanden die Forschungsergebnisse zu der Oxyfuel-Anlage in „Schwarze Pumpe“ breite Beachtung und Anerkennung.

2014 beendete Vattenfall den Betrieb der Pilotanlage und begründete dies vor allem mit der (sei-nerzeit) nicht vorhandenen ausreichenden politischen Unterstützung für CCS in Deutschland und wollte die Erkenntnisse im Wesentlichen in den Bau des CCS-Demonstrationsprojektes im Kohlekraftwerk BoundaryDam in Kanada einbringen³⁴. Das Demonstrationskraftwerk in Jänschwalde wurde nicht gebaut.

3.3. Pre-Combustion-Capture-Verfahren: CO₂-Abtrennung vor der Verbrennung

Das Pre-Combustion-Verfahren basiert auf dem Prinzip der **physikalischen Absorption** und eignet sich insbesondere für die **Verstromung** von Kohle in **Gas- und Dampfturbinen-Kombikraftwerken** mit integrierter Kohlevergasung (Integrated Gasification Combined Cycle, IGCC). Dabei wird die Kohle nicht wie im herkömmlichen Dampferzeuger verfeuert, sondern zunächst in einem Vergaser in ein Brenngas umgewandelt.

Im Verfahren reagieren mit Hilfe geeigneter Katalysatoren Kohlenstoffmonoxid und Wasserdampf zu Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff; das dadurch gewonnene Gasgemisch besteht hauptsächlich aus Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid. Bedingt durch die Vergasung bei einem Druck bis 60 Bar wird dann eine hohe CO₂-Konzentration und damit ein hoher CO₂-Partialdruck im Gasge-

33 Burchhardt, Uwe (2010): 14

34 Vgl. Seidler, Christopf (2014). Klimaschutztechnik. Vattenfall gibt CCS-Forschung weitgehend auf. In: Spiegel-Online vom 7.5.2014: <http://www.spiegel.de/wissenschaft/technik/rueckzug-vattenfall-gibt-forschung-zu-ccs-weitgehend-auf-a-968042.html>

misch eingestellt. Unter diesen Bedingungen kann CO₂ physikalisch aus dem Gasgemisch herausgereinigt/absorbiert werden. Das so aufbereitete Brenngas besteht anschließend überwiegend aus Wasserstoff (bis zu 90 %) und kann dann in einer (Wasserstoff-) Gasturbine verbrannt werden.

Das Pre-Combustion-Verfahren ist für den IGCC-Kraftwerksprozess konzipiert und **setzt** daher schon einen **kommerziellen Einsatz dieses Basisprozesses voraus**. 2016 befanden sich **weltweit überhaupt nur** insgesamt **10 IGCC-Kraftwerke im Bau oder in Betrieb**, während gleichzeitig Kohlekraftwerke auf Basis der Kohleverbrennung weltweit die dominierende Technik darstellen. 2011 wurde bisher eine Pre-CC-Abscheidungs-Pilotanlage im niederländischen Buggenum in Betrieb genommen. Zudem wird das physikalische Lösungsmittelsystem Rectisol beispielsweise in den USA in Vergasungsanlagen in Dakota und Kemper County eingesetzt.³⁵ Die neuerliche Umsetzung der Pre-Combustion-Techniklinie würde bisher jeweils den Neubau eines Kohlekombikraftwerkes voraussetzen. In der frühen Entwicklungsphase befindet sich ein Demonstrationsprojekt in China (Huaneng GreenGen IGCC Large-scale System, s. Kapitel 5 dieser Arbeit).

3.3.1. Gegenwärtiger wissenschaftlicher Erkenntnisstand zu Pre-CC

Neben der genannten mangelnden Anlagenverfügbarkeit wirken auch die insgesamt **hohen Investitionskosten für IGCC-Kraftwerke** für die Zukunft **hemmend** für einen Einsatz des Pre-Combustion-CO₂-Abscheidungsverfahrens im Kraftwerksbetrieb. Hinzu kommen hohe Betriebskosten (über die Bereitstellung von Sauerstoff für die Vergasung/Reformierung).

Als Vorteile der Technik machen Wissenschaftler ihr hohes Effizienzpotenzial (bei den **geringsten Wirkungsgradverlusten** von nur 7- 8 % der drei Techniklinien) aus. Bei einer Prozessoptimierung und dem Einsatz einer wasserdampfpermeablen Membran zur Regulierung des Dampfhaushalts werden die Wirkungsgradverluste auf dann nur noch bis zu 3,6 % geschätzt. Als Pluspunkt gilt zudem, dass das Verfahren der physikalischen Absorption von CO₂ bereits heute schon in der Industrie kommerziell eingesetzt wird (bei der Erdgasaufbereitung sowie der Synthesegasherstellung, bei Herstellung von Ammoniak oder Harnsäure). Allerdings wird gerade für diese Techniklinie noch erheblicher Forschungsbedarf benannt.

3.4. Stand der Anwendung und Potenziale der CO₂-Abscheidung in Industrieprozessen

Schätzungsweise 27 %³⁶ der weltweiten CO₂-Emissionen wurden nach Angaben der IEA 2016 durch industrielle Prozesse verursacht. Eine Emissionsreduktion (von CO₂, Methan, Distickstoffoxid u. a.) auch in diesem Bereich zum Erreichen der sich mit dem Pariser Klimaschutzübereinkommen gesetzten Klimaschutzziele wird künftig noch bedeutender. Von vielen Seiten wird daher der Einsatz von CO₂-Abscheidetechniken auch – oder sogar ausschließlich - für Industrieprozesse als unbedingt notwendig erachtet.

35 Vgl. IEA (2016): 28.

36 Ca. drei Viertel dieser Emissionen stammen aus den Branchen Eisen und Stahl, Zement, Raffinerien sowie sonstigen Industrieprozesse (z. B. Gasaufbereitung, H₂-Herstellung, Ammoniakherstellung).

Die vorangehend beschriebenen bekannten und drei derzeit im Fokus stehenden CO₂-Abscheidungsverfahren bieten auch Möglichkeiten, CO₂ aus Industrieprozessen³⁷ abzuscheiden. Das wird z. B. für die Bereiche Raffinerien, Stahl und Eisen, Zement und Klinker bereits intensiv diskutiert.³⁸

In einigen **Raffinerien** wird benötigter Prozessdampf in betriebseigenen Kraftwerken erzeugt. Dabei könnten auch CO₂-Abscheidungsverfahren (integriert in den Raffinerieprozess) zum Einsatz kommen. Prinzipiell wäre der Einsatz von allen derzeit diskutierten CCS-Verfahren dabei möglich. Für Öfen und Dampferzeuger kommen sowohl die chemische Absorptionswäsche als auch physikalische Absorptionsverfahren in Frage. Letzteres wird insbesondere in Kombination mit einer Vergasung von Petrolkoks diskutiert. Ein mögliches Problem könnten die relativ niedrigen CO₂-Gehalte des Abgasstroms sein, was durch Aufkonzentration mit Hilfe des Oxyfuel-Verfahrens gelöst werden könnte. Und da etwa 5-20 % der CO₂-Emissionen aus der Herstellung von Wasserstoff resultieren, der für diverse Crackverfahren benötigt wird und derzeit mit Hilfe der Dampferformierung von Erdgas oder durch Vergasung von schweren Raffinerierückständen produziert wird, wäre auch hier der Einsatz von CCS-Verfahren (z. B. physikalische Wäsche) möglich. Wissenschaftler gehen gegenwärtig davon aus, dass neben der Wirtschaftlichkeit die technische Integration dieser Verfahren in den eigentlichen Raffinerieprozess ein Problem sein könnte, wie auch der zusätzliche apparative Aufwand, der zu Platz- und Raumproblemen führen könnte. Der CCS-Teil des Technologieberichts 2017 des BMWI erwähnt ein derzeit weltweit einziges größeres **Demonstrationsprojekt (Alberta ACTL, im Bau, s. dazu Kapitel 5 dieser Arbeit)**, in dem der Einsatz von CO₂-Abscheidungsverfahren in Raffinerien getestet wird.

Im Bereich der **Stahl- und Eisenherstellung** wird der Einsatz von CCS-Technologien entlang der Hochofen-Konverter-Strecke in den Blick genommen. Eine vielversprechende Möglichkeit sei das sogenannte Gichtgas-Recycling (top gas recycling), bei dem das CO₂ durch eine chemische oder physikalische Wäsche abgeschieden und danach dem Hochofenprozess als Reduktionsmittel wieder zugeführt wird. Durch Einblasen von Sauerstoff in den Hochofen können der Stickstoffanteil im Gichtgas gesenkt und die Eigenschaften des Gichtgases verbessert werden. Eine weitere Möglichkeit wird darin gesehen, das im Gichtgas befindliche Kohlenmonoxid mit Hilfe einer Shift-Reaktion in CO₂ umzuwandeln und dann das im Synthesegas enthaltene CO₂ mit Hilfe einer physikalischen Wäsche abzutrennen. Das verbleibende H₂/N₂-Gemisch könnte mit Hilfe eines Gasturbinenprozesses genutzt werden. Direktreduktionsverfahren stellen eine weitere Option der Primärstahlherstellung dar. Die Direktreduktion erfolgt mit einem Reduktionsgas auf Erdgasbasis. Das reduzierte Eisen wird anschließend mit einem Elektro-Lichtbogenofen geschmolzen. Ein Vorteil des Verfahrens besteht darin, auf Kokereien zukünftig verzichten zu können und damit den CO₂-Ausstoß deutlich zu verringern. Die aus dem Reduktionsprozess resultierenden CO₂-Emissionen könnten mit herkömmlichen CCS-Verfahren abgeschieden werden. Derzeit wesentliches Hemmnis für den Einsatz von Direktreduktionsverfahren sei die schlechtere Wirtschaftlichkeit und das eingeschränkte Produkteinsatzspektrum. Am Stahlstandort Abu Dhabi wird seit 2016 im Rahmen eines Forschungsprojekts (**Abu Dhabi CCS project5, s. dazu Kapitel 5 dieser Arbeit**) der-

37 Vgl. zum Diskussionsstand auch z.B. BGR (2015). Gemeinsame Speicherung von CO₂ aus Industrieprozessen und Kraftwerken – ein zukunftsfähiger Ansatz?: https://www.bgr.bund.de/DE/Gemeinsames/Nachrichten/Aktuelles/2015-11-11_PM_speicherung_CO2.html

38 Vgl. auch wörtlich, stark eingekürzt für die folgenden Ausführungen die Kapitel 1.8.4, 18.4.1-1.8.4.4 des 2. Teilberichts (CCS) des Technologieberichts (2017): 15-22.

zeit die Möglichkeit einer CO₂-Abscheidung für ein Direktreduktionsverfahren im großtechnischen Maßstab als Anwendung in der Stahlbranche untersucht (dabei wird das abgeschiedene CO₂ für die Erdölförderung eingesetzt). Wissenschaftler gehen davon aus, dass chemische und physikalische Wäschen bis hin zu Druckwechseladsorptionsverfahren und kryogenen Verfahren bei CO₂-Abscheideverfahren in der Rohstahlerzeugung eingesetzt werden könnten.

Bei der **Zementherstellung** (Zement hat einen Klinkeranteil von ca. 70 %) bestehen Möglichkeiten zur Reduzierung der CO₂-Emissionen in der verfahrenstechnischen Optimierung, einer Brennstoffsubstitution des Energieeinsatzes für den Ofenbetrieb sowie eine Reduzierung des Klinkeranteils im Zement. Als weitere Variante ist der Einsatz von CO₂-Abscheideverfahren denkbar, indem das Abgas (ca. 14-33 Vol. % CO₂) hinter dem Klinkerofen mit Hilfe einer chemischen Wäsche abgeschieden wird. Auch eine Alternative in der Zementherstellung ist denkbar, über einem Celitement®-Prozess⁷, der gegenüber dem herkömmlichen Prozess bei niedrigeren Temperaturen arbeitet und etwa 50 % weniger Energie benötigt. Darüber hinaus bestünde prinzipiell die Möglichkeit der Elektrifizierung der Wärmeerzeugung, wodurch ein reiner CO₂-Abgasstrom vorläge, der auch für die direkte CO₂-Nutzung in Frage käme. In der Zementindustrie sind größere Pilot- oder Demonstrationsversuche zur Erprobung von CO₂-Abscheideanlagen noch nicht realisiert. Aber beispielsweise werden nach Angaben der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe gegenwärtig Versuche zur CO₂-Abscheidung an einem Zementwerk von **Heidelberg Zement in Hannover** durchgeführt³⁹ und auch in **Norwegen** ist - im Rahmen der Auswertung von Arbeiten zum **CLIMIT-Testprojekt** zur CO₂-Abscheidetechnik, in Abhängigkeit von unterschiedlichen Rauchgaszusammensetzungen an einem Zementwerk - aktuell die großtechnische Demonstration auch an einem Zementwerk inklusive Transport und Speicherung des Industrie-CO₂s im Meeresboden in zeitnahe Planung (s. dazu auch das Kapitel 5 dieser Arbeit).

Tab. 1-3 Prinzipiell geeignete CO₂-Abscheideverfahren für ausgewählte Industrieprozesse

	Chemische Absorption	CO ₂ -Aufkonzentration	Druckwechseladsorption	Kryogene Verfahren	Physikalische Absorption
Zement	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Ammoniaksynthese	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Erdgasaufbereitung	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Eisen und Stahl	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Raffinerien	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Quelle: Markewitz und Bongartz (2012)

40

39 Vgl. zu europäischen Initiativen auch CWmcap EU Project (2017). Notwendigkeit der CO₂-Abscheidung aus der Zementindustrie: <https://www.sintef.no/globalassets/project/cemcap2/kccus-cemcap-status-final-version.pdf>

40 2. Teilbericht (CCS) des Technologieberichts (2017): 22.

4. Die CO₂-Speicherung

Während noch mehrere Fragen zur kosteneffizienten und kommerziell anwendbaren CO₂-Abscheidung zu klären sind, scheinen für die Wissenschaft die zunächst grundsätzlichen Fragen zum Transport⁴¹ und zur geologischen Speicherfähigkeit tendenziell geklärt.

So gilt prinzipiell, „dass Gase sehr lange im tiefen Untergrund gespeichert werden können. Die Erdgaslagerstätten, welche heute weltweit genutzt werden, sind meist vor Millionen von Jahren entstanden und haben seit dieser Zeit das Gas im Untergrund fest eingeschlossen gehalten. Darüber hinaus belegen natürliche CO₂-Gaslagerstätten (z. B. in Deutschland in der Rhön, Südfrankreich), dass eine langfristige Speicherung von CO₂ in dafür geeigneten Schichten und die Rückhaltung durch Deckgesteine effizient möglich sind.“⁴² Hinzukommen die jahrzehntelangen Erfahrungen bei der unterirdischen Erdgasspeicherung in porösen Gesteinen zum Ausgleich saisonaler Bedarfsschwankungen, bei der Deutschland mit seinen über 40 Gasspeichern in der EU der größte und weltweit der viertgrößte Anwender ist.⁴³ Basierend auf diesen Erfahrungen gehen viele Wissenschaftler davon aus, dass die Injektion und geologische Speicherung von CO₂ grundsätzlich für Mensch und Umwelt risikoarm umgesetzt werden kann, wenn bestimmte Bedingungen für die Auswahl des Speicherortes, den Injektionsbetrieb und die Überwachung erfüllt sind.

