

Zeitschrift: Swiss bulletin für angewandte Geologie = Swiss bulletin pour la géologie appliquée = Swiss bulletin per la geologia applicata = Swiss bulletin for applied geology

Herausgeber: Schweizerische Vereinigung von Energie-Geowissenschaftlern; Schweizerische Fachgruppe für Ingenieurgeologie

Band: 28 (2023)

Heft: 1-2

Artikel: Die CO₂-Pilotanlage Ketzin : Europas erstes Onshore-CO₂-Speicherprojekt

Autor: Schmidt-Hattenberger, Cornelia

DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-1051713>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. [Voir Informations légales.](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. [See Legal notice.](#)

Download PDF: 02.02.2025

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

Die CO₂-Pilotanlage Ketzin – Europas erstes Onshore-CO₂-Speicherprojekt

Cornelia Schmidt-Hattenberger¹

Abstract

In the context of the international climate policy, carbon dioxide (CO₂) capture and geological storage is seen as a potential measure for reducing anthropogenic greenhouse gas emissions. The CO₂ pilot site in Ketzin, Brandenburg, was the first European onshore CO₂ storage project and the only project of its kind in Germany to date. At this research site, the complete life cycle of a CO₂ storage facility was investigated in accordance with the European CCS Directive 2009/31/EC. During the regular injection phase from 2008 to 2013, an amount of 67,000 t of CO₂ was stored in a saline aquifer at a depth of about 650 m. The CO₂ injection was accompanied by a comprehensive, multi-disciplinary monitoring program comprising a combination of geophysical and geochemical methods to observe the migration and spatial distribution of CO₂ in the underground. Through a very successful public outreach concept, the project was able to gain local and regional acceptance. The Ketzin project was completed in 2017 with the backfilling of the boreholes and dismantling of the surface facilities. The results form a template for follow-up projects on an industrial scale, and they are also fed into national and international standardisation work in the form of knowledge transfer.

1 Einleitung

Die CO₂-Abscheidung aus industriellen Prozessen bzw. CO₂-Entnahme aus der Luft und die anschließende geologische Speicherung ist eine mögliche Option, die derzeit laufenden internationalen Anstrengungen zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen (THG) zu unterstützen (IEA 2022).

Im Sechsten Sachstandsbericht des Weltklimarats (IPCC 2022) werden Handlungsempfehlungen zur Reduzierung von THG-Emissionen gegeben, die sich auf verschiedene Szenarien stützen. In erster Linie setzt man darauf, in den transformierten Energiesystemen weniger CO₂ zu erzeugen (Vermeidung). Aber da dies nicht ausreichen wird, soll zusätzlich CO₂ aus der Atmosphäre entzogen werden (Carbon Dioxide Removal - CDR). Im Zusammenhang mit diesen CO₂-Entnahmetechnologien, zu denen auch die Verfahren 'Direct Air Capture and CO₂ Storage – DACCS' und 'Bioenergy with CO₂ Capture and Storage – BECCS' gehören, wird eine dauerhafte geologische CO₂-Speicherung benötigt. Der Weltklimarat benennt in seinen Szenarien auch die direkte Abscheidung und Speicherung von CO₂ (Carbon-dioxide Capture and Storage - CCS) aus den nicht vermeidbaren Emissionen in der Prozessindustrie, wie z.B. im Zementsektor.

¹ Helmholtz-Zentrum Potsdam, Deutsches GeoForschungs-Zentrum, Telegrafenberg, 14473 Potsdam, Deutschland

2 Möglichkeiten zur geologischen Speicherung von CO₂

Für die geologische Speicherung kommen vier Optionen in Betracht (Fig. 1): (1) Tiefe, salzwasserführende Grundwasserleiter (saline Aquifere), die untermeerisch (Offshore) oder kontinental (Onshore) verfügbar sind; (2) Ausgeförderte Erdöl- und Erdgas-Lagerstätten, beide Optionen (1, 2) ermöglichen die Speicherung von CO₂ im Porenraum des Speichergesteins; (3) Nicht abbaubare Kohleflöze, bei denen die Speicherung auf der Sorption von CO₂ an der Kohle beruht; (4) Basalte, bei denen es auf Grund der hohen Reaktivität des Gesteines zu einer sehr schnellen mineralischen Bindung des CO₂ im Poren- und Kluftraum des Gesteins kommt.

3 Geologische Becken und Speicherpotenzial in Deutschland

Das Norddeutsche Becken (NDB) ist Teil

des im Permokarbon angelegten Mitteleuropäischen Beckens, welches sich von England bis nach Polen erstreckt und Sedimentmächtigkeiten von über 7 km erreicht (Hoth et al. 1993). Neben klastischen Sedimenten sind auch die permischen Zechsteinsalze abgelagert worden, welche durch die nachfolgende sedimentäre Auflast in Bewegung geraten sind und zur Ausbildung der in Norddeutschland verbreiteten Salzstrukturen geführt haben. Durch den Aufstieg von Zechsteinsalz formten sich Kissen, Wände und Diapire und führten zur Deformation des mesozoischen Deckgebirges in Form von Antiklinalen und Synklinalen. Insbesondere Antiklinalen bieten ideale Voraussetzungen für die unterirdische Speicherung von CO₂, da sie die seitliche Ausbreitung des Gases begrenzen und somit das CO₂ wie unter einer Glocke eingeschlossen bleibt.

