

IRRWEG CCS

Wie CO₂-Endlager den Klimaschutz blockieren

2
CO
0
2

greenpeace.de

GREENPEACE

IRRWEG CCS

Wie CO₂-Endlager den Klimaschutz blockieren

Erstellt von:

Dr. Steffen Bukold, EnergyComment Hamburg
Im Auftrag von Greenpeace e. V.



Kein Geld von Industrie und Staat

Greenpeace arbeitet international und kämpft mit gewaltfreien Aktionen für den Schutz der Lebensgrundlagen. Unser Ziel ist es, Umweltzerstörung zu verhindern, Verhaltensweisen zu ändern und Lösungen durchzusetzen. Greenpeace ist überparteilich und völlig unabhängig von Politik und Wirtschaft. Mehr als 620.000 Fördermitglieder in Deutschland spenden an Greenpeace und gewährleisten damit unsere tägliche Arbeit zum Schutz der Umwelt, der Völkerverständigung und des Friedens.

Impressum

Greenpeace e.V. Hongkongstraße 10, 20457 Hamburg, T 040 30618-0 **Pressestelle** T 040 30618-340, F 040 30618-340, presse@greenpeace.de, greenpeace.de **Politische Vertretung Berlin** Marienstraße 19-20, 10117 Berlin, T 030 308899-0 **V.i.S.d.P.** Anike Peters **Autor** Dr. Steffen Bukold **Foto** Martin Langer / Greenpeace (Titel) © Greenpeace **Infografiken** Henning Thomas **Stand** 08/2024

Executive Summary

A. Die unerwartete Renaissance des CCS-Pfades

1. CCS - eine Abkürzung, die in der Industrie seit kurzem für Begeisterung sorgt. Sie steht für **Carbon Capture and Storage**: die Abscheidung von CO₂ (Capture) bei den Emittenten und die anschließende Entsorgung des Klimagases in unterirdischen Deponien (Storage).

Auch in Deutschland soll CCS zu einem zentralen Baustein der Klimapolitik werden. CO₂-Pipelines und CO₂-Tanker werden das Klimagas aus dem Land schaffen, vor allem Richtung Norwegen.

2. Damit erlebt ein bisher weitgehend erfolgloser Technologiepfad eine unerwartete Renaissance. CCS sollte nach zahllosen Fehlschlägen in der Vergangenheit eigentlich nicht mehr als ein Notnagel der Klimapolitik werden, reserviert für Rest-Emissionen aus Branchen, für die sich keine Alternativen abzeichnen. Der steile Preisrückgang bei Solar- und Windstrom sowie bei vielen anderen klimaverträglichen Lösungen schob CCS dann endgültig aufs Abstellgleis.

3. Doch für einige Industriebranchen und vor allem für die Öl- und Gasindustrie soll nun aus dem Notnagel ein üppig subventionierter, weltumspannender Rettungsanker werden. Und nicht nur das: Aus CCS wird in den nächsten Jahren ein milliardenschweres Geschäftsmodell. Die Öl- und Gaskonzerne verlängern damit ihre Werkbank und verdienen nicht nur beim Verkauf von Öl oder Gas, sondern auch bei der Entsorgung der dadurch erzeugten Emissionen.

B. Eine kritische Analyse bestehender CCS-Projekte

4. Aber kann CCS diese Erwartungen überhaupt erfüllen? Über die technischen und geologischen Hintergründe ist nur wenig bekannt. Auch die Zahl der realisierten CCS-Projekte ist erstaunlich gering. Weltweit gibt es nur eine Handvoll größerer Anlagen, in Europa nur zwei: Sleipner und Snøhvit. Beide gelten als Musterbeispiele für den problemlosen Einsatz von CCS. Doch ist diese Bewertung gerechtfertigt?

5. Eine detaillierte Analyse dieser Projekte zeigt, dass die CO₂-Deponierung von erheblichen Risiken, geologischen Unsicherheiten, Verzögerungen und unerwarteten Projektabbrüchen geprägt ist. Die Kosten sind unverändert hoch, langwierige Störungen sind an der Tagesordnung. Ohne hohe staatliche Subventionen bewegt sich nichts.

5.1 Beim häufig zitierten CCS-Vorzeigeprojekt **Sleipner** (Norwegen) in der südlichen Nordsee machte sich das eingepresste CO₂ sehr viel schneller als erwartet auf den Weg Richtung Meeresoberfläche und sammelte sich in einer Schicht an, die es nach den mühevoll erarbeiteten geologischen Modelle eigentlich gar nicht geben durfte („9th Layer“). Jetzt wandern Millionen von Tonnen CO₂ (niemand kennt die genaue Menge) unter der Deckschicht in mehrere Richtungen und suchen einen Weg nach oben. Glücklicherweise endet die CO₂-Einpressung in wenigen Jahren, da das benachbarte Gasfeld (die ursprüngliche CO₂-Quelle) versiegt.

5.2 Beim integrierten CCS-Projekt **Snøhvit** (Norwegen) in der Barentssee musste die Deponierung im ersten Anlauf entgegen aller Prognosen abgebrochen werden. Der Druck stieg rasch in kritische Regionen. Erst der dritte Versuch scheint bisher zu funktionieren.

5.3 Das geologisch ähnliche CCS-Projekt **In Salah** (Algerien) scheiterte vollständig. Die Projektbetreiber ignorierten den unerwartet rasch steigenden Druck in der CO₂-Lagerstätte viel zu lang. In der Region über der Deponie hob sich der Boden um mehrere Zentimeter. Erst im letzten Moment wurde die Einpressung von CO₂ abgebrochen und das Projekt beendet.

5.4 Das integrierte Riesenprojekt **Gorgon** CCS (Australien) bekommt auch nach acht Jahren die CO₂-Deponierung nicht in den Griff. Die entsorgten CO₂-Mengen sinken sogar, da Salzwasser und Sand die Einpressung immer wieder stoppen. Der Öl- und Gaskonzern Chevron muss Entlastungs- und Stabilisierungsbohrungen vornehmen, um das Projekt nicht völlig scheitern zu lassen.

Der wirkliche Test steht allerdings bei allen CCS-Projekten erst noch aus. Bleibt das CO₂ auch nach 100 oder 1000 Jahren noch sicher im Boden?

6. Nahezu alle größeren CCS-Anlagen, die eine dauerhafte CO₂-Deponierung anstreben, dienen bisher lediglich dem Zweck, den **ungewöhnlich hohen CO₂-Anteil** bestimmter profitabler Erdgasvorkommen zu **reduzieren** (Sleipner, Snøhvit, Gorgon, In Salah).

Es gibt aber auch große CO₂-arme Erdgasvorkommen. CCS löst also bisher nur **Probleme, die von vornherein vermeidbar** wären. Der Nettonutzen für den Klimaschutz ist nahe Null.

C. CCS: Teuer, unrealistisch und vor allem klimapolitisch zu riskant

7. **CCS bleibt teuer.** Ohne staatliche Unterstützung würde kein Projekt die frühe Planungsphase überleben. Die Gemeinschaft wird auf dem CCS-Pfad dauerhaft die Entsorgung von Klimaemissionen finanzieren, statt ihre Entstehung gleich von vornherein zu verhindern.

Vergleiche mit der Kostenentwicklung bei der Solar- oder Windindustrie sind völlig fehl am Platz. Im Verlauf der letzten Jahrzehnte konnten bei CCS-Projekten keine Kostensenkungen beobachtet werden. Vor allem CO₂-Deponien sind nicht standardisierbar. Jedes Projekt muss die individuelle Geologie der Lagerstätte mit großem Aufwand analysieren und eine maßgeschneiderte Lösung entwickeln.

Ganz im Gegenteil wären bei einem Boom von CCS eher steigende Preise zu erwarten, da die Zahl der spezialisierten Firmen für diese Aufgaben begrenzt ist und auch nicht binnen eines Jahrzehnts merklich erhöht werden kann. Wie in anderen Branchen wird die Schere zwischen Kosten und Preisen immer weiter auseinandergehen.

8. Der Ausbau von CCS in Europa, USA oder Asien schafft **neue, riskante Abhängigkeiten für den Klimaschutz**, da in diesem Technikpfad die Industrie weiterhin große Mengen von Kohle, Gas oder Öl verfeuern kann.

Schon heute ist absehbar, dass es in der CCS-Kette vom Industriebetrieb bis zur CO₂-Lagerstätte häufig zu Störungen kommen wird. Neben den Deponien gelten vor allem die

Capture-Anlagen, die mit großen Mengen gesundheitsschädlicher Chemikalien arbeiten, als stark stör anfällig. Auch der Bau von vielen Tausend Kilometern CO₂-Pipelines wird auf Widerstände stoßen, wie das Porthos-Projekt in der Industrieregion Rotterdam und gescheiterte Pipelineprojekte in den USA bereits heute zeigen.

Wegen der riesigen CO₂-Mengen, die täglich transportiert und entsorgt werden müssen, laufen bei Störungen die Pufferspeicher in Kürze voll. Die Emittenten müssen das CO₂ dann wieder vollständig in die Atmosphäre entlassen oder den Betrieb stilllegen.

9. Unrealistische Größenordnungen: Um auch nur 10 Prozent der fossilen CO₂-Mengen zu deponieren, wären weltweit 3.300 funktionierende Sleipner-Projekte oder 670 Northern-Lights-Projekte (Phase 2) notwendig.

Das ist eine Größenordnung, die weder technisch noch ökonomisch in den nächsten Jahrzehnten auch nur ansatzweise bewältigbar ist. Auch die bisher geplanten CCS-Projekte kommen, unabhängig von ihren Realisierungschancen, nicht einmal in die Nähe klimapolitisch relevanter Mengen.

Ein zu großer Optimismus beim Thema CCS wird daher in einer klimapolitischen Sackgasse landen. Der Ausbau der CCS-Infrastruktur, der CO₂-Deponien und der Capture-Anlagen wird absehbar so langsam und stör anfällig verlaufen, dass die nach wie vor fossile Wirtschaft ihre Emissionsmengen nicht reduzieren kann und viel zu spät damit beginnt, in emissionsarme Produktionsmethoden und Produkte zu investieren.

10. Umweltrisiken: Der letzte Evaluierungsbericht der Bundesregierung zum Thema CCS zählt zahlreiche Umweltrisiken auf, die durch CCS entstehen und für die keine sichere Lösung in Sicht ist. Sie reichen von gefährlichen Chemikalien, die in Capture-Anlagen eingesetzt werden, bis zu möglichen Leckagen bei CO₂-Pipelines. Auch im Meer kann CO₂ Schäden verursachen. Die Biodiversität geht in den betroffenen Arealen rapide zurück.

Bei der Verpressung von sehr großen CO₂-Mengen wächst zudem das Risiko von Erdbeben - ein Phänomen, das bei der Verpressung von Lagerstättenwasser in den USA seit Jahren an der Tagesordnung ist. Die Beben können Risse in den Deckschichten der CO₂-Lagerstätten verursachen und damit den Weg Richtung Oberfläche frei machen. Es ist völlig unklar, wie die Betreiber von CO₂-Deponien solche Probleme anschließend technisch beseitigen können.

Umgekehrt können große Erdbeben CO₂-Deponien gefährden. Seit dem Jahr 1900 gab es in Norwegen 79 Beben der Stärken 4,0 bis 6,1, zum Teil in unmittelbarer Nähe bestehender oder geplanter CO₂-Deponien. Allein im letzten Jahr gab es vier starke Erdbeben in norwegischen Offshore-Regionen.

11. Fazit: Der weltumspannende Einsatz von CCS hat in der Energiewelt von heute keinen Platz. Solar- und Windstrom, Elektromobilität und Batterien, Grüner Wasserstoff und andere elektrolytisch produzierte Rohstoffe bieten inzwischen attraktivere Alternativen für fast alle Branchen.

Der CCS-Pfad ist zu teuer, zu langsam, technologisch zu wenig ausgereift und vor allem zu riskant. Er will den fossilen Pfad bis weit in die Zukunft verlängern, ohne ihn klimapolitisch entschärfen zu können.

Inhaltsverzeichnis

	Executive Summary	3
1.	CCS: Ein Überblick	
1.1	Die aktuelle Diskussion	7
1.2	Basisinformationen: Geologie und CCS	9
1.3	CCS-Projekte weltweit: Ein kurzer Überblick	11
2.	Die CCS-Projekte in Norwegen und weltweit	
2.1	Sleipner - Probleme mit der CO ₂ -Migration	14
2.2	Snøhvit - Schwieriger Start nördlich des Polarkreises	18
2.3	Fehlschläge in Übersee: In Salah, Gorgon, Quest	20
2.4	Große Pläne für Nordwesteuropa: Longship/Northern Lights, Smeaheia, Greensand und Porthos	23
3.	Die Risiken von CCS	
3.1	Die ernüchternde Bilanz der bisherigen CCS-Projekte	28
3.2	Wohin damit? Alte Öl-/Gasfelder oder saline Aquifere?	29
3.3	Folgen für den Klimaschutz: Riskante Abhängigkeiten	30
3.4	Upstream-CCS: Ein Nullsummenspiel für den Klimaschutz	31
3.5	CCS bleibt teuer	31
3.6	Unrealistische Größenordnungen	32
3.7	Das unlösbare Kontrollproblem	33
3.8	Umweltrisiken	33
3.9	Erdbebenrisiken	34
3.10	Schlusswort	34
	Quellenverzeichnis	35

1. CCS: Ein Überblick

1.1 Die aktuelle Diskussion

Was ist CCS?

CCS - eine Abkürzung, die in der fossilen Industrie und seit kurzem auch in Berlin und Brüssel für Begeisterung sorgt: Carbon Capture und Storage, also die Abspaltung/Abscheidung von CO₂ in Industriebetrieben oder Kraftwerken (Carbon Capture) und die anschließende Deponierung des Klimagases in unterirdischen Lagerstätten (Carbon Storage).¹

Die Idee wirkt im ersten Moment einleuchtend: Die Klimakrise wird vor allem durch die CO₂-Emissionen fossiler Energieträger verursacht. Warum also das Klimagas nicht einfach einsammeln und wieder im Boden versenken? Schließlich haben wir ja Öl, Gas oder Kohle ebenfalls von dort an die Oberfläche geholt. Dann könnten wir uns den mühsamen Umbau unserer Industrie und Stromversorgung, unserer Heizungen und Fahrzeuge sparen. Doch das ist eine vordergründige Logik, die den enormen Aufwand und die Risiken des CCS-Pfades ausblendet.