4.1. Geologische Voraussetzungen und Speicheroptionen

Als geologisch zu erfüllendes Kriterium gilt für einen CO₂-Speicherort zunächst, dass ein natürlicher **Porenraum** in durchlässigen Gesteinsschichten vorhanden sein muss, der dann zur Speicherung des CO₂ genutzt werden kann. „Ein potenzielles Speichergestein muss [dabei] über eine möglichst **hohe Porosität** und eine gute Verbindung dieser Poren untereinander verfügen, damit sich Gase oder Flüssigkeiten im Gestein schnell verteilen können [**gute Permeabilität**]. Zusätzlich muss die Gesteinsschicht **hinreichend großräumig** ausgebildet sein, um über genügend Speicherkapazität zu verfügen.

Für eine Speicherung von CO₂ kommen Gesteine ab einer **Tiefe von 800 Metern** in Betracht. Der Grund dafür ist die vergleichsweise hohe Dichte (ca. 600 kg/m³), die CO₂ unter den dort herrschenden Druck- und Temperaturverhältnissen besitzt. Unter diesen Bedingungen kann der Porenraum der Speichergesteine besonders effizient genutzt werden.“⁴⁴

„Ein weiterer wichtiger Faktor ist die Dichte des CO₂, die sich über die Druck- und Temperaturbedingungen im Speicherhorizont und über die Reinheit des CO₂ definiert. Da CO₂ eine geringere

41 Um das CO₂ vom Ort der Abscheidung zu den geeigneten Speicherorten zu transportieren, sind Varianten per Schiff oder via Pipeline umsetzbar. In den Schiffen wird Kohlenstoffdioxid als Flüssiggas und in Pipelines als überkritisches Gas (Zustand oberhalb eines bestimmten Drucks und bestimmter Temperaturen: Verhalten wie ein Gas, Dichte wie eine Flüssigkeit) befördert. Beide Transportarten werden heute bereits zur Bereitstellung von Propan und Butan (LPG, Liquid Petrol Gas) bzw. von Erdgas kommerziell genutzt.

42 GFZ Potsdam (o.J.). Speicheroptionen: <http://www.CO2ketzin.de/CO2-speicherung/speicheroptionen/>

43 Vgl. GFZ Potsdam (o.J.). Fragen und Antworten zur CO₂-Speicherung: <http://www.CO2ketzin.de/dialog-amp-kontakt/fragen-und-antworten/>

44 GFZ Potsdam (o.J.). Fragen und Antworten.

Dichte als das in den Porenräumen befindliche Wasser hat, beginnt es nach der Injektion nach oben zu steigen. Die wichtigste Voraussetzung für die Speicherung ist daher ein abdeckendes **Barrieregestein**, zum Beispiel aus **Salz oder Ton**, das als Verschluss wirkt. [Diese Gesteinstypen kommen weltweit in **Sedimentbecken** vor.] Die Beschaffenheit der Speicherformation und des Deckgebirges bestimmt die maximal zulässigen Speicherdrücke. **Vorteilhaft** für die Speicherung sind sogenannte Antiklinalen (**Aufwölbungen**), die als natürliche Fallen genutzt werden können, so dass sich das CO₂ wie unter einer Glocke ansammelt.

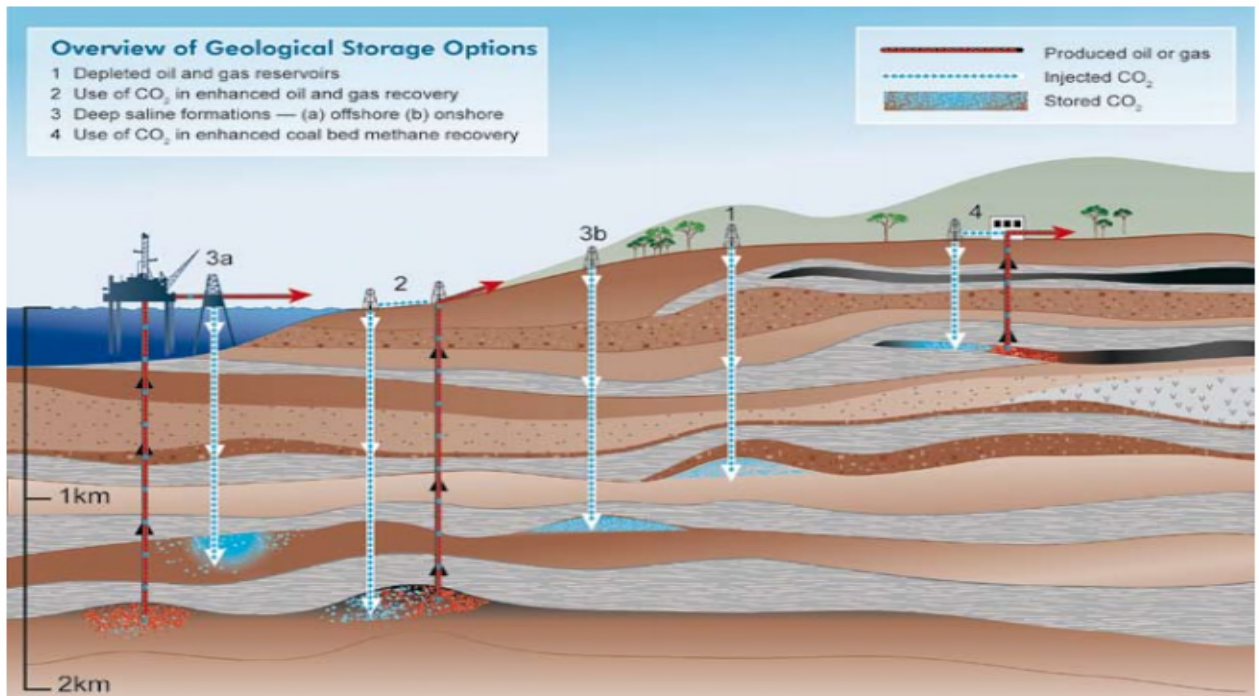
Das eingebrachte CO₂ verdrängt teilweise das im Gestein vorhandene Formationswasser. Weiterhin kommt es zu Wechselwirkungen mit den verschiedenen Medien im Reservoir (Flüssigkeiten, Gase und Gestein). Durch **Mineralneubildungen**, Bindung des CO₂ in kleinen Poren und **Lösung des CO₂ im vorhandenen salzhaltigen Formationswasser** ergeben sich mögliche Rückhalte-mechanismen, die das CO₂ [dann] dauerhaft binden können.“⁴⁵

Als Speicheroptionen (s. Abbildung) für die geologische Speicherung von CO₂ kommen daher im Wesentlichen (fast)⁴⁶ **ausgebeutete Öl- und Erdgaslagerstätten, unwirtschaftliche Kohleflöze**⁴⁷ sowie tiefliegende salzwasserführende Gesteinsschichten/salzhaltige Grundwasserschichten (**saline Aquifere onshore und offshore**) in Frage.

45 GFZ Potsdam (o.J.). Speicheroptionen: <http://www.CO2ketzin.de/CO2-speicherung/speicheroptionen/>; Untersuchungen zeigen zudem, dass wahrscheinlich ein Anteil auch dauerhaft als überkritische Flüssigkeit bestehen bleiben könnte.

46 Bei Öl- und Gaslagerstätten kann das Kohlendioxid zudem zusätzlich genutzt werden, um das bisher nicht aus den Lagerstätten förderbare Erdöl oder Erdgas zu gewinnen (so genannte **Enhanced Oil** beziehungsweise **Gas Recovery**).

47 Bei einer Injektion in nicht abbaubare Kohleflöze, bestünde laut Forschenden der Vorteil, dass CO₂ an der Kohle sorbiert (durch schwache physikalische Wechselwirkungen fixiert) wird. Das in der Kohle normalerweise enthaltene sogenannte Flözgas Methan würde dadurch verdrängt und könnte als Energiequelle gefördert und genutzt werden. Es gibt bereits Forschungen, deren Gegenstand es ist, im Meeresboden entnommenes Methan gegen CO₂ auszutauschen.



48

4.2. Allgemeine Erkenntnisse des deutschen GeoForschungsZentrums zur Sicherheit der geologischen CO₂-Speicherung

Grundsätzlich werden im Zusammenhang mit der CO₂-Speicherung hauptsächlich drei Problematiken diskutiert:

- Es ergeben sich Fragen des Verbleibs des verdrängten Salzwassers verbunden mit einem eventuellen Aufstieg in Grundwasserleiter. Zudem könnte CO₂ bei einem Ausgasen mit dem vorhandenen Grundwasser Kaltwassergeysire erzeugen, wobei lokal im Untergrund giftige Schwermetalle aus den Gesteinen gelöst und diese so in das regionale Grundwasser eingetragen werden könnten.
- Auch bei der Verpressung von CO₂ und zur Verdrängung von Salzwasser könnte ein solch hoher Druck verwandt werden, der deutlich über dem Formationsdruck und der Zugspannung des Gesteins liegt, dass induzierte Erdbeben auftreten können, die im Einzelfall auch zu Erschütterungen über der Fühlgrenze führen können.
- Auch die Frage von Leckagen (Undichtigkeiten) wird im Zusammenhang mit einer CO₂-Speicherung aufgeworfen.

48 IPCC Special Report Carbon Dioxide Capture and Storage (2005). Summary for Policymakers. A Special Report of Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change: https://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srccs/srccs_summaryforpolicymakers.pdf: 5.

Das Deutsche GeoForschungsZentrum als Deutschlands nationales Zentrum für die Erforschung der festen Erde, das mehr als 800 Wissenschaftler beschäftigt und gemeinsame Professoreuren mit vielen Universitäten unterhält, stellt diese diskutierten Gefahren innerhalb des wissenschaftlichen Forschungsstandes vor allem in den Zusammenhang mit einer gewissenhaften Auswahl der Standorte und individuellen Reservoir-Simulationen geophysikalischer und geochemischer Überwachungsmethoden:⁴⁹

Bei der Frage eines **möglichen Eindringens von CO₂** bei einer Speicherung **in höher gelegene Grundwasserschichten** sei das Eindringen prinzipiell möglich, wenn sich natürliche oder anthropogene Leckagewege für das CO₂ oberhalb eines Speichers befänden. Und möglicherweise vorhandene Brüche oder Störungszonen in den abdeckenden Gesteinsschichten könnten natürliche Wegsamkeiten für das CO₂ in höher gelegene Grundwasserhorizonte darstellen, doch durch eine sorgfältige geologische Erkundung des potenziellen Speicherstandortes müsse dieses Risiko minimiert werden.

Auch durch den Menschen entstandene Wegsamkeiten können an aktiven oder bereits stillgelegten Bohrungen auftreten. Es gebe jedoch schon jahrzehntelange Erfahrung mit dem sicheren Verschluss von Bohrungen in Erdöl-, Erdgas- und auch natürlichen CO₂-Lagerstätten und weltweit würden derzeit diese Verfahren auch noch weiter- und neuentwickelt, um sie für die Anforderungen von CO₂-Speichern zu optimieren.

Bezüglich eines **Einflusses von CO₂ auf Grundwasser und Speichergestein** sei festzuhalten, dass sich durch die Lösung von CO₂ im Salzwasser der Speichergesteinsformation Kohlensäure bildet, die das Wasser saurer macht. Das kohlensäure Wasser kann Stoffe aus den Gesteinen des Grundwasserleiters lösen und auf diese Weise die Wasserzusammensetzung verändern. Grad und Art einer möglichen Veränderung ließen sich aber nicht pauschal voraussagen, sondern hingen vor allem von der mineralogischen Zusammensetzung des Speichergesteins, aber auch der Qualität des Wassers ab, könnten im Vorfeld der geologischen Erkundung aber abgeschätzt werden.

Auch im Süßwasser spielten sich im Kontakt mit CO₂ prinzipiell die gleichen Vorgänge ab wie im Salzwasser. Gelöstes CO₂ könne dabei unterschiedliche Effekte auf die mögliche Nutzung als Trinkwasser haben. Einerseits könnten im Wasser gelöstes CO₂ inklusive der aus dem Gestein des Grundwasserleiters gelösten Mineralbestandteile das Wasser möglicherweise ungeeignet für die menschliche Nutzung machen. Andererseits seien dagegen weltweit viele mit CO₂ angereicherte Grundwasser begehrte Mineralwasser, die für medizinische Zwecke verwendet oder in Flaschen abgefüllt verkauft werden.

Zur **Auslösung von Erdbeben** könne gesagt werden, dass die Entstehung von Erdbeben durch die Druckerhöhung während der CO₂-Speicherung generell möglich ist. Kaum spürbare Mikrobeben seien hier sehr gut bekannt. Das Risiko von Rissbildungen und daraus resultierenden

49 Vgl. zu den nachfolgenden Ausführungen dieses Unterkapitels GFZ, Helmholtz-Zentrum Potsdam, Pilotstandort Ketzin Forschungsprojekt CO₂MAN (o.J.). Fragen und Antworten zur CO₂-Speicherung. Fragen und Antworten zum Pilotstandort Ketzin: <http://www.CO2ketzin.de/dialog-amp-kontakt/fragen-und-antworten/>; GTZ (o.J.). Überwachung: <http://www.CO2ketzin.de/CO2-speicherung/CO2-ueberwachung/>

Erdbeben werde durch die langsame Injektion von CO₂ in die geologischen Speicherhorizonte unter permanenter Druckkontrolle, die die Integrität der Deckschichten nicht gefährden, aber minimiert.

Wenn es bei einer CO₂-Speicherung trotz aller Sicherheitsmaßnahmen zum **Entweichen von CO₂ an der Erdoberfläche**⁵⁰ kommen sollte, so seien die von ihm ausgehenden Gefahren im Vergleich zu anderen Gasen (z.B. Erdgas) gering, da CO₂ ungiftig und auch nicht brennbar oder explosiv sei. In Abhängigkeit der Randbedingungen wie Fließrate, Geländeform, Windgeschwindigkeit und Richtung werde entweichendes CO₂ schnell mit der Umgebungsluft vermischt und dadurch auf ein ungefährliches Maß verdünnt. Weil jedoch zu hohe Konzentrationen, auf Dauer eingeatmet, ein gesundheitliches Risiko für den Menschen darstellten, müssten die Prozesse möglicher CO₂-Austritte aus Speichern und deren Auswirkungen vollständig verstanden sein, um Speicherstandorte mit höchstmöglicher Sicherheit auswählen und betreiben zu können.

