

Heiner Rickers

Vorsitzender des Umwelt- und Agrarausschusses

LANDESHAUS

Düsternbrooker Weg 70

24105 Kiel

Schleswig-Holsteinischer Landtag
Umdruck 20/1197

Prof. Klaus Wallmann

Leiter Forschungseinheit
Marine Geosysteme

Koordinator GEOSTOR/CDRmare

Tel +49 431 600-2287

kwallmann@geomar.de

Stellungnahme zu Drucksache 20/615 (neu) und Drucksache 20/632

30. März 2023

Hauptautor: Prof. Klaus Wallmann

Zusammenfassung

Die Abscheidung von CO₂ mit anschließender Speicherung im geologischen Untergrund kann einen Beitrag zur Reduktion von CO₂-Emissionen leisten. In Europa wird diese Technologie bisher nur in Norwegen in industriellem Maßstab angewendet. Das CO₂ wird dabei unter dem Meeresboden verpresst. Viele europäische Firmen erschließend zurzeit weitere CO₂-Speicher unter der Nordsee, um dort CO₂ aus industriellen Quellen zu entsorgen. Die Gesetzgebung in Deutschland soll im Jahr 2024 aktualisiert werden, um auch hier die CO₂-Speicherung zumindest für bestimmte Anwendungen zu ermöglichen. In einer Reihe von europäischen Forschungsprojekten konnte gezeigt werden, dass bei der geologischen CO₂-Speicherung unter dem Meeresboden nur geringe Risiken bestehen, die durch eine geeignete Regulierung weiter minimiert werden können. Die Speicherkapazität unter der Nordsee ist ausreichend groß, um CO₂, das in Zukunft in Europa abgeschieden werden muss, sicher zu entsorgen. CCS mit CO₂-Speicherung unter der Nordsee seewärts der 12-Meilen-Zone kann daher zur Reduktion von CO₂-Emissionen in Deutschland und Schleswig-Holstein eingesetzt werden

GEOMAR
Helmholtz-Zentrum für
Ozeanforschung Kiel

Wischhofstraße 1-3
24148 Kiel | Germany

Tel +49 431 600-0
Fax +49 431 600-2805
www.geomar.de

Deutsche Bank AG Kiel
BLZ 210 700 24
Kto. 144 8000

SWIFT/BIC DEUTDEDB210
IBAN DE 69210700240144800000

Steuernummer 2029745781
USt.-IdNr. DE281295378

1. Begriffsklärung

Mit dem Begriff „Carbon Capture and Storage“ (CCS) wird ein technisches Konzept beschrieben, bei dem Kohlendioxid (CO_2) an Industrieanlagen abgeschieden und anschließend im geologischen Untergrund gespeichert wird.

Zudem kann CO_2 aus der Atmosphäre entnommen werden, um Treibhausgas-Emissionen zu kompensieren, die sich auch in Zukunft nicht vermeiden lassen. Dieser Ansatz wird auch als CDR (carbon dioxide removal) bezeichnet. Auch hier spielt CCS eine wichtige Rolle, wenn CO_2 entweder direkt aus der Atmosphäre abgeschieden (Direct Air Capture mit CCS, DACSS) oder an Biomasse-Kraftwerken aufgefangen (Bioenergie mit CCS, BECCS) und anschließend im geologischen Untergrund eingelagert wird.

In jüngerer Zeit wird mit dem sogenannten Blauen Wasserstoff eine weitere CCS-Anwendung diskutiert. Dabei wird Erdgas zunächst in CO_2 und Wasserstoff zerlegt, das CO_2 anschließend im Untergrund deponiert und der Wasserstoff für industrielle Prozesse und die Stromproduktion eingesetzt. Dieser Blaue Wasserstoff soll dann zu einem späteren Zeitpunkt durch Grünen Wasserstoff ersetzt werden, der durch Elektrolyse von Wasser mit Hilfe von erneuerbarem Strom hergestellt wird (IEA, 2020).

In den letzten Jahren wird zudem diskutiert, einen Teil des abgeschiedenen CO_2 nicht im Untergrund zu deponieren, sondern als Kohlenstoffquelle zu nutzen (Carbon Capture and Utilization, CCU). Dabei wird CO_2 mit z. B. Grünem Wasserstoff umgesetzt, um Methanol und andere Kohlenwasserstoffe zu produzieren, die als Grundstoffe in der chemischen Industrie und als synthetische Treibstoffe eingesetzt werden können (IPCC, 2022). Welche CO_2 -Anteile in Zukunft genutzt werden können, hängt maßgeblich davon ab, wie schnell die Produktion von Grünem Wasserstoff hochgefahren und zu welchen Preisen dieser Wasserstoff zur Verfügung gestellt werden kann.