Politischer Aufwind

In den älteren IPCC-Berichten und Klimaschutzszenarien war CCS nur ein Notnagel der Klimapolitik. Die Technik sollte für Branchen reserviert bleiben, die auf keinem anderen Weg klimaneutral werden können. Doch aus dem letzten Strohalm soll nun ein Rettungsanker für die fossile Wirtschaft werden. Fast alle Öl- und Gasmultis rückten CCS auf der letzten Weltklimakonferenz (COP 28) in den Mittelpunkt ihrer Klimastrategien. Also weiter wie bisher, denn wir haben ja bald CCS. Die Finanzierung soll allerdings weitgehend aus Steuergeldern erfolgen.

Erst in Brüssel und jetzt auch in Berlin wird CCS als Baustein der Klimapolitik begrüßt. Selbst die Grünen, bisher kategorische Gegner von CO₂-Deponien, wollen die Technik mittlerweile unterstützen. CO₂-Pipelines nach Dänemark und vor allem Richtung Norwegen sollen das Klimagas aus dem Land schaffen. Ende Mai 2024 diskutierte das Kabinett einen Entwurf zur deutschen Carbon-Management-Strategie und zur Änderung des Kohlendioxid-speicherungsgesetzes (KSpG), um den Weg dafür frei zu machen.

Bock oder Gärtner?

Länder wie Norwegen und Ölkonzerne wie Equinor oder ExxonMobil sehen in der Technologie vor allem ein zusätzliches profitables Geschäftsfeld. Die Werkbank wird verlängert: Nicht nur der Verkauf von Öl und Gas sorgt für Einnahmen, sondern auch die Entsorgung der dadurch erzeugten Emissionen.

¹ Nicht zu verwechseln mit DAC, der Direct Air Capture. Dabei wird CO₂ aus der Umgebungsluft gefiltert. Da CO₂ nur in geringer Konzentration in der Atmosphäre enthalten ist, ist der Energiebedarf und der technische Aufwand bei DAC sehr hoch und bislang auch extrem teuer. Auch muss am Standort ausreichend Grünstrom für die DAC-Anlage vorhanden sein, um einen klimapolitischen Nettonutzen zu erzeugen.

Dieser Rollentausch wird auch bei den wenigen Vorzeigeprojekten der CCS-Branche deutlich, die tatsächlich in Betrieb gegangen sind: Sleipner (Norwegen), Snøhvit (Norwegen) oder Gorgon (Australien).

In allen drei Fällen werden betriebswirtschaftlich attraktive Vorkommen ausgebeutet, die Erdgas mit einem ungewöhnlich hohen CO₂-Anteil enthalten. Bisher wurde das CO₂ klimaschädlich einfach in die Atmosphäre entlassen. Allein in Norwegen strömen jedes Jahr 5,3 Millionen Tonnen CO₂ aus den 124 Öl- und Gasfeldern.[Q20 - vgl. Quellenverzeichnis im Anhang]

Jetzt lassen sich die Unternehmen dafür feiern und subventionieren, dass sie das Klimagas vor Ort abtrennen und in CO₂-Deponien entsorgen. Sie lösen also Probleme, die sie durch die Wahl besonders klimaschädlicher Gasvorkommen selbst erzeugt haben. Der Klimanutzen tendiert gegen Null, denn es wird nur das CO₂ entsorgt, das vorher aus dem Boden geholt wurde. Das (gereinigte) Erdgas wird anschließend verkauft und erzeugt dort ebenso hohe Emissionen wie zuvor.

Die fossile Industrie macht unisono klar, dass CCS ohne massive staatliche Subventionen keine Zukunft hat. Anders als Photovoltaik, Windstrom oder Batterien blieb CCS in den letzten Jahrzehnten unverändert teuer.

Die mediale Botschaft der Branche ist daher widersprüchlich: Einerseits wird CCS als attraktive, risikoarme und technisch problemlos bewältigbare Klimалösung präsentiert. Andererseits soll der Staat den größten Teil der Kosten und Garantien übernehmen, weil die technischen Herausforderungen und ökonomischen Risiken unüberschaubar seien.

Dieser Bericht

Aber kann CCS überhaupt den Erwartungen gerecht werden, entsprechende staatliche Unterstützung vorausgesetzt? Bisher ist die Zahl der tatsächlich realisierten CCS-Projekte erstaunlich gering. Details sind hierzulande kaum verbreitet.

Wie sieht also die bisherige Bilanz der norwegischen Vorzeigeprojekte Sleipner oder Snøhvit und der Projekte außerhalb Europas aus? Kann CCS eine klimapolitische Mainstream-Strategie werden?

Dieser Bericht stellt die wichtigsten CCS-Projekte im Detail vor. Der Schwerpunkt liegt dabei auf den Projekten in Norwegen. Sleipner und Snøhvit sind die bislang einzigen realisierten CCS-Projekte in Europa.² Zudem steht Norwegen mit seinen Plänen für Northern Lights oder Smeaheia auch im Mittelpunkt der deutschen CCS-Hoffnungen.

² In Deutschland gibt es bisher keine größeren CCS-Projekte. Lediglich an einem Pilotstandort in Ketzin/Havel wird die Deponierung von CO₂ untersucht. Hier wurden bis 2013 ca. 67.000 t CO₂ injiziert. Anscheinend ist das Projekt mittlerweile aus dem Blick geraten, denn der Standort wird seit 2017 nicht mehr überwacht. Über die Dichtigkeit lassen sich daher keine Aussagen treffen.[Q42]
[Q67]

1.2 Basisinformationen: Geologie und CCS

Öl- und Gasförderung

Öl und Erdgas sammeln sich entgegen landläufiger Vorstellungen nicht in unterirdischen Seen oder Höhlen an, sondern in Gesteinsporen. Die winzigen Hohlräume enthalten ebenso Salzwasser, Sand oder andere Gase wie z.B. CO₂. Diese Poren sind in besonders durchlässigen Gesteinsarten (z.B. Sandstein) oftmals miteinander verbunden, so dass Gase oder Flüssigkeiten über weite Strecken wandern können.

Nach einer Bohrung führen die hohen Temperaturen und der enorme Druck in großer Tiefe dazu, dass diese Stoffe aus den Gesteinsporen an die Oberfläche gepresst werden. Der Druck in den Lagerstätten sinkt dadurch. Die Poren werden dann wieder mit Salzwasser oder anderen Stoffen aus den umgebenden Gesteinsregionen gefüllt.

CO₂-Deponierung und der Superkritische Zustand

Bei der Einpressung von CO₂ (Carbon Storage) soll dieser Prozess umgekehrt ablaufen. Das CO₂ wird zunächst für den Transport und die Deponierung mit hohem Energieaufwand in einen sog. „superkritischen“ Zustand komprimiert. CO₂ gleicht dann einem Gel und hat gleichzeitig Eigenschaften eines Gases und einer Flüssigkeit. Es kann in diesem Zustand leichter transportiert oder durch ein Bohrloch gepumpt werden.

Damit das Klimagas auch weiterhin in diesem komprimierten Zustand bleibt, muss es mindestens 800 Meter tief im Boden deponiert werden. Erst darunter herrschen die notwendigen Temperatur- und Druckverhältnisse, um CO₂ im superkritischen Zustand zu halten. Über dieser Grenze kann CO₂ zu einem flüchtigen Gas werden, das sich mit hoher Geschwindigkeit einen Weg zur Oberfläche sucht.

In alten Gasfeldern, oder häufiger noch in salinen Aquiferen, die sehr durchlässig sind und große Mengen an salzigem Grundwasser führen, soll das mit hohem Druck eingepresste CO₂ das Wasser und andere Stoffe verdrängen. Der Druck steigt dadurch, zunächst um das Bohrloch herum, dann in einer immer größeren Region.

Das CO₂ mischt sich mit den vorhandenen Stoffen. Ein Teil davon wird durch diverse Kräfte (Trapping Forces) allmählich dauerhaft in den Gesteinsporen gehalten. Im Laufe der Jahrhunderte steigt also der immobile Anteil des Kohlendioxids. Wie schnell dies geschieht, ist jedoch unklar und von Standort zu Standort unterschiedlich.

Große Mengen an CO₂ bleiben aber für lange Zeit mobil und wandern weiter, tendenziell nach oben, da es leichter ist als Salzwasser. Daher muss es über der gewählten Lagerstätte eine vollständig undurchlässige Deckschicht geben, die den Weg des Gases Richtung Oberfläche blockiert (Cap Rock).

Gesteinsschichten sind jedoch normalerweise nicht völlig homogen. Schon nach wenigen Metern können sich die Eigenschaften ändern, also z.B. die Porengröße oder die Durchlässigkeit der Schichten. Bei CO₂-Deponieprojekten muss daher immer wieder mit unangenehmen Überraschungen gerechnet werden.

Kritisch wird es, wenn das Gestein deutlich weniger CO₂ als erwartet aufnehmen und verteilen kann, da der Druck dann über kritische Grenzwerte hinaus steigen kann. Die

Stabilität der Deckschicht (Cap Rock) entscheidet darüber, wie schnell und wie viel CO₂ eingepresst werden kann. Wird der Druck zu hoch, entstehen im Cap Rock Risse, über die das Gas eventuell bis an die Oberfläche gelangen kann.

Die Lagerstätte ist dann nicht mehr dicht und die Einpressung von CO₂ muss gestoppt werden. Abhilfe können eventuell zusätzliche Bohrungen schaffen, die der Deponieregion in der untersten Schicht Wasser entnehmen und über der Deckschicht einpressen, um so den Druck in der Lagerstätte zu senken und die Stabilität der Deckschicht zu verbessern.

Vor dem Bohrloch ist es duster

Geologische Analysen sind auch heute nicht viel mehr als das sprichwörtliche „Stochern im Nebel“.

Bohrungen mit Sensoren ermöglichen nur eine punktuelle Messung, während großflächige seismische Untersuchungen nur grobe Daten liefern können. „Vor der Hacke ist es duster“ - die alte Bergmannsweisheit gilt für Bohrungen in großer Tiefe genauso.

Jede Untersuchung ist zudem nur die Momentaufnahme eines Untergrunds, der ständig in Bewegung ist. Das gilt besonders dann, wenn in unmittelbarer Nähe einer geplanten CO₂-Deponie frisch gebohrt oder Öl/Gas gefördert wird. Was heute wie eine makellose Abdichtung wirkt, kann einige Jahre später schon Risse aufweisen. CO₂-Deponien müssen jedoch über Jahrtausende hinweg stabil bleiben, um ihren Zweck zu erfüllen.

Die Unzulänglichkeiten selbst modernster Methoden werden offenkundig, wenn auch nach jahrelangen Voruntersuchungen die teuren Explorationsbohrungen der Ölmultis oftmals nur „Dry Holes“ bleiben und nicht wie erhofft große Öl- oder Gasvorkommen entdecken.

Das gilt aber auch umgekehrt: In einer als „durchexploriert“ geltenden Region vor der Küste Südnorwegens wurde erst im Jahr 2010 völlig unerwartet das drittgrößte Ölfeld der norwegischen Geschichte entdeckt: Johan Sverdrup. Es liefert heute knapp 40 Prozent des norwegischen Öls.

Seismische Analysen: Teuer und aufwendig

Geologische Untersuchungen sind nicht nur zeitaufwendig, sondern auch sehr teuer. Die Daten können weltweit nur von einer Handvoll hochspezialisierter Firmen erhoben und in mühevoller, nicht selten jahrelanger Detailarbeit ausgewertet werden.

Moderne Explorationsschiffe kosten mehrere Hundert Millionen Dollar. Sie ziehen kilometerlange Kabel hinter sich her, um nach künstlich erzeugten Detonationen möglichst viele Informationen aus den Reflektionswellen der verschiedenen Gesteinsschichten auffangen zu können.

Nur wenige Dutzend Schiffe sind weltweit in der Lage, Daten in der für CO₂-Deponien erforderlichen Qualität zu erheben. Sobald größere Regionen untersucht werden müssen, steigen die Kosten allein für diese Voruntersuchungen in den dreistelligen Millionenbereich.

Carbon Capture - die Abscheidung von CO₂

Die Abscheidung von CO₂ in industriellen Anlagen oder Kraftwerken (Carbon Capture) findet fast überall durch Aminwäsche statt. Die hochalkalischen und stark gesundheitsschädlichen Stoffe nehmen das CO₂ bei niedrigen Temperaturen (ca. 40 Grad) auf und

geben es nach der Erhitzung (ca. 150 Grad) wieder ab. Die Amine können nach einer aufwendigen Wiederaufbereitung erneut eingesetzt werden.

Im gesamten CCS-Prozess (Abscheidung, Komprimierung, Transport, Deponierung) verursacht die Abscheidung (Capture) normalerweise den größten Teil der Kosten und erzeugt die höchsten Energieverluste. Auch die CO₂-Kompression ist sehr energieintensiv. [Q41]

Je höher der CO₂-Anteil im Abgasstrom ist, desto leichter ist das Carbon Capture. Aus diesem Grund sind fast alle CCS-Projekte für Gas- und Kohlekraftwerke gescheitert. Hier ist der CO₂-Anteil im Rauchgas besonders gering. Der Aufwand für die Abscheidung ist enorm hoch und die Anlagen fallen häufig aus.

Aber auch in anderen Projekten bleibt die Capture Rate, also der Anteil des CO₂, der tatsächlich abgetrennt wird, regelmäßig weit unter den Erwartungen.

Das muss allerdings nicht so bleiben. Mit sehr hohem finanziellen und energetischen Aufwand und bei günstigen Voraussetzungen bei der Emissionsquelle (konstanter, hoher CO₂-Anteil) können auch Capture Rates über 90 Prozent erreicht werden.

1.3 CCS-Projekte weltweit

Die Entwicklung des Technologiepfades CCS lässt sich grob in drei Phasen einteilen.

(1) Zunächst sollte CCS die Dekarbonisierung von Kraftwerken ermöglichen. Kohle wäre dadurch plötzlich klimaverträglich und Erdgas könnte seinen Pfad als „Brückentechnologie“ unbegrenzt in die Zukunft verlängern. Doch CCS scheiterte auf ganzer Linie. Fast alle Projekte mussten wegen technischer oder ökonomischer Probleme abgebrochen werden oder verließen nie das Reißbrett.

(2) Erst mit der sich verschärfenden Klimakrise bekam CCS neuen Schwung. Die CO₂-Deponierung sollte allerdings nur die Lösung für die „last mile“ („hard-to-abate“) werden, also für Branchen, für die keine emissionsarmen Technologiepfade in Sicht waren.

(3) Doch in den vergangenen Jahren ist es der fossilen Lobby gelungen, diesen Notnagel der Klimapolitik zum vorgeblichen Rettungsanker der Öl- und Gasbranche zu adeln.

Unter dem Druck der Klimakrise und wachsender internationaler Konkurrenz in Clean Technology Märkten bieten die USA, Europa, Australien, Japan und China der Industrie mittlerweile gigantische Subventionstöpfe an.