Die Erkenntnisse von natürlichen CO₂-Austritten würden darüber hinaus helfen, das Gefährdungspotenzial durch CO₂-Austritte im Rahmen einer CO₂-Speicherung abzuschätzen und Maßnahmen zur Gefahrenprävention durchzuführen. So lebten viele Menschen in Gegenden mit natürlichen CO₂-Austritten: In der Nähe von Rom wohnten Menschen in 30 Meter Entfernung zu Gasaustrittsstellen, an denen täglich ca. 7 t CO₂ ausströmten und die Gaskonzentrationen im Boden 90 % erreichten.

Grundsätzlich würden aber bei zukünftigen CO₂-Speichern eher keine Leckagen zu erwarten sein, wenn die Speicher entsprechend in intensiver lokalspezifischer Voruntersuchung ausgewählt und nach dem Stand von Wissenschaft und Technik erkundet würden.

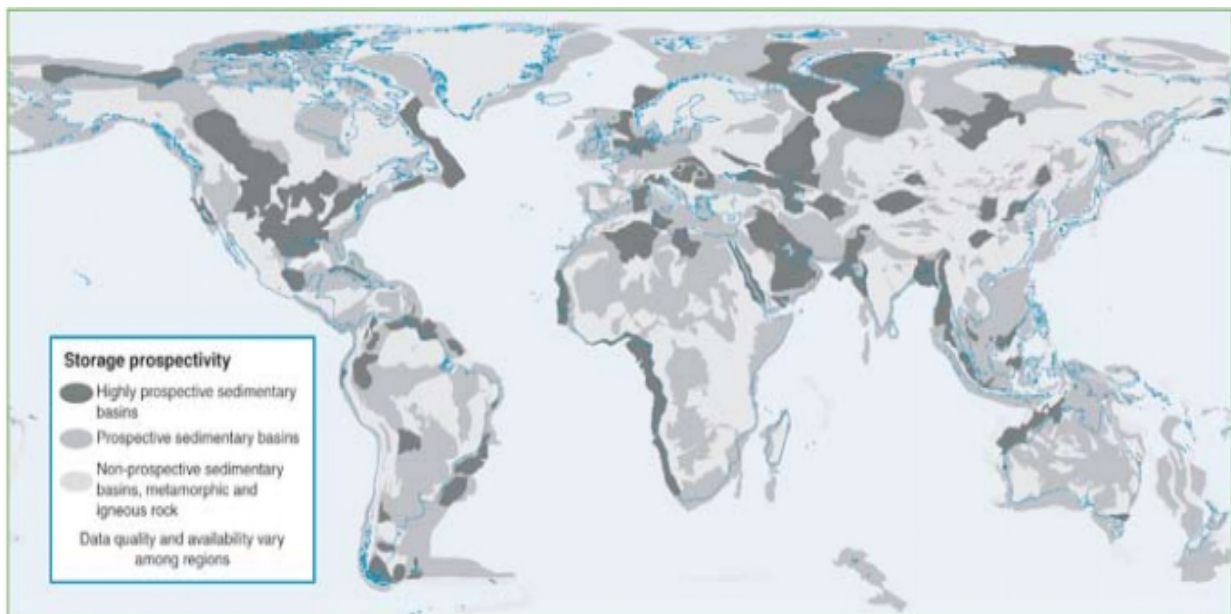
Der Frage der **individuellen Erkundung** jeder Speicherstätte **und ihrer Überwachung** käme hohe Bedeutung zu. Schon heute stünde eine große Anzahl an Überwachungsmethoden zur Verfügung. Viele von ihnen seien Standardmethoden der Öl- und Gasindustrie, die für die Besonderheiten der CO₂-Speicherung z. T. schon angepasst wurden, aber auch durch weitere Forschung stetig ergänzt würden. Dabei sei für eine umfassende Speicherüberwachung die Kombination der verschiedenen Methoden wie z. B. Geoelektrik, Seismik, Temperatur- und Drucküberwachung sowie die Analyse von Flüssigkeits- und Gasproben wichtig, ebenso wie die Kombination von unterschiedlichen Messanordnungen mit unterschiedlichem zeitlichen

50 Vgl. insgesamt zu Sicherheit geologischer Speicher und insbesondere zu potenziellen Leckagen eingehender auch Michael Kühn, Axel Liebscher, Sonja Martens, Fabian Möller, Thomas Kempka, Martin Streibe (2012). Sicherer Betrieb geologischer CO₂-Speicher am Beispiel des Pilotstandorts Ketzin. In: Forschungszentrum Jülich GmbH; Institut für Energie- und Klimaforschung (IEK) Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE) (Hrsg.), CO₂-Abscheidung, -Speicherung und -Nutzung: Technische, wirtschaftliche, umweltseitige und gesellschaftliche Perspektive Advances in Systems Analysis 2 (131-148): <http://user.fz-juelich.de/re-cord/131987/files/FZJ-131987.pdf>; vgl. auch Jones; Blackford; Foekema; Queiros (2015). Developments since 2015 in understanding potential environmental impacts of CO₂ leakage from geological storage. In: International Journal of Greenhouse Control. Special Issue commemorating the 10th anniversary of the publication of the IPCC Special Report on CCS (350-377): https://www.researchgate.net/publication/279059257_Developments_since_2005_in_understanding_potential_environmental_impacts_of_CO2_leakage_from_geological_storage

und räumlichen Auflösungsvermögen innerhalb der einzelnen Methoden⁵¹. Modellierungen und Simulationen seien weitere wichtige Werkzeuge, um die Vorgänge im jeweils einzelnen zu betrachtenden Speichersystem zu beschreiben und zu prognostizieren. Überwacht werden sollten z. B. die Ausbreitung des CO₂ im Speicher (geophysikalische Messungen), die Integrität des Speichers durch Quantifizierung des injizierten CO₂ mittels geophysikalischer Daten, die CO₂-Konzentration in Bodennähe, die Dichtigkeit der Bohrungen (Druckmessungen, PNG-Verfahren), Druck- und Temperaturmessungen an Bohrlochköpfen, die Grundwasserzusammensetzung sowie pH-Wert und Leitfähigkeit.

4.3. Schätzungen zu weltweiten und nationalen CO₂-Speicherkapazitäten

Der **IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage** von 2005 (IPCC SRCCS) veröffentlichte eine weltweite Übersicht (von Geoscience Australia) zur Darstellung der Gebiete mit Sedimentbecken, in denen sich geeignete Salzformationen, Öl- oder Gasfelder oder Kohleflöze für eine geologische CO₂-Speicherung befinden:



52

-
- 51 Vgl. eingehender zur Reservoir-Überwachung Michael Kühn, Thomas Kempka, Axel Liebscher, Stefan Lüth, Sonja Martens, Cornelia Schmidt-Hattenberger (2011). Geologische CO₂-Speicherung am Pilotstandort in Ketzin – sicher und verlässlich: http://www.CO2ketzin.de/uploads/media/System_Erde_02-2011_CO2-Speicherung_02.pdf : 47.
- 52 IPCC (2005). Report Carbon Dioxide Capture and Storage (2005). Summary for Policymakers. A Special Report of Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change: https://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srccs/srccs_summaryforpolicymakers.pdf : 9. Die Übersicht soll dabei nur als Anhaltspunkt zu Speicherkapazitäten zu verstehen sein, da nur Teildaten verfügbar bzw. unterschiedliche regionale Datenqualitäten gegeben waren.

Dabei gingen die maximalen Schätzungen für **weltweite** Speicherkapazitäten in **Öl- und Gasfeldern** von **bis zu 900 Gigatonnen (Gt) CO₂** und in **salzhaltigen Formationen** als sehr wahrscheinlich von **mindestens 1.000 Gt CO₂** aus:

Table 5.2 Storage capacity for several geological storage options. The storage capacity includes storage options that are not economical.

Reservoir type	Lower estimate of storage capacity (GtCO ₂)	Upper estimate of storage capacity (GtCO ₂)
Oil and gas fields	675 ^a	900 ^a
Unminable coal seams (ECBM)	3-15	200
Deep saline formations	1000	Uncertain, but possibly 10 ⁴

^a These numbers would increase by 25% if "undiscovered" oil and gas fields were included in this assessment.

53

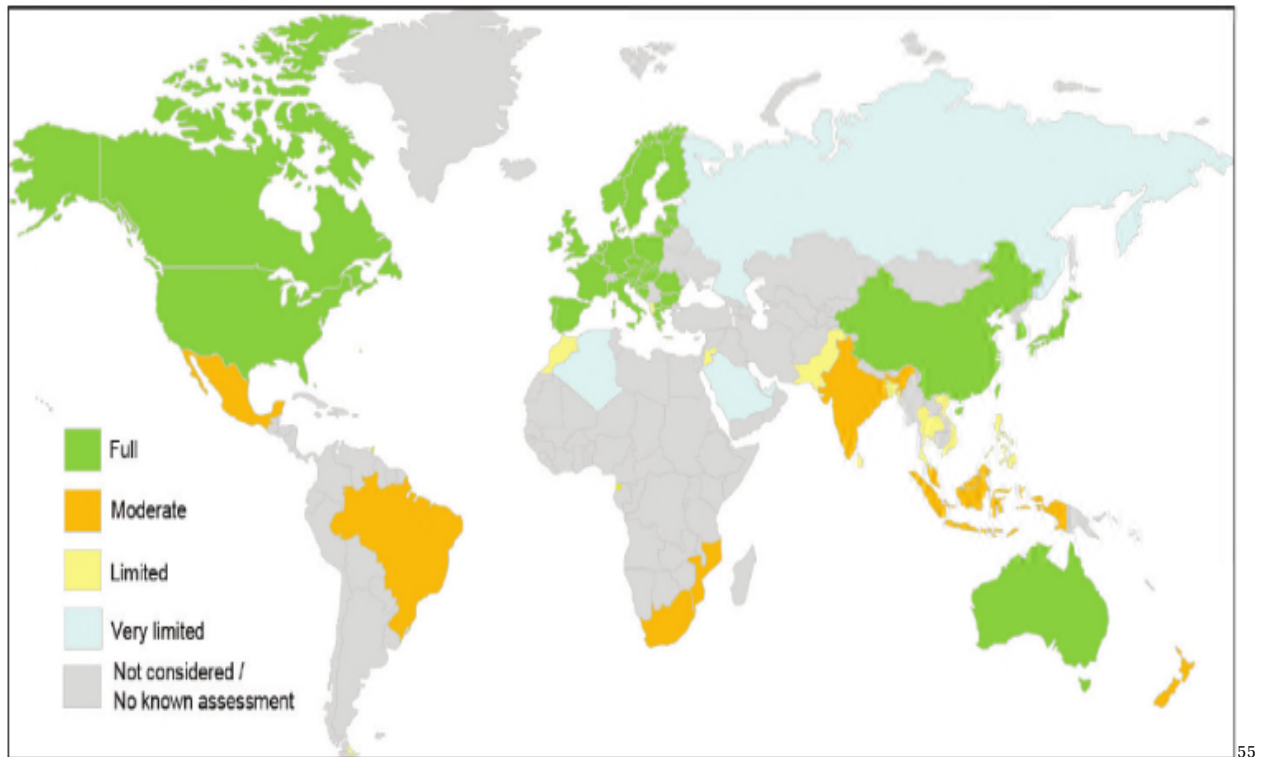
Darauf bezugnehmend wird daher häufig von einem **weltweiten Speicherpotenzial** von **mindestens 2.000 Gt CO₂** ausgegangen, wobei höchste Schätzungen bis zu 11.000 Gt vermuten.

2016 stellte die **Internationale Energieagentur (IEA)** fest, dass in den letzten zehn Jahren das Interesse an Kohleflözen als potenzielle Speicheroption zurückgegangen ist, auch die Forschung zu Speicherkapazitäten zu Basaltformationen und Schiefer sei eher marginal. Der Fokus der Speicherforschung beschränke sich gegenwärtig im Schwerpunkt auf die **tiefen salzhaltigen Formationen**, die auch nach neueren Schätzungen **nach wie vor das höchste Potenzial** für Speicherkapazitäten böten.⁵⁴

In der Arbeit von Consoli/Wildgunst wurden **2016** die verfügbaren Speicherkapazitäten anhand einer **Auswertung aller aktuell verfügbaren Studien** zu Speicherpotenzialen in einem „**Global Storage Portfolio**“ dargestellt, das einen Einblick in die jeweiligen regionalen Schätzungen erlaubt:

53 IPCC (2005). IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Metz, B., O. Davidson, H. C. de Coninck, M. Loos, and L. A. Meyer (eds.)]. Cambridge, New York: https://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srccs/srccs_wholereport.pdf; 221, s. zu eingehenden Ausführungen die darauf folgenden vier Seiten des über 400 Seiten starken Berichtes.

54 Vgl. IEA (2016). 20 Years of Carbon Capture and Storage - Accelerating Future Development. Paris: IEA/OECD: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/20YearsofCarbonCaptureandStorage_WEB.pdf : 32f



55 Christopher P. Consoli; Neil Wildgust (2016). 13th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, GHGT-13, 14-18 November 2016, Lausanne, Switzerland. Current status of global storage resources. In: Energy Procedia 114 4623 – 4628: <https://reader.elsevier.com/reader/sd/195F3EF1315AA551366A979D1245E1A8DD54229F26CE9CB3984A78D4EF0FE4DB7306EEA08401DCB043627960BF341E34> : 4626

Country	Assessment status	Estimated resource (GT CO ₂)	Resource level
ASIA-PACIFIC			
Australia	Full	227-702	Effective
Bangladesh	Limited	20	Theoretical
China	Full	1573	Effective
India	Moderate	47-143	Theoretical
Indonesia	Moderate	1.4-2	Effective
Japan	Full	146	Effective
Korea	Full	100	Theoretical
Malaysia	Moderate	28	Effective
New Zealand	Moderate	16	Theoretical
Pakistan	Limited	32	Theoretical
Philippines	Limited	23	Theoretical
Sri Lanka	Limited	6	Theoretical
Thailand	Limited	10	Theoretical
Vietnam	Limited	12	Theoretical
AMERICAS			
Brazil	Moderate	2,030	Theoretical
Canada	Full	198-671	Effective
Mexico	Moderate	100	Theoretical
USA	Full	2,367-21,200	Effective
MIDDLE EAST			
Jordan	Limited	9	Theoretical
Saudi Arabia	Very Limited	5-30	Theoretical
UAE	Very Limited	5-25	Theoretical
EUROPE AND RUSSIA			
Europe excluding UK	Full	72	Theoretical
Norway	Full	82	Effective
Russia	Very Limited	6.8	Theoretical
UK	Full	78	Theoretical
AFRICA			
Algeria	Very Limited	10	Theoretical
Morocco	Limited	0.6	Theoretical
Mozambique	Moderate	2.7-229	Theoretical
South Africa	Moderate	162	Theoretical

56

Die Autoren stellen in der Analyse zum Portfolio fest, dass **in den meisten Regionen der Welt „substantial storage resources“ verfügbar** sind. Fast alle Länder, die regionale Bewertungen veröffentlicht haben, hätten dabei „sufficient storage resources to support multiple carbon and storage projects“ identifiziert.