2. CCS und Klimaschutz

CCS ist eines der Verfahren, das eingesetzt werden kann, um CO_2 -Emissionen zu vermeiden und damit das Klima zu schützen. In den Berichten des Weltklimarats (Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC) wird schon seit langem betont, dass CCS eine Rolle beim Klimaschutz spielen kann. Schon im Anhang zum ersten IPCC Bericht wurde auf CCS als eine der technischen Maßnahmen zur Reduktion von CO_2 -Emissionen hingewiesen (IPCC, 1992). Später wurde in einem speziellen IPCC-Bericht zu CCS bestätigt, dass CO_2 sicher in tiefen geologischen Gesteinsschichten, d.h. in geologischen Formationen, gespeichert werden kann und dass dabei mehr als 99 % des verpressten CO_2 auf Dauer im Untergrund bleibt, wenn geeignete Formationen für die Speicherung

ausgewählt und Druckgrenzwerte eingehalten werden (IPCC, 2005). Im jüngsten IPCC-Bericht wird dargelegt, dass CCS und andere CO₂-Entnahmen benötigt werden, um den mittleren globalen Temperaturanstieg auf 1.5 – 2.0°C zu begrenzen (IPCC, 2022). Fast alle dort zusammengefassten Studien zeigen, dass CCS (inkl. DACCS und BECCS) neben vielen weiteren Maßnahmen benötigt werden, um den globalen Temperaturanstieg auf weniger als 2°C zu begrenzen (IEA, 2020; IPCC, 2022). Auch die Internationale Energie Agentur (IEA) weist seit langem daraufhin, dass CCS eine wichtiges Klimaschutzinstrument ist und bestätigt in ihrem aktuellen Bericht, dass die globalen Klimaziele ohne CCS nicht erreicht werden können (IEA, 2020). Dennoch wurde CCS bisher nur in relativ wenigen Projekten in großem Maßstab erfolgreich angewendet. Dies ist vor allem auf die mangelnde öffentliche Akzeptanz, die hohen Kosten, und den erheblichen Energieaufwand bei der CO₂-Abtrennung zurückzuführen (Martin-Roberts et al., 2021; UBA, 2009).

3. CCS in Europa

In Europa wird CCS bisher nur in Norwegen in industriellem Maßstab angewendet. Dabei wird CO₂ aus Erdgas abgetrennt und anschließend unter dem Meeresboden deponiert. In vielen Fällen enthält Erdgas, das aus dem Untergrund gefördert wird, nicht nur den Energieträger Methan, sondern auch CO₂, das abgetrennt werden muss, bevor das Erdgas als annähernd reines Methan in Pipelines eingespeist werden darf. Bisher wird das aus Erdgas abgetrennte CO₂ fast immer direkt in die Atmosphäre emittiert. Nur in Norwegen wird schon seit vielen Jahren ein anderer Weg beschritten. Dort wird CO₂ nicht emittiert, sondern in Gesteinsschichten unter dem Meeresboden eingebracht, da die Kosten für die Speicherung im Untergrund niedriger sind als die CO₂-Steuer, die in Norwegen erhoben wird. Dabei wird CO₂ in Sandsteinformationen unter der Nordsee (Sleipner Projekt, seit 1996, ca. 0.9 Mio. t pro Jahr) und unter der Barentssee (Snøhvit Projekt, seit 2009, ca. 0.7 Mio. t pro Jahr) deponiert.

Zurzeit sind viele Firmen aus Nordsee-Anrainerstaaten dabei, weitere Speicherstandorte unter der Nordsee zu erkunden und zu erschließen (z. B. Niederlande, Dänemark, England, Norwegen). Dabei werden sowohl ausgeförderte Erdgas/Erdöl-Lagerstätten als auch sogenannte „Saline Aquifere“ untersucht (Bundesregierung, 2022). In beiden Fällen werden Sandsteinformationen genutzt, die entweder mit Salzwasser gesättigt sind (Saline Aquifere, z. B. Sleipner und Snøhvit) oder aus denen zuvor Erdgas und/oder Erdöl gefördert wurde. In unseren Nachbarländern soll dabei in den kommenden Jahren (ab 2024 – 2026) CO₂ an Industrieanlagen abgeschieden (z. B. Zementwerke, Müllverbrennungsanlagen), per Rohrleitung (Pipeline) oder Schiff zu den Speicherstandorten in der Nordsee transportiert und schließlich unter dem Meeresboden deponiert werden

(Bundesregierung, 2022). Zudem soll die CO₂-Deponierung unter dem Nordseeboden, besonders in Norwegen und England, eingesetzt werden, um Blauen Wasserstoff zu produzieren. Dieser Wasserstoff soll anschließend per Pipeline nach z.B. Deutschland exportiert und dort zur Stromgewinnung oder in der Industrie genutzt werden.