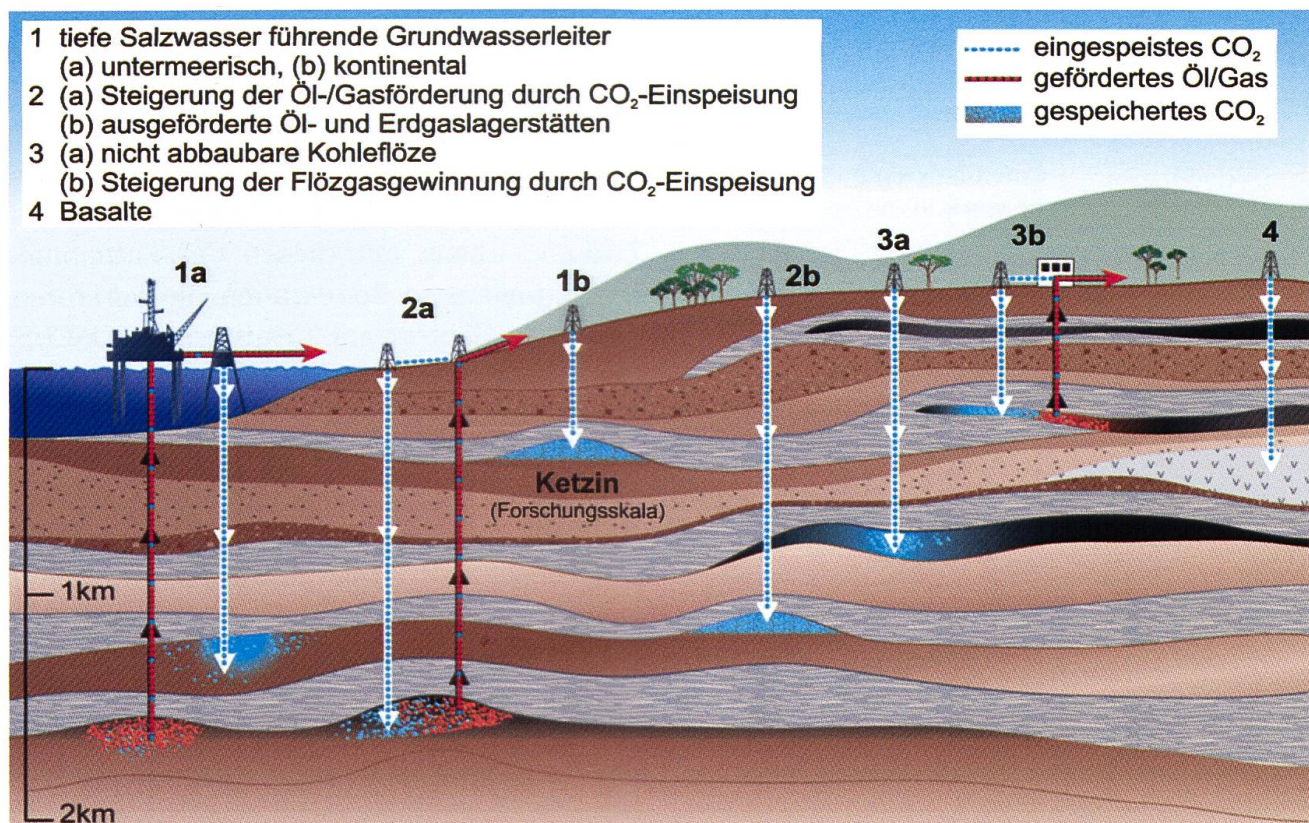


Fig. 1: Möglichkeiten der geologischen Speicherung von CO₂, modifiziert nach (IPCC 2005).

Das Norddeutsche Becken verfügt über zwei typische Speicheroptionen: die weitverbreiteten salzwasserführenden Aquifere des Mesozoikums sowie die ausgeförderten Erdgaslagerstätten, die sich überwiegend in den tiefsten Sedimentschichten des Perm befinden (GFZ 1997). Für Deutschland insgesamt schätzen Experten der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe BGR die CO₂-Speicherkapazität in salinen Aquiferen auf etwa 6 bis 12 Gigatonnen (6-12 Milliarden Tonnen), die ausgeförderte Erdgaslagerstätten bieten eine Speicherkapazität von ca. 2,75 Gigatonnen (Knopf et al. 2010).

Für die Umsetzung einer großmaßstäblichen dauerhaften Speicherung von CO₂ sind die Auflagen einzuhalten, die durch den derzeit vorhandenen Rechtsrahmen der EU-CO₂-Speicherrichtlinie (CCS Directive 2009) und des nationalen Gesetzes zur Demonstration der dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid (KSpG 2012) eingefordert werden. Ein wesentliches Kriterium ist dabei die Mindesteinlagerungstiefe von 800 Metern, die für die dauerhafte CO₂-Speicherung gewährleistet sein muss. Damit soll ein großer, sicherer Abstand zu den oberflächennahen Grundwasserschichten und das Vorhandensein von genügend Deckschichten als Abdichtungseinheiten gewährleistet sein.

4 Die wichtigsten Vorzüge des Pilotstandortes Ketzin

Die Vorgeschichte des Speichers in Ketzin (Bundesland Brandenburg) führt zurück in die frühen 60er Jahre. In 1964 wird erstmals Stadtgas (H₂-Anteil - 50%) in einer Tiefe von 250 - 400 m in den Untergrundgasspeicher Ketzin injiziert. Im Jahr 1992 wird der Speicher Ketzin auf Erdgas umgestellt und erreicht bis 1997 eine Speicherkapazität von 135 Millionen m³ (Eckhardt & Beer, 1999). Ab 1999 erfolgte aus ökonomischen Gründen der Rückbau und bis 2004 die Stilllegung und Verwahrung des Speichers. Zu diesem Zeitpunkt

begannen im Rahmen des Europäischen Forschungsprojektes CO₂SINK (<https://www.co2sink.org>) bereits die ersten Vorbereitungen für den CO₂-Pilotspeicher in Ketzin, z.B. die geologische Charakterisierung, die Planung der zukünftigen Bohrungen und die Einholung aller notwendigen Genehmigungen.