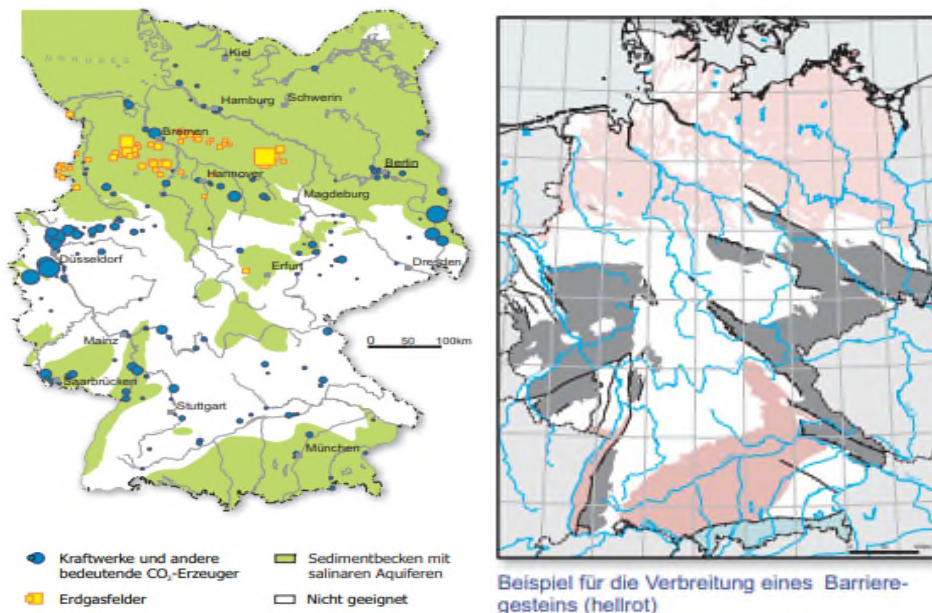
Für Deutschland werden die potenziellen Lagerungskapazitäten für CO₂ von der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) auf **mindestens 10 und im Mittel ca. 12 Milliarden Tonnen** (= Gigatonnen, Gt) CO₂ in salinaren Aquiferen und in erschöpften Erdgaslagerstätten geschätzt.

56 Consoli; Wildgust (2016): 4625. Dabei weisen die Autoren darauf hin, dass die angegebenen Ressourcen-Speicherwerte jeweils unabhängig voneinander entwickelt und entsprechend nicht direkt miteinander verglichen werden können; auch eine daraus abzuleitende Zusammenfassung eines globalen potenziellen Speicherkapazitätswertes würde sich aus diesen Daten entsprechend ausschließen.

Aufgrund ihrer weiten Verbreitung hätten in Deutschland die salinaren Aquifere (tiefe, Salzwasser führende Gesteinsschichten) das größte Speicherpotenzial. Erschöpfte Erdgaslagerstätten böten eine weitere größere Speichermöglichkeit; erschöpfte Erdöllagerstätten wären in Deutschland zu klein, um einen größeren Beitrag zur CO₂-Speicherung leisten zu können:

- Speicherkapazität erschöpfter Erdgaslagerstätten: ca. 2,75 Milliarden t,
- Speicherpotenzial erschöpfter Erdöllagerstätten: ca. 0,13 Milliarden t und
- Speicherpotenzial salinärer Aquifere in bekannten Strukturen: ca. 6,3-12,8 Milliarden t (in den von der BGR untersuchten Gebieten⁵⁷).⁵⁸

Übersicht deutscher Sedimentbecken mit potenziell geeigneten Abfolgen aus Speicher- und Barrieregesteinen:



59

57 Bei den Untersuchungen der Regionen „Norddeutsches Becken“ (inklusive des deutschen Nordseesektors), „Oberrheingraben“ und „Alpenvorland-Becken“ wurden etwa 75% der Fläche der Regionen erfasst und Fallstrukturen (Festhaltestrukturen) in die Berechnung mit einbezogen. Daraus resultierte je nach simulierter Wahrscheinlichkeit (10, 50 oder 90%) eine Speicherkapazität von 6,3 bis 12,8 – im Mittel 9,3 – Milliarden t CO₂.

58 Vgl. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe; Gerling, Peter (2010). Nutzung des Untergrundes, geologische CO₂-Speicherung. Wo kann CO gespeichert werden? Hannover: https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Nutzung_tieferer_Untergrund_CO2Speicherung/Downloads/faktenblatt-wo-kann-CO2-gespeichert-werden.pdf?__blob=publicationFile&v=2, vgl. auch Stefan Knopf, Franz May, Christian Müller und Johannes Peter Gerling (2010). Neuberechnung möglicher Kapazitäten zur CO₂-Speicherung in tiefen Aquifer-Strukturen. In: ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE TAGESFRAGEN 60. Jg. (2010) Heft 4: https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Nutzung_tieferer_Untergrund_CO2Speicherung/Downloads/ET-knopf-2010.pdf?__blob=publicationFile&v=2 : 76

59 Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe; Gerling (2010): 1,2.

4.4. Geologische CO₂-Speicherung in Deutschland

Die bisher einzige Umsetzung einer geologischen CO₂-Speicherung in Deutschland im Pilotmaßstab hat am Standort **Ketzin/Havel** in Brandenburg durch das Deutsche GeoForschungsZentrum unter der Betriebsführung durch die Verbundnetz Gas AG stattgefunden. Dabei wurde unter dem größten ehemaligen Erdgasspeicher der DDR die Einlagerung von CO₂ in einem salinen Aquifer erprobt. Das Projekt lief von **2004 bis 2017/2018** und wurde dann planmäßig beendet. Von **Juni 2008 bis August 2013** wurden dabei etwas mehr als 67.000 t CO₂ (der Firma Linde AG) in einer Tiefe von 630 m bis 650 m in das tiefe Gestein **injiziert**. Dabei wurden **2011** im Rahmen eines Feldversuchs auch 1.515 t CO₂ (mit einer Reinheit von > 99,7 %) **aus der CO₂-Oxyfuel-Abscheidungs-Versuchsanlage des Braunkohlekraftwerks** „Schwarze Pumpe“ in Ketzin eingesetzt und verpresst. Dieses Experiment stellte zu diesem Zeitpunkt die weltweit erste Speicherung von abgeschiedenem CO₂ aus einem Kraftwerksprozess dar. Im September 2013 wurde mit der Verfüllung der ersten Beobachtungsbohrung begonnen; der Verschluss wurde 2014 fortgesetzt. Die Injektionsbehälter für das CO₂ mit den beiden Vorratsbehältern und Luftverdampfern wurden im Dezember 2013 demontiert. Im Herbst 2014 fand zudem ein zweiwöchiger CO₂-Rückfördertest statt, bei dem 240 t CO₂ aus dem Speicher entnommen wurden, um zu demonstrieren, dass das gespeicherte CO₂ prinzipiell rückholbar ist. 2017 wurden die Forschungsarbeiten zunächst abgeschlossen.⁶⁰

Der gesamte Erkundungs-, Speicher- und Verschlussprozess in Ketzin wurde dabei von einem der weltweit umfangreichsten Überwachungs- und Forschungsprogramme insbesondere durch das GFZ, das Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung und die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe begleitet (s. nachfolgende Kapitel).

Der Einsatz weiterer Anlagen war geplant, scheiterte aber an zahlreichen Protesten aus der Bevölkerung und nicht ausreichender oder dann abnehmender politischer Unterstützung.

Zu jenen in der Planung weiter fortgeschrittenen, aber schließlich **nicht umgesetzten CO₂-Speicherprojekten in Deutschland** gehören:

- eine (für ab 2015) geplante CO₂-Verpressung in Schleswig-Holstein durch RWE für über 500 km per Pipeline zu transportierendes abzuscheidendes CO₂ aus einem neuen Braunkohlekraftwerk (Planungen 2006-2010) am Standort des Goldenbergwerks in Hürth;

2009 waren Bodenuntersuchungen zur möglichen Verpressung in Nordfriesland und Ostholstein als Speicherregion noch genehmigt worden. Bürgerinitiativen bildeten sich gegen die seismischen Tests; Kreistage und Gemeinden verabschiedeten einstimmige Resolutionen gegen das Projekt. Im Juni 2010 beschloss der Landtag daraufhin einstimmig eine Ablehnung des Speichervorhabens (und eine Ablehnung des damals sich noch im Abstimmungsprozess befindlichen Kohlendioxid-speicher-Gesetzes im Bundesrat). RWE nahm von seinen Plänen Abstand und beendete das CCS-Projekt.

60 Vgl. GFZ (o.J.). Speicherbetrieb: <http://www.CO2ketzin.de/pilotstandort-ketzin/speicherbetrieb/>

- eine geplante CO₂-Verpressung bei Beeskow (respektive Neutrebbin) in Brandenburg durch Vattenfall von durch eine Pipeline zu transportierendes abzuschneidendes CO₂ an einem neuen Block des Braunkohlekraftwerk in Jänschwalde;

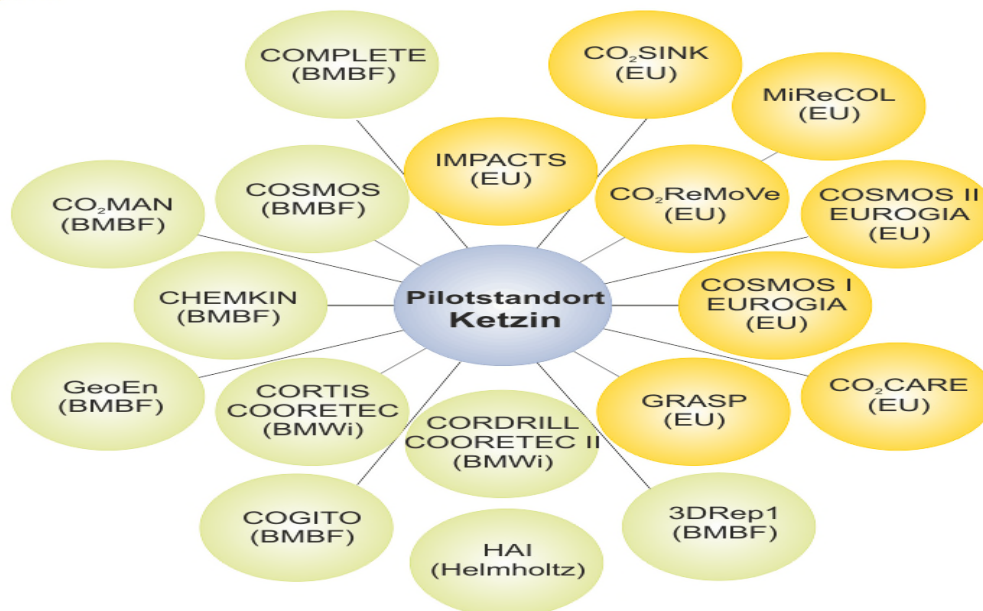
für dieses Projekt waren Fördergelder der EU in Höhe von 180 Millionen Euro vorgesehen. Die Resonanz auf das Projekt war im Bundesland gespalten. Die Aufsuchungserlaubnis für die Erkundungsregion Birkholz-Beeskow und Neutrebbin wurden 2009 vom zuständigen Landesamt erteilt. Vattenfall stellte aber keine Betriebspläne zur Erkundung mehr auf und stellte das Projekt 2011 mit Hinweis „auf das verzögerte Gesetzgebungsverfahren zum Kohlendioxid-speicher-Gesetz“ ein.

- eine geplante Erprobung der CO₂-Speicherung in Verbindung mit der Förderung des restlichen Erdgases in Höhe von rund 2 Mrd. m³ durch GDF Suez und Vattenfall in dem fast leergeförderten Ergasteilfeld Altensalzwedel in der Altmark in Sachsen-Anhalt.

4.4.1. Wissenschaftliche Begleitung zu dem einzigen in Deutschland umgesetzten CO₂-Speicher-Pilotprojekt in Ketzin

Es existieren eine Vielzahl von Forschungs- und Entwicklungsvorhaben, deren Arbeiten mit der CO₂-Speicherung in Ketzin verknüpft sind.

Ketzin-Projekte



61

Zu den drei großen Forschungsprojekten gehören CO₂SINK, CO₂MAN und COMPLETE:

In der ersten Projektphase von **2004 bis März 2010** ging es um die Erprobung und Vorbereitung der geplanten CO₂-Injektion, den Beginn der Injektion und die Einrichtung der Test Site. In dem durch EU-Mittel geförderten Projekt **CO₂SINK** („CO₂ Storage by Injection into a Natural saline aquifer at Ketzin“) hat sich ein Konsortium von 18 Partnern aus neun europäischen Staaten, darunter Universitäten, Forschungsinstitute und Partner aus der Industrie, zum seinerzeit ersten Forschungsprojekt zur großflächigen on-shore CO₂-Speicherung in Europa zusammengefunden.⁶²

Mit dem vom BMBF-geförderten Projekt **CO₂MAN** („CO₂-Reservoirmanagement“) vom **September 2010 bis Dezember 2013** wurde das erste Projekt fortgesetzt. Dabei fanden viele weiterführende Untersuchungen zur Geophysik, Geochemie und zu numerischen Modellierungen statt. Neben zahlreichen, international sehr beachteten Veröffentlichungen liegt zu dem Projekt auch ein Abschlussbericht vor. Die Ergebnisse aus dem CO₂MAN-Projekt werden im nachfolgenden Kapitel eingehender dargestellt.

Das vom BMBF, dem GFZ, der Industrie und einem norwegischen F6E-Programm geförderte **Projekt COMPLETE** („CO₂ post-injection monitoring and post-closure phase at the Ketzin“) setzte schließlich auf die Vorgängerprojekte und die erarbeiteten Erkenntnisse auf und führte von Januar **2014 bis Dezember 2017** die Forschungsarbeiten in Ketzin fort. Die Veröffentlichung des Abschlussberichts, der vor allem auch den Verschluss des Speichers und die erste Phase nach Abschluss der CO₂-Injektion sowie Fragen der Langzeitsicherung dokumentieren soll, war für Ende Juni 2018 vorgesehen. Anfang Juli 2018 war der Bericht noch nicht verfügbar.⁶³

4.4.2. Ergebnisse aus dem Forschungsprojekt „CO₂MAN“ in Ketzin

Insgesamt wurde der Pilotstandort Ketzin national und international mit den begleitenden Forschungsarbeiten als Maßstäbe setzend angesehen und gilt als Vorzeigeprojekte für die Erforschung und Umsetzung der CO₂-Speicherung. Und da der Pilotstandort Ketzin das bisher einzige Projekt zur Speicherung von CO₂ in Deutschland und der am längsten betriebene on-shore CO₂-Speicher in Europa ist, sind auch die die im Rahmen des **CO₂MAN-Forschungsprojektes** geleisteten Arbeiten die **ersten ihrer Art in Deutschland**.