Auf der Weltklimakonferenz im Jahr 2023 (COP 28), die passenderweise von einem Ölmanager geleitet wurde, hieß die Losung nicht mehr „Phasing Out of Fossil Fuels“, sondern „Phasing Out of Fossil Emissions“. Das Geschäftsmodell der Öl-, Gas- und Kohleindustrie sollte also auch nach 2050 stabil bleiben. Über 10 Milliarden Tonnen CO₂ müssten dafür jedes Jahr deponiert werden. CCS könnte dadurch - dem Volumen nach - zur größten Branche der Welt aufsteigen und zu einem riesigen neuen Geschäftsfeld der fossilen Industrie werden.

Schon heute ist klar, dass CCS weit über die ursprünglich angedachte Rolle als Nischenlösung hinausgreift: Von der Ölsandindustrie in Kanada [Q50] über Öltraffinerien und LNG-Projekte bis zur Petrochemie in den USA, Europa und Japan - überall werden die Unternehmen aktiv. Andere Branchen springen auf: Von der Düngemittelindustrie (Ammoniak/Urea) bis zur Müllverbrennung soll CCS eine Klimälösung bieten. In den meisten Sustainability Reports und in den langfristigen Klimastrategien der Industrie steht CCS mittlerweile an erster Stelle.

Projektübersicht

Die Projektdatenbank der IEA vom Frühjahr 2024 (15. März 2024) listet mittlerweile 844 CCS-Projekte aller Art auf.[Q6] Bei näherem Hinsehen schrumpft die Liste jedoch schnell zusammen:

1. Der größte Teil davon besteht aus vagen Projektvorhaben ohne klare Investitionsentscheidung.
2. Zahlreiche Projekte sind klimapolitisch irrelevant oder sogar schädlich; dazu gehören insbesondere Anlagen, die CO₂ nur zur Beschleunigung der Ölförderung nutzen (EOR, Enhanced Oil Recovery). Dabei wird CO₂ in eine Öllagerstätte gepumpt, um die Rohstoffe nach oben zu drücken. Ein erheblicher Teil des CO₂ wird bei der Förderung wieder frei. [Q40] In vielen Fällen stammt das CO₂ für EOR sogar aus natürlichen Quellen, wäre also ohne die Ölproduktion nie an die Oberfläche gelangt. Zudem verschlingt der Transport und das Komprimieren von CO₂ hohe Energiemengen, die in den meisten Fällen fossil erzeugt werden.
3. Eine weitere Gruppe von Projekten nutzt das CO₂ für chemische Prozesse (CCU). Die Freisetzung des Treibhausgases wird hier in den meisten Fällen nur verzögert und nicht verhindert.

Schließt man diese Kategorien aus, **bleiben nur noch neun Projekte übrig**, die bereits in Betrieb sind und die eine dauerhafte CO₂-Deponierung zum Ziel haben.³ Von diesen neun CCS-Projekten sind zwei in Europa (Sleipner, Snøhvit). Fast alle großen Projekte in dieser Gruppe haben *Natural Gas Processing* zum Ziel, also die Reinigung CO₂-reicher Erdgasvorkommen. Das Erdgas erzeugt dann anschließend bei den Abnehmern (Kraftwerke, Wärme etc.) genauso viel Emissionen wie bei anderen Erdgasangeboten. Hier erzeugt die Gasindustrie also erst das Problem, nämlich die Ausbeutung CO₂-reicher Gasvorkommen, statt sich von vornherein auf CO₂-arme Gasvorkommen zu konzentrieren.

Diese bislang magere Bilanz wird sich bis 2030 kaum verbessern, so die IEA. Es wird viel geplant, aber im Moment nur wenig realisiert. Selbst im Bau befindliche Großprojekte wie Northern Lights (Norwegen) verändern mit ihrer geringen Speicherleistung von zunächst 1,5 Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr und später geplanten 5 Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr die globale Emissionsbilanz nur unwesentlich.[Q6]

³ Das Kleinprojekt Climeworks Orca (Island) wird hier wegen der sehr geringen Kapazität von 0,004 Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr und des anderen Technologieansatzes (Direct Air Capture aus der Umgebungsluft) nicht berücksichtigt.

Tabelle: Aktive CCS-Projekte mit CO₂-Deponierung weltweit (IEA-Datenbank)

Project name	Country	Partners	Start of Operation	Capacity (Mt CO ₂ per year)	Sector
Sleipner	Norway	Equinor, Eni	1996	1	Natural gas processing/ LNG
Snøhvit	Norway	Equinor, Petoro, TotalEnergies, Eni, Wintershall	2008	0,7	Natural gas processing/ LNG
Quest	Canada	CNRL, Shell, Chevron	2015	1 - 1.2	Other fuel transformation
Illinois Industrial CCS	United States	ADM	2017	0.5 - 1.1	Biofuels
Gorgon CCS	Australia	Chevron, Shell, ExxonMobil, Osaka Gas, Tokyo Gas, Chubu Electric Power	2019	3.4 - 4	Natural gas processing/ LNG
Qatar LNG	Qatar	QatarEnergy LNG, ExxonMobil	2019	1.23 - 2.1	Natural gas processing/ LNG
Red Trail Energy BECCS	United States	Plains CO ₂ Reduction Partnership, Energy & Environmental Research Centre, Red Trail Energy	2022	0,18	Biofuels
CNOOC Enping offshore CCS	China	CNOOC	2023	0,3	Other fuel transformation
Midwest AgEnergy Blue Flint Ethanol	United States	Blue Flint Sequester Company LLC, Harvestone Low Carbon Partners, Ag Energy Group LLC	2023	0,2	Biofuels

Quelle: IEA [Q6]. Nur realisierte Projekte, die eine dauerhafte CO₂-Deponierung anstreben.

Geplante Standorte und der Subventionswettbewerb

Das muss aber nicht so bleiben. Viele Länder und die EU sind bereit, neue CCS-Projekte mit Milliardenbeträgen zu subventionieren.[Q005] In Europa soll CO₂ vor allem in salinen Aquiferen oder in alten Gas- und Ölfelder in der Nordsee deponiert werden.

In der IEA-Datenbank (<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/ccus-projects-explorer>) und bei CATF (<https://www.catf.us/ccsmap europe/>) gibt es detaillierte Informationen zu allen großen Projekten.

In Großbritannien wachsen allerdings bereits die Bedenken. Die Subventionierung einiger Großprojekte soll erst einmal gestoppt werden, da die Kosten zu hoch sind.[Q42] Auch in den Niederlanden ist die Lage nach dem Regierungswechsel unklar.

2. CCS-Projekte in Norwegen und weltweit

2.1 Sleipner - Probleme mit der CO₂-Migration

In der CCS-Debatte wird immer wieder ein norwegisches Projekt als Goldstandard der Branche hervorgehoben: Das Projekt Sleipner in der südlichen Nordsee. Es wurde sogar zur Blaupause für die CCS-Richtlinie der EU. Die Directive 2009/31/EC orientiert sich stark an den dort gewonnenen Erkenntnissen.[Q46]

Norwegen führte bereits im Jahr 1991 hohe CO₂-Steuern ein. Gleichzeitig erschloss der Staatskonzern Statoil (mittlerweile umbenannt in Equinor) die Gasfeldergruppe Sleipner, die 250 Kilometer vor der südnorwegischen Küste in der Nordsee liegt. Statoil gehörte schon damals zu den führenden Ölkonzernen im Bereich der Offshore Öl- und Gasindustrie. Der Konzern verfügte über mehr als 20 Jahre Erfahrung mit den geologischen Verhältnissen in der Nordsee.

Die Sleipner-Gasvorkommen haben einen überdurchschnittlich hohen CO₂-Anteil von über 5 Prozent. Dieser Anteil musste für die Vermarktung bei den Kunden stark reduziert werden.

Bis dahin war es üblich, das CO₂ abzutrennen und einfach in die Atmosphäre entweichen zu lassen. Die neue CO₂-Steuer machte nun aber die CO₂-Deponierung zu einer attraktiven Alternative. Knapp 1 Million Tonnen CO₂ pro Jahr sollten ab 1996 vor Ort abgetrennt, komprimiert und etwa 1000 Meter unter dem Meeresboden deponiert werden.

Vor dem Projektstart wurden umfangreiche geologische Analysen durchgeführt: Bohrungen, seismische Untersuchungen (künstliche Detonationen, deren Wellen von Gesteinsschichten in unterschiedlicher Weise reflektiert werden) oder Rückschlüsse aus benachbarten Regionen.

Vor allem die aufwendigen seismischen Surveys verfeinerten die 3D-Modelle der Region immer weiter. Schließlich wurde ein Teil der großen Gesteinsformation Utsira als beste Lagerstätte für das CO₂ ausgewählt. Die Formation liegt 850-1050 Meter unter der Meeresoberfläche und bestand, so das Ergebnis der Analysen, aus 8 Schichten.[Q1] Sie war damit tief genug, um CO₂ durch den dort herrschenden hohen Druck und passende Temperaturen in der sog. superkritischen Form zu halten (vgl. Kap.1.2).

Die Zielregion besteht aus hochporösem Sandstein, der aus mehreren Schichten mit jeweils etwa 30 Meter Dicke besteht. Sie sind durch dünne, mehr oder weniger undurchlässige Schieferschichten (1-2 Meter) voneinander getrennt. Darüber befindet sich eine sehr dicke, als undurchlässig eingeschätzte Schicht. Sie soll den Anstieg des CO₂ Richtung Meeresoberfläche blockieren.[Q35]

Die Bohrung führte von der Meeresoberfläche bis in die Utsira-Formation in einer Tiefe von 1050 Metern. Von dort aus ging die Bohrung horizontal weiter, um einen möglichst großen Speicherplatz zu erschließen.

Nach anfänglichen Problemen arbeitete zumindest die Capture-Technik recht zuverlässig, also die Abspaltung des CO₂ aus dem geförderten Erdgas. Das Verfahren ist aufwendig,

aber für diesen Typ von Emissionsquelle relativ unproblematisch und in der Erdgasindustrie seit vielen Jahrzehnten erprobt. Die Mengen an CO₂, die nicht deponiert wurden und in die Atmosphäre abgelassen werden mussten (Venting), blieben daher im Zeitverlauf relativ gering (vgl. folgende Tabelle).

Tabelle: In die Umgebungsluft abgelassene CO₂-Mengen (Vented) der Sleipner-West CO₂-Injektionsanlage 1996-2022

Jahr	Tonnen CO ₂	Jahr	Tonnen CO ₂	Jahr	Tonnen CO ₂
1996	81.000	2005	6.200	2014	5.400
1997	29.000	2006	2.500	2015	800
1998	4.200	2007	6.400	2016	4.600
1999	9.100	2008	13.600	2017	800
2000	8.300	2009	4.600	2018	1.600
2001	3.100	2010	900	2019	100
2002	87.600	2011	2.400	2020	1.200
2003	23.900	2012	5.900	2021	2.100
2004	21.400	2013	5.000	2022	300

Quelle: Norwegian Environment Agency [Q37]

Problematisch wurde es jedoch bei der CO₂-Einpressung im Untergrund. Bei einem weiteren seismischen 3D-Survey im Jahr 1999, also nur drei Jahre nach dem Projektstart, wurden die ersten Probleme sichtbar. Das mit hohem Druck verpresste CO₂ verhielt sich offenbar nicht wie erwartet.

Die Öl- und Gasindustrie hat zwar Erfahrung mit der Förderung von Öl und Gas aus einer Lagerstätte Richtung Oberfläche und dadurch *fallendem* Druck in der Lagerstätte. Doch nun ging es in die andere Richtung: ein *steigender* Druck in der Lagerstätte durch die Einpressung von CO₂ und die Anforderung einer zumindest über Jahrhunderte stabilen Endlagerung. Es zeigte sich rasch, dass die bisher üblichen Modellierungen der Branche dafür nicht ausreichten.

Die grafisch aufbereiteten Darstellungen deuteten auf eine wachsende CO₂-Ansammlung in einer Gesteinsschicht, die früheren Untersuchungen entgangen war. Offenbar war das Gas entgegen den Prognosen sehr schnell 250 Meter weit durch alle Sandsteinschichten nach oben gewandert und befand sich nur noch 800 Meter unter der Meeresoberfläche. Ein Aufstieg wurde zwar beim Projektstart für möglich gehalten, aber in weitaus geringerer Geschwindigkeit und nur in geringen Mengen.[Q1]

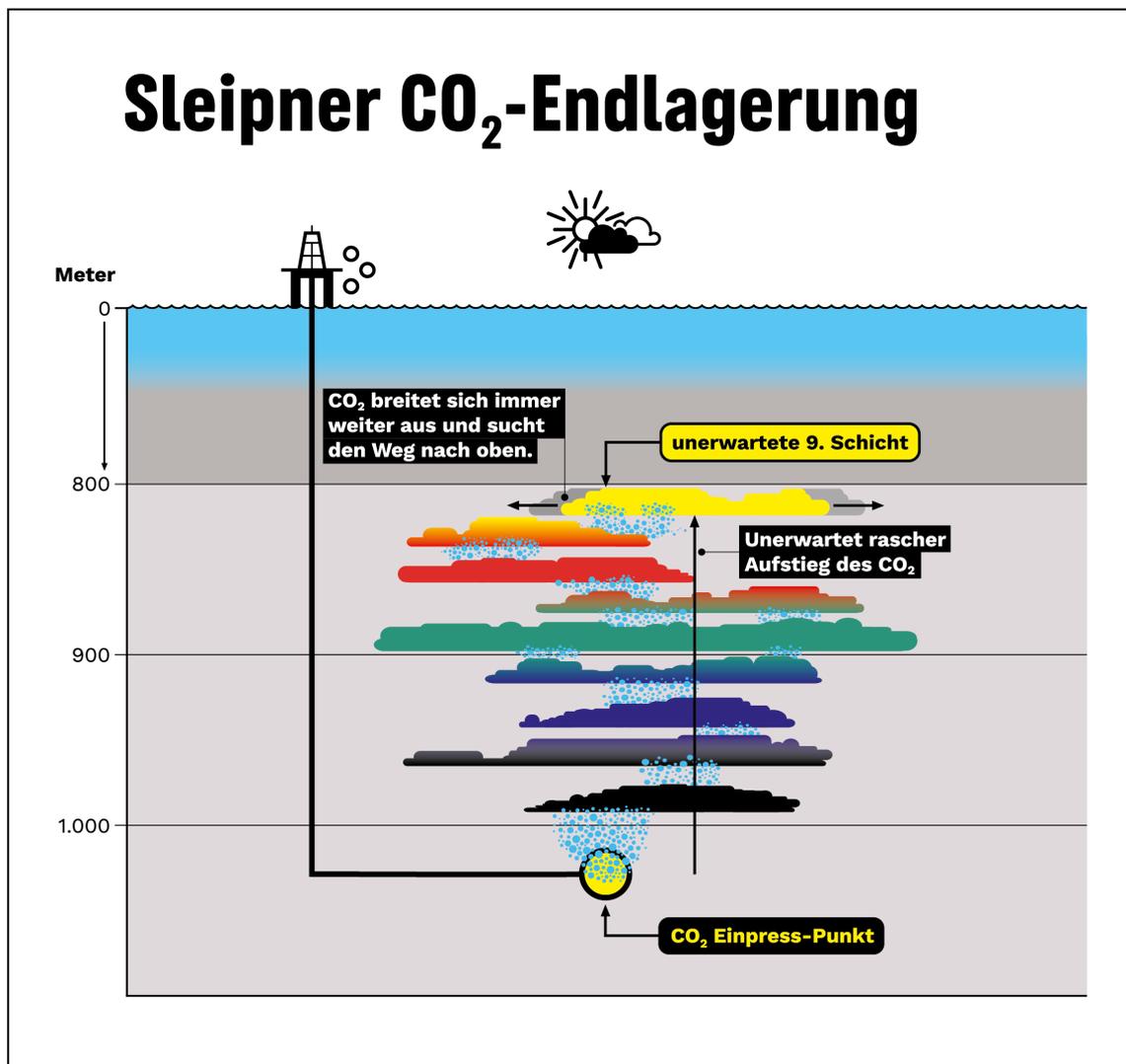
Das CO₂ befindet sich nun in einer kritischen Tiefe, denn kurz darüber hätte das Gas den superkritischen Zustand verlassen. Das Gasvolumen wäre dann deutlich gewachsen. Die Wanderung hätte sich eventuell stark beschleunigt.