Der Speicherstandort befindet sich an der südlichen Flanke der Antiklinalstruktur Ketzin-Roskow (Bundesland Brandenburg), gelegen im Norddeutschen Becken (Förster et al. 2006). Der Speicherkomplex weist die typischen Merkmale und Eigenschaften auf, die für eine dauerhafte CO₂-Einspeicherung benötigt werden (Höding et al. 2009). Das Reservoir ist ein salzwasserführender Grundwasserleiter (Aquifer), bestehend aus Sandsteinen der Stuttgart-Formation der Obertrias, mit Porositäten ~26% und Permeabilitäten ~100 mD. Die Tiefe der CO₂-Speicherzone variiert je nach Bohrung zwischen 625 m-650 m, hat eine Schichtdicke von 15-20 m, einen Initialdruck von ca. 62 bar und eine Initialtemperatur von ca. 33 °C (Würdemann 2010). Das Deckgestein wird durch ein mehrschichtiges System von Schiefergesteinen der Obertrias mit einer Mächtigkeit von >165 m gebildet. Der gesamte Speicherkomplex bildet ein fluviales System, welches lateral und vertikal sehr heterogene Eigenschaften aufweist (Norden and Frykman 2013). Der Standort verfügte über fünf Bohrungen, die außerhalb des früheren Gasspeicher-Areals an der Flanke der Antiklinale angelegt wurden (Fig. 2). Dadurch kann das CO₂ bei seiner Migration zum Top der Antiklinale aufsteigen. Die drei in einem Dreieck angeordneten Hauptbohrungen Ktzi200, Ktzi201 und Ktzi202 wurden im Jahr 2007 errichtet, mit Tiefen von ca. 750 - 800 m und Abständen zwischen den Bohrungen von 50 m, 100 m und 112 m. Eine Pegelbohrung mit ca. 450 m Tiefe wurde als Überwachungsbohrung des Deckgestein-Horizontes in 2011 erstellt, sowie eine zusätzliche tiefe Monitoring-Bohrung Ktzi203 (ca. 700 m) in 2012, zur Entnahme von Kernmaterial aus dem CO₂-Reservoir.

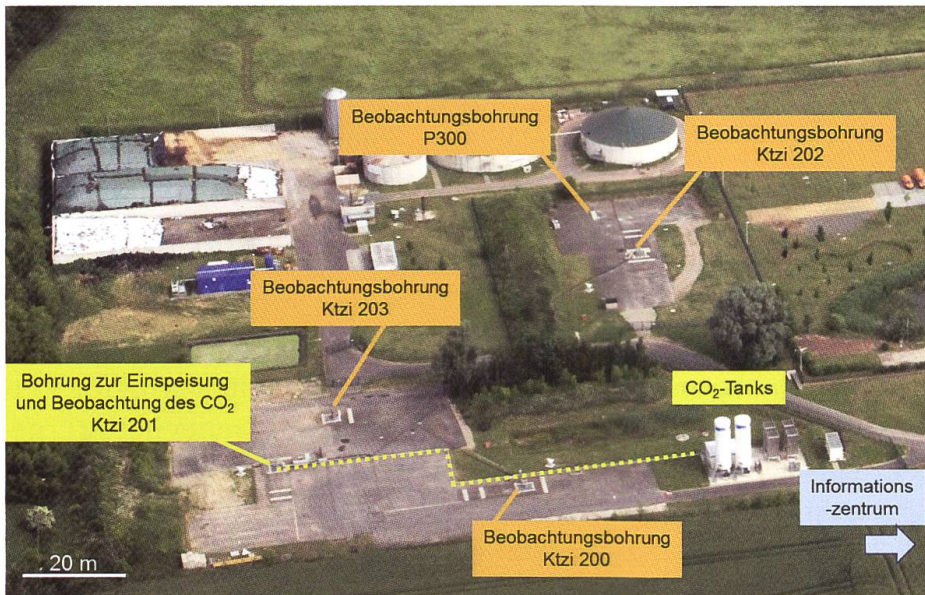


Fig. 2: Luftbild des Pilotstandortes Ketzin im August 2013 (Photo: GFZ).

5 Rechtsgrundlagen und Leitdokumente für das Ketzin-Projekt

Der Start der CO₂-Injektion erfolgte in 2008 nach Erteilung der bergrechtlichen Genehmigung durch das Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe Brandenburg LBGR in Cottbus, welches das Projekt die gesamte Laufzeit aufsichtsführend begleitete. Der CO₂-Pilotspeicher zählte als Forschungsspeicher, mit einer Begrenzung der zu speichernden CO₂-Menge bis maximal 100.000 Tonnen. Die Forschungs- und Entwicklungsarbeiten wurden durchgeführt unter Einhaltung des Bundesberggesetzes, des Brandenburgischen Wassergesetzes, des Brandenburgischen Gesetzes über Naturschutz und Landschaftspflege sowie des Bundes-Immissionsschutzgesetzes.

Das am Standort Ketzin eingesetzte Konzept zur Beobachtung und Überwachung des CO₂ im Untergrund orientierte sich an der EU-Direktive 2009/31/EC zur geologischen CO₂-Speicherung (CCS 2009). Dieses Dokument definiert drei wichtige Kriterien, die für den CO₂-Speicherbetrieb zu erfüllen sind:

- (1) Es ist keine Leckage feststellbar
- (2) Die beobachtete Ausbreitung des gespeicherten CO₂ verhält sich entsprechend der Modellprognose

cherten CO₂ verhält sich entsprechend der Modellprognose

- (3) Das Verhalten des Speichers weist eine Langzeitstabilität aus

Im August 2012 trat in Deutschland das CO₂-Speichergesetz (KSpG 2012) in Kraft, als nationale Umsetzung der EU-Direktive 2009/31/EC. Das Ketzin-Projekt lässt sich in diesen Rechtsrahmen unter Kapitel 6 (Forschungsspeicher) einordnen. Für die geologische Speicherung von CO₂ wurde der komplette Lebenszyklus eines Pilotstandortes inklusive Voruntersuchungen, Auf- und Rückbau aller Anlagen, sowie aller notwendigen Monitoring-Maßnahmen gezeigt. Der Verschluss der fünf Bohrungen (Fig. 2) nach Abschluss der CO₂-Speicherung erfolgte in 2017 gemäß der „Richtlinie des Oberbergamtes in Clausthal-Zellerfeld über das Verfüllen auflässiger Bohrungen“ vom 29. Juli 1998-20.1-3/98-B IIIId1.2-IV. (LBEG 1998).