4. CCS in Deutschland

In Deutschland wird seit mehr als 20 Jahren intensiv zu CCS geforscht. Dabei wurden Technologien zur Abscheidung, zum Transport, zur Speicherung und zur Nutzung von CO₂ optimiert und in kleinem Maßstab erprobt. CCS sollte in Deutschland ursprünglich an Braunkohle-Kraftwerken angewendet werden, um die heimische Braunkohle weiter nutzen zu können und die CO₂-Emissionen bei der kohlebasierten Stromproduktion zu verringern. Das abgetrennte CO₂ sollte dabei nicht unter dem Meeresboden, sondern in Gesteinsschichten an Land gespeichert werden. Diese CCS-Anwendung ist in Deutschland gescheitert. Dies ist zum einen auf die hohen CCS-Kosten und zum anderen auf die mangelnde öffentliche Akzeptanz zurückzuführen (Bundesregierung, 2022).

Seit 2022 hat sich die CCS-Diskussion in Deutschland entscheidend verändert. Es wird zunehmend wahrgenommen, dass die ambitionierten Klimaziele der Bundesregierung (Treibhausgasneutralität bis 2045) ohne CCS nicht erreicht werden können. Aktuelle Studien zeigen, dass in Deutschland pro Jahr ca. 34 – 73 Mio. Tonnen CO₂ aufgefangen und in tiefen Gesteinsschichten gespeichert werden müssen, um die Klimaziele zu erreichen (Lübbers et al., 2022). Dabei wird CCS besonders für die Zementindustrie und andere industrielle Sektoren als wichtige Option diskutiert, bei denen CO₂-Emissionen auch bei Einsatz von erneuerbaren Energien und Grünem Wasserstoff nicht vermieden werden können (Bundesregierung, 2022). Zudem müssen technische CDR-Ansätze (BECCS und DACCS) eingesetzt werden, um unvermeidbare Emissionen zu kompensieren (Bundesregierung, 2022). Der Einsatz von CCS an Kohlekraftwerken wird ausgeschlossen, zumal der Kohleausstieg in Deutschland bis spätestens 2038 vollzogen werden soll. Es gibt mittlerweile einen breiten Konsens unter den politischen Parteien in Deutschland, dass die CCS-Debatte neu geführt und auch der bestehende rechtliche Rahmen zur CO₂-Speicherung (Kohlendioxid-Speicherungsgesetz, KSpG) aktualisiert werden muss, um CCS in Deutschland, wenigstens für bestimmte Anwendungen (z. B. Zementindustrie und BECCS), zu ermöglichen (Bundesregierung, 2022).

5. CCS in Schleswig-Holstein

In Schleswig-Holstein ist das vor ca. 10 Jahren in Nordfriesland geplante CCS-Projekt am öffentlichen Widerstand der Bevölkerung vor Ort gescheitert. Dabei sollte CO₂ an Braunkohlekraftwerken in Nordrheinwestfalen abgetrennt, per Pipeline nach Nordfriesland transportiert und dort an Land verpresst werden. Die geotechnischen Risiken (Erdbeben, Hebung des Untergrunds) sowie die Möglichkeit, dass Grundwasserleiter durch aufsteigendes Formationswasser geschädigt werden, waren die wichtigsten Kritikpunkte. Zudem wurde befürchtet, dass der Ausbau der Erneuerbaren Energien durch den Weiterbetrieb von Braunkohlekraftwerken verhindert wird. Seitdem wird CCS in Schleswig-Holstein parteiübergreifend abgelehnt.