Die CO₂-Mengen in diesem als „Layer 9“ getauften Gebiet wuchsen offenbar rasch an. Es wurden in den Folgejahren zahlreiche Studien und zusätzliche geologische Analysen durchgeführt, denn die Risiken waren nun offensichtlich.

Zum einen hatte sich das CO₂ deutlich schneller bewegt als erwartet, da die Schichten unerwartet durchlässig und heterogen waren. Zum anderen gab es mehr Schichten in der Gesteinsformation als bisher bekannt.[Q44]

Der sog. Caprock, also die als undurchlässig eingeschätzte Deckschicht über der gesamten Utsira-Formation, konnte das CO₂ bislang am weiteren Aufstieg in Richtung Oberfläche hindern. Aber die bisherigen Detailanalysen dieser Deckschicht hatten sich auf eine relativ kleine Region beschränkt. Es war unklar, wie weit sie horizontal reichte, wie homogen sie weiter entfernt war und wie dicht sie auf Dauer bleiben konnte, wenn sich immer größere CO₂-Mengen ansammelten.

Daten aus dem Jahr 2016 deuten darauf hin, dass sich die CO₂-Blase ca. 3 Kilometer überwiegend nach Nordosten bewegt und eine Fläche von 4,8 Quadratkilometer erreicht hat. Es gibt aber auch eine Bewegung nach Westen. Dort könnte es Probleme geben, da sich in dieser Richtung das Gasfeld Sleipner mit seinen nach wie vor aktiven Bohrlöchern befindet.[Q35][Q38]



Quelle: Greenpeace

In regelmäßigen Abständen müssen seither aufwendige und teure seismische 3D-Analysen durchgeführt werden, um die Bewegungen der CO₂-Massen verfolgen zu können. Statoil / Equinor macht die Daten weltweit zugänglich und sorgt für eine hohe Transparenz, um zusätzliche Vorschläge und Interpretationen zu erhalten (die „Sleipner Benchmark“, vgl. [Q22]).

Die Modelle und Analysen müssen immer wieder methodisches Neuland betreten, denn es gibt keine vergleichbare Forschung, an der man sich orientieren kann. Temperaturen und Druckverhältnisse müssen geschätzt werden, denn es gab anfangs keine und mittlerweile nur wenige Sensoren vor Ort, die Echtzeit-Daten über das Verhalten der „CO₂-Blase“ liefern könnten.

Bis heute herrscht keine Klarheit über die geologischen Risiken in den nächsten Jahrzehnten. Bisher hält die Deckschicht dicht. Aber es gibt noch immer keine tragfähigen Modelle und Prognosen zur Frage, ob das CO₂ vielleicht doch noch einen Weg durch oder um diese Abdeckung herum finden wird. Equinor rechnet damit, dass sich der größte Teil des CO₂ langfristig auflösen wird - allerdings erst nach 5.000 bis 50.000 Jahren.[Q38]

Mittlerweile sind die Gasvorkommen in den benachbarten Sleipner-Feldern weitgehend erschöpft. Damit versiegt allmählich die Quelle für die Einpressung neuer CO₂-Mengen. Das weitere Vorgehen ist allerdings noch nicht völlig klar. Möglicherweise wird Equinor mit zusätzlichen Bohrungen die Gasproduktion dort wieder beschleunigen.[Q39]

Die folgende Tabelle zeigt für den Zeitraum 1992-2022 die bisher eingepressten CO₂-Mengen, die aus dem Gasfeld Sleipner stammen und in der Utsira-Formation deponiert wurden.

Tabelle: Eingepresste CO₂-Mengen im Sleipner-CCS-Projekt (Tonnen)

Jahr	Tonnen CO ₂	Jahr	Tonnen CO ₂	Jahr	Tonnen CO ₂
1996	70.000	2005	858.000	2014	658.000
1997	665.000	2006	820.000	2015	707.000
1998	842.000	2007	921.000	2016	632.000
1999	971.000	2008	814.000	2017	557.000
2000	933.000	2009	860.000	2018	509.000
2001	1.009.000	2010	743.000	2019	482.000
2002	955.000	2011	929.000	2020	506.000
2003	914.000	2012	842.000	2021	322.000
2004	750.000	2013	702.000	2022	115.000

Quelle: Equinor/Norwegian Environment Agency [Q37]⁴

Die Einschätzungen zur aktuellen Lage unterscheiden sich: Die zuständige norwegische Behörde (NPD) sieht keine eindeutigen Anzeichen für eine Migration von CO₂ aus der vorgesehenen Region. Sie hält einen bevorstehenden Ausbruch Richtung Westen jedoch für möglich. Der beauftragte seismische Dienstleister (PGS) konstatiert hingegen eine Migration aus der ursprünglichen Zielregion (Storage Anticline).[Q21]

⁴ Die Tabelle enthält nachträglich nach unten korrigierte Werte, insbesondere für das Jahr 2020, nachdem Equinor zunächst höhere CO₂-Einpressungen gemeldet hatte.[Q71]

Fazit: Weder die führenden Explorations- und Produktionsfirmen der Welt, noch die internationale Expertise für Geophysik und Reservoir Engineering waren in der Lage, die Probleme bei dem wohl am längsten vorbereiteten CCS-Projekt der Welt vorherzusehen oder zu lösen.

Man kann sich leicht vorstellen, welche Risiken mit CCS-Projekten verbunden sein werden, die deutlich größer sind und stark profitorientiert arbeiten. Sie werden weit weniger sorgfältig und schneller voranschreiten und dabei weniger kompetent kontrolliert werden als im Musterland Norwegen.

2.2 Snøhvit: Schwieriger Start nördlich des Polarkreises

Das norwegische Gasfeld Snøhvit liegt in der unwirtlichen Barentssee nördlich des Polarkreises. Das ist kein idealer Standort im Krisenfall, da größere Interventionen nur wenige Monate im Jahr möglich sind. Alle Förderanlagen mussten am Meeresboden in 300 Meter Tiefe stationiert werden. Das Gas wird von dort bis zur weit entfernten Küste gepumpt.

An Land wird es vom sehr hohen CO₂-Anteil (5-8 Prozent) und anderen unerwünschten Gasen und Liquids gereinigt. Das Endprodukt, das dann fast nur noch aus Methan besteht, wird anschließend zu LNG verflüssigt und per Tanker exportiert.

Der LNG-Komplex Snøhvit/Hammerfest ist das einzige europäische LNG-Exportterminal und eine milliardenschwere Investition. Für Statoil (Equinor) stand also von Anfang an viel auf dem Spiel.

Das abgetrennte CO₂ wird an Land mit hohem Energieaufwand komprimiert und gelangt dann über eine Pipeline zurück bis in die Region des Gasfeldes. Dort wird es seit 2008 in einer Lagerstätte unter dem Meeresboden deponiert.

Nach langen Überlegungen und Analysen wählte Statoil die tiefe Gesteinsformation Tubåen als Lagerstätte für das CO₂. Sie liegt 2600 Meter unter der Meeresoberfläche, ist also sehr viel tiefer als die vergleichsweise nah an der Oberfläche liegende Utsira-Formation, die im Slepner-Projekt für große Probleme gesorgt hatte.

Geophysikalische Analysen kamen zu dem Ergebnis, dass die Gesteinsformation Tubåen eine 80 Meter hohe Schicht aufweist, die ausreichend porös ist, um über einen Zeitraum von etwa 18 Jahren die gewünschten CO₂-Mengen aufzunehmen. Für die Zeit danach wollte man weitere Lagerstätten finden.

Doch auch in diesem Projekt gab es rasch Probleme. Schon bei der ersten Bohrung zeigte sich, dass die poröse Schicht nicht 80 Meter, sondern offenbar nur 30 Meter dick war. Das verringerte die Speicherkapazität, war aber zunächst kein prinzipielles Hindernis.[Q1]

Zwei Jahre später jedoch stieg der Druck im Bohrbereich unerwartet schnell an. Erste Hochrechnungen zeigten, dass Tubåen nur noch für sechs Monate CO₂-Injektionen aufnehmen konnte. Andernfalls würde der Druck in der Lagerstätte kritische Werte überschreiten. Das gesamte Snøhvit-Projekt samt LNG-Terminal war plötzlich gefährdet.

Die Firmen führten ohne Erfolg mehrere Notfallmaßnahmen durch, um den Druck zu senken.

Über die Ursachen konnte man nur spekulieren, denn außer den Daten einiger Drucksensoren waren keine anderen Informationen kurzfristig verfügbar. Am Ende blieb nur eine Erklärung übrig: Die Gesteinsschicht war schlichtweg nicht durchlässig oder porös genug, um größere CO₂-Mengen aufnehmen zu können. Die aufwendigen geologischen Analysen im Vorfeld waren offenbar fehlerhaft. Immerhin wurde der Druckanstieg rechtzeitig registriert. [Q1]

Die Projektfirmen mussten das Bohrloch versiegeln. Die Injektionen endeten 2011. Equinor startete die Suche nach einer neuen Lagerstätte. Der nächste Versuch peilte die benachbarte, etwas höher gelegene Gesteinsformation Stø in 2460 Meter Tiefe an. Dabei war Vorsicht geboten, da ganz in der Nähe in 2435 Meter Tiefe zu derselben Zeit Gas gefördert wurde.

Die ersten Testinjektionen scheiterten erneut, aber dann wurden die Betreiber zuversichtlicher. Statoil startete nun mit der Deponierung von CO₂ in der Stø-Formation. Allerdings wurde schnell klar, dass auch diese Region nur begrenzte Mengen CO₂ aufnehmen konnte. Ständig bestand die Gefahr, dass CO₂ in das aktive Gasfeld darüber aufsteigt und dort zu Problemen führt.

Es musste also eine neue, größere Lagerstätte gefunden werden, um die großen CO₂-Mengen, die ohne Unterlass von der Küste per Pipeline ankamen, aufnehmen zu können.

Die folgende Tabelle zeigt die injizierten und die in die Umgebungsluft abgelassenen CO₂-Mengen in den Jahren 2007 bis 2022. Von September 2020 bis Mai 2022 musste die gesamte LNG-Anlage wegen eines großen Brandes stillgelegt und repariert werden. Daraus erklären sich die geringen Werte in diesen Jahren.

Tabelle: Eingespresste (injected) und abgelassene (vented) CO₂-Mengen im Snøhvit-CCS-Projekt 2007-2022

Jahr	Injected t CO ₂	Vented t CO ₂	Jahr	Injected t CO ₂	Vented t CO ₂
2007	0	71.000	2015	679.000	39000
2008	197.000	93.000	2016	750.000	4000
2009	308.000	50.000	2017	680.000	4000
2010	460.000	93.000	2018	758.000	11000
2011	403.000	87.000	2019	721.000	9000
2012	490.000	55.000	2020	422.000	1000
2013	469.000	27.000	2021	0	0
2014	587.000	37.000	2022	402.000	11000

Quelle: Equinor/Norwegian Environment Agency [Q37]

Bis 2015 unternahm Equinor weitere seismische Studien. Schließlich wurde eine Region gefunden, die hinter einer Bruchlinie in einem anderen Teil der Stø-Formation lag. Sie befindet sich in der Nähe des Snøhvit-Gasfeldes, so dass nicht weit entfernt von der neuen CO₂-Bohrung neue Förderbohrungen im Gasfeld niedergebracht wurden. Es ist also weiterhin Vorsicht geboten.