6 Injektionsverlauf und Druckmanagement

Der Injektionszeitraum erstreckte sich über 5 Jahre, Beginn der CO₂-Injektion war im Juni 2008 und das Ende im August 2013. Die totale eingespeicherte CO₂ Menge betrug ca. 67.000

Tonnen. In der Anfangsphase der Injektion wurde zunächst ein Druckanstieg beobachtet, der aus der Verdrängung des salinaren Formationswassers durch das einströmende CO₂ resultierte, sich aber nach einem gewissen Einschwingvorgang wieder abbaute und auf stabile Druckbedingungen zwischen 72 und 76 bar einstellte. Während der gesamten Injektionshistorie konnte ein gleichmäßiger Injektionsverlauf aufgezeichnet werden, der maximale Druckanstieg betrug dabei ca. 16 bar und es gab keine sicherheitsrelevanten Vorkommnisse (Fig. 3). In der Risiko-Analyse des Projekts wurde der Druck-Grenzwert für die CO₂-Injektion ermittelt und festgeschrieben wie folgt: Während des Betriebs sollte der Bohrlochdruck (Formationsdruck) unter dem niedrigsten Schwellwert des kapillaren Eintrittsdruckes (capillary entry pressure) liegen, unter Berücksichtigung einer zusätzlichen Sicherheitszone von ca. 10% des Wertes. Dieser Schwellwert von 85 bar (entspricht 83 bar am Drucksensor in 550 m Tiefe, am Ende des Injektionsstrangs) war der von der Landesbergbehörde LBGR maximal zugelassene Lagerstättendruck, der eine si-

chere Verhinderung des Aufreißen der Gesteinsformation gewährleistet.

7 Das multi-disziplinäre Monitoringkonzept

Die Ausbreitung des injizierten CO₂ und seine Gesteins-Fluid-Wechselwirkungen wurde mit einem Beobachtungsprogramm verschiedener, geowissenschaftlicher Methoden an der Oberfläche und auch im Untergrund untersucht. Sowohl der Speicherhorizont der Schilfsandsteinschichten (Reservoir-Schicht) als die darüber liegenden mächtigen Tonsteine (Abdecker-Schicht), die den Speicherhorizont nach oben abdichten, mussten überwacht werden (Fig. 4). Für den Standort Ketzin wurde ein multi-disziplinäres Monitoringkonzept entwickelt, welches eine Kombination aus verschiedenen geophysikalischen und geochemischen Verfahren umfasste und unterschiedliche zeitliche (periodische und dauerhafte Messungen) und räumliche Skalen (dm, m, km) abdeckte.

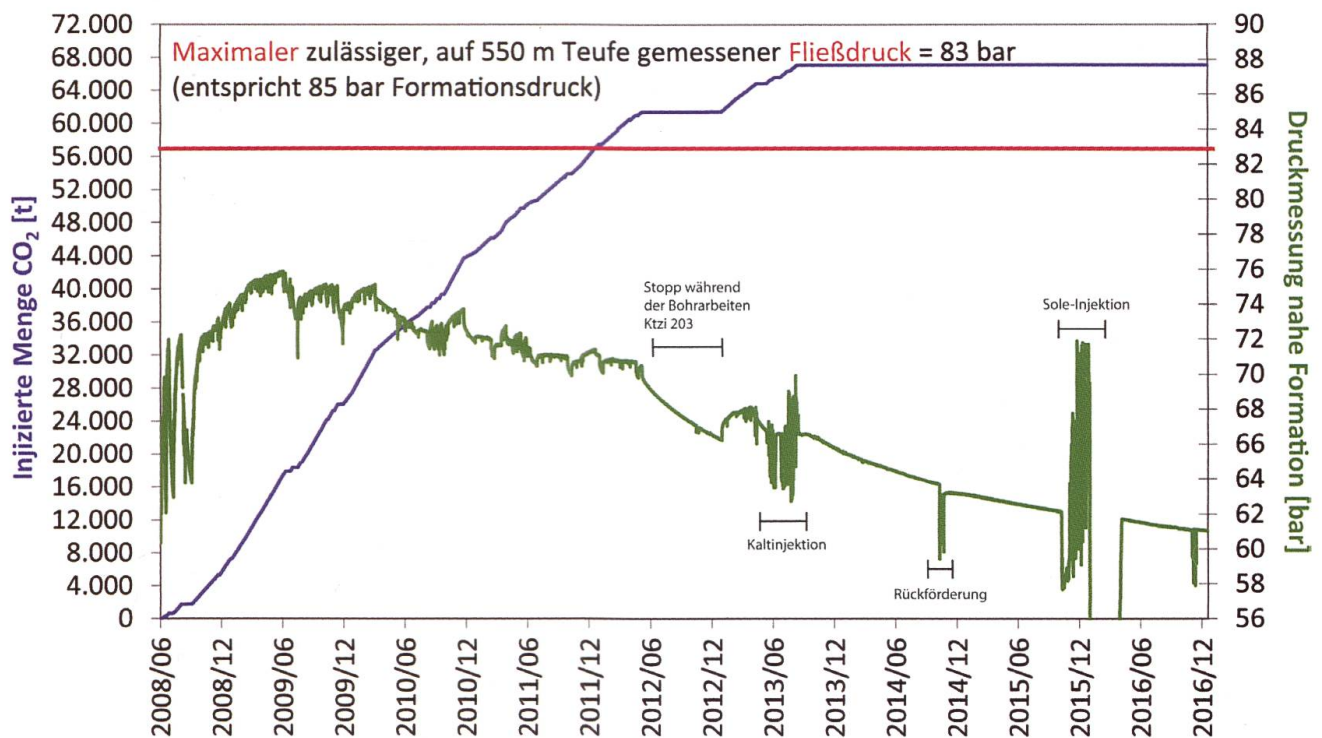


Fig. 3: Entwicklung des Formationsdrucks mit der injizierten CO₂-Menge im Zeitraum Juni 2008 bis Dezember 2016.