Als zentrale Ziele der wissenschaftlichen Begleitung des CO₂MAN-Projektes standen dabei folgende Themen im Vordergrund: die Überwachung des Ausbreitungsverhalten des injizierten CO₂, die Bestimmung der Empfindlichkeit einzelner Überwachungsmethoden und die Entwicklung geophysikalischer Überwachungskonzepte für CO₂-Speicher, die Charakterisierung und Quantifizierung der CO₂-induzierten Wechselwirkungen zwischen Fluid, Gestein und mikrobieller Gemeinschaft im Speichersystem, die Validierung der Werkzeuge zur statischen Modellierung

62 Vgl. zu den Ergebnissen z.B. die Website des Projekts: <http://www.CO2sink.org/> ; CO₂SINK. 3rd year progress. characterization and start of drilling: http://www.CO2sink.org/newsline/Flyer_Third20year20progress2014_05_07.pdf

63 Vgl. Projekt COMPLETE: <http://www.CO2ketzin.de/forschungsprojekte/ueberblick-projekt-complete/>

Nach Auskunft des GTZ Potsdams vom 6.7.2018 befindet sich der Bericht noch in der Schlussredaktion beim Projektträger Jülich, soll aber zeitnah veröffentlicht werden.

und dynamischen Simulation am realen Speicherstandort Ketzin und der Wissenstransfer in die Öffentlichkeit und zu Interessensgruppen, Entscheidungsträgern und Genehmigungsbehörden⁶⁴.

Zusammenfassend wird konstatiert, dass die Forschungsergebnisse gemeinsam zeigten, dass:

- „die geologische Speicherung von CO₂ am Pilotstandort Ketzin sicher und verlässlich ist sowie ohne Gefährdung von Mensch und Umwelt umgesetzt werden kann,
- eine sinnvoll eingesetzte Kombination verschiedener geochemischer und geophysikalischer Überwachungsmethoden in der Lage ist, bereits kleinste Mengen CO₂ zu detektieren und ihre räumliche Ausdehnung abzubilden,
- die durch das injizierte CO₂ induzierten Wechselwirkungen zwischen Fluid und Gestein am Pilotstandort Ketzin keine wesentlichen Auswirkungen haben und die Unversehrtheit der Speicher- und Deckgesteine nicht beeinflussen,
- Computersimulationen das zeitliche und räumliche Verhalten des injizierten CO₂ wiedergeben können und Werkzeuge sind, um das Langzeitverhalten des Speichers zu prognostizieren.“⁶⁵

In dem Schlussbericht zu dem CO₂MAN-Forschungsprojekt werden die durchgeführten Forschungsarbeiten und die erzielten Ergebnisse noch detaillierter dargestellt.

Die Ergebnisse des Teilprojektes **Geochemie und Mineralogie** im **Bereich der Wechselwirkungsprozesse** zwischen heterogenen Gesteinen, Fluid und CO₂ werden dabei als solche mit absolutem Neuigkeitscharakter bewertet. Sie belegten Prozesse im Untergrund von Ketzin, die bis jetzt weder seitens der reaktiven-geochemischen Modellierungen noch von Laborexperimenten an Ge-

64 Vgl. Helmholtz-Zentrum Potsdam GFZ; Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU); Universität Stuttgart; Friedrich-Schiller-Universität Jena (FSU); Friedrich-Schiller-Universität Jena (FSU); Friedrich-Schiller-Universität Jena (FSU) (2014). Schlussbericht zum Verbundprojekt CO₂MAN (CO₂-Reservoirmanagement) Fortführung der Forschungs- und Entwicklungsarbeiten zur CO₂-Speicherung am Pilotstandort in Ketzin: Berichtsblatt Punkt 18.

65 Helmholtz-Zentrum Potsdam GFZ (2012): Geologische Speicherung von CO₂. Pilotstandort Ketzin. Faltblatt: 4.

steinen der Stuttgart-Formation, wie sie in Ketzin vorliegt, gezeigt werden konnten. Auch international sei nichts Vergleichbares bekannt⁶⁶: Eindeutig nachgewiesen wurde eine Karbonatbildung (also eine mineralische Bindung des CO₂⁶⁷) schon innerhalb eines Zeitraum von nur vier Jahren nach der Injektion von CO₂ – allerdings in aller kleinsten Mengen; diese könnten allerdings den Nachweis der Existenz dieser Prozesse belegen. Bisher wurden solche Prozesse nur als Prognose basierend auf den Ergebnissen thermo-hydraulischer und geochemischer Modellierungen und thermodynamischer Berechnungen gegeben.⁶⁸

Zudem hätten die durchgeführten **geochemischen Simulationen** gezeigt, dass sich im CO₂-Speicher Ketzin über lange Zeiträume (ca. 10.000 Jahre) ein chemisches Gleichgewicht zwischen den Formationsfluiden und dem Gestein einstellen werde. Basierend auf einem geochemischen Referenzmodell wurden gekoppelte 3D reaktive Transportsimulationen durchgeführt. Der Verlauf der Mineralisierungsreaktionen aufgrund des in den Speicher eingebrachten CO₂ wurde abgeschätzt und ergab, dass etwa 40 % der Gesamtmenge CO₂ nach 10.000 Jahren mineralisiert vorliegen werde.

Bestätigt werden konnte auch, dass über eine Weiterentwicklung des Softwareprojekts OpenGeoSys, um die Simulationen gekoppelter Prozesse bei der geologischen CO₂-Speicherung im Reservoir-Maßstab zuverlässig und effizient ausführen zu können, dieses für die Modellierung von geowissenschaftlichen Prozessen in porösen Medien an realen Standorten geeignet ist.⁶⁹

Mit Hinblick auf die Beurteilung der Dichtigkeit des Speichers wurde im **Bereich Geoelektrik** ein Arbeitsablauf für die Auswertung von permanenten und nicht-permanenten geoelektrischen Messungen zur Detektion der CO₂-Ausbreitung im Bohrlochumfeld erstellt, mit dem erfolgreich die Überprüfung von Leckagen (auf die es schließlich keine Hinweise am Pilotstandort gab) erfolgen konnte. Auch im Bereich der **Gas-Geochemie** lieferte die Überwachung verschiedener Stockwerke des Speicherstandortes Informationen über die Zusammensetzung der Bodengase bzw. deren Wechsel in die Atmosphäre, des Grundwassers und der verschiedenen Formationsfluide vor

66 In Island im Projekt CARBFIK seien `schnelle` Karbonatbildungen nachgewiesen worden – allerdings bei der CO₂-Speicherung in Basaltgesteinen.

67 Laut schriftlicher Angaben des GFZ wird der Rückhaltmechanismus der Bindung des CO₂ durch Mineralisierung/Karbonatausfällung als „mineral trapping“ bezeichnet. Dieser stellt, da typischerweise erst sehr spät mit wahrnehmbarer Wirkung (s. nachfolgender Absatz des fortlaufenden Textes dieser Arbeit: 40 % nach ca. 10.000 Jahre gemäß Modellabschätzung) zur Bindung des CO₂ im Untergrund beitragend, den geringsten Anteil an den Rückhaltmechanismen dar. Viel stärker seien 1. der strukturelle Rückhalt (das CO₂ im Untergrund einer Antiklinalstruktur sitze wie in einer 'geologischen Falle'), 2. der residuale Rückhalt durch das in den Gesteinsporen verbleibende, eingeschlossene CO₂ und 3. das „solubility trapping“ – der durch Lösung des CO₂ im Formationswasser gebundene Anteil. Diese drei Mechanismen dominierten in den Jahren während und nach der CO₂-Injektion den eigentlichen Rückhalt im Untergrund.

Bezüglich der für die Forscher erfreulichen Ergebnisse zu den messbaren minimalen Karbonatausfällungen schon nach wenigen Jahren bemüht man sich gegenwärtig um eine Anschlussfinanzierung zur Auswertung von Proben, die nach dem Verschluss der Ketzin-Bohrungen in 2017 entnommen wurden und damit neun Jahre dem gespeicherten CO₂ `ausgesetzt` waren, um genauer „Fortschritte der Karbonatisierung“ quantifizieren zu können.

68 Vgl. Helmholtz-Zentrum Potsdam GFZ u.a. (2014) CO₂MAN-Schlussbericht: 163, 69.

69 Vgl. Helmholtz-Zentrum Potsdam GFZ u.a. (2014) CO₂MAN-Schlussbericht: 162.

und während der CO₂-Injektion. Auf Basis der gewonnenen Daten sei eine weitere Beurteilung der Dichtigkeit des Speichers möglich gewesen (auch hier zeigten sich bisher keine Hinweise auf Leckagen am Pilotstandort). Die Ergebnisse zeigten unter anderem, dass Gasextraktionsexperimente und isotopische Untersuchungen geeignete Methoden sein können, um das Verhalten des CO₂ im Speicherhorizont zu beschreiben.

Zum Nachweis **aktiver Seismik** wurden zwei Messkampagnen durchgeführt, bei denen das in den Injektions- und Beobachtungsbohrungen installierte glasfaseroptische Kabel für die Akquisition des seismischen Wellenfeldes verwendet wurde. Diese Technologie stelle eine zum Teil noch in der Entwicklung befindliche Neuerung in der seismischen Datenakquisition dar. Aufgrund der vergleichsweise robusten Ausgestaltung (nur ein einfaches Glasfaserkabel anstatt mechanisch und elektronisch komplexer seismischer Empfänger) hätte diese Technologie ein großes Potenzial, um insbesondere bei der bohrlochgestützten Überwachung in der Zukunft eine wesentliche Rolle zu spielen, da diese Technologie relativ einfach fest installiert werden kann und für die Messungen keine Wireline-Tools in die Bohrung eingefahren werden müssten.⁷⁰

Verschiedene Laborexperimente unter in-situ-Bedingungen zeigten zudem weder im Ketziner Reservoir-Sandstein noch im direkt angrenzenden Deckgestein relevante **Änderungen der Porosität bzw. Porenverteilung, der Kapillardruckkurven oder geomechanischer Parameter**. Im Rahmen der Versuche festgestellte messbare Veränderungen der mineralogisch-geochemischen Eigenschaften der Proben zeigten keine signifikanten Auswirkungen auf die Integrität der Speichergesteine.⁷¹ Auch die **petrophysikalischen Untersuchungen** von ca. 100 in situ-Proben (ca. vier Jahre CO₂-Kontakt) zeigten übereinstimmend mit den Bohrlochmessungen keine eindeutigen Änderungen im Vergleich zu den Kernen, die aus den Bohrungen vor Beginn der CO₂-Injektion gewonnen wurden.

Bei der **geomechanischen Modellierung und Simulation** zeigten die Simulationsergebnisse zu keinem Zeitpunkt ein Versagen des Speichergesteins, des Abdeckergesteins oder Störungen auf.⁷²

Die **Begleitung der Forschungsarbeiten** in Ketzin seit 2004 über das eingerichtete „Informationszentrum Ketzin“ hätten (**mit gezielter Öffentlichkeitsarbeit**, dem jährlichen Tag der offenen Tür, der Langen Nacht der Wissenschaften, Besucherführungen am Pilotstandort und Schulbesuche) schließlich eine sachliche und qualifizierte Information der Öffentlichkeit über den Stand und die Ergebnisse der geologischen CO₂-Speicherung in Ketzin ermöglicht, so dass die Forschungsarbeiten am Pilotstandort ohne Proteste hätten durchgeführt werden können.⁷³

Im Hinblick auf eine weitere Umsetzung der CO₂-Speicherung und insbesondere eines Demonstrationsprojektes werden im Abschlussbericht die im Rahmen von CO₂MAN durchgeführten Arbeiten als notwendig, angemessen und essentiell beurteilt. Geschlossen wird aus dem Projekt

70 Vgl. Helmholtz-Zentrum Potsdam GFZ u.a. (2014). CO₂MAN-Schlussbericht: 42.

71 Vgl. Helmholtz-Zentrum Potsdam GFZ u.a. (2014). CO₂MAN-Schlussbericht: 89.

72 Vgl. Helmholtz-Zentrum Potsdam GFZ u.a. (2014). CO₂MAN-Schlussbericht: 151.

73 Vgl. Helmholtz-Zentrum Potsdam GFZ u.a. (2014). CO₂MAN-Schlussbericht: 160.

zudem, dass, nachdem sich die geologische CO₂-Speicherung im Forschungsmaßstab als sicher und durchführbar und eine zuverlässige Überwachung einer Speicherstätte als möglich erwiesen hätten, die zentrale Frage für die nahe Zukunft sein würde, wie groß in Deutschland die tatsächlich zu realisierende Speicherkapazität bei Einhaltung der zu fordernden Sicherheitsstandards sowie der für jede Speicherstätte individuell zu definierenden Abbruchkriterien sein werde.⁷⁴

4.4.3. Auswertung von deutschen Projekten zur sicheren geologischen CO₂-Speicherung durch das Forschungsprojekt „AUGE“

Das Bundesministerium für Bildung und Forschung fördert seit 2005 im Rahmen des **Sonderprogramms GEOTECHNOLOGIEN** Forschungsprojekte, die die Voraussetzungen für eine langfristig sichere Kohlendioxidspeicherung untersuchen. Seit Beginn der Förderung wurden mit Stand 2015/2016 **über 30 Forschungsprojekte**⁷⁵ finanziert. Mit dem **Dachprojekt „AUGE“** (Auswertung der GEOTECHNOLOGIEN-Projekte zum Thema sichere geologische CO₂-Speicherung), das **Ende 2017 seinen Abschlussbericht** vorgelegt hat, sollten die Ergebnisse dieser geförderten Projekte zur geologischen CO₂-Speicherung vom GeoForschungsZentrum Potsdam zusammengefasst und aufbereitet werden.⁷⁶

74 Vgl. Michael Kühn u.a. (2011): 51.

75 Die Ergebnisse wurden in einer Vielzahl von Veröffentlichungen publiziert.

Z .B. wurden im Rahmen des Verbundprojektes BRINE anhand der Kopplung von Grundwassermodellen untersucht, ob Salzwassermigration aus tiefen salinaren Aquiferen zu einer Versalzung der trinkwasserführenden Grundwasserleiter in den oberen Gebirgsstockwerken führen könnte. Zusätzlich sollte geprüft werden, ob sich eventuell erforderliche Druckentlastungsbrunnen für geothermische Energiegewinnung eignen. Dabei war das Hauptziel des Verbundprojekts war die konzeptionelle Entwicklung eines Frühwarnsystems zur Erkennung aufwärtsgerichteter Salzwassermigrationsprozesse. Zur Detektion eines möglichen Salzwasseraufstiegs sollten Überwachungsmethoden wie elektrische Widerstandstomographie, Magnetotellurik und Elektromagnetik eingesetzt werden. Weiterhin war die Entwicklung gekoppelter numerischer Modelle geplant, um die wesentlichen Steuerungsfaktoren einer möglichen Salzwassermigration identifizieren zu können. Aus den Ergebnissen sollten geeignete Maßnahmen abgeleitet (z.B. Bohrungen zur Druckentlastung) und erprobt werden, um einer möglichen Versalzung des Trinkwassers entgegenzuwirken.