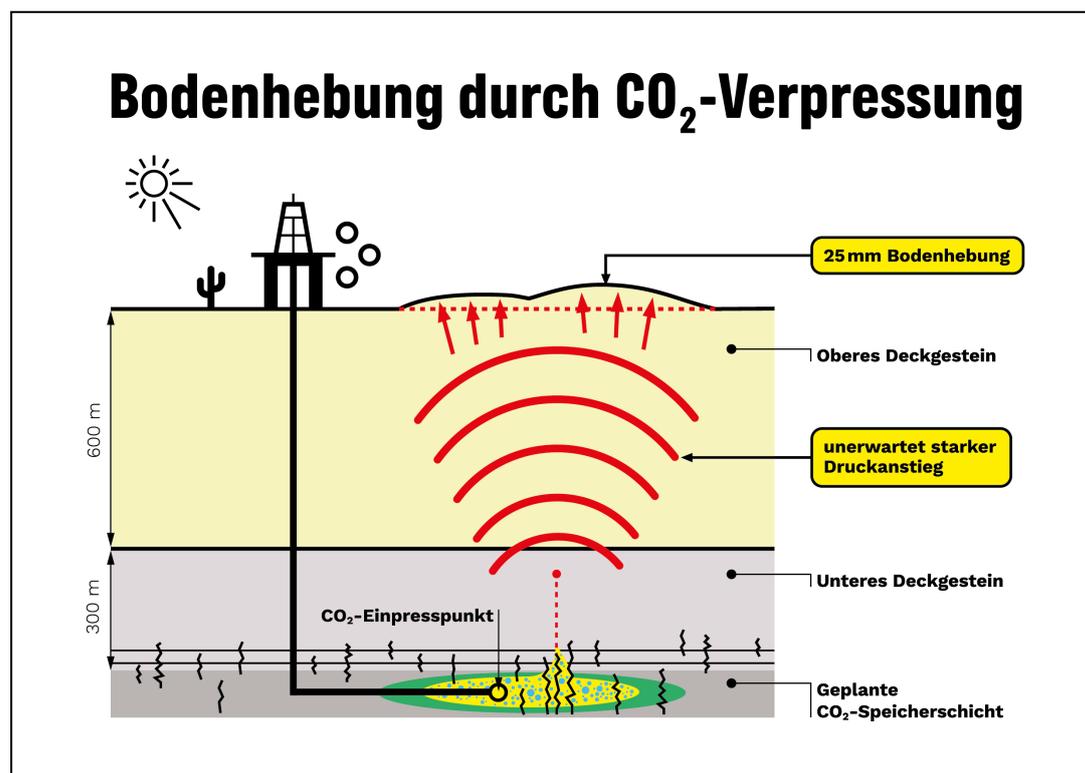
Bis Ende 2022 wurden 1,1 Millionen Tonnen CO₂ in die Tubaån-Formation gepumpt, 6,2 Millionen Tonnen in die Stø-Formation. Knapp 0,6 Millionen Tonnen CO₂ wurden in die Atmosphäre abgelassen - immerhin knapp 10 Prozent der geförderten CO₂-Mengen. Das deutet auf eine Reihe technischer Probleme hin, die allerdings in den letzten Jahren kleiner wurden.

2.3 Fehlschläge in Übersee: In Salah, Gorgon, Quest

2.3.1 In Salah (Algerien): Bodenhebung und Projektabbruch

Ein weiteres CCS-Deponieprojekt fand neben dem Gasfeld In Salah in der algerischen Wüste statt. Wie bei Sleipner und Snøhvit hatte das Erdgas einen sehr hohen Anteil an CO₂. Die Projektfirmen BP, Equinor und der algerische Staatskonzern Sonatrach (Operator) wollten es abtrennen und im Boden in einem älteren Gasfeld einpressen.

Die geologischen Verhältnisse galten als simpel und gut überschaubar. Eine häufig anzutreffende Faltung von Gesteinsschichten (Antiklinale) hatte einen geologischen Sattel mit einer sehr dicken undurchlässigen Deckschicht gebildet (950m). Die gewählte Lagerstätte (Krechba Formation) lag in einer mehr als ausreichenden Tiefe von 1900 Metern. [Q49]



Quelle: Greenpeace

Seismische 3D-Daten und die bisherigen geologischen Erkenntnisse aus der Gasproduktion deckten sich hervorragend. Die verbleibenden Risiken galten als „minimal“. Die CO₂-Injektionen starteten 2004. Ziel war eine Einspeicherung von 1 Million Tonnen CO₂ pro Jahr.

Schon kurz darauf galt In Salah beim IPCC und in der Branche als Vorzeigeprojekt für eine gelungene Anwendung von CCS. [Q48]

Ab 2009 stieg der CO₂-Druck in der Lagerstätte jedoch unerwartet rasch an. Die Betreiber reagierten allerdings nicht und setzten die CO₂-Deponierung bis 2011 fort. Sie führten auch keine Entlastungsbohrung durch, um Wasser zu entnehmen und den Druck dadurch zu senken.

Der Druck in der Lagerstätte wurde daraufhin so hoch, dass es zu ersten Rissen in der Deckschicht kam, also dem Cap Rock, der verhindern soll, dass CO₂ an die Oberfläche gelangen kann.[Q1] Da diese Schicht sehr dick war, konnte kein CO₂ entweichen, aber der Boden in der Region über der Lagerstätte hob sich um mehrere Zentimeter. Die Region ist nicht besiedelt, so dass weder Gebäude noch Menschen betroffen waren.

Dennoch war den Projektfirmen klar, dass die Risiken mittlerweile zu hoch waren. Trotz der dicken Deckschicht bestand die Gefahr weiterer Risse und eines unkontrollierten Austritts von CO₂. Das Projekt wurde gestoppt und schließlich endgültig beendet. Insgesamt konnten nur 3,8 Millionen Tonnen CO₂ deponiert werden. Nach 2011 wurde das CO₂ aus dem Gasfeld wieder direkt in die Atmosphäre entlassen.[Q3]

2.3.2 Gorgon (Australien): Acht Jahre ohne Erfolg

Gorgon ist einer der größten fossilen Industriekomplexe der Welt. Das vom Öl- und Gaskonzern Chevron betriebene Projekt in Westaustralien umfasst Gasförderung, Gas Processing, LNG-Verflüssigung und LNG-Verladung. Die Investitionen summieren sich bisher auf enorme 55 Milliarden US-Dollar. Etwa 2 Milliarden US-Dollar wurden bisher für die CCS-Anlagen aufgewendet.[Q17][Q49]

Die Gasvorkommen enthalten hohe Anteile von CO₂ von bis zu 15 Prozent. Die australischen Behörden knüpften an die Förderlizenz die Auflage, ab dem ursprünglich geplanten Betriebsbeginn (2016) jedes Jahr 80 Prozent des CO₂ abzufangen und unterirdisch sicher zu deponieren.

Das betraf aber nur einen Teil der Klimabelastung. Die hohen Emissionen der energieintensiven und mit Erdgas betriebenen LNG-Anlagen darf Chevron vollständig in die Atmosphäre ablassen. Selbst bei optimalem Einsatz der CCS-Systeme werden die Emissionen des integrierten Gorgon-Projekts daher nur um etwa 40 Prozent reduziert. Aber selbst das gelingt nicht einmal ansatzweise.

Chevron wollte das CO₂ in die Dupuy Gesteinsformation pressen. Von dort sollte es im Laufe der Zeit nach oben wandern und von einer dicken Deckschicht in 2300 Meter Tiefe gestoppt werden.

Das Projekt kämpfte jedoch von Anfang an mit Problemen.[Q16][Q28][Q1] Sie entstanden vor allem bei der Deponierung und weniger bei der Abspaltung von CO₂, die bei der Erdgasproduktion seit Jahrzehnten eine Standardtechnik darstellt. Die Deponierung trifft hingegen bei jedem Projekt auf andere geologische und technische Probleme.

Schon der Betriebsbeginn verzögerte sich um 3 Jahre. Immer wieder drangen Sand und Wasser in die Pipelines und Pumptanlagen ein und verhinderten die CO₂-Deponierung. Es

bildeten sich große Mengen von Kohlensäure, die das Metall der Bohrungen angriff. Wiederholt musste die Anlagen über Monate teilweise oder vollständig stillgelegt werden.

Erst im August 2019 nahmen die CCS-Anlagen den Betrieb auf. Es gelang aber auch danach nicht, die vereinbarte CO₂-Emissionsminderung von 4 Millionen Tonnen pro Jahr zu erreichen. Diese Zielmenge entspricht wie erwähnt 80 Prozent des CO₂, das aus den genutzten Gasfeldern an die Oberfläche geholt wird.

Die CO₂-Einspeicherungen gingen seit dem ersten Betriebsjahr 2019/2020 sogar immer weiter zurück: Zunächst wurden 2,7 Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr deponiert, zuletzt nur noch 1,6 Millionen Tonnen.

Nach wie vor dringt immer wieder salziges, korrosives Wasser bzw. Kohlensäure in die CO₂-Pipelines ein. Unterdessen steigt der Druck in der Lagerstätte, da sich das eingepresste CO₂ nur schlecht verteilt.

Chevron bohrt nun immer mehr Bohrlöcher, um den Druck in der CO₂-Deponie durch Wasserentnahme zu verringern und den Druck über der gefährdeten Deckschicht durch die Einpressung von Wasser zu erhöhen. Aber auch hierbei gibt es immer wieder neue Probleme.[Q49]

Dem zweitgrößten Ölkonzern der USA gelingt es also seit acht Jahren nicht, die CCS-Technologie in den Griff zu bekommen. Parallel dazu baute Chevron jedoch die Aktivitäten auf dem Industriegelände aus. Die frei werdenden CO₂-Emissionen sprangen im Jahr 2022 auf 8,3 Millionen Tonnen CO₂. [Q16] Das machte die Anlage zum größten Industrie-Emittenten in Australien. Chevron will noch bis zum Jahr 2060 in der Region Erdgas fördern und exportieren.

Das Management des Konzerns gibt sich dennoch entspannt und sieht keinen Anlass zur Eile: "We're getting terrific insights...In a couple of years, we'll have that constraint removed." [Q17]

Chevron muss nun zwar in Australien CO₂-Abgaben für einige seiner Emissionen zahlen, aber sie machen nur einen Bruchteil der Gewinne aus, die der Konzern in den vergangenen Jahren mit den LNG-Exporten der Gorgon-Anlage verdienen konnte.

Der politische Widerstand wächst unterdessen. Der ostaustralische Bundesstaat Queensland will noch in diesem Jahr CO₂-Deponien generell verbieten.[Q69]

2.3.3 Quest (Kanada): Carbon Capture für Ölsand

Das kanadische Shell-Projekt Quest CCS soll die Herstellung von Wasserstoff im Scotford Steamcracker dekarbonisieren (Blauer Wasserstoff). Der Wasserstoff kommt für die Weiterverarbeitung von kanadischen Ölsanden zu synthetischem Rohöl zum Einsatz.

Seit dem Betriebsbeginn 2015 wurde im Durchschnitt 1 Million Tonnen CO₂ pro Jahr in einer Sandsteinformation deponiert, insgesamt 7,7 Millionen Tonnen bis Ende 2022. Das waren allerdings nur knapp 50 Prozent der CO₂-Emissionen der Scotford-Anlagen. Shell sprach in der Regel von 90 Prozent. [Q24]

Nach externen Analysen schied das CCS-System zwar knapp 80 Prozent der Emissionen der Streamcracker-Prozesse im engeren Sinne ab, aber die ebenfalls hohen Emissionen der Anlagen für die Bereitstellung der Prozessenergie und für die Komprimierung des CO₂ strömten ungehindert in die Atmosphäre. Der Strombedarf der Capture-Prozesse summierte sich im Jahr 2022 auf 32,6 GWh, die zunächst über das regionale Stromnetz, dann über ein eigenes Gaskraftwerk bereitgestellt wurden.

Aber auch die CO₂-Einsparungen für den Steamcracker im engeren Sinne blieben damit unter den Erwartungen. In den Jahren 2020-2022 lag die Capture Rate bei 76,8-78,2 Prozent. Shell macht dafür vor allem technische Ausfälle der Capture-Anlagen verantwortlich.

Die Gesamtkosten (Capex+Opex) lagen im Jahr 2022 bei 168 CAD Tonne CO₂ („CO₂ avoided“). Das sind umgerechnet ca. 120 € je Tonne CO₂. [Q24] [Q25][Q26]

2.4 Große Pläne für Europa: Longship/Northern Lights, Smeaheia, Greensand und Porthos

2.4.1 Longship & Northern Lights (Norwegen)

Auch in Europa soll CCS zu einem „Big Business“ werden. Norwegen geht voran, gefolgt von Großbritannien, den Niederlanden und Dänemark.

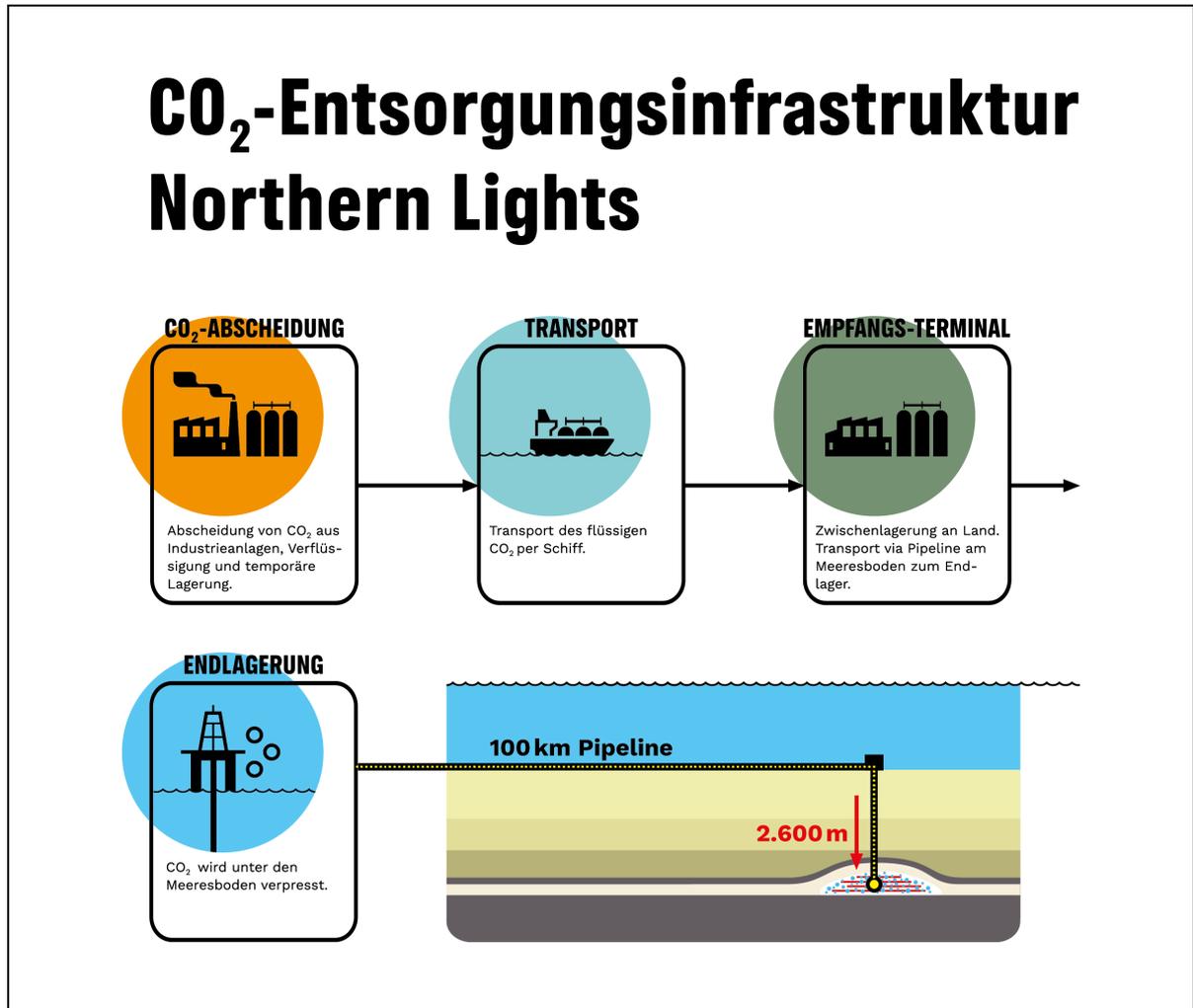
Das weitgehend staatlich finanzierte CCS-Projekt Longship, das in Phase 1 auch das Projekt Northern Lights an den Start bringt, bildet den übergeordneten Rahmen für die aktuelle CCS-Strategie Norwegens. [Q7]

Sleipner und Snøhvit waren CCS-Projekte für jeweils benachbarte Gasfelder, aus denen CO₂-reiches Erdgas gefördert wurde. Die Deponien von Northern Lights hingegen sollen für alle CO₂-Lieferungen zur Verfügung stehen, zunächst nur aus Norwegen (Phase 1), aber dann auch aus anderen Ländern (Phase 2). Die Kontrolle liegt dann bei den Öl- und Gaskonzernen Equinor, Shell und TotalEnergies.