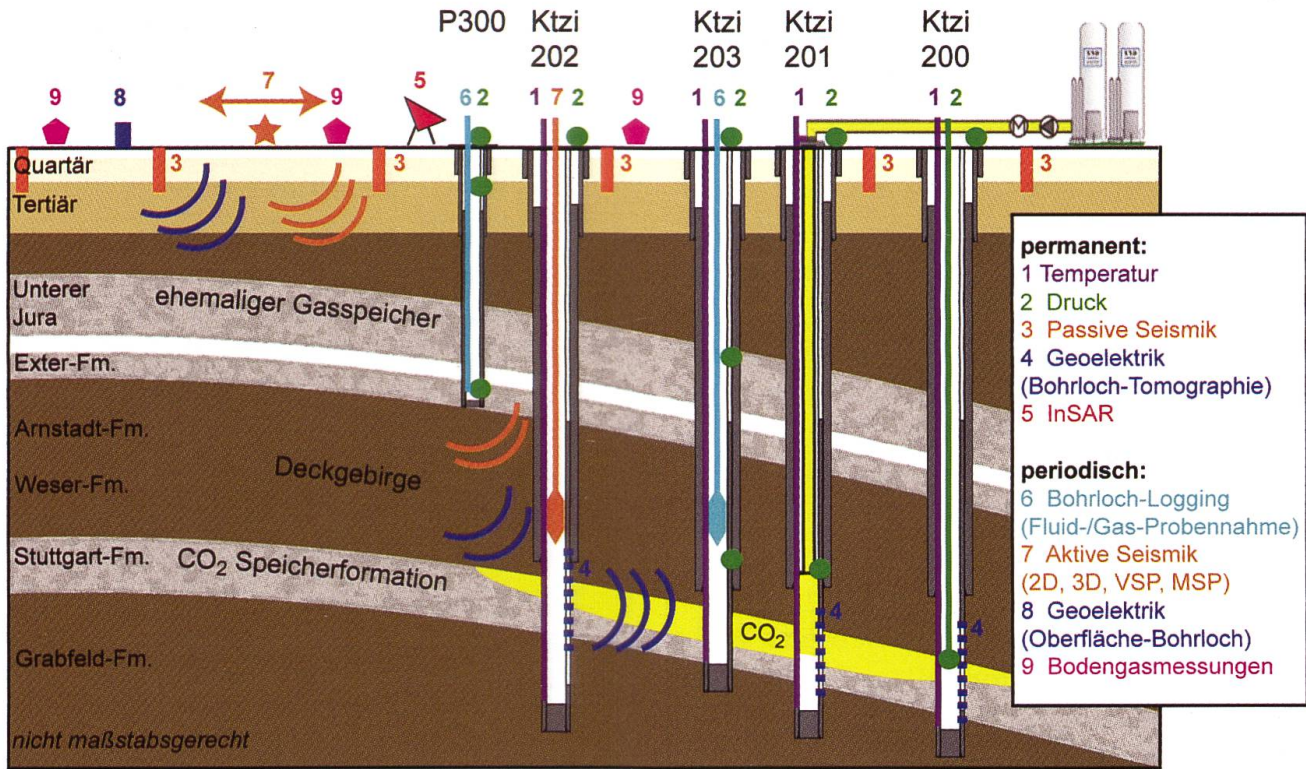


Fig. 4: Monitoringkonzept für den geologischen CO₂-Speicher in Ketzin, modifiziert nach (Wipki et al. 2016).

Die behördlichen Auflagen zur messtechnischen Überwachung bei der geologischen Speicherung umfassten die folgenden Aufgaben:

- (1) Feststellung der CO₂-Ankunft an den Beobachtungsbohrungen
- (2) Untersuchung des Ausbreitungsverhaltens der CO₂-Verteilung
- (3) Sicherheitsmonitoring zur Gewährleistung der Dichtigkeit/Integrität des Speicherkomplexes

Das geophysikalische Monitoring liefert während der CO₂-Injektion Daten zur lateralen und vertikalen Ausbreitung der sogenannten «CO₂-Fahne». Aus der Ausdehnung dieser CO₂-Verteilung um den Injektionspunkt herum lässt sich auf die CO₂-Gassättigung im porösen Sandstein schließen. Die aus den seismischen Wiederholungsmessungen gewonnenen speicherphysikalischen Parameter (Bergmann et al. 2016) dienen als Entscheidungshilfe für die Steuerung der CO₂-Injektion und Kontrolle der Fluidausbreitung im Untergrund.

Parallel zu den geophysikalischen 3D Messungen erfolgten petro-physikalische und geomechanische Laborexperimente an Gesteinsproben unter in-situ Druck- und Temperaturbedingungen (Kummerow and Spangenberg 2011). Die Ergebnisse der geophysikalischen Messungen stützten ganz wesentlich die Kalibrierung der numerischen Simulationsmodelle (Kempka and Kühn 2013) und verbesserten somit die Sicherheit der Langzeitprognose und Risikoabschätzung für den Speicher.

8 Geochemisches Monitoring an der Oberfläche

Das Bodengasmonitoring an der Oberfläche der CO₂-Pilotanlage war eine wichtige, durch das Landesbergamt LBGR geforderte Sicherheitsüberprüfung. Diese Messungen begannen deutlich vor der CO₂-Injektion in 2005 und dokumentierten über ein Jahrzehnt hinweg bis zum Beginn des Bohrungsverschlusses mittels kontinuierlicher Überwachung von 20 Messstellen eines 3 x 3 km²

Gebiets die natürlichen CO_2 -Bodenflüsse in der obersten Schicht des Versuchsfeldes (Fig. 5). Die CO_2 -Konzentrationen wurden in hoher Auflösung direkt im Gelände mit einem Infrarot-Gasanalysator LiCOR LI-8100 ermittelt (Zimmer et al. 2011). In den fünf Jahren des CO_2 -Injektionsbetriebs gab es keinen Hinweis darauf, dass der CO_2 -Bodenfluss erhöht war oder Anomalien aufwies (Fig. 5). Auch bei den sehr geringen Flussraten in der Winterperiode konnten keine auffälligen Änderungen bei den Bodengasflüssen detektiert werden (Szizybalski et al. 2017). Man muss allerdings bei der Auswertung der Messdaten die Abhängigkeit von Temperatur und Bodenfeuchte berücksichtigen. Beides beeinflusst die mikrobielle Aktivität im Boden und damit auch die CO_2 -Produktion.

9 Geologische Modellierung der Stuttgart Formation

Statische und dynamische geologische Modelle sind wichtige Werkzeuge für den Speicherbetrieb, da sie die Überwachungsmethoden ergänzen und Prognosen für die Betriebsführung liefern. Für die Unter-

suchung des dynamischen Verhaltens des CO_2 -Plumes im Untergrund braucht man ein statisches geologisches Modell. Dieses wird den numerischen Simulationen zur CO_2 -Ausbreitung zugrunde gelegt, zusammen mit vorhandenen Daten aus hydraulischen, thermischen, geochemischen und mechanischen Prozessen. So konnten zum Beispiel Informationen aus bestehenden Alt-Bohrungen (Daten aus Bohrloch-Logs, Kernproben) und aus Pumpversuchen (Anfordern und Zurücklaufen des Fluids) genutzt werden, um Aussagen zu Rinnen-/Nicht-Rinnen-Fazies in verschiedenen Tiefen des Ketzin-Modells zu validieren (Norden and Frykman 2013).