Zu nennen sind darüber hinaus auch bspw. das Projekt CO₂Leckage, bei dem ein CO₂-Leckageversuch in einem oberflächennahen Grundwasserleiter zur Erprobung von Monitoringkonzepten und -methoden durchgeführt wurde oder das Projekt SAMOLEG zum Salzwassermonitoring mit LE-Geoelektrik.

76 Vgl. u.s. Auswertung der GEOTECHNOLOGIEN-Projekte zum Thema sichere geologische CO₂-Speicherung zur Untersetzung des Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (KSpG): <https://www.gfz-potsdam.de/sektion/cgs/projekte/abgeschlossene-projekte/auge/>; <http://www.geotechnologien.de/index.php/de/CO2-speicherung/auge.html>

Zusätzlich wurde im Rahmen des Projektes AUGÉ ein **Delphi-Expertenprozess** in zwei Runden durchgeführt, bei dem Experten⁷⁷ aus Wissenschaft, Industrie und Regulierungsbehörden nach ihrer Einschätzung zur CO₂-Speicherung im Allgemeinen und ihrer Bewertung des deutschen Kohlendioxid-Speicherungs-Gesetzes im Speziellen befragt wurden, um daraus zusätzlich Empfehlungen für den Fortgang zur Überprüfung des KSpG ableiten zu können.

Zusammenfassend hält das Projekt AUGÉ als Ergebnisse aus allen gemeinsam betrachteten Forschungsprojekten des GEOTECHNOLOGIEN-Programms fest, dass⁷⁸

- bezüglich der **Vorerkundung** die durchgeführten Risikobetrachtungen und Modellierungen eine klare Definition von geologischen Einheiten und Strukturen erlaubten, die im Rahmen der Vorerkundung sowohl räumlich als auch zeitlich erfasst werden müssten. Auf Basis der durchgeführten Arbeiten könnten standortspezifische Überwachungskonzepte erstellt werden, die eine gezielte Auswahl der geeigneten Überwachungsmethoden erlaubten. Insbesondere die standortbezogenen Projekte hätten zudem gezeigt, welche Anforderungen an die Baseline Messungen gestellt werden müssen. Je nach Überwachungsziel seien hier unter Umständen lange Messreihen notwendig, um die natürliche Hintergrundvariabilität fundiert erfassen zu können.
- hinsichtlich des Themas einer **Infrastruktur bei Bohrungen** auf die Erstellung der Bohrungen zur geologischen CO₂-Speicherung auf etablierte Technik zurückgegriffen werden könne. Allerdings stellten der Bohrungsausbau sowie die Zementation der Bohrungen besondere Anforderungen an die verwendeten Materialien. Die zementbezogenen GEOTECHNOLOGIEN-Projekte hätten die Vor- und Nachteile neuartiger Zemente untersucht und bestimmt.
- die Erkenntnisse aus der **Injektion** am Standort Ketzin und die erworbenen grundlegenden Kenntnisse über den dortigen **Betrieb** und den gesamten Zyklus eines Speichers auf künftige Speicherprojekte übertragen werden könnten.
- die GEOTECHNOLOGIEN-Projekte eine Vielzahl von geophysikalischen und geochemischen **Überwachungsmethoden**, -technologien und -geräten weiter- und neu entwickelt und für ihren Einsatz bei der CO₂-Speicherung getestet hätten und die gewonnenen Ergebnisse eine gezielte, standortbezogene Auswahl geeigneter Monitoringmethoden ermöglichen. Daneben seien hierarchische Überwachungskonzepte entwickelt worden, die es erlaubten, die verschiedenen räumlichen und zeitlichen Skalen einer Speicherüberwachung zu berücksichtigen. Hierzu zähle auch die Bestimmung von Nachweisgrenzen und Sensitivitäten der einzelnen Methoden.

77 In der ersten Befragungswelle von September bis Oktober 2015 wurden 128 Experten (64 aus der Wissenschaft, 47 aus der Industrie und 17 aus Regulierungsbehörden) in Deutschland per Fragebogen angeschrieben (Rücklaufquote 31%). In der zweiten Befragungsrunde wurde ein überarbeiteter Fragebogen Ende 2015 an die 40 Experten gesandt, die auf den ersten Fragebogen geantwortet hatten (Rücklaufquote 53%). Die zweite Befragung wurde in dieser Art und Weise nach Angaben des Projektträgers organisiert, weil die Ergebnisse in einem konsensorientierten Kommunikationsprozess diskutiert werden sollten, um ein möglichst großes Einverständnis innerhalb der Expertengruppe sicherzustellen.

78 Vgl. zu der nachfolgenden Zusammenfassung Helmholtz-Zentrum Potsdam GFZ Potsdam (2017). Abschlussbericht des GEOTECHNOLOGIEN-Dachprojekts Auswertung der GEOTECHNOLOGIEN-Projekte zur CO₂-Speicherung (AUGE). Förderkennzeichen: 03G0830A. September 2017: 41-44.

- bezüglich der **numerischen Modellierung** - als zentrale Aufgabe bei der CO₂-Speicherung und der Erstellung der Langzeitprognose - das notwendige iterative Zusammenspiel zwischen geologischen Modellen und dynamischen Modellierungen in den GEOTECHNOLOGIEN-Projekten klar herausgearbeitet worden sei. Zudem würden die Modellierungswerkzeuge neu bzw. weiterentwickelt und an realen Szenarien validiert werden. Die Entwicklung von Benchmarks erlaube außerdem, zukünftige Modellierungsansätze und -methoden zu testen und zu qualifizieren.
- die GEOTECHNOLOGIEN-Projekte insbesondere zum **Prozessverständnis** zahlreiche Erkenntnisse beigetragen hätten. Die in einem Reservoir ablaufenden und durch die Injektion des CO₂-induzierten chemischen, physikalischen, mechanischen und mikrobiellen Prozesse könnten sehr viel besser qualifiziert und auch quantifiziert werden. Das führe zu einer deutlich fundierteren Risikoabschätzung. Auch Prognosen zum Langzeitverhalten eines Speichers können sehr viel verlässlicher durchgeführt werden.
- die Untersuchung von erfolgreicher **Öffentlichkeitsarbeit**, mit entsprechender Akzeptanz der CO₂-Speicherung (Standort Ketzin) bzw. für nicht erfolgreiche Öffentlichkeitsarbeit mit entsprechend fehlender Akzeptanz der CO₂-Speicherung (Standort Altmark) in der Verbindung mit untersuchten industriellen Projekten in Schleswig-Holstein und Ost-Brandenburg, die Definition von kritischen Faktoren für eine Öffentlichkeitsarbeit erlauben würden. Deutlich sei geworden, dass die wissenschaftlich-technischen Aspekte der CO₂-Speicherung zwar notwendig für eine Umsetzung, aber nicht hinreichend seien.
- im GEOTECHNOLOGIEN-Programm innovative Ansätze zu einem sicheren und dauerhaften **Bohrungsverschluss** entwickelt werden konnten, wobei aber für diese Ansätze bisher der Einsatz und Nachweis an realen Speicherstandorten und unter realen, geologischen Randbedingungen noch fehle. Es seien jedoch Kriterien entwickelt worden, die für die Beurteilung einer dauerhaften Zementation berücksichtigt bzw. bedacht werden müssten.

Bezüglich der Erkenntnisse aus der Expertenbefragung zu ihrer Einschätzung zur CO₂-Speicherung und zum Kohlendioxid-Speicherungs-Gesetzes (KSpG) konstatiert das AUGÉ-Projekt zusammenfassend, dass die Auswertung der Ergebnisse zeige, dass sich die Experten weitgehend einig darüber sind, dass

- „die CO₂-Speicherung für das Erreichen des vom IPCC empfohlenen 2° C-Ziels unerlässlich ist,
- der aktuelle Stand von Wissen und Technologie die Durchführung eines Demo-Projekts in Deutschland mit einer Injektionsmenge von > 1.000.000 t CO₂ ermöglicht und
- die aktuelle Version des KSpG die Implementierung von CCS in Deutschland verhindert und eine Revision erfordert“.⁷⁹

Weitestgehender Konsens wurde in der ersten Befragungsrunde bei den Experten dazu gemacht, dass

- die CO₂-Speicherung für die Reduktion industrieller Prozessemissionen aus Sicht der Experten eher als notwendig erachtet wird,
- der Porenraum vor allem für CO₂ aus industriellen Prozessen und aus fossilen Brennstoffen verwendet werden solle.

- Als eher weniger prioritär erachten die Experten die Nutzung für CO₂ aus der Luft und für die Speicherung von biogenem CO₂;
- die industrielle Nutzung erfolgen könne, sofern diese entsprechend überwacht werde,
- für eine erfolgreiche Umsetzung eines Demonstrationsprojektes die Experten vor allem die Zusammenarbeit von Wissenschaft, Industrie und Politik sowie die Öffentlichkeitsarbeit für relevant halten⁸⁰,
- Salzwasserverdrängung in höherliegenden Schichten nach Ansicht der meisten Befragten die wahrscheinlichste und problematischste Unregelmäßigkeit bei der Kohlendioxidspeicherung sei und dass den CO₂-Austritt aus dem Speicherkomplex nur wenige Experten für wahrscheinlich halten, dann aber nach Ansicht einiger Experten problematisch wäre, sowie dass die Experten CO₂-Leckagen aus dem Bohrloch für wahrscheinlicher halten, aber in der Regel diese nicht für problematisch erachtet werden⁸¹,
- ganz allgemein die Gefahr von Leckagen und Unregelmäßigkeiten als „eher niedrig“ eingeschätzt werde und „sehr hoch“ keiner der Befragten angab⁸²,
- die Experten den derzeitigen Stand der Technologie für den Bohrungsausbau und die Bohrungsverfüllung bzw. -verwahrung eher für ausreichend erachten. Die Frage, ob damit eine Langzeitsicherung über Jahrtausende gewährleistet werden könne, beantworten die Experten nur schwach positiv. Sie erachteten es aber eher nicht für sinnvoll, dass neue Verfüllungskonzepte und -materialien entwickelt und getestet werden sollen.⁸³

Zur **Bewertung des gegenwärtigen Kohlendioxid-Speicherungs-Gesetzes (KSpG)** in Deutschland stellten die Experten fest, dass

- sie es eher nicht so sehen, dass konkrete Vorschriften im KSpG den Entscheidungsprozess für die Genehmigung von verschiedenen Kohlendioxidspeichern vergleichbar machen

80 Die Experten wurden gebeten, drei zentrale Aspekte zu identifizieren, die für die Umsetzung eines Demonstrationsprojektes besonders wichtig wären. Von fast allen Befragten wurden die Zusammenarbeit zwischen Wissenschaft, Industrie und Politik sowie Öffentlichkeitsarbeit genannt. Knapp die Hälfte der Befragten nannte die Konkretisierung des Genehmigungsverfahrens und damit des KSpG bzw. den daraus abgeleiteten Gesetzen. Seltener wurden Akzeptanzforschung, die Berücksichtigung der CCS-Prozesskette, die Aufarbeitung internationaler Erfahrungen für Deutschland sowie die Identifikation von Forschungslücken genannt. Auf die offene Frage nach weiteren Aspekten wurden vor allem solche hinsichtlich der gesellschaftlichen Debatte um CCS angeführt.

81 Die Experten wurden gefragt, welche Unregelmäßigkeiten sie bei der Kohlendioxidspeicherung für am wahrscheinlichsten und am problematischsten halten. Im Ergebnis sehen knapp die Hälfte der Befragten die Salzwasserverdrängung in höherliegenden Schichten am wahrscheinlichsten und am problematischsten. Weniger relevant sind auf beiden Dimensionen dagegen die induzierte Seismizität sowie die Reaktivierung von Störungen. CO₂-Leckagen aus dem Bohrloch sehen knapp ein Drittel der Experten zwar als wahrscheinlich, aber nur sehr wenige als problematisch an. Den CO₂-Austritt aus dem Speicherkomplex halten dagegen nur sehr wenige für wahrscheinlich, aber knapp jeder vierte Befragte als problematisch. Im Ergebnis wird aber die wahrscheinlichste und problematischste Situation in der Salzwasserverdrängung in höherliegenden Schichten gesehen.

82 Ganz allgemein schätzen über die Hälfte der befragten Experten die Gefahr von Leckagen und Unregelmäßigkeiten als eher niedrig ein. „Sehr hoch“ gibt keiner der Befragten an. Da diese Antworten wenig streuen, kann hier weitestgehend Konsens unter den Experten angenommen werden.

83 Vgl. zu der Aufzählung und den vorangehenden erläuternden Fußnoten Helmholtz-Zentrum Potsdam GFZ Potsdam (2017). Abschlussbericht AUGÉ: 30f; sowie ebd.: Anlage 2, S. 5.

- könnten. Noch stärker war die Ablehnung auf die Frage, ob das KSpG konkrete Zahlen, z. B. über die maximale CO₂-Injektionsrate, enthalten solle oder müsse,
- bei einem Planfeststellungsverfahren nach Ansicht der meisten Experten die Antragsteller vor allem Angaben über die konkrete Zusammensetzung des Kohlendioxids machen sollten,
 - sie die derzeitigen Regelungen für Forschungsspeicher ohne Einschränkung mehrheitlich für ausreichend halten,
 - sie die Festsetzung von konkreten Grenzwerten für die Menge des zu speichernden Kohlendioxids vor allem für die Öffentlichkeit für sinnvoll halten. Dies betreffe sowohl Forschungs-, als auch Demonstrations- und industrielle Speicher. Für die Wissenschaft und Industrie hielten sie solche Grenzwerte im Vergleich für weniger sinnvoll,
 - die Definition eines Speicherkomplexes im KSpG nach Ansicht der meisten Experten als ausreichend erachtet wird und eine Überarbeitung daher abgelehnt werde,
 - sie als zulässige Leckagerate mehrheitlich die Formulierung „technisch dicht“ präferierten, nach der jegliche gemessene Leckage Anlass für Gegenmaßnahmen wäre.⁸⁴

Hinsichtlich der **Kriterien für die Charakterisierung und Bewertung der potenziellen CO₂-Speicher**

- sind die Experten mehrheitlich der Ansicht, dass das KSpG Betreiber und/oder Eigentümer vorhandener Bohrungen im Untersuchungsgebiet verpflichten muss, Bohrungs- und Untergrunddaten zur Verfügung zu stellen,
- ist nach Ansicht der meisten Experten der Stand der Technik zur Charakterisierung des Speicherkomplexes vorhanden. Die Vorhersagefähigkeit der Modellierung werde insgesamt eher gut bewertet. Das betreffe die Aspekte: Fließrichtung des freien CO₂, Fließrichtung des gelösten CO₂, mögliche Leckagen, Druckverlauf im Speicherkomplex, Speicherkapazität, geochemische Reaktionen und geomechanisches Verhalten des Speicherkomplexes.