In Schleswig-Holstein wird, ebenfalls parteiübergreifend, angestrebt bereits im Jahr 2040, d.h. fünf Jahre früher als in Deutschland, Treibhausgasneutralität zu erreichen. Bisher ist noch unklar, wie dieses ambitionierte Ziel erreicht werden soll. Die größten Einzelemitenten sind die Industriebetriebe an der Westküste (Stickstoffdüngerproduktion Yara Brunsbüttel, Zementwerk Holcim Lägerdorf, Raffiniere Heide). Sie emittieren insgesamt ca. 3.5 Mio. Tonnen CO₂ pro Jahr (Landtag, 2021). Nach den bisherigen Planungen sollen davon ca. 1 Mio. Tonnen CO₂ pro Jahr abgeschieden und mithilfe von Grünem Wasserstoff in Methanol verwandelt werden (CCU). Für die Vermeidung der übrigen Emissionen gibt es zurzeit noch keine konkreten Planungen. Aufgrund der kurzen Wege zu möglichen Speicherstandorten in der Nordsee, könnte hier CCS mit relativ geringen Transportkosten eingesetzt werden, um die CO₂-Emissionen weiter zu reduzieren.

Darüber hinaus werden bei der Landnutzung in Schleswig-Holstein (LULUCEF) große CO₂-Mengen emittiert (ca. 4 Mio. Tonne pro Jahr, Landtag 2021), da in der Vergangenheit viele Moore und Feuchtgebiete trockengelegt wurden und die Waldbestände relative gering sind. Diese Emissionen sollen durch Maßnahmen zum natürlichen Klimaschutz (Vernässung ehemaliger Mooregebiete, Aufforstung) reduziert werden. Es ist zurzeit unklar, ob weitere technische CDR-Maßnahmen wie BECCS und DACCS benötigt werden, um diese Emissionen zu kompensieren und dabei CO₂ im Untergrund zu speichern.

6. CO₂-Speicherung im Untergrund: Prozesse und Risiken

Das z. B. an Zementwerken abgetrennte CO₂ wird zunächst komprimiert und dann meist in flüssiger Form zu den Speicherstandorten transportiert. Die Speicherformationen liegen typischerweise in 1 – 3 km Tiefe unter der Oberfläche und bestehen aus durchlässigem und porösem Sandstein. Der Druck ist dort mehr als 100-mal höher als an der Oberfläche und die Temperaturen liegen über 31°C, so dass sich das flüssige CO₂ durch den Wärmeaustausch mit dem Gestein erwärmt und einen überkritischen Zustand annimmt.

In diesem dünnflüssigen Zustand kann das CO₂ leicht in den Porenraum zwischen den einzelnen Sandkörnern eindringen und sich in der Sandsteinformation verteilen. Das CO₂ wird also nicht in unterirdischen Kavernen oder großen Hohlräumen gespeichert, sondern in mikroskopisch kleinen Porenräumen. Da die Speicherformationen sehr groß sind, können dort viele Millionen Tonnen CO₂ gelagert werden.

Der Porenraum ist in den Sandsteinschichten meist mit Wasser belegt. Dieses Formationswasser muss beim Verpressen von CO₂ verdrängt werden, um Platz für die CO₂-Speicherung zu schaffen. Dazu muss ein Überdruck angelegt werden, so dass der Druck in der Speicherformation weiter erhöht wird. Dieser Druckanstieg kann dazu führen, dass CO₂ aufsteigt. Zudem hat das überkritische CO₂ eine geringere Dichte als Wasser. Es entwickelt also Auftrieb und strebt zur Oberfläche. Die Speicherformationen müssen daher mit einer oder mehreren Schichten aus undurchlässigem Tonstein bedeckt sein, um sie für die CO₂-Speicherung nutzen zu können. Nur so kann gewährleistet werden, dass das CO₂ in der Speicherformation bleibt und nicht zur Oberfläche aufsteigt. Beim CO₂-Verpressen muss zudem darauf geachtet werden, dass der Druckanstieg bestimmte Grenzwerte nicht überschreitet. Im KSpG sind entsprechende Auflagen definiert, die eingehalten werden müssen, um einen Speicher betreiben zu dürfen und dabei CO₂-Leckagen und Erdbeben zu vermeiden.

Dennoch müssen bei der CO₂-Speicherung eine Reihe von Risiken berücksichtigt werden (UBA, 2009). Es ist möglich, dass CO₂ aus der Speicherformation entweicht und letztendlich wieder in die Atmosphäre freigesetzt wird. Durchgängige Tonschichten oberhalb der Speicherformation verhindern zwar zuverlässig den CO₂-Aufstieg; diese Tonschichten können jedoch lokal gestört sein. Dabei sind besonders alte Bohrungen relevant, die niedergebracht wurden, um nach Erdöl und Erdgas zu suchen und natürliche Störungen, die in der geologischen Vergangenheit entstanden und durch den Druckanstieg wieder geöffnet werden können. An diesen Stellen können lokale Wegsamkeiten in den gestörten Tonschichten auftreten, durch die CO₂ fokussiert aufsteigen und zur Oberfläche gelangen kann. Bei hohen Leckageraten wäre CCS unwirksam, da das mühsam abgetrennte CO₂ letztendlich doch wieder in die Atmosphäre entweichen würde.