Für den Aufbau des statischen Modells von Ketzin wurde die Modellierung der Rinnengeometrie in einem fluvialen System unter Verwendung des Programms FLUVSIM (Deutsch und Tran 2002) durchgeführt. Der geostatistische Input für die stochastische Modellierung der Permeabilitätsverteilung wurde aus konzeptionellen Modellen der sedimentologischen Architektur der Stuttgart-Formation sowie aus regionalen Fazieskarten von Nordostdeutschland (Beutler 2002) abgeleitet.

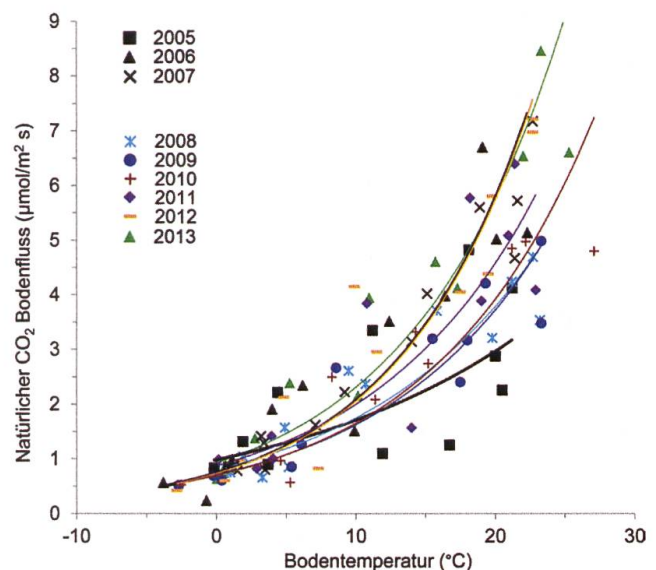


Fig. 5: Station zur Messung des CO_2 -Bodenflusses und der Bodentemperatur auf dem Betriebsgelände in Ketzin (links, Zimmer et al. 2011). Daten aus der Phase der CO_2 -Injektion 2008-2013 zeigen den gleichen typischen Jahresverlauf wie Daten aus der Pre-Injektionszeit 2005-2007 (rechts).

10 Prozessmodellierung - vom allgemeinen zum spezifischen Fall

Mit der dynamischen 3D-Reservoirmodellierung und unter Berücksichtigung der horizontalen Heterogenitäten der Geologie des Standortes konnte die Ankunftszeit des CO₂ an den Beobachtungsbohrungen als auch die Druckentwicklung in der Lagerstätte reproduziert werden. Dabei kamen verschiedene numerische Simulatoren zum Einsatz (Industriestandard ECLIPSE 100, wissenschaftliches Programm TOUGH2-MP). Für die Verbesserung des dynamischen Modells wurden fortlaufend die Erkenntnisse aus aktuellen Wiederholungsmessungen berücksichtigt und eingearbeitet (Kempka and Kühn 2013).

In der Prozessmodellierung wurden das zeitabhängige Auftreten von Mehrphasenströmungen, mechanischen Effekten und geochemischen Reaktionen berücksichtigt. Die numerischen Simulationen (Kempka et al. 2014) für den Pilotstandort Ketzin zeigen, dass die mechanische Integrität des Reser-

voirs und des Deckgesteins während der Betriebszeit erhalten bleibt und dass nach 10.000 Jahren die Lösung von CO₂ im Formationswasser der dominierende Rückhalte-mechanismus ist und eine Mineralisierung in der Größenordnung von max. 24% bei vernachlässigbaren Änderungen der Porosität und Permeabilität stattfindet (Fig. 6).

Die verschiedenen Rückhalte-mechanismen tragen mit zunehmender Zeit zur dauerhaften und sicheren Speicherung bei. Wie abhängig diese Rückhalte-mechanismen von der geologischen Charakteristik des individuellen Speicherstandortes sind, zeigt das isländische CO₂-Speicherprojekt CarbFix (Matter et al. 2009) für die Speicheroption des Basalts. Hier wird der Hauptteil der CO₂-Bindung im Untergrund durch eine sehr schnelle Mineralisierung des CO₂ zu neuen Karbonatverbindungen realisiert.