Beim **Monitoring**

- wollen die Experten die Überwachung folgender im Fragebogen genannter Aspekte durch den Betreiber des Speichers: Reservoir, sekundäre Kohlendioxideinschlusssysteme im Speicherkomplex und dessen Umgebung, Erdoberfläche, neuralgische Stellen bzw. Störungszonen sowie Bohrungen.
- ist für die Übertragung der Verantwortung für den CO₂-Speicher vom Betreiber auf den Staat nach Ansicht der meisten Experten nicht die Zeit, sondern das Verhalten des Systems relevant. Diese Formulierung wurde von den Experten deutlich häufiger gewählt als die bisherige Formulierung des Gesetzes „mindestens 40 Jahre“.

Zusätzlich interessante konkretisierende Ergebnisse aus der **zweiten Befragungsrunde** der Experten sind:

- Hinsichtlich der Frage, wer ein mögliches Demonstrationsprojekt leiten sollte (Industrie, Staat oder Wissenschaft etc.), sind die Experten uneins. Die Optionen „gleichberechtigte Leitung durch Industrie und Staat“ sowie „gleichberechtigte Leitung durch

84 Vgl. (auch großteils wörtlich) zu allen Punkten Helmholtz-Zentrum Potsdam GFZ Potsdam (2017). Abschlussbericht AUG: 32.

Wissenschaft und Staat“ sind laut den Experten jedoch nicht sinnvoll.

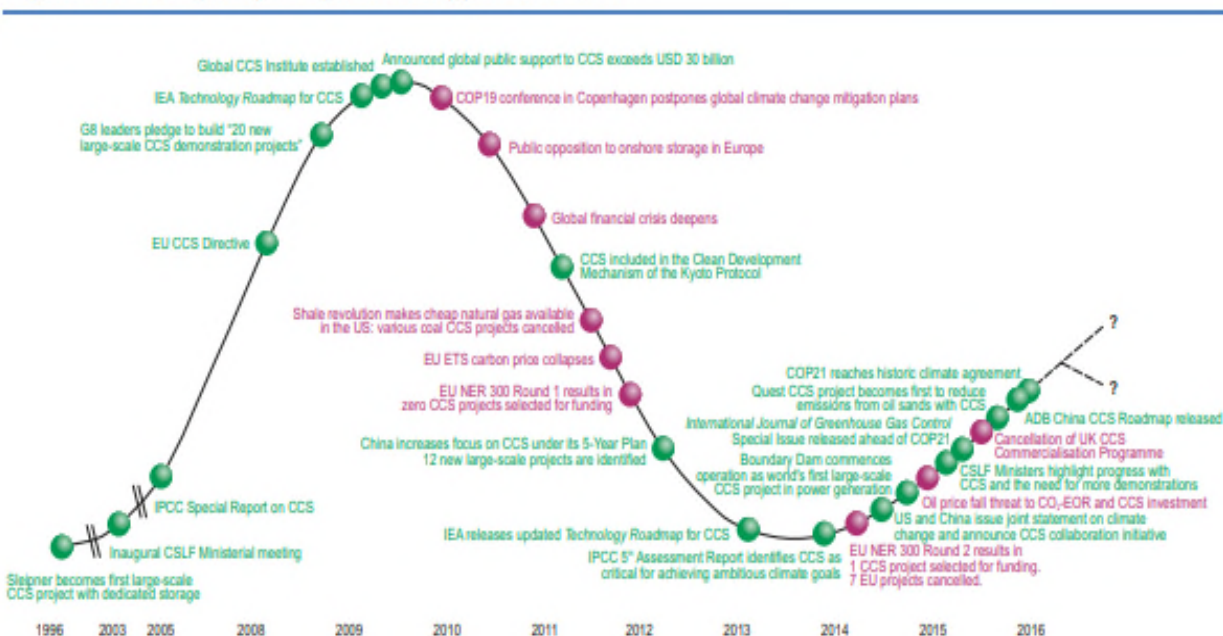
- Zwei Drittel der Experten sprechen sich dafür aus, dass ernannte Experten bzw. ein Expertenbeirat überwachen sollten, dass die Antragstellung eines neuen Speichers nach dem Stand von Wissenschaft und Technik erfolgt.
- Eine deutliche Mehrheit der Befragten lehnt Präzisierungen im KSpG hinsichtlich der folgenden Daten zur Charakteristik eines Speicherkomplexes ab: Seismik, Vorhandensein und Zustand natürlicher und anthropogener Wege, einschließlich Brunnen und Bohrlöcher, die als mögliche Leckagewege dienen könnten, Geochemie (Lösungsgeschwindigkeit, Mineralisierungsgeschwindigkeit).
- Laut der Mehrheit der Experten sollte im KSpG keine Präzisierung der folgenden Aspekte, die in 3D-Erdmodellen zur Charakterisierung des Speicherkomplexes verwendet werden sollen, vorgenommen werden: Geomechanische, geochemische und strömungstechnische Eigenschaften des Reservoirs und der umgebenden Gesteinsschichten, Bruchsysteme und das Vorhandensein anthropogener Pfade, die räumliche Ausdehnung des Speicherkomplexes.
- Laut der Mehrheit der Experten sollte im KSpG keine Präzisierung der folgenden Faktoren, die zur Charakterisierung des dynamischen Speicherverhaltens beachtet werden sollen, vorgenommen werden: reaktive Prozesse, kurz- und langfristige Simulationen zum Verbleib des Kohlendioxids.
- Laut der Mehrheit der Experten sollte im KSpG keine Präzisierung der folgenden Aspekte, über die dynamische Modellierungen Erkenntnisse liefern sollen, vorgenommen werden: Speicherkapazität und Druckgradienten in dem Kohlendioxid-speicher, das Risiko der Bildung von Rissen im Kohlendioxid-speicher und im Speicherkomplex, insbesondere in den abdichtenden Gesteinsschichten, das Risiko von Leckagen aus dem Kohlendioxid-speicher.
- Die Experten sind sich weitgehend einig, dass im KSpG präzisiert werden sollte, welche Nachweise ein Betreiber zu den folgenden beiden Aspekten erbringen muss, wenn er die Verantwortung für den CO₂-Speicher an den Staat übertragen möchte: Die bauliche Integrität der dauerhaften Versiegelung des Kohlendioxid-speichers und das Nichtvorhandensein von Leckagen oder erheblichen Unregelmäßigkeiten.⁸⁵

5. Internationale Übersicht aktiver und geplanter großer CCS-(Industrie- und Kraftwerks-) Anlagen

Laut Internationaler Energieagentur ist die Entwicklung von CCS in den letzten zwei Jahrzehnten zwar einer erheblichen Wellenbewegung ausgesetzt gewesen, aber trotz zum Teil verminderter politischer Unterstützung in den letzten Jahren dennoch vorangeschritten:

85 Vgl. (auch z.T. wörtlich) Helmholtz-Zentrum Potsdam GFZ Potsdam (2017). Abschlussbericht AUGE: 34f.

Figure 1.1 • CCS policy and political support over time



Source: Adapted from SBC Energy Institute (2016), Low Carbon Energy Technologies Fact Book Update: *Carbon Capture and Storage at a Crossroads*.

86

Dabei waren vor allem gesetzgeberische Regulierungen in Norwegen („CO₂ tax on upstream oil and gas production“) und Kanada („regulations on coal-fired power station emissions“) Treiber der Entwicklung sowie bei vielen der gegenwärtig im Betrieb befindlichen größeren Projekte auch direkte staatliche finanzielle Unterstützung – letzteres gilt auch für viele der geplanten Projekte.⁸⁷

Die Anzahl der vom Global CCS Institute bezeichneten **CCS Großprojekte** (definiert nach einer CO₂-Abscheidung von mindestens 800.000 t CO₂ p. a. bei Kohlekraftwerken bzw. mindestens 400.000 t CO₂ bei Industrie- und Erdgaskraftwerksanwendungen) ist weltweit von **3 im Jahr 1996** auf gegenwärtig **17 (Stand Ende 2017)**⁸⁸ in Betrieb befindliche Anlagen gestiegen; von diesen befinden sich zwei Anlagen in Europa (beide in Norwegen), zwei im Nahen Osten (Saudi Arabien, Arabische Emirate) **und 12 in Nordamerika** (9 in den USA, 2 in Kanada) sowie eine in Brasilien.

86 IEA (2016). 20 Years of Carbon Capture and Storage Accelerating Future Deployment. Paris: 17.

87 Vgl. IEA (2016): 17-19.

88 Die Angaben sind laut Global CCS Institute so vollständig und korrekt wie möglich; ein Anspruch auf Vollständigkeit wird nicht erhoben. Allerdings beziehen sich auch Publikationen der IEA mehrfach auf Daten des Global CCS von 2016.



Dabei ist – wie in der Einleitung dieser Arbeit schon beschrieben - die **Aufbereitung von Erdgas** derzeit der **Hauptanwendungsfall** für den Einsatz von CO₂-Abtrennungsverfahren; die neun großen Erdgasaufbereitungsanlagen haben dabei eine jährliche CO₂-Abscheidkapazität in der Bandbreite von 0,4 bis 8,4 Mt. Wie schon erwähnt sind nur **zwei der Anlagen Kraftwerke**⁹⁰, an denen CO₂ abgeschieden wird: das Steinkohlekraftwerk **Boundary Dam (seit 2014)** in Kanada und das Braunkohlekraftwerk **Petra Nova (seit 2017)** in den USA, die beide aminwäschebasiert CO₂ abtrennen und das abgeschiedene CO₂ für die Erdölförderung benutzen. Boundary Dam war das erste kommerzielle Kraftwerk der Welt mit CO₂-Abscheidung.⁹¹

89 Global CCS Institute (2018). Large-scale CCS facilities: <http://www.globalccsinstitute.com/projects/large-scale-ccs-projects> (Stand 22.6.2018).

90 Mit Stand von September 2016 führte das MIT auf seiner Website „CCS Project Database“ **noch einige weitere CCS-Kohlekraftwerke** auf: Kemper County (mit einer Größe von 582 MW und Pre-CC-Abscheidungsverfahren; [wobei dieses Kraftwerk in der Form eigentlich nicht in Betrieb ging] sowie TCEP (400 MW; Pre-CC) in den USA. Außerdem wurden vier Kohlekraftwerke in Großbritannien (davon drei mit Speicherung) aufgeführt: Peterhead, Don Valley, Captain, White Rose (Oxyfuel-Verfahren). Hinzu kamen fünf Projekte in China (mit allen drei Abscheide-Techniklinien): Daqing, Dongguan, Shengli, Greengen, Lianyungang; und ein Projekt in Korea. Vgl. MIT (2016). Power Plant Carbon Dioxide Capture and Storage Projects: http://sequestration.mit.edu/tools/projects/index_capture.html, http://sequestration.mit.edu/tools/projects/map_projects.html

91 Das abgeschiedene CO₂ aus Boundary Dam für den EOR-Einsatz wird verkauft, per Pipeline transportiert und weiter südlich in Kanada in Saskatchewan auf den Ölfeldern eingesetzt. Allerdings wird ein kleiner Teil des CO₂ auch für ein Forschungs- und Überwachungsprojekt in eine salzhaltige Grundwasserschicht verpresst.

Für die anderen Anlagen der industriellen Abtrennung gilt, dass einige auf Verfahren der physikalischen Absorption und andere auf der chemischen Absorption beruhen. In den überwiegenden Fällen wird auch dort das CO₂ für die Förderung von Erdöl (EOR) genutzt. Insgesamt sind es **nur vier Anlagen, die das CO₂ speichern** („Dedicated Geological Storage“).

Dass die Erdgasaufbereitung der Hauptanwendungsfall der CO₂-Abscheidung ist, hängt damit zusammen, dass sich die CO₂-Abtrennung am einfachsten von Erdgas realisieren lässt, weil es dort in reiner Form auftritt. Deshalb sind auch die ersten Versuche der Sequestrierung in diesem Bereich (und nicht in Kohlekraftwerken) umgesetzt worden (s. Terrell Natural Gas Val Verde, Shute Creek in den siebziger/achtziger Jahren in den USA beginnend). Hervorzuheben sind dabei auch die **norwegischen Projekte** im **Sleipner**-Gasfeld in der Nordsee (**seit 1996**) und im Gasfeld **Snowhit** (**seit 2008**) in der **Barentsee**, bei denen das abgeschiedene CO₂ – bei Sleipner ca. 1 Million t und bei Snowhit aus der LNG-Gewinnung ca. 700.000 t CO₂-Verpressung pro Jahr⁹² - auch noch direkt in ein Meeresboden-Sandsteinreservoir gespeichert wird. **Sleipner** war zudem **weltweit das erste groß angelegte Abscheidungs- und Injektionsprojekt mit dezidiertem Speicher** (und offshore).⁹³ Zusätzlich speichern bisher nur noch das **Quest**-Projekt in Kanada (seit 2015; „Hydorgen Production“; Speicherung nach Transport in Basal-Kabrium-Sand) und das **Illinois Industrial CCS** in den USA (seit 2017, synthetische Kraftstoffproduktion) CO₂ in tiefem geologischen Gestein (onshore).

92 Seit 2008 sind im Snowhit Offshore-Feld mit Stand 2017 bisher ca. 4 Millionen t CO₂ in den Meeresboden injiziert worden; für das Sleipner-Projekt sind es 17 Millionen t CO₂ Gesamtverpressung.