Auch das verdrängte Formationswasser kann durch undichte Stellen (alte Bohrungen, natürliche Störungszonen) in Richtung Oberfläche entweichen. Dieses Wasser ist häufig sehr salzig und kann toxische Komponenten enthalten (Krupp, 2011). Ein Salz- und Schadstoff-Eintrag durch Formationswasserleckagen kann also dazu führen, dass flache Grundwasserleiter beeinträchtigt und nicht mehr für die Trinkwassergewinnung genutzt werden können. Bei einem zu starken Druckanstieg könnten zudem alte Störungszonen aktiviert werden, so dass sich die Gesteine entlang der Störungszone ruckartig bewegen und Erdbeben ausgelöst werden (Verdon and Stork, 2016). Zudem kann das Gelände

durch den Druckanstieg in der Speicherformation angehoben werden. Diese geotechnischen Risiken können im ungünstigen Fall dazu führen, dass die Wohnbebauung im Umfeld der Speicher geschädigt wird.

Diese Risiken (Schädigung von Gebäuden und Beeinträchtigung der Trinkwassergewinnung) können durch die Auswahl von geeigneten Speicherstandorten und durch eine stringente Regulierung der Speicherung im KSpG weitgehend minimiert werden. Dennoch werden sie von der Bevölkerung vor Ort als sehr hoch eingeschätzt, so dass es besonders in Deutschland politisch kaum möglich ist, CO₂ an Land zu speichern.

7. CO₂-Speicherung unter dem Meeresboden

Bei der Speicherung unter dem Meeresboden müssen die gleichen Mechanismen und Risiken wie bei der Speicherung an Land berücksichtigt werden (Stoll and Wallmann, 2008). CO₂ wird auch dort in 1 - 3 km Tiefe unter dem Meeresboden als überkritisches CO₂ in Sandsteinformationen verpresst. Es kann an alten Bohrlöchern und Störungszonen entweichen, Formationswasser und CO₂ können am Meeresboden austreten und Erdbeben können ausgelöst werden, die zwar an Land zu keinen Schäden führen aber möglicherweise zur Beeinträchtigung von benachbarten Offshore-Windkraftanlagen führen könnten.

Nur bei den Schutzgütern gibt es signifikante Unterschiede. Die Trinkwassergewinnung kann nicht gefährdet werden, da im offshore-Bereich kein Trinkwasser gefördert wird. Auch Häuser können nicht geschädigt werden, da es im offshore-Bereich keine Wohnbebauung gibt. Da die Gefährdung dieser Schutzgüter von der lokalen Bevölkerung als sehr hoch eingeschätzt wird, gibt es einen starken Druck CO₂ nicht an Land, sondern unter dem Meeresboden zu speichern. Auch aus diesem Grund wird in Europa bisher nur unter dem Meeresboden CO₂ gespeichert. Zudem gibt es besonders in der Nordsee umfangreiche Infrastrukturen (Bohrplattformen, Pipelines), die bisher von der Erdgas- und Erdöl-Industrie genutzt werden und in Zukunft für den offshore-Transport und die Speicherung von CO₂ eingesetzt werden könnten. Auch die Überwachung der Speicher kann im offshore-Bereich leichter als an Land durchgeführt werden, da CO₂ am Meeresboden als Gas austreten würde und Gasblasen mit hydroakustischen Verfahren sehr leicht nachgewiesen werden können (Wallmann and ECO₂-consortium, 2015).