Die ersten Planungen für Longship begannen schon im Jahr 2005 im Rahmen des staatlichen CLIMIT-Programms. Das vom norwegischen Staat neu gegründete Unternehmen Gassnova übernahm die operative Führung ab 2007. Bis 2014 dauerte die Suche nach geeigneten Lagerstätten und die Kartografierung des Meeresbodens. Schließlich wurden die Region Smeaheia (östlich des großen Gasfeldes Troll), die Region Heimdal und die schon vom Sleipner-Projekt bekannte große Utsira-Formation als beste Standorte ausgewählt.

Ursprünglich sollten die ersten Lagerstätten CO₂ aus der Raffinerie Mongstad (Equinor) aufnehmen, aber dieser Plan wurde 2013 wegen zu hoher Kosten aufgegeben. Oslo hatte ohnehin bereits weiterreichende Pläne: Das Land wollte nun CO₂ aus ganz Europa deponieren.

Drei Jahre später gründeten Equinor, Shell und TotalEnergies das Joint Venture Northern Lights. Wieder wurde der Plan geändert. Die Johansen Formation (südlich des Gasfeldes Troll) wurde nun zur präferierten CO₂-Lagerstätte. Im Jahr 2019 erhielt Equinor die notwendigen Lizenzen. Ein Jahr später wurde die erste Bohrung niedergebracht. Northern Lights legte daraufhin einen Erschließungsplan vor. Kurz darauf erhielten die ersten Investitionen von Equinor und vom norwegischen Staat grünes Licht.



Quelle: Greenpeace

In Phase 1 baut Northern Lights eine Deponie-Kapazität von 1,5 Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr für zwei industrielle Anlagen in Norwegen: Eine Zementfabrik von Heidelberg Materials in Brevik und eine Müllverbrennungsanlage von Celsio in Oslo (Hafslund).[Q8]

Das abgeschiedene Gas soll in komprimiertem Zustand per Schiff zu einem Terminal an der Westküste Norwegens verfrachtet werden (Øygarden). Von dort wird es per Pipeline über eine Distanz von 100 Kilometern in die 2600 Meter tiefe CO₂-Lagerstätte in der südlichen Nordsee gepumpt.

Die Deponierung sollte eigentlich schon 2024 beginnen, aber es gibt Probleme:

- Der Bau der Capture-Anlage für die Müllverbrennungsanlage von Celsio in Hafslund wurde 2023 erst einmal gestoppt. Die absehbaren Kosten lagen weit über den ursprünglichen Planungen. Nun soll erst später entschieden werden, ob das Projekt weiterverfolgt wird. [Q9][Q10]
- Die Zementfabrik in Brevik rechnet erst Ende 2024 mit der Fertigstellung ihrer Capture-Anlagen. Aber auch danach können nur maximal 50 Prozent der Emissionen der Fabrik abgefangen werden.[Q11]

In Phase II sollen die Deponiekapazitäten von Northern Lights für Lieferungen aus dem europäischen Ausland erweitert werden, voraussichtlich auf 5 Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr. Sollte sich das Modell bewähren, will Northern Lights längerfristig noch weitaus größere CO₂-Kapazitäten vermarkten.

Die ersten Kunden sind schon in Sicht: Der norwegische Düngemittelriese Yara will nach vorläufigen Gesprächen CO₂ von seiner Ammoniakfabrik in den Niederlanden entsorgen. Auch der dänische Energiekonzern Ørsted ist interessiert.

Subventionen für Longship/Northern Lights

Der norwegische Staat subventioniert den größten Teil der Investitionen und die laufenden Kosten von Longship über einen Zeitraum von zehn Jahren.[Q12] Die beiden CO₂-Emittenten aus Phase 1 (Heidelberg Materials, Celsio) müssen über einen Zeitraum von zehn Jahren keine Kosten für den Transport und die Deponierung von CO₂ tragen.

Das Northern Lights Konsortium (Equinor, Shell, TotalEnergies), Heidelberg Materials und Celsio sparen zudem die Kosten für Emissionszertifikate (ETS, norwegische Combustion Tax). Dauerhaft wird Oslo auch auf die Mehrwertsteuer (VAT) bei grenzüberschreitenden CO₂-Transporten und bei den Aktivitäten zur Deponierung von CO₂ vor der Küste Norwegens verzichten. Der größte Teil der Ausgaben entfällt in Phase I auf die Capture-Anlagen der beiden Industriekunden. Die Subventionen für Northern Lights (Transport und Deponierung von CO₂) liegen voraussichtlich um die 600 Millionen Euro.[Q14]

Insgesamt übernimmt der norwegische Fiskus je nach Abgrenzung der Aufwendungen 70-80 Prozent der gesamten Kosten von voraussichtlich 2,5 Milliarden US-Dollar (25,1 Milliarden NOK), so eine Schätzung aus dem Jahr 2020. Der endgültige Betrag ist noch unklar, da das Projekt wie erwähnt noch nicht im Regelbetrieb ist.[Q18] Die restlichen Aufwendungen werden zum Teil ebenfalls vom norwegischen Staat finanziert, da die Projektfirma Equinor mehrheitlich in Staatsbesitz ist. [Q14]

2.4.2 Smeaheia (Norwegen)

Ein ähnliches Projekt wie Northern Lights verfolgt der norwegische Öl- und Gaskonzern Equinor in Eigenregie: Smeaheia. Es ist nach dem Ort der geplanten CO₂-Lagerstätte vor der Küste Norwegens benannt. Sie liegt östlich des großen Gasfeldes Troll.[Q15]

Equinor will dort ab 2028 bis zu 5 Millionen und ab 2035 sogar 30-50 Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr aus ganz Europa einlagern. Das Klimagas soll per Pipeline aus Deutschland (ab Wilhelmshaven), den Niederlanden (ab Eemshaven), Belgien (ab Zeebrugge) und

Frankreich (ab Dunkirk) direkt zur Lagerstätte gepumpt werden. Alternativ kann es auch per CO₂-Feedertanker über ein Landterminal an der norwegischen Küste dorthin gelangen.

Smeaheia soll ein wichtiges Element in einer breiter angelegten Kooperation zwischen der europäischen Industrie und dem norwegischen Öl- und Gaskonzern Equinor werden. Erste Investitionsentscheidungen werden aber nicht vor 2026 erwartet. Equinor hofft auf einen Start der CO₂-Lieferungen ab 2029.[Q70]

2.4.3 Greensand (Dänemark)

Dänemark plant in einem alten Ölfeld (Nini West, Frigg Sandstein) in der dänischen Nordsee ebenfalls eine große CO₂-Deponie. Ähnlich wie Northern Lights soll das Projekt Greensand internationale Dienstleistungen anbieten: den Transport und die Deponierung von CO₂-Emissionen aus der europäischen Industrie, auch aus Deutschland.[Q52]

Der Status des Projekts ist mittlerweile allerdings etwas unklar. Es dringen nur wenige Informationen nach außen.

Greensand wurde im Vergleich zu den norwegischen Projekten mit großer Geschwindigkeit vorangetrieben. Der Projektführer Ineos (britischer Chemiekonzern) und Wintershall Dea, der größte deutsche Öl- und Gaskonzern (der im Moment von der britischen Harbour Energy übernommen wird), verweisen darauf, dass das alte Ölfeld bereits gut untersucht sei und dass sich die Deckschicht (Cap Rock) als undurchlässig erwiesen habe.[Q32]

Die beiden Projektfirmen führten Anfang 2023 in einem Test die erste CO₂-Einpressung durch. Bei einer Präsentation wurde berichtet, dass der Druck in der Lagerstätte nach der Injektion auf 260 bar stieg und dann schnell fiel, als sich das CO₂ weiter ausbreitete. Da der für die Sicherheit der Deckschicht geschätzte Grenzdruck nur knapp darüber liegt (280 bar), war das ein bedenklich hoher Wert.

Dennoch soll das Tempo der Einpressungen ab 2025 gegenüber dem Testprojekt von 2023 mit bis zu 10.000 Tonnen CO₂ pro Tag in etwa verzehnfacht werden. Das wäre drei Mal mehr als beim norwegischen Sleipner-Projekt. Weitere Nachfragen beim Projektführer Ineos ergaben anscheinend, dass genauere Ergebnisse der Testinjektion erst mit Verzögerung veröffentlicht werden sollen.[Q32]

Seither wurden keine neuen Informationen über die Qualität der Testinjektion oder die daraus folgenden Erkenntnisse für die Lagerstätte veröffentlicht. Seit Februar 2023 gab es auch auf der Projektwebseite keine neue Pressemitteilung.

Die Gründe sind unklar. Sie könnten mit der geplanten Übernahme von Wintershall Dea durch Harbour Energy zusammenhängen. Es ist derzeit unklar, ob Harbour Energy an der Fortsetzung des Projekts interessiert ist. Bisher war geplant, dass im Laufe dieses Jahres (2024) eine endgültige Investitionsentscheidung über die nächste Phase des Projekts Greensand fallen soll.

2.4.4 Porthos (Niederlande)

Auch in der Region Rotterdam wird aktuell ein großes CCS-Projekt realisiert. Das Projekt „Port of Rotterdam CO₂ Transport Hub and Offshore Storage“ (Porthos) umfasst eine

integrierte CCS-Infrastruktur mit CO₂-Abscheidung aus diversen Industrieanlagen der Region, Transport und Deponierung. Das Projekt wird mit EU-Subventionen und Finanzhilfen aus niederländischen Klimaschutzprogrammen unterstützt.

Allerdings steigen die Kosten schon in den ersten Projektstufen steil an. Statt 0,5 Milliarden wird es demnach mindestens 1,3 Milliarden Euro kosten, das von Rotterdamer Raffinerien und Industriebetrieben in Phase I abgeschiedene CO₂ wenige Kilometer vor der niederländischen Küste in einem alten Gasfeld zu deponieren. Anscheinend sind dafür steigende Materialkosten und Verzögerungen durch gerichtliche Auseinandersetzungen verantwortlich. [Q53]

Das Projekt soll ab 2026 jährlich um die 2,5 Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr entsorgen. Nach 16 Jahren und insgesamt 37 Millionen Tonnen CO₂ erreicht das Gasfeld dann seine Kapazitätsgrenzen. Im April 2024 begann der Bau der 50 Kilometer langen Pipeline vom Hafen Rotterdam zur Deponiestätte, einem alten Gasfeld.[Q54]

Der wichtigste Kunde von Porthos ist die Ölindustrie. Allein Shell will damit 1 Million Tonnen CO₂ pro Jahr aus seiner Großraffinerie Pernis entsorgen. Das entspricht einem Viertel der Emissionen dieser Anlage.

Porthos wird für die Niederlande aber nur der Startschuss für weitaus größere CCS-Vorhaben sein. Das Projekt Aramis von Shell und TotalEnergies soll etwa zehmal größer werden.

3. Die Risiken von CCS

Welche Schlussfolgerungen lassen sich aus den Fallbeispielen und der übrigen Literatur zu CCS ziehen? Die folgenden Seiten skizzieren die wichtigsten Risiken und Unwägbarkeiten dieses Technologiepfades.

3.1 Die ernüchternde Bilanz der bisherigen CCS-Projekte

Obwohl seit 50 Jahren mit CCS-Technologien experimentiert wird, wirkt der Technikpfad bis heute unausgereift. Die Kosten sind unverändert hoch, Störungen sind an der Tagesordnung. Ohne hohe staatliche Subventionen bewegt sich fast nichts.

Das gilt nicht nur für die Capture-Anlagen (Abscheidung von CO₂), die nach wie vor teuer, störanfällig und überaus energieintensiv arbeiten. Noch immer gibt es weltweit keine einzige größere Industrieanlage, die durch CCS vollständig dekarbonisiert arbeitet. Meldungen über hohe Abscheidungsraten beziehen sich regelmäßig nur auf bestimmte Teilprozesse der Anlagen oder kurze Zeitperioden.

Noch schlechter sieht die Bilanz bei der CO₂-Deponierung aus. Nach wie vor gibt es nur eine Handvoll Projekte. Auch die am besten vorbereiteten Vorhaben (Sleipner, Snøhvit) gerieten rasch ins Schlingern.

- Beim Vorzeigeprojekt **Sleipner** (Norwegen/Equinor) mussten schon nach wenigen Jahren die aufwendig erarbeiteten geologischen Modelle überarbeitet werden. Das eingepresste CO₂ machte sich viel schneller als erwartet auf den Weg nach oben und sammelte sich in einer Schicht an, die es eigentlich gar nicht geben sollte („9th Layer“). Jetzt wandern Millionen von Tonnen CO₂ (niemand kennt die genaue Menge) unter der Deckschicht in mehrere Richtungen und suchen einen Weg Richtung Meeresoberfläche. Immerhin endet die CO₂-Einpressung in wenigen Jahren, da das benachbarte Gasfeld (die ursprüngliche CO₂-Quelle) versiegt.
- Bei **Snøhvit** (Norwegen/Equinor) musste die Deponierung im ersten Anlauf entgegen aller Prognosen abgebrochen werden. Der Druck stieg rasch in kritische Regionen. Erst der dritte Versuch scheint bisher zu funktionieren.
- Das geologisch ähnliche CCS-Projekt **In Salah** (Algerien/BP) scheiterte vollständig. Die geologischen Modelle waren offenbar fehlerhaft. Die Projektbetreiber ignorierten zu lange den rasch steigenden Druck in der CO₂-Lagerstätte. In der Region über der Deponie hob sich der Boden um mehrere Zentimeter. Erst im letzten Moment wurde die Einpressung von CO₂ abgebrochen und das Projekt beendet.
- Das integrierte Riesenprojekt **Gorgon** (Australien/Chevron) bekommt die CO₂-Deponierung auch nach acht Jahren nicht in den Griff. Die eingepressten Mengen sinken sogar von Jahr zu Jahr, da Salzwasser und Sand die Einpressung immer wieder stoppen. Laufend muss Chevron Entlastungs- und Stabilisierungsbohrungen vornehmen, um das Projekt nicht völlig scheitern zu lassen.