93 Als wichtiges, aber nicht mehr in Betrieb befindliches Speicher-Projekt gilt auch noch das Projekt **In Salah** CO₂ Storage in Zentral-Algerien von 2004-2011 (dann wurde die Förderung ausgesetzt), bei dem CO₂ aus der Gasaufbereitung abgeschieden wurde. In Salah war das **erste onshore CO₂-Speicherprojekt** weltweit. Für die Projektauswertung wurden allgemein im Hinblick auch auf andere Vorhaben als Erkenntnisse konstatiert: „1. The need for detailed geological and geomechanical characterization of the reservoir and overburden; 2. The importance of regular risk assessments based on the integration of multiple different datasets; 3. The importance of flexibility in the design and operation of the capture, compression, and injection system.“ Philip Ringrose u.a. (2013). The In Salah CO₂ Storage Project: Lessons Learned and Knowledge Transfer. In Energy Procedia 37 6226-6236: [file:///C:/Users/verwojtsije/Desktop/The_In_Salah_CO₂_Storage_Project_Lessons_Learned_a.pdf](file:///C:/Users/verwojtsije/Desktop/The_In_Salah_CO2_Storage_Project_Lessons_Learned_a.pdf)

Operating

Name	Location	Operation date	Industry	Capture type	Capture capacity (Mtpa)	Primary storage type
Terrell Natural Gas Processing Plant (formerly Val Verde Natural Gas Plants)	United States	1972	Natural Gas Processing	Industrial Separation	0.4 - 0.5	Enhanced oil recovery
Enid Fertilizer	United States	1982	Fertiliser Production	Industrial Separation	0.7	Enhanced oil recovery
Shute Creek Gas Processing Plant	United States	1986	Natural Gas Processing	Industrial Separation	7.0	Enhanced oil recovery
Sleipner CO2 Storage	Norway	1996	Natural Gas Processing	Industrial Separation	1.0	Dedicated Geological Storage
Great Plains Synfuels Plant and Weyburn-Midale	Canada	2000	Synthetic Natural Gas	Industrial Separation	3.0	Enhanced oil recovery
Snhøvit CO2 Storage	Norway	2008	Natural Gas Processing	Industrial Separation	0.7	Dedicated Geological Storage
Century Plant	United States	2010	Natural Gas Processing	Industrial Separation	8.4	Enhanced oil recovery
Air Products Steam Methane Reformer	United States	2013	Hydrogen Production	Industrial Separation	1.0	Enhanced oil recovery
Coffeyville Gasification Plant	United States	2013	Fertiliser Production	Industrial Separation	1.0	Enhanced oil recovery
Lost Cabin Gas Plant	United States	2013	Natural Gas Processing	Industrial Separation	0.9	Enhanced oil recovery
Petrobras Santos Basin Pre-Salt Oil Field CCS	Brazil	2013	Natural Gas Processing	Industrial Separation	1.0	Enhanced oil recovery
Boundary Dam Carbon Capture and Storage	Canada	2014	Power Generation	Post-combustion capture	1.0	Enhanced oil recovery
Quest	Canada	2015	Hydrogen Production	Industrial Separation	1.0	Dedicated Geological Storage
Uthmaniyah CO2-EOR Demonstration	Saudi Arabia	2015	Natural Gas Processing	Industrial Separation	0.8	Enhanced oil recovery
Abu Dhabi CCS (Phase 1 being Emirates Steel Industries)	United Arab Emirates	2016	Iron and Steel Production	Industrial Separation	0.8	Enhanced oil recovery
Illinois Industrial Carbon Capture and Storage	United States	2017	Ethanol Production	Industrial Separation	1.0	Dedicated Geological Storage
Petra Nova Carbon Capture	United States	2017	Power Generation	Post-combustion capture	1.4	Enhanced oil recovery

94

Fünf weitere CCS-Großprojekte (keine Kraftwerksanwendungen) sind im Bau und werden bis spätestens 2020 in Betrieb gehen; dazu gehören zwei Projekte in Kanada, eines in Australien und zwei in China. Das **australische Gorgon CO₂ Injection-Projekt** wird **dann** das **weltweit größte in einer LNG-Anlage** sein; zudem sieht es als einziges der Projekte auch eine geologische Speicherung vor:

In Construction

Name	Location	Operation date	Industry	Capture type	Capture capacity (Mtpa)	Primary storage type
Gorgon Carbon Dioxide Injection	Australia	2018	Natural Gas Processing	Industrial Separation	3.4 - 4.0	Dedicated Geological Storage
Alberta Carbon Trunk Line ("ACTL") with Agrium CO ₂ Stream	Canada	2019	Fertiliser Production	Industrial Separation	0.3 - 0.6	Enhanced oil recovery
Alberta Carbon Trunk Line ("ACTL") with North West Redwater Partnership's Sturgeon Refinery CO ₂ Stream	Canada	2019	Oil Refining	Industrial Separation	1.2 - 1.4	Enhanced oil recovery
Sinopec Qilu Petrochemical CCS	China	2019	Chemical Production	Industrial Separation	0.4	Enhanced oil recovery
Yanchang Integrated Carbon Capture and Storage Demonstration	China	2020	Chemical Production	Industrial Separation	0.4	Enhanced oil recovery

In **fortgeschrittener Entwicklung** befinden sich zudem **vier**⁹⁵ weitere **Projekte**, die bis Mitte der zwanziger Jahre realisiert werden sollen. Dazu gehört neben zwei Projekten in den USA ein weiteres großes Projekt in **Australien, CarbonNet**, das erneut die geologische Speicherung vorsieht. Außerdem treibt **Norwegen** das Projekt **Full Chain** voran, in dem industrielles CCS inklusive der folgenden geologischen offshore-Speicherung erfolgen soll. Erforscht wurde mit finanzieller Förderung des Staates zunächst die Abtrennung aus der Ammoniak-, Zement- und Abfallwirtschaftsproduktion (weitere Studien zur CO₂-Abtrennung aus der Ammoniakanlage werden nun jedoch vorerst nicht finanziert) mit einem Gesamtbudget von 80 Millionen Norwegischen Kronen und ab

95 Ende 2017 hat zudem die neue niederländische Regierung in ihrem Koalitionsvertrag Pläne für ein Vorantreiben von CCS vereinbart. Bis 2030 sollen 20 Millionen t CO₂ jährlich gespeichert werden können. Das erste Cluster soll im Hafen von Rotterdam entstehen. Vgl. Energiate Messenger (2017). CCS vor globalem Comeback. Artikel vom 16.11.2017: <https://www.energate-messenger.de/news/178832/ccs-vor-globalem-comeback>

Bis 2016 war noch das ROAD Projekt („Rotterdam Opslag en Afvang Demonstratieprojekt“) geplant gewesen, bei dem vom Kraftwerk Maasvlakte 3 über Post-CC abgeschiedenes CO₂ zu einem 5 km entfernten entleerten Gasfeld im Meer ab 2019 transportiert und injiziert werden sollte. Es sollte die erste komplette Demonstrationsanlage eines kommerziellen Kohlekraftwerks mit CCS in Europa werden. 2016 gingen die Planungen zunächst nicht weiter, da die Finanzierung nicht geklärt war.

2018 werden nun 280 Millionen NWK zur Realisierung eines Demonstrationsprojektes für die beiden verbleibenden Anwendungen bereitgestellt werden.⁹⁶

Advanced Development

Name	Location	Operation date	Industry	Capture type	Capture capacity (Mtpa)	Primary storage type
CarbonNet	Australia	2020s	Under evaluation	Under evaluation	1.0 - 5.0	Dedicated Geological Storage
Lake Charles Methanol	United States	2022 (Institute estimate)	Chemical Production	Industrial Separation	4.2	Enhanced oil recovery
Texas Clean Energy Project	United States	2022 (Institute estimate)	Chemical Production	Industrial Separation	1.5 - 2.0	Enhanced oil recovery
Norway Full Chain CCS	Norway	2023 - 2024	Cement Production and Waste-to-Energy	Various	0.8	Dedicated Geological Storage

Mit Blick auf die **11 Projektplanungen**, die **noch im Anfangsstadium** sind, fällt auf, dass sich nunmehr **8 Projekte auf Kraftwerke beziehen**, unterschiedliche Abtrennungsverfahren (auch Oxyfuel) vorsehen, sie **mehrheitlich in Asien (8 insgesamt, 6 davon in China)** zu verorten sind sowie ebenfalls mehrheitlich eine Speicherung vorsehen. Zwei Projekte werden in **Großbritannien**⁹⁷ geplant: das **Caledonia Clean Energy** und das **Teeside Collective**. Bei Letzterem handelt es sich um ein Cluster führender energieintensiver Unternehmen, die die erste europäische CCS-Industrie-Zone (im Tees Valley) errichten wollen. Mit einer Abtrennung von 0,8 Mt CO₂ pro Jahr soll begonnen werden, bis zu einem Aufwuchs von 10 Mt CO₂ pro Jahr; eine geologische CO₂-Speicherung ist vorgesehen – offshore in der Nordsee. Die ersten Anwendungen sind für Mitte der zwanziger Jahre geplant:

96 Vgl. Global CCS Institute (2018). News. Oslo. Norwegian government continues planning demonstration project CO₂-CCS. Artikel vom 15.5.2018: <https://www.regjeringen.no/en/aktuelt/the-norwegian-government-continues-with-the-planning-of-a-demonstration-project-for-co2-capture-transport-and-storage/id2601399/>

97 2017 wurde in Großbritannien die Clean Growth Strategy der Regierung verabschiedet, die auch ein Bekenntnis zum Engagement für ein neues CCS-Konzept enthält. Vgl. Global CCS-Institute (2018). News London from 30.1.2018. New UK climate change appointment accelerate carbon capture deployment: <https://www.globalccsinstitute.com/news/institute-updates/new-uk-climate-change-appointment-accelerate-carbon-capture-deployment>

Early Development

Name	Location	Operation date	Industry	Capture type	Capture capacity (Mtpa)	Primary storage type
China Resources Power (Haifeng) Integrated Carbon Capture and Sequestration Demonstration	China	2020's	Power Generation	Post-combustion capture	1.0	Dedicated Geological Storage
Huaneng GreenGen IGCC Large-scale System (Phase 3)	China	2020's	Power Generation	Pre-combustion capture (gasification)	2.0	Enhanced oil recovery
Korea-CCS 1	South Korea	2020's	Power Generation	Post-combustion capture	1.0	Dedicated Geological Storage
Korea-CCS 2	South Korea	2020's	Power Generation	Under evaluation	1.0	Dedicated Geological Storage
Shanxi International Energy Group CCUS	China	2020's	Power Generation	Oxy-fuel combustion capture	2.0	Not specified
Shenhua Ningxia CTL	China	2020's	Coal-to-liquids (CTL)	Industrial Separation	2.0	Not specified
Sinopec Shengli Power Plant CCS	China	2020's	Power Generation	Post-combustion capture	1.0	Enhanced oil recovery
Teesside Collective	United Kingdom	2020's	Various	Various	0.8	Dedicated Geological Storage
Sinopec Eastern China CCS	China	2020-2021	Fertiliser Production	Industrial Separation	0.5	Enhanced oil recovery
Caledonia Clean Energy	United Kingdom	2024	Power Generation	Post-combustion capture	3.0	Dedicated Geological Storage
South West Hub	Australia	2025	Fertiliser Production and Power Generation	Industrial Separation	2.5	Dedicated Geological Storage

Von der IEA werden die Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen auch in Zukunft als wichtig für die notwendige Verbesserung und Weiterentwicklung insbesondere der Kostensenkung erachtet.

6. Fazit

Als **Faktoren** für eine **künftige erfolgreiche CCS-Projektentwicklung** haben Kapetaki/Scowcroft 2017 aus der Gegenüberstellung der Geschäftsmodelle in Nordamerika und Europa herausgearbeitet, dass

- die Klarheit der rechtlichen Rahmenbedingungen,
- die Effizienz der Genehmigungsverfahren und
- das frühzeitige und nachhaltige Engagement der Stakeholder für die öffentliche Akzeptanz

entscheidend sind. Allerdings bleibe die Projektfinanzierung für künftige CCS-Projekte nach wie vor die größte Herausforderung.⁹⁸

Sollte es in näherer Zukunft zu einer breiteren Realisierung von CCS-Projekten kommen, könnten auch **Fragen nach den Nutzungskonkurrenzen des Untergrundes** zu klären sein. So findet heute schon die unterirdische Speicherung von Erdöl und Erdgas aus Gründen der Rohstoffversorgung in Porenspeichern oder in künstlich im Salzgestein angelegten Kavernen statt und zukünftig wird nach Angaben der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe auch die Speicherung von durch erneuerbare Energien hergestelltem Methan oder Wasserstoff eine wichtige Rolle spielen können⁹⁹. Noch wichtiger scheinen aber mögliche Nutzungskonkurrenzen der CO₂-Speicher aus den unterschiedlichen Anwendungen für die CO₂-Abscheidungen bzw. den CO₂-Entzug. So wird teilweise vorgeschlagen, mögliche sichere CO₂-Speicherkapazitäten eher für die Verpressung von CO₂ aus **negativen Emissionen** vorzuhalten. Zu den Technologieoptionen der negativen Emissionen (also dem aktiven Entzug von CO₂ aus der Atmosphäre) gehören¹⁰⁰ in dem Zusammenhang vor allem BECCS (s. Fußnote 2 dieser Arbeit) und auch möglicherweise „Direct air capture“-Technologien, bei denen Kohlenstoffdioxid mittels chemischer Absorber direkt aus der Luft gefiltert wird; DAC befindet sich (noch) im experimentellen Verfahren.

Es ist zudem davon auszugehen, dass die **Entwicklung einer erweiterten stofflichen Nutzung für CO₂ (CCU)** künftig weitere Bewegung in die Fortentwicklung der Abscheidetechnologien bringen wird. Diesbezüglich gibt es auf Forschungsebene bereits innovative Ideen und Lösungsansätze: z. B. zum Einsatz von größeren Mengen von CO₂ als Polymere und in Dämmstoffen (Baumaterialien), bei Feinchemikalien, bei der Methanolherstellung oder in einer Verwertung durch Mikroalgen. Dabei wird für die Nutzung des CO₂ heute eher von einer Ergänzung zur CO₂-Speicherung ausgegangen.¹⁰¹

CCS-Forscher in Deutschland sehen für die nächsten Jahre vor allem die **Realisierung von CCS im Demonstrationsmaßstab** und eine bessere Vernetzung mit der Industrie als Ziel an – in der Umsetzung eines Großprojektes würden viele der bisher eher kleinteiligen Problembefassungen beim Test- und Pilotanlagenbetrieb (z. B. durch extra klein anzufertigende Injektionsanlagen) künftig entfallen und komplexere Fragestellungen zur Kosteneffizienz und Langlebigkeit in den Vordergrund rücken.

98 Vgl. Zoe Kapetaki; John Scowcroft (2017). Overview of Carbon Capture and Storage (CCS) Demonstration Project Business Models: Risks and Enablers on the Two Sides of the Atlantic. In: Energy Procedia, Vol. 114, July 2017 (6623-6630): <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610217320180>

99 Zur oberflächennahen Geothermie, die die Erdwärme bis in maximal 400 m Tiefe nutzt, oder Nutzungen, die Kavernen bedürfen, besteht keine Konkurrenz.

100 Grundsätzlich gehören zu den beforschten Technologie-Optionen für negative Emissionen ansonsten auch z.B. noch Maßnahmen zur Verwitterung von Gestein oder zur Entsauerung oder Eisendüngung der Meere.

101 IEA (2017): 2017-IP10: 1-3.