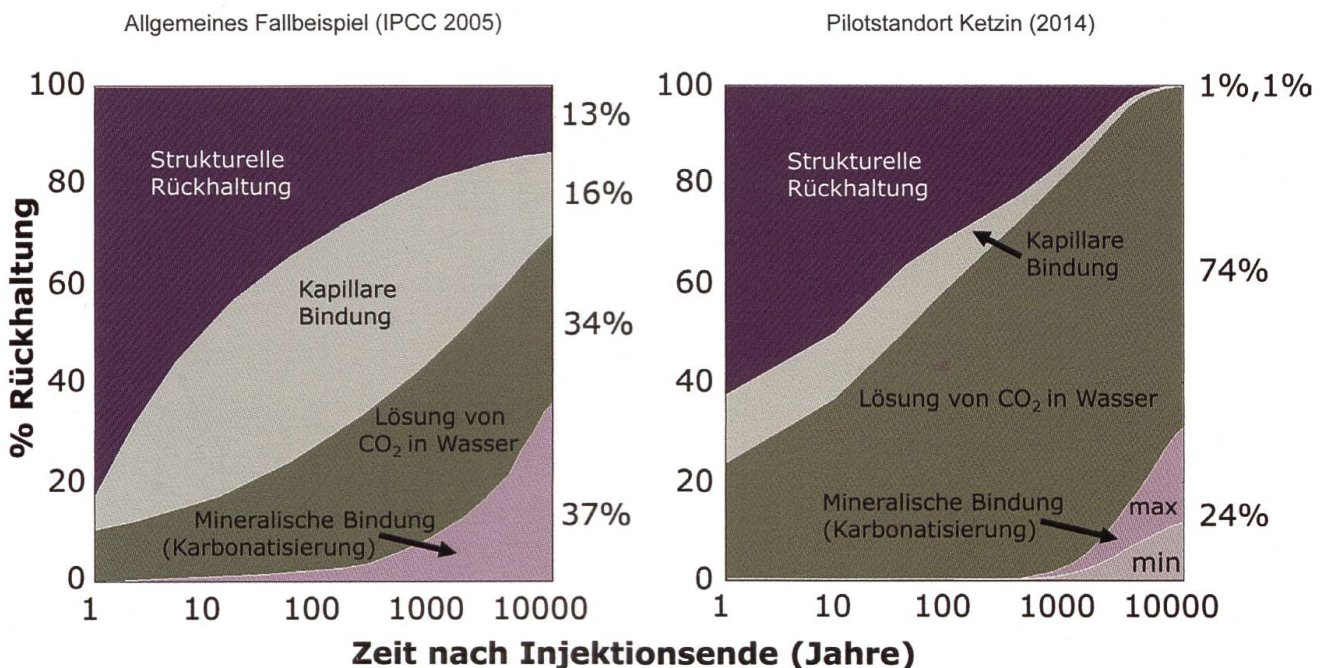


Fig. 6: Rückhalte-mechanismen für geologische CO₂-Speicher. Links sieht man ein allgemeines Fallbeispiel (IPCC 2005), das die vier verschiedenen Arten von Rückhalte-mechanismen und ihre Beiträge nach der Beendigung der Injektion zeigt. Rechts sind die Rückhalte-mechanismen für den Standort Ketzin dargestellt, basierend auf mittels Felddaten kalibrierten Modellprognosen (Kempka et al. 2014).

11 CO₂-Speicherung der Öffentlichkeit verständlicher machen

Zur erfolgreichen Umsetzung eines CO₂-Speicherprojektes gehört auch die Einwerbung der Akzeptanz der lokalen Bevölkerung, begleitet von einer transparenten Informationsstrategie über alle Schritte des Vorhabens. Am Standort Ketzin wurde bereits vor dem Projektstart mit der regelmäßigen Information der lokalen Politiker über die CO₂-Speichertechnologie und allen damit verbundenen baulichen Maßnahmen vor Ort begonnen. Es erfolgte weiterhin eine Zusammenarbeit mit örtlichen Bildungsträgern, wie z.B. Schulen und Universitäten, und es wurde ein wöchentlicher Besuchertag für interessierte Gäste mit Führung auf dem Testgelände eingerichtet (Szyzibalski et al. 2014).

In einem jährlichen Tag der offenen Tür nahmen sich die projektbeteiligten Wissenschaftler und Techniker Zeit, um interessierten Anwohnern aus der Region sowie zahlreichen externen Besuchern das Speichervorhaben zu erklären und die aktuellen wissenschaftlichen Ergebnisse einfach und verständlich zu erläutern. Eine der drängendsten Frage war stets 'Wie weit hat sich das CO₂ unterirdisch schon ausgebreitet und ist es bereits unter unseren Häusern angekommen?'

Eine enge und vertrauensvolle Zusammenarbeit mit der Bergbehörde und der Brandenburgischen Landesregierung hat das Pilotprojekt von Beginn an begleitet und maßgeblich zum Gelingen beigetragen.

12 Die wichtigsten Resultate aus dem Ketzin-Projekt

Am Standort Ketzin wurde der Nachweis der sicheren und verlässlichen CO₂-Speicherung an Land (Onshore) erbracht. Die zahlreichen experimentellen und numerischen Untersuchungen zur CO₂-Ausbreitung im Speicher-

reservoir trugen zu einem ganzheitlichem Prozessverständnis bei.

Das Projekt hat alle rechtlichen und regulatorischen Auflagen erfüllt. Es gab während der gesamten Betriebszeit des CO₂-Speichers eine sehr hohe lokale und regionale Akzeptanz. Hierbei war auch das historische Geschehen um den früheren Stadtgasspeicher eine gute Unterstützung, d.h. die lokale Bevölkerung war bereits mit den technischen Abläufen zur Gasspeicherung in Kontakt gekommen und mit Untertagetechnologie vertraut.

Die Ergebnisse der konstruktiven Zusammenarbeit mit zahlreichen internationalen wissenschaftlichen Partnern und Industrieunternehmen ist auf der projekteigenen Website abgelegt in Form gemeinsamer Publikationen, Videofilme und weiterem Informationsmaterial (<https://www.co2ketzin.de/startseite>).

Das Projekt wurde Ende 2017 mit der Verfüllung aller Bohrungen abgeschlossen. Inzwischen hat sich auf dem obertägigen Flurstück das Energiewende-Labor Ketzin entwickelt (EWL 2021) mit den Kernkomponenten Windenergie, Photovoltaik und einer Biomasseanlage.

Das Konzept des Ketzin-Pilotprojektes steht als Blaupause zur Verfügung und kann entsprechend auf industriellen Maßstab hochskaliert und umgesetzt werden. Derzeit wird aus dem Vorhaben fortlaufend Wissenstransfer getätigt, z.B. die Einspeisung der technischen und wissenschaftlichen Erfahrungen in die nationale/internationale Standardisierung DIN/ISO (ISO-TR 2021).

References

- IEA International Energy Agency 2022: World Energy Outlook 2022. IEA, Paris, <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>, License: CC BY 4.0 (report); CC BY NC SA 4.0 (Annex A).
- IPCC Intergovernmental Panel on Climate Change 2022: Climate Change 2022; Mitigation of Climate Change; Working Group III: Contribution to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. ISBN 978-92-9169-160-9.
- Hoth, K., Rusbült, J., Zagora, K., Beer, H., & Hartmann, O. 1993: Die tiefen Bohrungen im Zentralabschnitt der Mitteleuropäischen Senke - Dokumentation für den Zeitabschnitt 1962 - 1990. Schriftenreihe für Geowissenschaften 2, 7-145.
- GFZ GeoForschungszentrum Potsdam 1997: Geowissenschaftliche Bewertungsgrundlagen zur Nutzung hydrogeothermaler Ressourcen in Norddeutschland. Scientific Technical Report STR 97/15. <http://bib.gfz-potsdam.de/pub/str9715/9715.htm>
- Knopf, S., May, F., Mueller, C., & Gerling, P. 2010: Neuberechnung möglicher Kapazitäten zur CO₂-Speicherung in tiefen Aquifer-Strukturen. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 60(4), 76-80.
- CCS Directive 2009: Directive 2009/31/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the geological storage of carbon dioxide. Official Journal of the European Union, 5.6.2009, EN, L 140/114 - L 140/135.
- KSpG. 2012: Gesetz zur Demonstration der dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid (Kohlendioxid-Speicherungsgesetz - KSpG), vom 17. August 2012 (BGBl. I S. 1726), das zuletzt durch Artikel 138 der Verordnung vom 19. Juni 2020 (BGBl. I S. 1328) geändert worden ist.
- Eckhardt, G., & Beer, H. 1999: Entwicklung und Perspektiven der Untergrundspeicherung in Brandenburg. *Brandenburgische Geowissenschaftliche Beiträge*, 6-1999, 1-18.
- Förster, A., Norden, B., Zink-Jørgensen, Frykman, P., Kulenkampf, Spangenberg, E., Erzinger, J., Zimmer, M., Kopp, J., Borm, G., Juhlin, C., Cosma, C.-G. & Hurter, S. 2006: Baseline characterization of the CO₂SINK geological storage site at Ketzin, Germany. *Environmental Geosciences*, 13/3. 145-161.
- Höding, T., Göthel, M., & Stackebrandt, W. 2009: Geologische Möglichkeiten für die CO₂-Speicherung in Brandenburg. *Brandenburgische Geowissenschaftliche Beiträge*, 1/2-2009, 1-18.
- Würdemann, H., Möller, F., Kühn, M., Heidug, W., Christensen, N. P., Borm, G., & Schilling, F. R. 2010: CO₂SINK—From site characterisation and risk assessment to monitoring and verification: One year of operational experience with the field laboratory for CO₂ storage at Ketzin, Germany. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 4(6), 938-951.
- Norden, B., & Frykman, P. 2013: Geological modelling of the Triassic Stuttgart Formation at the Ketzin CO₂ storage site, Germany. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 19, 756-774.
- Wipki, M., Ivanova, A., Liebscher, A., Lüth, S., Möller, F., Szizybalski, A., Wiese, B. U., & Zimmer, M. 2016: Monitoring Concept for CO₂ Storage at the Ketzin Pilot Site, Germany – Post-injection Continuation Towards Transfer of Liability. *Energy Procedia*, 97, 348-355.
- LBEG 1998: „Richtlinien über das Verfüllen auflässiger Bohrungen (Handakte Nr. 4.25)“. *Oberbergamt, Clausthal-Zellerfeld*, 29.07.1998.
- Bergmann, P., Diersch, M., Götz, J., Ivandic, M., Ivanova, A., Juhlin, C., Kummerow, J., Liebscher, A., Lüth, S., Meekes, S., Norden, B., Schmidt-Hattenberger, C., Wagner, F. M., & Zhang, F. 2016: Review on geophysical monitoring of CO₂ injection at Ketzin, Germany. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 139, 112-136.
- Kummerow, J., & Spangenberg, E. 2011: Experimental evaluation of the impact of the interactions of CO₂ -SO₂ brine, and reservoir rock on petrophysical properties: A case study from the Ketzin test site, Germany. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*, 12(5).
- Zimmer, M., Piltz, P., & Erzinger, J. 2011: Long-term surface carbon dioxide flux monitoring at the Ketzin carbon dioxide storage test site. *Environmental Geosciences*, 18(2), 119-130.
- Szizybalski, A., Zimmer, M., Piltz, P., & Liebscher, A. 2017: Results from twelve years of continuous monitoring of the soil CO₂ flux at the Ketzin CO₂ storage pilot site, Germany. *Energy Procedia*, 125, 543-548.
- Deutsch, C.V., & Tran, T.T. 2002: FLUVSIM: a program for object-based stochastic modeling of fluvial depositional systems. *Computers & Geosciences*, 28 (3), 525-535.
- Beutler, G. 2002: Keuper-Mächtigkeit und Lithofazies des Schilfsandsteins. In *Stackebrandt, W., Manhenke, V. (Eds.), Atlas zur Geologie von Brandenburg im Maßstab 1:1,000,000* (pp. 62-63). Kleinmachnow, Landesamt für Geowissenschaften und Rohstoffe Brandenburg, Germany.
- Kempka, T., & Kühn, M. 2013: Numerical simulations of CO₂ arrival times and reservoir pressure coincide with observations from the Ketzin pilot site, Germany. *Environmental Earth Sciences*, 70(8), 3675-3685.
- Kempka, T., Lucia, M. de, & Kühn, M. 2014: Geomechanical integrity verification and mineral trapping quantification for the Ketzin CO₂ storage pilot site by coupled numerical simulations. *Energy Procedia*, 63, 3330-3338.
- IPCC 2005: Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- Matter, J.M., Broecker, W.S., Stute, M., Gislason, S.R., Oelkers, E.H., Stefánsson, A., Wolff-Boe-

- nisch, D., Gunnlaugsson, E., Axelsson, G., Björnsson, G. 2009: Permanent Carbon Dioxide Storage into Basalt: The CarbFix Pilot Project, Iceland. *Energy Procedia*, 1, 3641-3646.
- Szzybalski, A., Kollersberger, T., Möller, F., Martens, S., Liebscher, A., & Kühn, M. 2014: Communication Supporting the Research on CO₂ Storage at the Ketzin Pilot Site, Germany – A Status Report after Ten Years of Public Outreach. *Energy Procedia*, 51, 274–280.
- EWL Energiewendelabor Ketzin 2021: YouTube: Wirtschaftsförderung Land Brandenburg GmbH (WFBB). 26.04.2021, https://www.google.com/search?client=firefox-b-d&q=Energiewendelabor+Ketzin#fpstate=ive&vld=cid:0e40d050,vid:5SfqMzIN_4A, Zugriff 30.03.2023
- ISO/TR 27923 2022: Carbon dioxide capture, transportation and geological storage – Injection operations, infrastructure and monitoring. ISO standard, <https://www.iso.org/standard/67275.html>, Zugriff 30.03.2023