Die Umweltrisiken der CO₂-Speicherung unter dem Meer wurden in einem großen europäischen Verbundprojekt umfassend untersucht. An diesem von GEOMAR geleiteten ECO₂-Projekt (www.eco2-project.eu) waren alle großen Meeresforschungseinrichtung aus Europa beteiligt. Im ECO₂-Projekt wurden die aktiven offshore-Speicher Sleipner und Snøhvit intensiv untersucht. Auf zahlreichen Ausfahrten mit Forschungsschiffen konnten

dort keine CO₂-Leckagen nachgewiesen wurde, obwohl empfindliche Nachweisverfahren (z. B. Fächerecholot) eingesetzt wurden, um CO₂-Austrittsstellen am Meeresboden zu finden (Wallmann and ECO₂-consortium, 2015). Bei diesen Ausfahrten wurden jedoch einige Stellen im direkten Umfeld der Speicher gefunden, an denen Erdgas am Meeresboden austritt. Das Erdgas stammt dabei aus Vorkommen in ca. 0.1 – 1 km Tiefe und steigt entlang von alten Bohrungen und natürlichen Störungszonen zum Meeresboden auf (Wallmann and ECO₂-consortium, 2015). Die Erdgas-Leckageraten liegen an diesen Lokationen bei ca. 1 – 30 Tonnen pro Jahr (Vielstädte et al., 2017; Vielstädte et al., 2015). Es ist denkbar, dass dort in Zukunft mit ähnlichen Raten CO₂ austritt, wenn sich das CO₂ im Sandstein lateral ausbreitet und diese Schwachstellen erreicht.

Weiterhin wurden im ECO₂-Projekt umfangreiche Labor- und Feldstudien durchgeführt, um die Umweltauswirkungen von CO₂-Leckagen zu untersuchen. Bei Feldstudien an vulkanischen CO₂-Quellen im Mittelmeer wurde eine starke Verarmung der Artenvielfalt im direkten Umfeld der CO₂-Quellen nachgewiesen, die auf die Versauerung des Bodenwassers und der Sedimente zurückgeführt werden konnte. Davon waren nicht nur größere Tiere am Meeresboden sondern auch kleine Organismen und selbst Mikroorganismen betroffen, die in den betroffenen Sedimenten leben (Wallmann and ECO₂-consortium, 2015).

Daraufhin wurde in einem Feldexperiment in der Nähe des Sleipner-Speichers direkt am Meeresboden CO₂ kontrolliert freigesetzt, um die Versauerung unter Nordseebedingungen zu untersuchen. Die CO₂-Freisetzungsrates wurde dabei so eingestellt, dass sie der maximalen Erdgas-Leckagerate entsprach, die in den Nordseebohrlöchern beobachtet wurde (ca. 30 Tonnen pro Jahr). Die freigesetzten CO₂-Gasblasen lösten sich direkt am Meeresboden als Kohlensäure im Wasser auf, so dass das Bodenwasser lokal stark versauerte. Allerdings war diese Versauerung nur auf einer Fläche von weniger als 50 m² nachweisbar (Vielstädte et al., 2019). Dies ist darauf zurückzuführen, dass im Nordseewasser ohnehin hohe CO₂-Konzentrationen vorliegen und dass sich die Wassermassen durch schnelle Tide-Strömungen und den raschen Wasseraustausch mit dem Atlantik schnell erneuern. Selbst bei relativ hohen Leckageraten ist also die Fläche am Meeresboden, auf der das benthische Ökosystem durch die Versauerung geschädigt wird, sehr klein (Vielstädte et al., 2019). Die Speicherung von CO₂ unter dem Meeresboden erscheint daher auch aus meeresökologischer Perspektive als eine vertretbare Methode, zumal die Nordsee aufgrund der anthropogenen Emissionen jedes Jahr weit höhere CO₂-Mengen aus der Atmosphäre aufnimmt (ca. 35 Millionen Tonnen), so dass einige Tonnen CO₂ mehr am Meeresboden nur zu sehr kleinräumigen Effekten führen können (Thomas et al., 2005).

Da bisher keine CO₂-Leckagen aus den Speichern unter dem Meeresboden beobachtet wurden, können die potenziellen Leckageraten nur an Hand von Erdgasleckagen abgeschätzt werden, die an Bohrlöchern und Störungszonen bei ca. 1 – 30 Tonnen pro Jahr liegen. Da Erdgas eine deutlich geringe Dichte und einen höheren Auftrieb als überkritisches CO₂ hat, ist damit zu rechnen, dass CO₂ langsamer zur Oberfläche aufsteigt als Erdgas. Zudem stammt das austretende Erdgas aus relativ geringen Tiefen (< 1 km) während das CO₂ meist in größeren Tiefen (> 1 km) gespeichert werden soll. Da die Wahrscheinlichkeit, dass es überhaupt zu Leckagen kommt, mit zunehmender Speichertiefe abnimmt und CO₂ eine höhere Dichte als Erdgas hat, werden die zukünftigen CO₂-Leckageraten wahrscheinlich noch geringer ausfallen als die heute beobachteten Erdgas-Freisetzungsraten. Bei den jetzt geplanten CO₂-Speicherprojekten sollen jeweils einige Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr verpresst werden. Die Erdgasdaten lassen vermuten, dass nur wenige Tonnen CO₂ pro Jahr entweichen können, so dass pro Jahr nur ca. 0.0001 % des gespeicherten CO₂ am Meeresboden freigesetzt wird. Das setzt allerdings voraus, dass ein zu starker Druckanstieg im Speicher durch die Festlegung geeigneter Grenzwerte vermieden wird.