Der wirkliche Lackmus-Test steht allerdings bei allen Projekten noch aus, da sie erst wenige Jahre alt sind. Bleibt das Klimagas aber auch nach 100 oder 1000 Jahren im Boden?

3.2 Wohin damit? Alte Öl-/Gasfelder oder saline Aquifere?

Das Kohlendioxid soll in alten Öl/Gas-Feldern oder in salinen Aquiferen (Grundwasserleiter) deponiert werden. Beide Optionen haben ihre Vor- und Nachteile.

a) Aquifere gibt es fast überall und sie haben in den meisten Fällen eine große Speicherkapazität. Andererseits ist über diese Formationen bislang nur wenig bekannt, vor allem in den Standorten unter der Nordsee.

Eine dauerhafte und sichere Deponierung von CO₂ erfordert daher viele Jahre aufwendiger Analysen. Gerade ihre große und vielfach verzweigte Ausdehnung macht eine Einschätzung schwierig. Das CO₂ könnte sich vor allem bei sehr großen eingepressten Mengen rascher als erwartet in Regionen ausbreiten, in denen die Qualität der Deckschicht eventuell unzureichend ist.

b) Über alte, bereits ausgebeutete Öl- und Gasfelder liegen deutlich mehr Informationen vor. Vor allem die ursprüngliche Deckschicht hat offenbar in der Vergangenheit funktioniert. Andererseits ist die Aufnahmekapazität dieser Felder begrenzt. Zudem wurde die Deckschicht während der langen Jahre der Öl- oder Gasförderung bereits perforiert, bei alten oder komplexen Feldern sogar häufig. Die Qualität der Deckschicht ist durch diese Bohrungen und eventuelle zusätzliche Schäden aufgrund der schnellen Veränderung der Druckverhältnisse in der Lagerstätte gesunken und für Leckagen anfälliger.[Q56]

Das gilt auch für die Nordsee, wo zahllose Erdgaslecks bei alten Bohrungen entdeckt wurden. Sind die Bohrstellen undicht, könnte dort auch CO₂ austreten, so die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR).[Q55]

c) Die BGR empfiehlt daher bisher unversehrte Buntsandsteinformationen für die CO₂-Deponierung. Doch bisher gibt es kaum Daten über ihre genaue geologische Beschaffenheit. Ihre Eignung als langfristige Deponie ist unklar. Die Erstellung von 3D-Modellen ist jedoch teuer und langwierig. Die Kosten werden bei 100-200 Millionen Euro für jede Lagerstätte erwartet.[Q55][Q57]

d) Bei der Öl- und Gasförderung aus einer Lagerstätte gehen die Risiken im Zeitverlauf häufig zurück, da der Druck fällt. Bei der Verpressung von CO₂ ist es umgekehrt. Der Druck steigt und kann sogar sprunghaft zunehmen, da ständig andere Stoffe (Salzwasser etc.) verdrängt werden müssen. Hinzu kommt, dass die Einpressung schubartig und nicht regelmäßig erfolgt. Und das in einem Umfeld, das von sehr hohem Druck und hohen Temperaturen geprägt ist. [Q001] [Q56]

CO₂-Deponierung ist also etwas anderes als die Förderung von Öl und Gas. Die jahrzehntelange Expertise der Öl- und Gasbranche ist hier nur von begrenztem Nutzen, zumal dann, wenn die Injektion nicht in alten Öl- und Gasfeldern erfolgen soll, sondern in salinen Aquiferen, die bisher kaum erforscht sind.[Q002] [Q56]

e) Ähnlich wie im Steinkohlebergbau oder bei Atommüll-Deponien sind auch CCS-Deponien regulative und finanzielle Ewigkeitslasten, wenn sie ihren klimapolitischen Zweck erfüllen sollen. In vielen Regionen der Welt ist unklar, wer dafür die Verantwortung übernehmen kann.

3.3 Folgen für den Klimaschutz: Riskante Abhängigkeiten

Der Ausbau von CCS in Europa, USA oder Asien schafft neue, riskante Abhängigkeiten für den Klimaschutz, da die Industrie weiterhin große Mengen von Kohle, Gas oder Öl verfeuern darf.

Sollte es z.B. in einer großen CO₂-Deponie, in einer Pipeline oder einem Hafen zu unerwarteten Störungen kommen, was angesichts des Entwicklungsstandes der Branche an der Tagesordnung sein wird, stockt die gesamte CO₂-Kette.

Vor allem die Capture-Prozesse, die mit energieintensiven Prozessen und dem pausenlosen, aufwendigen Recycling der chemischen Solvents verbunden sind, gelten als störanfällig.

Andere Prozesse wie der CO₂-Transport über weite Distanzen per Schiff oder Pipeline gelten als technisch simpler, aber vor allem in Europa liegen kaum Erfahrungswerte vor.

Selbst im Mittleren Westen der USA scheitern derzeit große CO₂-Pipelineprojekte an lokalen Widerständen (Heartland Greenway Project). Das US-Energieministerium schätzt jedoch, dass in den kommenden Jahrzehnten 150.000 Kilometer neue CO₂-Pipelines verlegt werden müssen, um die zum Teil weit von den Emittenten entfernten CO₂-Deponien zu erreichen. [Q65]

In Deutschland werden allein für die Zement- und Kalkproduktion sowie die Abfallverbrennung 4800 Kilometer neuer CO₂-Pipelines notwendig, so der Verein Deutscher Zementwerke (VDZ) in einer Studie. Die Kosten dafür werden auf 14 Milliarden Euro geschätzt. Allein die Abscheidung (Capture) wird demnach 80-110 Euro je Tonne CO₂ kosten, ohne Transport und ohne Deponierung.[Q66]

Wegen der enormen CO₂-Mengen, die täglich entsorgt werden müssen, laufen bei Störungen die Pufferspeicher in Kürze voll. Schon nach kurzer Zeit müssen die Emittenten ihre CO₂-Emissionen wieder vollständig in die Atmosphäre entlassen.

In den unterirdischen Lagerstätten kann eine Unterbrechung sogar zu anhaltenden Problemen führen, wenn sich z.B. verdrängtes Salzwasser oder Sand den Weg zurück in Richtung Bohrloch bahnen. Die Anlagen könnten dadurch geschädigt werden und für lange Zeit ausfallen.

Technisch bedingte, z.T. monatelange Ausfälle bei vergleichbaren Anlagen wie z.B. LNG-Exportterminals sind an der Tagesordnung. Dort wird aber nur der Gasexport unterbrochen, während bei CCS schon nach kurzer Zeit durch die CO₂-Emissionen nicht reparierbare Klimaschäden entstehen.

CCS könnte auch wegen der dauerhaft hohen Subventionen zu einem Risiko für die Klimapolitik werden. Sollten Staaten aus politischen oder finanziellen Gründen die Förderung stoppen, ist unklar, wer für die Sicherheit der bestehenden Standorte und für die Deponierung der ständig neu anfallenden CO₂-Mengen sorgt.

Hunderttausende von verlassenen Öl- und Gasquellen in den USA, in Nigeria oder in der Nordsee, die endlos Methan in die Atmosphäre entlassen, demonstrieren diese Problematik schon heute.

3.4 Upstream-CCS: Ein Nullsummenspiel für den Klimaschutz

Auch bei einer perfekt funktionierenden CCS-Technologie entstehen weiterhin klimaschädliche Emissionen im fossilen Sektor. Die meisten geplanten Capture-Anlagen und CO₂-Deponien für die Industrie setzen erst nach der Verbrennung bzw. Transformation der fossilen Rohstoffe an.

Die nach wie vor hohen Upstream-Emissionen bei der Förderung von Öl, Gas und Kohle werden nur in Ausnahmefällen, also bei CO₂-reichen Erdgasvorkommen reduziert.

Fast alle großen und bereits realisierten CCS-Projekte (Sleipner, Snøhvit, Gorgon) beuten Erdgasfelder mit einem extrem hohen CO₂-Anteil in der Lagerstätte aus. Dafür besteht jedoch keine Notwendigkeit, denn es gibt auch Felder mit einem nur geringem CO₂-Anteil im Erdgasgemisch.

CCS löst hier also mit Unterstützung staatlicher Subventionen Probleme, die auch für die fossile Gasindustrie vermeidbar wären. Der Nutzen für den Klimaschutz ist nahe Null, zumal auch dieses Erdgas letztlich verbrannt wird und CO₂-Emissionen erzeugt.

Ebenso ist das Problem der Upstream-Methanemissionen mit CCS nicht lösbar. Je nach Abgrenzung des Upstream-Sektors und der zeitlichen Wirkung von Methanemissionen (GWP20/GWP100) entstehen allein bei der Förderung von Öl und Gas derzeit 3-7 Gigatonnen CO₂-Äquivalente.[Q64] Das entspricht 10-20 Prozent der CO₂-Emissionen, die heute weltweit bei der Verbrennung von Öl, Gas und Kohle das Klima belasten.

3.5 CCS bleibt teuer

CCS-Projekte sind teuer und profitieren von hohen staatlichen Subventionen. Ohne staatliche Unterstützung würde kaum ein Projekt die frühe Planungsphase überleben. Auch nach einem halben Jahrhundert gibt es kein tragfähiges Geschäftsmodell für CCS, das ohne massive staatliche Subventionen auskommt. [Q59]

Die Gemeinschaft müsste also dauerhaft die Entsorgung von Klimaemissionen finanzieren, statt die Entstehung von Emissionen zu verhindern.[Q19]

Es besteht wenig Hoffnung, dass diese Kosten in Zukunft fallen werden. Vergleiche mit der Solar- oder Windindustrie sind fehl am Platz. Im Verlauf der letzten Jahrzehnte konnten bei CCS-Projekten keine Kostensenkungen beobachtet werden.[Q60] Die Analysen von WoodMackenzie erwarten bis 2050 leichte Verbesserungen bei den Investitionskosten, aber steigende operative Projektkosten.[Q62]

Zwar ergeben sich bei großen CCS-Hubs in Seehäfen, bei der Bündelung von CO₂-Strömen in großen Pipelines oder auf großen CO₂-Tankern Skalenvorteile, aber diese Infrastruktur macht nur einen kleinen Teil der Kosten aus.

Der größte Kostenblock ist das Carbon Capture System und hier sind keine nennenswerten Kostensenkungen oder Technologiesprünge in Sicht.

Den zweitgrößten Kostenblock stellen die CO₂-Deponien dar. Hier sind die Perspektiven noch schlechter, da jedes Projekt andere Herausforderungen birgt.

CCS-Projekte sind nicht standardisierbar. Jedes Projekt muss die individuelle Geologie der Lagerstätte mit großem Aufwand analysieren und eine maßgeschneiderte technische Lösung entwickeln. Jederzeit kann (und wird) es zu Problemen kommen, da das Verhalten der Gesteinsschichten beim Einpressen von großen Mengen CO₂ nicht vorhersehbar ist.

Ganz im Gegenteil wären bei einem Boom von CCS eher steigende Preise zu erwarten, da die Zahl der spezialisierten Firmen für diese Aufgaben begrenzt ist und auch nicht binnen eines Jahrzehnts merklich erhöht werden kann. Geologische Expertise, Explorationsschiffe, Bohrtechnik und Reservoir-Ingenieure werden zu einem knappen Gut und dadurch immer teurer.

Wie in anderen Branchen wird die Schere zwischen Kosten und Preisen immer weiter auseinandergehen. Die tatsächlichen Marktpreise werden deutlich höher liegen als die Kosten für CCS. Das gilt vor allem dann, wenn die CO₂-Emissionszertifikate im Preis steigen, was aus heutiger Sicht wahrscheinlich ist. Deponie-Anbieter können dann ein Preisniveau im Markt durchsetzen, das zumindest in der Nähe der erwarteten oder tatsächlichen CO₂-Kosten ihrer Kunden liegt.

Selbst die Energy Transitions Commission (ETC), ein einflussreicher Think Tank der Industriekonzerne und Banken, warnt davor, auf sinkende Kosten und eine zügige Realisierung bei CCS-Projekten zu setzen. Die bisherigen Fortschritte der Branche seien „very disappointing“.[Q61]

3.6 Unrealistische Größenordnungen

Die norwegischen Projekte Sleipner und Snøhvit deponierten zusammen maximal 2 Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr. Seit einigen Jahren ist es nur noch die Hälfte davon. Das Großprojekt Northern Lights soll in der ersten Phase 1,5 Millionen Tonnen, ab Phase 2 bis zu 5 Millionen Tonnen CO₂ deponieren. Das missglückte Gorgon-Großprojekt sollte 4 Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr deponieren, bewältigt aber gerade einmal 1,6 Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr.

Soll CCS ein relevanter Baustein für den Klimaschutz sein, wie die Öl- und Gasindustrie wirbt, dann sind diese Mengen nahezu irrelevant.

Die Verbrennung von Öl und Gas erzeugt jedes Jahr 18,5 Milliarden Tonnen CO₂. Weitere 15 Milliarden Tonnen CO₂ entstehen bei der Verbrennung von Kohle.[Q58]

Um auch nur 10 Prozent dieser fossilen CO₂-Menge zu deponieren, wären also 3.300 funktionierende Sleipner-Projekte oder 670 Northern Lights Projekte (Phase 2) notwendig.

Das ist eine Größenordnung, die weder technisch noch ökonomisch in den nächsten Jahrzehnten auch nur ansatzweise bewältigbar ist. Von den absehbaren Verzögerungen

beim Bau von Hunderttausenden von Kilometern CO₂-Pipelines, Häfen und CO₂-Tankern einmal ganz abgesehen.

Die für die CO₂-Deponierung erforderlichen Ressourcen würden ein Ausmaß erreichen, das die Kapazitäten der Branche für genaue geologische Voruntersuchungen und eine sorgfältige Projektrealisierung um Größenordnungen überschreitet. Die Risiken für Fehlschläge oder Unfälle wachsen parallel dazu.

Damit besteht die reale Gefahr, dass ein zu großer Optimismus beim Thema CCS in einer klimapolitischen Sackgasse mündet: Der Ausbau der CCS-Infrastruktur, der CO₂-Deponien und der Capture-Anlagen wird absehbar so langsam und störanfällig verlaufen, dass die nach wie vor fossile Wirtschaft ihre Emissionsmengen nicht reduzieren kann und viel zu spät damit beginnt, in emissionsarme Produktionsmethoden und Produkte zu investieren.