Die Wahrscheinlichkeit, dass es zu Leckagen kommen kann, ist während der Betriebsphase am höchsten, da der Druck durch die CO₂-Verpressungen ansteigt. Einige Jahrzehnte nach Schließung des Speichers ist dieser Druckanstieg weitgehend abgeklungen, so dass wieder stabile Druckverhältnisse erreicht werden. In den folgenden Jahrhunderten löst sich das CO₂ dann langsam im Formationswasser auf. Dabei entsteht eine CO₂-reiche wässrige Lösung, die eine höhere Dichte als Meerwasser hat. Nach einigen Jahrhunderten würden also mögliche Leckagen vollständig zum Erliegen kommen, da die Antriebskräfte (Druckerhöhung, Auftrieb) nicht mehr wirken können. Es ist daher sehr wahrscheinlich, dass mehr als 99 % des gespeicherten CO₂ dauerhaft im Untergrund verbleibt (IPCC, 2005; Stoll and Wallmann, 2008; Wallmann and ECO₂-consortium, 2015).

Die CO₂-Speicherkapazität der Sandsteinschichten unter der Nordsee liegt bei insgesamt ca. 150 Milliarden Tonnen (Vangkilde-Pedersen, 2009). Davon entfallen ca. 4 – 10 Milliarden Tonnen auf den deutschen Sektor der Nordsee (Willscher, 2007), d.h. auf die ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ). Im von GEOMAR geleiteten GEOSTOR-Projekt werden diese Abschätzungen zurzeit aktualisiert. Im GEOSTOR-Projekt werden zudem alle offenen Fragen zu den Umweltrisiken, den Kosten, der Speicherüberwachung, der Meeresraumplanung und dem rechtlichen Rahmen adressiert, um die CO₂-Speicherung in der deutschen AWZ zu ermöglichen (geostor.cdrmare.de). Die laufenden Arbeiten lassen vermuten, dass dort pro Jahr mindestens 30 Millionen Tonnen CO₂ sicher gespeichert werden können, sobald der rechtliche Rahmen (KSpG) diese Möglichkeit eröffnet.

Damit könnte ein signifikanter Beitrag zum Erreichen der Klimaziele Deutschlands geleistet werden.

8. Empfehlungen

Aufgrund der geotechnischen Risiken und der möglichen Gefährdung von Grundwasserleitern ist es sinnvoll, weiterhin auf die CO₂-Speicherung an Land und in der Küstenzone zu verzichten. Die CO₂-Speicherung in submarinen geologischen Formationen seewärts der 12-Meilen-Zone ist dagegen mit deutlich geringeren Risiken belastet. Sie könnte daher eingesetzt werden, um Emissionen aus der Industrie zu reduzieren und mit Hilfe von DACCS und BECCS unvermeidbare Treibhausgas-Emissionen zu kompensieren.

Ob und in welchem Umfang CCS in Schleswig-Holstein benötigt wird, kann zurzeit nicht abschließend bewertet werden, da es noch keine konkreten Planungen dazu gibt, wie Schleswig-Holstein seine ambitionierten Klimaziele erreichen kann (Treibhausgas-Neutralität bis 2040). Vor diesem Hintergrund wäre es sinnvoll, jetzt einen Runden Tisch zu initiieren, in dem mögliche Maßnahmen zur Dekarbonisierung der Industrie in Schleswig-Holstein diskutiert werden. Zudem könnte dort diskutiert werden, ob neben dem natürlichen Klimaschutz (Vernässung von ehemaligen Moorflächen, Aufforstung) auch technische CDR-Maßnahmen wie BECCS benötigt werden, um die Klimaziele zu erreichen. Ein Einstieg in BECCS wäre z. B. durch den Einsatz von CCS an Müllverbrennungsanlagen möglich, da dort schon jetzt Biomasse verbrannt und thermisch genutzt wird. Auch an Zementwerken kann Biomasse als Brennstoff für Zementöfen genutzt werden, so dass bei Einsatz von CCS negative Emissionen geschaffen werden können. An diesem Runden Tisch könnten, neben der Landespolitik (Landtag und Landesregierung) und der Industrie, Umweltverbände und wissenschaftliche Einrichtung beteiligt werden. Dabei sollte ergebnisoffen diskutiert werden, ob CCS und BECCS in Schleswig-Holstein benötigt werden und CO₂ in der Deutschen AWZ seewärts der 12-Meilen-Zone in der Nordsee gespeichert werden soll, um die in Schleswig-Holstein vereinbarten Klimaziele zu erreichen.