3.7 Das unlösbare Kontrollproblem

Die Vorzeigeprojekte in Norwegen (Sleipner, Snøhvit) wurden von technisch führenden, finanzstarken und erfahrenen Ölkonzernen über einen langen Zeitraum realisiert. Alle Prozesse wurden (bisher) vom norwegischen Staat reguliert und überwacht.

Es ist leicht vorstellbar, welche Probleme in Staaten und Regionen auftauchen werden, die weniger gut ausgestattet sind. In vielen anderen CCS-Projekten wird es den Projektfirmen vor allem darum gehen, Zeit und Kosten zu sparen und die Gewinne zu maximieren.

Bei einer normalen Öl- und Gasförderung wird ein Feld über einige Jahre ausgebeutet. Dann werden die Bohrlöcher mit Beton versiegelt. Schon bei diesen relativ simplen Vorgängen funktioniert vieles nicht wie geplant. Es gibt zahllose stillgelegte undichte Förderstellen, über die Methan entweicht, oder undichte Pipelines, über die Öl in die Umwelt sickert. Mangelhafte Regulierung, zu wenig oder keine Kontrollen, überforderte Behörden oder politisches Desinteresse sind die Ursachen.

Es ist kaum vorstellbar, dass bei der weltweiten Realisierung von CCS-Projekten die bisher nachlässigen Regionen und Staaten plötzlich zu klima- und umweltpolitischen Musterschülern werden.

3.8 Umweltrisiken

Ende 2022 veröffentlichte die Bundesregierung ihren zweiten ausführlichen Evaluierungsbericht zum Stand von CCS in Deutschland und weltweit.[Q43] Er zählt zahlreiche Umweltrisiken auf, die mit CCS-Technologien verbunden sind und für die keine technisch sichere Lösung in Sicht ist, vor allem bei einem breiten Einsatz von CCS:

- Der Bericht verweist u.a. auf Risiken bei den CO₂-Abscheidungsanlagen (Carbon Capture). Hier können gefährliche Chemikalien, Gase oder Brennstoffe austreten.
- Bei Leckagen in Pipelines oder Schiffshavarien können schlagartig große Mengen CO₂ frei werden und die Gesundheit von Menschen gefährden.

- Hinzu kommen die Emissionen und der Energieverbrauch, die mit dem Transport und Verpressen von jährlich vielen Millionen Tonnen CO₂ einhergehen.
- In den unterirdischen Deponien kann CO₂ oder salzreiches Formationswasser aus dem Speichergestein entweichen und durch Migration oder durch die Verdrängung von salzreichem Wasser oberflächennahes Grund- oder Trinkwasser verschmutzen oder versalzen. Dasselbe gilt für Böden, in denen sich der pH-Wert verschlechtern könnte.

Auch im Meer kann CO₂ Schäden verursachen, wenn es durch Leckagen frei wird. Das lässt sich schon heute z.B. bei natürlichen CO₂-Quellen im Mittelmeer beobachten. Der pH-Wert sinkt und die Biodiversität geht rapide zurück. Nur wenige Arten überleben. [Q63]

3.9 Erdbebenrisiken

Bei der Verpressung von sehr großen CO₂-Mengen wächst das Risiko von Erdbeben - ein Phänomen, das in den USA bei der Verpressung von Lagerstättenwasser nach dem Fracking seit Jahren an der Tagesordnung ist.

Die Beben können Risse in den Deckschichten der CO₂-Lagerstätten verursachen und damit den Weg für das CO₂ bis an die Oberfläche frei machen. Es ist unklar, wie die Betreiber von CO₂-Deponien solche Probleme anschließend technisch lösen können.

Auch Norwegen bzw. der Kontinentalshelf Norwegens erlebt immer wieder starke Erdbeben. Seit dem Jahr 1900 gab es dort 79 Beben der Stärken 4,0 bis 6,1. Allein im Jahr 2023 gab es vier Beben, die über der Stärke 4,0 lagen. Zahlreiche Erdbeben fanden in der Nähe der geplanten oder bereits realisierten CO₂-Deponien statt, auch in unmittelbarer Nähe der Utsira-Formation (21. März 2022 mit Stärke 5,2). [Q31]

3.10 Schlusswort

Der weltumspannende Einsatz von CCS hat in der Energiewelt von heute keinen Platz. Solar- und Windstrom, Elektromobilität und Batterien, Grüner Wasserstoff und andere elektrolytisch produzierte Rohstoffe bieten inzwischen attraktivere Alternativen für fast alle Branchen.

Schon jetzt sind viele teure CCS-Projekte lediglich klimapolitische Nullsummenspiele, da sie der Ausbeutung klimaschädlicher Öl- und Gasvorkommen dienen sollen, darunter CO₂-reiche Erdgasfelder oder kanadische Ölsande.

Auch für den breiten Einsatz in der Industrie ist der CCS-Pfad zu teuer, zu langsam, technologisch zu wenig ausgereift und vor allem zu riskant. Er soll den fossilen Pfad bis weit in die Zukunft verlängern, ohne ihn klimapolitisch entschärfen zu können.

Quellenverzeichnis

[Q1] Grant Hauber: Norway's Sleipner and Snøhvit CCS: Industry models or cautionary tales?, IEEFA June 2023

[Q2] Philip Ringrose, Jamie Andrews et al.: Why CCS is not like reverse gas engineering, in: First Break, Volume 40, Issue 10, 2022

[Q3] Philip Ringrose, A.S. Mathieson et al.: The In Salah CO₂ Storage Project: Lessons Learned and Knowledge Transfer, in: Energy Procedia, Vol. 37, 2013

[Q4] Grant Haubner: Norway's Sleipner and Snøhvit CCS: Problems expose limitations of the science, regulations and multi-decade commitment, 14. Juli 2023 (<https://energypost.eu/norways-sleipner-and-snohvit-ccs-problems-expose-limitations-of-the-science-regulations-and-multi-decade-commitment/>)

[Q5] IEA: <https://www.iea.org/energy-system/carbon-capture-utilisation-and-storage> (Stand 23. Mai 2024)

[Q6] IEA: CCUS Projects Explorer, <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/ccus-projects-explorer> (Stand 23. Mai 2024)

[Q7] <https://ccsnorway.com/a-story-about-the-johansen-formation/>

[Q8] <https://norlights.com/about-the-longship-project/>

[Q9] <https://ccsnorway.com/the-project/>

[Q10] <https://celsio.no/oslo-ccs/tildelt-forstudie-for-ccs-terminal-pa-oslo-havn>

[Q11] <https://www.heidelbergmaterials.com/en/sustainability/we-decarbonize-the-construction-industry/ccus>; <https://www.brevikccs.com/en>

[Q12] <https://ccsnorway.com/public-and-private-cooperation/>

[Q13] <https://ccsnorway.com/publication/regulatory-lessons-learned/>

[Q14] Northern Lights JV: Annual Report 2023, Stavanger 2023

[Q15] <https://www.equinor.com/energy/smeaheia>

[Q16] The Guardian: <https://www.theguardian.com/environment/2023/apr/21/emissions-wa-gas-project-chevron-carbon-capture-system-pilbara-coast>

[Q17] Financial Times: <https://www.ft.com/content/82b4faf6-2915-4979-aa7c-4930eaa459b9>

[Q18] <https://ccsnorway.com/costs/>

[Q19] Center for International Environmental Law: Deep Trouble. The Risks of Offshore Carbon Capture and Storage, November 2023

[Q20] Kai Zhang, Hon Chung Lau et al.: Extension of CO₂ storage life in the Sleipner CCS project by reservoir pressure management, in: Journal of Natural Gas Science and Engineering, Vol.108, December 2022

[Q21] Bob Harrison: Storage Site vs. Storage Complex, defining whether injected CO₂ is migrating or leaking, Mai 2023, <https://www.linkedin.com/pulse/storage-site-vs-complex-defining-whether-injected-co2-harrison-fei>

[Q22] Equinor: Sleipner 2019 Benchmark Model und 4D Model, <https://co2datashare.org/dataset?organization=equinor>

[Q23] Anne-Kari Furre: Overview of data released from the Sleipner CO₂ injection, 4. Dez. 2019 (Vortragsfolien)

[Q24] <https://www.theenergymix.com/shells-milestone-ccs-plant-emits-more-carbon-than-it-captures-independent-analysis-finds/>; January 24, 2022

[Q25] Alberta Department of Energy: Quest Carbon Capture and Storage Project, Annual Summary Report 2022, August 2023

[Q26] Global Witness - Climate and ESG Task Force: Complaint requesting an investigation into apparent greenwashing by Shell plc (SEC Complaint), Washington, February 2023

[Q27] Wood Mackenzie: Doing more with less: Is there enough upstream investment?, July 2023

[Q28] Bruce Robertson, Milad Mousavian: Gorgon carbon capture and storage: The sting in the tail. IEEFA April 2022

[Q29] Deutsche Umwelthilfe e.V.: <https://www.duh.de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilung/habecks-co2-speichergesetz-im-bundeskabinett-deutsche-umwelthilfe-fordert-bundesregierung-auf-droh/>, 29.05.2024

[Q30] Joachim Wille: Microsoft lässt CO₂ endlagern, 28.Mai 2024, <https://www.klimareporter.de/technik/microsoft-laesst-co2-endlagern>

[Q31] <https://www.volcanodiscovery.com/earthquakes/norway/largest.html>

[Q32] Bob Harrison: Concerns over injectivity in Project Greensand CCS pilot?, January 2024, <https://www.linkedin.com/pulse/concerns-over-injectivity-project-greensand-ccs-pilot-harrison-fei-uecbe/?trackingId=t9KHeCtbTT%2B1F8N5w9QTvw%3D%3D>

[Q34] Rosalie Constable: CCS risk assessment – a new paradigm, Presentation at Conference on Applicability of Hydrocarbon Subsurface Workflows to CCS, April 2022

[Q35] Bob Harrison: CO₂ has been migrating out of the Sleipner storage structure for years – should we be concerned?, December 2022, <https://www.linkedin.com/pulse/co2-has-been-migrating-out-sleipner-storage-structure-harrison-fei/?trackingId=t9KHeCtbTT%2B1F8N5w9QTvw%3D%3D>

[Q37] Norwegian Environmental Agency: Greenhouse Gas Emissions 1990-2021, National Inventory Report, 2023

[Q38] Norwegian Environmental Agency: Greenhouse Gas Emissions 1990-2021, Annexes to NIR 2023, 2023

[Q39] <https://www.norskpetroleum.no/en/facts/field/>

[Q40] Steffen Bukold: LNG-Wasserstoff-CCS. Das neue Narrativ der fossilen Gasindustrie, April 2023 (Greenpeace-Report)

[Q41] <https://climate.mit.edu/ask-mit/if-fossil-fuel-power-plant-uses-carbon-capture-and-storage-what-percent-energy-it-makes>, March 2024

[Q42] Bloomberg: UK Considers Delaying Some Carbon Capture Projects as Costs Soar, 10. Mai 2024

[Q43] BMWK: Evaluierungsbericht der Bundesregierung zum Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (KSpG), Dezember 2022

[Q44] Zitiert nach [Q1]; dort ergänzende Literaturhinweise.

[Q46] Michael Buchsbaum, Edward Donnelly: Fossil Fuel Companies Made Bold Promises to Capture Carbon. Here's What Actually Happened, September 2023, <https://www.desmog.com/2023/09/25/fossil-fuel-companies-made-bold-promises-to-capture-carbon-heres-what-actually-happened/>

[Q48] Bert Metz, Ogunlade Davidson et al.: IPCC: Carbon dioxide. Capture and storage. Chapter 5, Cambridge 2005

[Q49] Chris Goodall: The struggles to make CCS work, July 2021, <https://www.carboncommentary.com/blog/2021/7/30/the-struggles-to-make-ccs-work>

[Q50] Bloomberg: Biggest Carbon-Capture Project Is at Risk, Wood Mac Warns, 15. Feb. 2024

[Q51] Bloomberg: The \$2.6 Billion Experiment to Cover Up Europe's Dirty Habit, 31. Jan. 2024

[Q52] <https://www.projectgreensand.com/en>

[Q53] <https://www.nrc.nl/nieuws/2024/03/07/co2-opslagproject-porthos-is-al-bijna-driemaal-duurder-dan-begroot-a4192423>

[Q54] Financial Times: Porthos CCS - Dutch kick-start European attempts at carbon capture, 27. April 2024

[Q55] Spiegel Online: Nordsee - Wie das Klimagas CO₂ verklappt werden soll, 8. März 2024, <https://www.spiegel.de/wissenschaft/natur/nordsee-wie-das-klimagas-co-verklappt-werden-soll-a-e9430a21-7853-44d0-b097-208e77f07519#>

[Q56] <https://www.offshore-mag.com/drilling-completion/article/14303719/ccs-offering-new-opportunities-for-drilling-contractors-service-firms>

[Q57] <https://www.sueddeutsche.de/wissen/klimawandel-ccs-deutschland-bgr-geowissenschaften-1.5419278>

[Q58] IEA: World Energy Outlook 2023, Paris 2023

[Q59] S&P Global: Barriers remain to commercial CCS rollout in Europe, despite high carbon prices, 14 March 2023

[Q60] Christina Ng, Michael Salt: CCS for Power Yet to Stack Up Against Alternatives, IEEFA March 2023

[Q61] Bloomberg: Oil Majors' Carbon Capture Plans Dubbed a 'Dangerous Delusion', 15 November 2023

[Q62] Wood Mackenzie: Carbon capture and storage: how far can costs fall? The current average cost of CCS is higher than today's carbon pricing levels, 28 September 2021

[Q63] NDR: Ist es sinnvoll, CO₂ im Nordsee-Boden zu speichern?, 30. April 2023 (ndr.de)

[Q64] IEA: The Oil and Gas Industry in Net Zero Transitions, Paris November 2023.

[Q65] Bloomberg: Carbon Capture Needs Enough Pipelines to Circle Earth Four Times, 14 December 2023

[Q66] <https://www.vdz-online.de/zementindustrie/klimaschutz/co2-infrastruktur>

[Q67] Karsten Smid: Greenpeace - Stellungnahme zu CCS, Schleswig-Holsteinischer Landtag Umdruck 20/1231, 31. März 2023

[Q68] Clean Air Task Force; <https://www.catf.us/ccsmapeurope/> (Ausschnitt)

[Q69] <https://www.abc.net.au/news/2024-05-30/qld-gov-cabon-capture-storage-ban-great-artesian-basin/103915492>

[Q70] <https://www.equinor.com/energy/eu2nsea>

[Q71] https://www.nrk.no/rogaland/equinor-overrapporterte-co_-lagring-pa-sleipner-1.16133903 (17.Okt.2022)