Literatur

- Bundesregierung (2022) Evaluierungsbericht der Bundesregierung zum Kohlendioxid Speichergesetz (KSpG), Berlin, p. 216.
- IEA (2020) Special Report on Carbon Capture Utilization and Storage: CCUS in clean energy transitions, in: IEA (Ed.), Energy Technology Perspectives, p. 173.
- IPCC (1992) Supplement to the First IPCC Assessment Report, Canada, p. 45.
- IPCC (2005) Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, Cambridge, UK, p. 442.

- IPCC (2022) Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. IPCC, Cambridge, UK, p. 1977.
- Krupp, R. (2011) Risiken der Verpressung von Kohlendioxid unter der Nordsee: Geowissenschaftliche Kurzstudie zu den Auswirkungen von Offshore-CCS. Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V., Berlin, p. 74.
- Landtag, S.-H. (2021) Energiewende und Klimaschutz in Schleswig-Holstein: Ziele, Maßnahmen und Monitoring 2021. Drucksache 19/3063, 100.
- Lübbbers, S., Wünsch, M., Lovis, M., Wagner, J., Sensfuß, F., Luderer, G. and Bartels, F. (2022) Vergleich der "Big 5" Klimaneutralitätsstudien. DENA.
- Martin-Roberts, E., Scott, V., Flude, S., Johnson, G., Haszeldine, R.S. and Gilfillan, S. (2021) Carbon capture and storage at the end of a lost decade. *One Earth* 4, 1569-1584.
- Stoll, P. and Wallmann, K. (2008) CO₂-Abscheidung und -Speicherung im Meeresgrund: Meeresökologische und geologische Anforderungen für deren langfristige Sicherheit sowie Ausgestaltung des rechtlichen Rahmens. Umweltbundesamt, Berlin, p. 407.
- Thomas, H., Bozec, Y., Baar, H.J.W.d., Elkalay, K., Frankignoulle, F., Schiettecatte, L.-S., Kattner, G. and Borges, A.V. (2005) The carbon budget of the North Sea. *Biogeosciences* 2, 87-96.
- UBA (2009) CCS – Rahmenbedingungen des Umweltschutzes für eine sich entwickelnde Technik, p. 20.
- Vangkilde-Pedersen, T. (2009) EU GeoCapacity, 2009. Assessing Europe Capacity for Geological Storage of Carbon Dioxide. D16 WP2 Storage Capacity., p. 170.
- Verdon, J.P. and Stork, A.L. (2016) Carbon capture and storage, geomechanics and induced seismic activity. *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering* 8, 928–935.
- Vielstädte, L., Haeckel, M., Karstens, J., Linke, P., Schmidt, M., Steinle, L. and Wallmann, K. (2017) Shallow Gas Migration along Hydrocarbon Wells-An Unconsidered, Anthropogenic Source of Biogenic Methane in the North Sea. *Environmental Science & Technology* 51, 10262-10268.
- Vielstädte, L., Karstens, J., Haeckel, M., Schmidt, M., Linke, P., Reimann, S., Liebetrau, V., McGinnis, D.F. and Wallmann, K. (2015) Quantification of methane emissions at abandoned gas wells in the Central North Sea. *Marine and Petroleum Geology* 68, 848-860.
- Vielstädte, L., Linke, P., Schmidt, M., Sommer, S., Haeckel, M., Braack, M. and Wallmann, K. (2019) Footprint and detectability of a well leaking CO₂ in the Central North Sea: Implications from a field experiment and numerical modelling. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 84, 190-203.
- Wallmann, K. and ECO2-consortium (2015) ECO2 Final Publishable Summary Report. GEOMAR, pp. 1-34.
- Willscher, B. (2007) Die CO₂-Speicherkapazität in salinen Aquiferen in der deutschen Nordsee. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover.