

Climate Change

Climate
Change

05
06

ISSN
1611-8855

**VERFAHREN ZUR CO₂-
ABSCHEIDUNG UND
-SPEICHERUNG**

ZUSAMMENFASSUNG



**Umwelt
Bundes
Amt** 
Für Mensch und Umwelt

UMWELTFORSCHUNGSPLAN DES
BUNDESMINISTERIUMS FÜR UMWELT,
NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT

Forschungsbericht 203 41 110
UBA-FB 000938



Verfahren zur CO₂- Abscheidung und -Speicherung

Zusammenfassung

von

**Dr. Peter Radgen
Clemens Cremer
Sebastian Warkentin
Dr. Peter Gerling
Dr. Franz May
Stephan Knopf**

Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung,
Karlsruhe

in Zusammenarbeit mit:

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Diese Publikation ist ausschließlich als Download unter <http://www.umweltbundesamt.de/klimaschutz/> verfügbar.

Die in der Studie geäußerten Ansichten und Meinungen müssen nicht mit denen des Herausgebers übereinstimmen.

Herausgeber: Umweltbundesamt
Postfach 14 06
06813 Dessau
Tel.: 0340/2103-0
Telefax: 0340/2103 2285
Internet: <http://www.umweltbundesamt.de>

Redaktion: Fachgebiet I 4.3
Dr. Bärbel Westermann

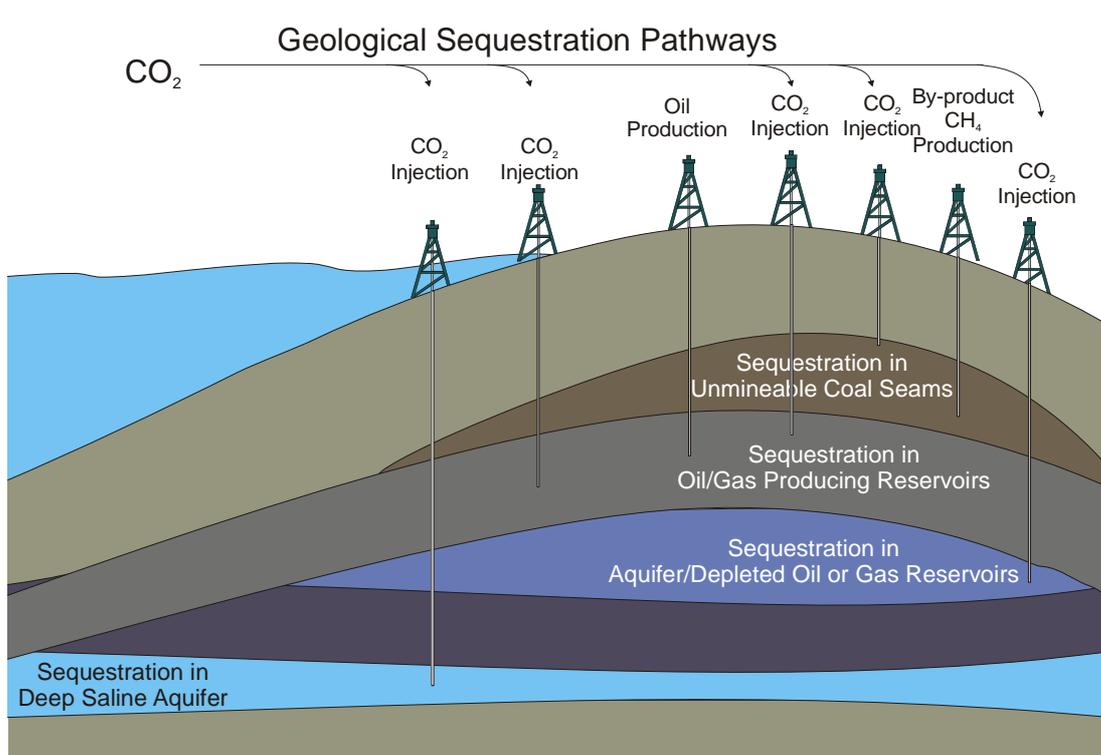
Dessau, August 2006



Zusammenfassung

Bewertung von Verfahren zur CO₂-Abscheidung und -Deponierung

F+E-Vorhaben Nr. 203 41 110



Dieses Vorhaben wurde im Auftrag des Umweltbundesamtes, Berlin im Rahmen des Umweltforschungsplanes - Förderkennzeichen 203 41 110 erstellt und mit Bundesmitteln finanziert

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Radgen, P.; Cremer, C.; Warkentin, S.; Gerling, P.; May, F.; Knopf, S.: Bewertung von Verfahren zur CO₂-Abscheidung und -Deponierung. Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (ISI), Karlsruhe und Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover, März 2005

Peter Radgen (Projektleitung) **Fraunhofer ISI**

Clemens Cremer

Sebastian Warkentin

Peter Gerling **BGR**

Franz May

Stephan Knopf

Karlsruhe, Hannover, 31. März 2005

Hinweis:

Der im Rahmen dieser Zusammenfassung verwendete Begriff CO₂-Speicherung orientiert sich an den internationalen gebräuchlichen Bezeichnungen. Synonym hätten auch die Begriffe CO₂-Sequestrierung oder CO₂-Lagerung in diesem Bericht verwendet werden können.

Berichts-Kennblatt

1. Berichtsnummer UBA-FB	2.	3.
4. Titel des Berichts Bewertung von Verfahren zur CO ₂ -Abscheidung und -Deponierung		
5. Autor(en), Name(n), Vorname(n) Dr. Radgen, Peter; Cremer, Clemens; Warkentin, Sebastian Dr. Gerling, Peter; Dr. May, Franz; Knopf, Stephan		8. Abschlussdatum 31. März 2005
6. Durchführende Institution (Name, Anschrift) Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung Breslauer Str. 48, 76139 Karlsruhe in Zusammenarbeit mit: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe Stilleweg 2, 30655 Hannover		9. Veröffentlichungsdatum
7. Fördernde Institution (Name, Anschrift) Umweltbundesamt, Postfach 33 00 22, 14191 Berlin		10. UFOPLAN-Nr. 203 41 110
		11. Seitenzahl 163
		12. Literaturangaben 117
		13. Tabellen 22
		14. Abbildungen / Diagramme 52
15. Zusätzliche Angaben		
16. Zusammenfassung Zielsetzung des Vorhabens war es den aktuellen Stand der Verfahren zu Abscheidung, Transport und Speicherung von CO ₂ aus Anlagen zur Stromerzeugung zu untersuchen. Besonderes Gewicht lag dabei auf Fragen der Auswirkungen der CO ₂ -Abtrennung auf Wirkungsgrad, Emissionen und Kosten. In einem ersten Schritt wurde eine Analyse der nationalen, europäischen und internationalen Aktivitäten in diesem Bereich durchgeführt. Besonderes Gewicht wurde dabei auf die Identifikation der entscheidenden Akteure und Akteurskooperationen gelegt. Dazu wurde eine detaillierte Auswertung der verfügbaren Literatur durchgeführt. Berücksichtigt wurden dabei auch nationale und internationale Konferenzen. In nächsten Schritt wurde für die drei wesentlichen Abscheideoptionen (Rauchgasdecarbonisierung, Brenngasdecarbonisierung, Verbrennung mit reinem Sauerstoff) eine Technikanalyse unter Berücksichtigung der umweltrelevanten Auswirkungen durchgeführt. Für den Transport des abgeschiedenen CO ₂ zum Speicher wurden die drei Optionen LKW, Bahn und Pipelinetransport analysiert. Abschließend wurden auch die Auswirkungen und die technischen Anforderungen für die dauerhafte Speicherung des CO ₂ untersucht. Besonderes Gewicht wurde dabei auf die für Deutschland bedeutenden Optionen Gasfelder und Aquifere gelegt. Der Bericht liefert somit einen aktuellen Überblick über den Status der CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung in der Welt und leistet einen Beitrag zur Beurteilung der umweltrelevanten Auswirkungen bei einem Einstieg in diese neue Technologie.		
17. Schlagwörter CO ₂ -Abscheidung, CO ₂ -Speicherung, Kraftwerke, Öl- und Gaslagerstätten, Gasreinigung, Sauerstoff Verbrennung		
18. Preis	19.	20.

Übersicht

1	Einführung	5
2	Grundlagen	6
3	Handelnde/Akteure	9
4	Grundsätzliches Teilprozesse	11
4.1	Abscheidung	12
4.2	Transport	17
4.3	Speicherung	19
5	Gesellschaft	23
6	Ausblick	24

1 Einführung

Ziel dieser Kurzfassung der Ergebnisse des Forschungsvorhabens Bewertung von Verfahren zur CO₂-Abscheidung und -Deponierung ist es dem Leser einen einfachen und übersichtlichen Einstieg in die Thematik der CO₂-Abscheidung und -Deponierung zu geben. Aus diesem Grunde wurde die Kurzfassung in Form eines Thesenpapiers erstellt. Durch diese Form wird ein schneller Zugang zum Thema ermöglicht. Bei vertieftem Interesse oder der Suche nach weiteren Hintergrundinformationen wird das Studium der Langfassung des Abschlußberichtes empfohlen. Die einzelnen Themengruppen werden jeweils durch eine Liste von Thesen dargestellt, die im Anschluss in kurzen Texten erläutert werden. Diese Erläuterungen können jedoch nur zum Einstieg in das Thema dienen, denn die Frage der CO₂-Abscheidung und -Speicherung ist hoch komplex. Somit können die verkürzten und plakativen Aussagen zu einer Verzerrung der Tatsachen führen, wenn die der Aussage zugrunde liegenden Randbedingungen nicht detailliert dargestellt werden.

Mittelnde Aussagen sind zudem meist angreifbar, da man stets exemplarische Beispiele finden kann, in denen die einzelnen Eigenschaften einer Technologie besser oder schlechter abschneiden als es in einer mittelnden Aussage. Sowohl die Angaben zur Abscheidung, zum Transport als auch zur Speicherung sind zudem stark von projektspezifischen Randbedingungen geprägt, die die wirtschaftlichen, ökologischen und gesellschaftlichen Auswirkungen beeinflussen. Neben den quantitativen Aussagen kommt deshalb insbesondere den qualitativen Aussagen und der Entwicklungsrichtung ein besonderes Gewicht zu.

Mit der CO₂-Abscheidung und -Speicherung wird die emissionsarme Stromerzeugung um eine weitere Technikoption erweitert. Eine Entscheidung, welche der Technikoptionen die günstigste ist, um eine sichere, umweltfreundliche, kostengünstige und nachhaltige Energieversorgung zu realisieren ist dabei nicht ohne weiteres möglich, da die einzelnen Technologien in den einzelnen Wertungsbereichen unterschiedlich gut abschneiden. Es gilt somit ein mehrdimensionales Bewertungsproblem zu lösen, in dem die Gewichtungsfaktoren zwischen den einzelnen Zielkriterien nicht bekannt sind. Es ist deshalb davon auszugehen, dass in der Zukunft mehrere Technikoptionen eine Bedeutung im Rahmen einer nachhaltigen Energieversorgung haben werden.

2 Grundlagen

- A-1 Kontinuierlicher Anstieg des CO₂-Gehaltes in der Atmosphäre (Hawaii).
- A-2 Der Anstieg der CO₂-Emissionen führt zum Klimawandel.
- A-3 Die Beschränktheit der fossilen Energieressourcen dürfte sich kurz und mittelfristig noch nicht auf den Umfang ihres Einsatzes und damit auf die Emissionen auswirken.
- A-4 Einen großen Anteil am Anstieg der CO₂-Konzentration hat die Verbrennung fossiler Energieträger.
- A-5 Fossile Brennstoffe werden trotz Ausbaus der Erneuerbaren Energien auch in den nächsten 30 bis 50 Jahren große Bedeutung für die Energieversorgung haben.
- A-6 In den nächsten Jahren müssen ca. 40 GW Kraftwerkskapazität allein in Deutschland errichtet werden. Die Betriebsdauer eines konventionellen Kraftwerkes ist typischerweise größer als 40 Jahre.

A-1

Abbildung 1 zeigt den kontinuierlichen Anstieg der CO₂-Konzentration in der Atmosphäre seit Januar 1958. Es handelt sich dabei um die weltweit längste kontinuierliche Messreihe der CO₂-Konzentration, die durch das Mauna Loa-Observatorium in Hawaii ermittelt wurde. Abgesehen von den jahreszeitlichen Schwankungen ist ein kontinuierlicher Anstieg zu erkennen.

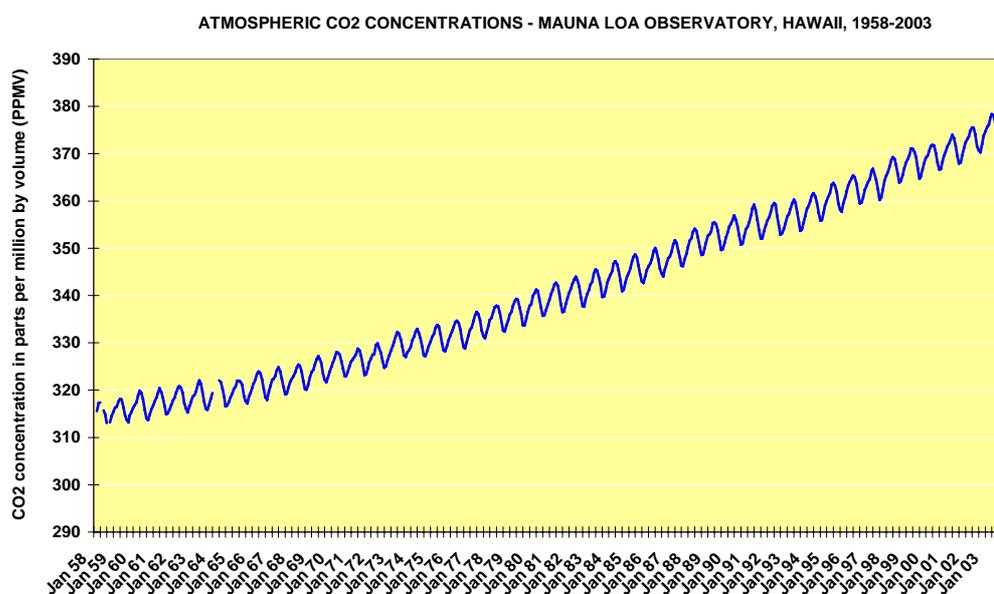


Abbildung 1: Anstieg der CO₂-Konzentration in der Erde ermittelt an der Messstation Mauna Loa, Hawaii
(Daten: <http://cdiac.esd.ornl.gov/trends/co2/sio-mlo.htm>)

A-2

Basierend auf den einzelnen Assessment Reports des International Panel on Climate Change (IPCC) besteht heute ein weitgehender Konsens darüber, dass die Treibhausgasemissionen aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe zu einem Klimawandel führen. Die CO₂-Konzentration in der Atmosphäre steht dabei in einem direkten Zusammenhang mit dem Anstieg der Durchschnittstemperaturen. Die durch den Anstieg der Konzentration ausgelöste Störung des Gleichgewichtes führt zu einem Klimawandel, dessen Stärke derzeit jedoch nicht exakt vorhergesagt werden kann.

A-3

Die zentralen Projektionen für die weltweiten Märkte für die fossilen Brenn- und Treibstoffe, insbesondere der World Energy Outlook der IEA (2004), gehen für den Prognosezeitraum bis 2030 von einem weiterhin ausgeglichenen Verhältnis von Angebot und Nachfrage bei allen fossilen Energieträgern bei einer moderaten Preisentwicklung aus. Angesichts dieser Projektionen ist von einer weiteren Nutzung fossiler Energieträger auszugehen, solange keine anderen Einflussfaktoren wie signifikante Emissionsbeschränkungen oder -zertifikatspreise die ökonomischen Rahmenbedingungen verändern.

A-4

Von den anthropogenen Treibhausgasemissionen entfällt was die Klimawirksamkeit angeht ein Anteil von mehr als 80 % auf die Kohlendioxidemissionen. Unter den CO₂-Emissionsquellen nehmen Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung weltweit die wichtigste Rolle ein. Im Jahr 2001 war dieser Sektor für fast 40 % der CO₂-Emissionen verantwortlich. Der zweitgrößte Anteil entfällt mit 24 % auf den Verkehrssektor. Da es sich bei den Anlagen zur Strom und Wärmeerzeugung häufig um größere stationäre Emissionsquellen, im Verkehrssektor dagegen um kleine und meist mobile Emissionsquellen handelt, macht es Sinn den Fokus im Bereich der CO₂-Abscheidung und -Speicherung in einem ersten Schritt auf die Strom- und Wärmeerzeugung zu richten.

A-5

Obwohl in den letzten Jahren ein massiver Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien erfolgte ist ihr Anteil am Primärenergieverbrauch (2004 3,6 % in Deutschland) und der Stromerzeugung (2004, 9,3 %) weit davon entfernt die fossilen Energieträger als Grundlage der Energieversorgung ablösen zu können. Derzeit gehen die meisten Energieszenarien davon aus, dass auch im Jahr 2050 die fossilen Energieträger noch mindestens einen Anteil von 50 % an der Energieversorgung haben. Bei derzeitigen Reserven von ca. 50 Jahren für Öl, 70 Jahren für Gas und 300 Jahren für Kohle kommt demnach der Vermeidung der CO₂-Emissionen kurzfristig eine höhere Bedeutung zu als der Reduzierung des Ressourcenverbrauchs.

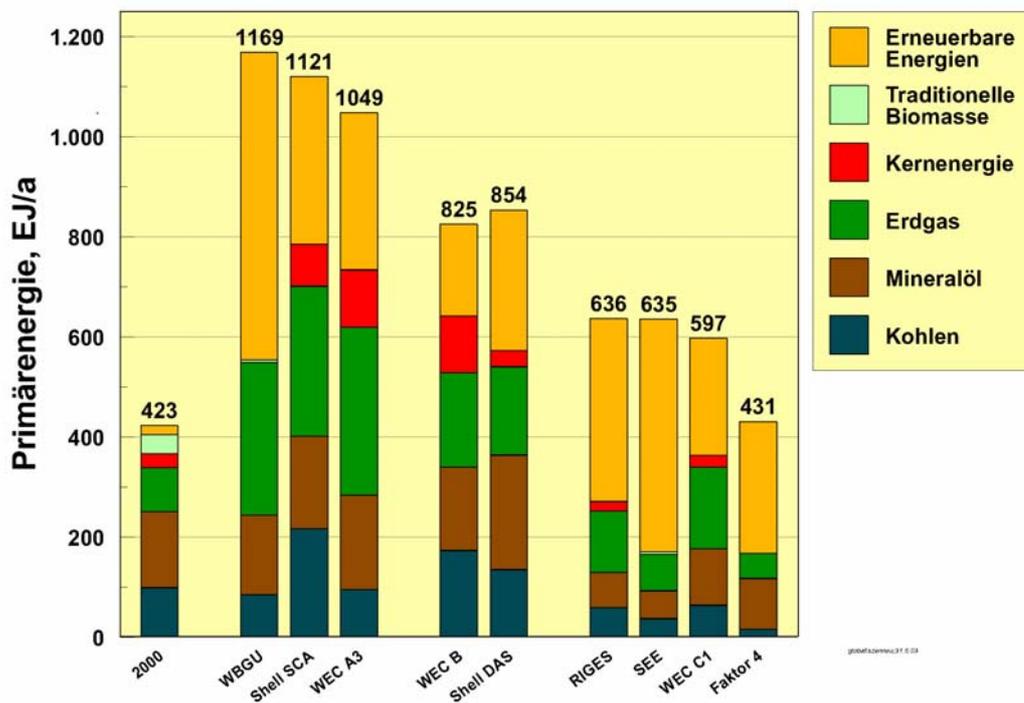


Abbildung 2: Aktuelle Szenarien des globalen Primärenergieverbrauchs für das Jahr 2050 bei einem Bevölkerungswachstum bis 2050 auf 9 bis 10 Mrd. Quellen: WBGU 2003; WEC 1998; Shell 2001; Johannson 1993; Lovins/Hennicke 1999; Nitsch 2003 zitiert in: Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland, BMU 2004.

A-6

Bedingt durch die Altersstruktur des vorhandenen Kraftwerksparks in Deutschland und den Beschluss zum Ausstieg aus der Kernenergie sind in den nächsten 15 bis 20 Jahren Kraftwerke mit einer Leistung von ca. 40 GW zu ersetzen. Da diese neuen Kraftwerke anschließend ca. 40 Jahre in Betrieb sein dürften, werden die in den nächsten Jahren getroffenen Investitionsentscheidungen die Struktur der Stromerzeugung in Deutschland wesentlich beeinflussen. Um mittelfristig eine deutliche Minderung der energiebedingten Emissionen zu erreichen ohne „stranded Investments“ zu erzeugen muss deshalb jetzt in emissionsarme Stromerzeugungstechnologien investiert werden. Neben der Nutzung der erneuerbaren Energien, der Steigerung der Energieeffizienz und dem Ausbau der KWK könnten hier auch fossil befeuerte Kraftwerke mit CO₂-Abscheidung und -Speicherung einen Beitrag leisten.

3 Handelnde/Akteure

- B-1 Öl und Gas Unternehmen sind federführend aufgrund der geotechnischen Erfahrung und aufgrund spezieller Anreize.
- B-2 Stromerzeuger untersuchen das Thema aufgrund der Verpflichtung zur Emissionsminderung durch den europäischen Emissionshandel.
- B-3 Die Kohleindustrie erhält Auftrieb durch emissionsarme Kohlekraftwerke.
- B-4 Die USA entdecken emissionsarme Kraftwerke als möglichen "Exportschlager" nach Europa, China und Indien und haben deshalb große öffentliche Förderprogramme gestartet.
- B-5 Gefördert von der Europäischen Union, unter anderem im 5., 6. und voraussichtlich auch im 7. Rahmenprogramm, beginnt die Europäische Kraftwerksindustrie die Herausforderungen anzunehmen (EU Technologie Plattform "Zero Emission Fossil Fuel Power Plants").
- B-6 Deutschland, England und Norwegen sind Treiber in der EU (ERA Net FENCO, CSLF, COORETEC).

B-1

Die großen internationalen Öl- und Gaskonzerne haben seit vielen Jahren umfangreiche Erfahrungen mit dem Handling von CO₂ im Zusammenhang mit der Förderung von Öl und Gas. So betreiben einige Unternehmen seit vielen Jahren in den USA die CO₂-Injektion in Öl- und Gasfelder zur Ausbeutesteigerung (EOR/EGR). Zudem enthält das aus vielen Lagerstätten geförderte Erdgas Anteile von bis zu 25 % CO₂. Um das geförderte Gas vermarktungsfähig zu machen, wird hier seit Jahren das CO₂ aus dem Erdgas abgeschieden und anschließend in die Atmosphäre abgegeben.

Zudem eignen sich die für die Exploration von Öl- und Gaslagerstätten verwendeten Techniken auch zur Erkundung von möglichen CO₂-Lagerstätten. Die Aktivitäten der Öl- und Gasunternehmen dürften dabei im Wesentlichen darin begründet sein, das sie die weitere Nutzung fossiler Energie weniger durch die Knappheit der Ressourcen sondern vielmehr durch die Auswirkungen auf das globale Klima gefährdet sehen.

B-2

Für die Stromversorger in Deutschland gab es in den letzten Jahren zwei einschneidende Veränderungen. Zu nennen sind hier zum einen der Kernenergie-Ausstiegsbeschluss und der Start des Emissionshandels zum 1.1.2005. Letzterer hat dazu geführt, dass Treibhausgasemissionen einen wirtschaftlichen Wert erhalten haben. Durch den Emissionshandel lohnt sich nun das Nachdenken darüber ob es wirtschaftlich sinnvoller ist die Emissionen zu vermeiden oder die erforderlichen Emissionszertifikate zu erwerben. Entsprechend sind in den letzten Jahren die Anstrengungen zur Effizienzsteigerung und CO₂-Emissionsminderung massiv gesteigert worden, so dass neue Technologien in die Nähe einer Marktreife gekommen sind.

B-3

Für die Kohleindustrie bedeutet die Option emissionsarme Kohlekraftwerke zu realisieren eine (neue) Möglichkeit, ihre Aktivitäten auch unter strikten klimapolitischen Rahmenbedingungen fortzuführen oder eventuell auch auszubauen zu können. Wenn die Möglichkeit der CO₂-Abscheidung und -Speicherung nicht in Betracht gezogen wird, besteht für die Kohleindustrie die Gefahr mittelfristig am Strommarkt nicht mehr erfolgreich zu sein. Aus diesem Grund wird die CO₂-Abscheidung und -Speicherung von den Akteuren aus dieser Branche als deutliche Unterstützung angesehen und dementsprechend auch mit relativ starkem Engagement verfolgt.

B-4

In den USA wird eine Vielzahl von öffentlich geförderten Projekten durchgeführt, die der Verbesserung der Effizienz von CO₂-Abscheidungskraftwerken als Ganzes oder der Effizienzsteigerung von Teilprozessen dienen. Gefördert werden zudem Projekte die der Machbarkeitserprobung der CO₂-Speicherung dienen oder dazu angelegt sind, Kriterien für die Speichersicherheit zu entwickeln und Kosten und Potenziale für Speicherprojekte zu ermitteln. Der Einsatz bedeutender finanzieller Mittel insbesondere aus der öffentlichen Hand begründet sich vielfach damit, dass ein zukünftiger Technologieexport in Länder gefördert werden soll, die die internationalen Vereinbarungen zum Klimaschutz ratifiziert haben.

B-5

Im europäischen Forschungsraum nimmt die Forschungs- und Entwicklungstätigkeit der Technologiehersteller zu. Die EU fördert die Aktivitäten insbesondere im 6. Rahmenprogramm und versucht sie über die EU-Technologieplattform „Zero-Emission Fossil Fuel Power Plants“ zu koordinieren. Damit wird auf die technologische Herausforderung durch die Aktivitäten in den USA reagiert. Dies wird am Beispiel der Entwicklung von Gasturbinen deutlich, die mit Wasserstoff betrieben werden sollen. Entsprechende Anstrengungen werden beiderseits des Atlantiks unternommen. Ein weiteres Beispiel ist die Umsetzung eines Demonstrationskraftwerkes mit CO₂-Abscheidung und Wasserstoffherzeugung, in der EU unter der Bezeichnung HYPOGEN und in den USA unter der Bezeichnung FutureGen.

B-6

In Europa findet ein großer Teil der Forschungsaktivitäten in den Programmen der Europäischen Union statt. Dennoch bilden sich durch verstärkte eigenständige nationale Programme und Vorhaben innerhalb der EU Vorreiter heraus. Derzeit sind insbesondere in Norwegen, Großbritannien und inzwischen auch in Deutschland verstärkte Aktivitäten zu beobachten. Ein Beispiel hierfür ist die FENCO-Initiative mit Großbritannien und Deutschland als Hauptpartnern, mit der innerhalb des europäischen Forschungsraumes die nationalen Aktivitäten zur Entwicklung CO₂-armer Kraftwerke abgestimmt werden sollen. In Deutschland werden die Entwicklungsarbeiten im COORETEC-Programm des Wirtschaftsministeriums gebündelt.

4 Grundsätzliches Teilprozesse

- C-1 Abscheidung: Umwandlungsprozesse fossiler Brennstoffe werden so modifiziert, dass sich CO₂ aus dem Prozess abtrennen lässt.
- C-2 Transport: CO₂ wird verdichtet und getrocknet und dann mithilfe von Pipelines oder Schiffen zu einem Speicherort verbracht.
- C-3 Speicherung: CO₂ wird in geologische Formationen eingebracht, in denen es über lange Zeiträume von der Atmosphäre ferngehalten wird.

C-1

CO₂-Abscheidung bedeutet die Umwandlungsprozesse fossiler Brennstoffe so zu modifizieren, dass sich CO₂ in weitgehend reiner oder hochangereicherter Form aus dem Prozess abtrennen lässt. Heute anfallende Rauchgase aus der Verbrennung fossiler Energieträger enthalten üblicherweise 5-15 Vol.-% CO₂. Für eine effiziente Speicherung müssten CO₂-Konzentrationen von mehr als 90 % erreicht werden. Die im Einsatz und in der Entwicklung befindlichen Verfahren greifen an unterschiedlichen Punkten der Umwandlungsprozesse ein und werden entsprechend der Eingriffsstelle in nachgeschaltete Abscheidung (post-combustion capture), vorgeschaltete Abscheidung (pre-combustion capture) und Sauerstoffverbrennung (oxy-combustion) eingeteilt, vgl. **Abbildung 3**.

C-2

Da nicht davon auszugehen ist, dass die CO₂-Abscheidung in den meisten oder gar in allen Fällen an Orten stattfindet, an denen sich auch geeignete Speichermöglichkeiten befinden, wird CO₂ in großen Mengen (Größenordnung von mehreren Millionen Tonnen pro Jahr bei einem Großkraftwerk) transportiert werden müssen. Für einen ökonomischen Transport solcher Mengen kommen entweder Pipelines oder Schiffe in Frage. Für einen effizienten Transport muss das CO₂ entweder in die superkritische (oder auch „dichte“) Phase oder in die kaltflüssige Phase überführt werden.

C-3

Zur Speicherung von CO₂ wird es in ein Kompartiment der Geosphäre oder Hydrosphäre verbracht, in dem es über lange Zeiträume von der Erdatmosphäre ferngehalten wird. Als Speicher werden im europäischen Raum geologische Formationen in Betracht gezogen, während in den Vereinigten Staaten und in Japan auch die Wassersäule der Ozeane als Speichermedium für CO₂ untersucht wird. Bei der Speicherung in geologischen Formationen wird das CO₂ in tiefliegende Porengesteine (Tiefe von ungefähr 1000 m bis 2500 m) verbracht, die durch undurchlässige Schichten nach oben abgedichtet sind.

4.1 Abscheidung

- D-1 Post-Combustion: Abscheidung des CO₂ durch eine chemische Wäsche, die einem weitgehend unveränderten herkömmlichen Verbrennungsprozess nachgeschaltet wird, vergleichbar dem Verfahren der nassen Entschwefelung von Rauchgasen.
- D-2 Pre-Combustion: Abscheidung des CO₂ mit physikalischen Wäschen aus einem Brenngas vor der hauptsächlichen Energieumwandlung, das durch Vergasung fester Brennstoffe oder Reforming von Gasen erzeugt wird.
- D-3 Oxy-Combustion: Verbrennung von kohlenstoffhaltigen Energieträgern mit (annähernd) reinem Sauerstoff, wodurch sich ein Rauchgas aus CO₂ und Wasserdampf ergibt, aus dem lagerfähiges CO₂ durch einfache Trocknung gewonnen wird.
- D-4 Der hohe Zusatzenergiebedarf durch die CO₂-Abtrennung führt zu einem Wirkungsgradverlust von 8-18 %-Punkten im Kraftwerk und damit einem deutlichen Mehrverbrauch an Ressourcen.
- D-5 Abscheideraten liegen zwischen 85 % und 95 % (Post/Pre) bzw. um 98 % (Oxy); d. h. es gibt kein emissionsfreies, sondern nur ein emissionsarmes Kraftwerk.
- D-6 Zusatzkosten ca. 100 % der derzeitigen Stromerzeugungskosten eines fossilen Kraftwerkes in Höhe von 1,5 bis 2,5 ct./kWh.
- D-7 Kosten ca. 20-50 Euro/Tonne abgeschiedenem CO₂ bzw. 24 -75 Euro/Tonne vermiedener CO₂-Emissionen.
- D-8 Eine begrenzte Anzahl von Optionen mit niedrigeren Kosten ist geeignet für Demonstrationsvorhaben. Mögliche Optionen hierfür wäre die Speicherung von CO₂ aus Anlagen in denen es in jedem Fall abgeschieden werden muss, wie z. B. bei der H₂-Erzeugung, Ammoniakherstellung, Raffinerien oder bei der Nutzung von Gasvorkommen mit hohem Anteil von CO₂.

D-1

Post-Combustion Capture: Abscheidung des CO₂ in einer dem herkömmlichen Verbrennungsprozess nachgeschalteten Wäsche. Das Rauchgas würde nach der üblichen Rauchgasreinigung zur Entstaubung, Entstickung und Entschwefelung einem weiteren Prozess unterzogen, der der nassen Entschwefelung ähnelt. Die dabei üblicherweise anfallenden Rauchgase lassen aufgrund des niedrigen Partialdruckes in der Regel eine wirtschaftliche Abscheidung nur mit chemischen Wäschen zu. Durch die Nutzung chemischer Wäschen in der Verfahrenstechnik (z. B. bei der Ammoniaksynthese) ist eine große Anwendungserfahrung mit Aminwäschen vorhanden. In Absorberkolonnen wird das Rauchgas mit der aminhaltigen Waschlösung in Kontakt gebracht und das CO₂ daraus entfernt. Die Waschlösung wird im Kreislauf geführt und in einer Desorberkolonne unter Energiezufuhr (Dampf) regeneriert. Wenn aus der Verfahrenstechnik erprobte Anlagendimensionen eingesetzt würden, wären für ein Kohlekraftwerk mit ca.

400 MW elektrischer Nettoleistung (entsprechend ca. 1000 MW thermischer Leistung) 6 Absorber von einer Höhe von 35 m und einem Durchmesser von 3 m und entsprechende Desorber notwendig.

Im Zusammenhang mit der Anwendung bei Rauchgasen von Kraftwerksprozessen sind Probleme mit der Sauerstoffempfindlichkeit der Amine zu erwarten, die zu Degradation führt. Dadurch bedingt könnte ein erheblicher Verbrauch von Aminen entstehen und möglicherweise Probleme bei der Entsorgung der Reststoffe auftreten. Zudem muss aufgrund des niedrigen Dampfdrucks mit einem Aminschlupf mit dem Gasstrom aus dem Abscheideprozess gerechnet werden.

D-2

Pre-Combustion: Das CO₂ wird bei der pre-combustion capture aus einem Brenngas vor dem hauptsächlichen Energieumsatz abgeschieden. Der Hauptenergieumsatz zur Erzeugung sekundärer Energieträger findet dann mit einem kohlenstofffreien Energieträger statt. Feste Brennstoffe wie Steinkohle, Braunkohle oder Biomasse werden dazu in einem Vergaser in ein Synthesegas und Erdgas durch Reforming mit Wasserdampf in ein Synthesegas umgewandelt. Das Synthesegas wird unter weiterem Zusatz von Wasserdampf in der Wassergasreaktion (Shift Reaktion) in ein Gemisch aus im Wesentlichen CO₂ und Wasserstoff überführt. Aus diesem Gas wird CO₂ mit einer physikalischen Wäsche abgeschieden, die bei den höheren Partialdrücken des CO₂, die im Synthesegas erreicht werden, am wirtschaftlichsten ist. Als Lösungsmittel können insbesondere Methanol, Propanyl-Carbonat oder Normal-Methyl Pyrrolidone dienen. Aufgrund der kleineren Gasströme vor der Verbrennung lassen sich kleinere Reaktorgrößen realisieren als in nachgeschalteten Abscheideverfahren. Weiterer Vorteil ist die energetisch weniger aufwändige Regenerierung des Lösungsmittels durch Druckentspannung (Abgabe des gelösten CO₂) und Rekompensation und Kühlung (Rückführung des Lösungsmittels). Darüber hinaus lassen sich durch Verfahren der Vergasung und vorgeschalteter Abscheidung Schadstoffemissionen von Stoffen wie SO₂ und Schwermetallen aus der Nutzung von Kohlen und Braunkohlen weitgehend eliminieren.

Die Technologie der pre-combustion capture schafft mit dem Einsatz von Chemie und Verfahrenstechnik einen zweiten Technikscherpunkt bei der Stromerzeugung neben Maschinenbau und Elektrotechnik und erfordert damit z. T. andere Qualifikationen des Betriebspersonals. Aufgrund des grundsätzlich anderen Verfahrens ist die Technik nicht für die Nachrüstung bestehender Kraftwerke geeignet.

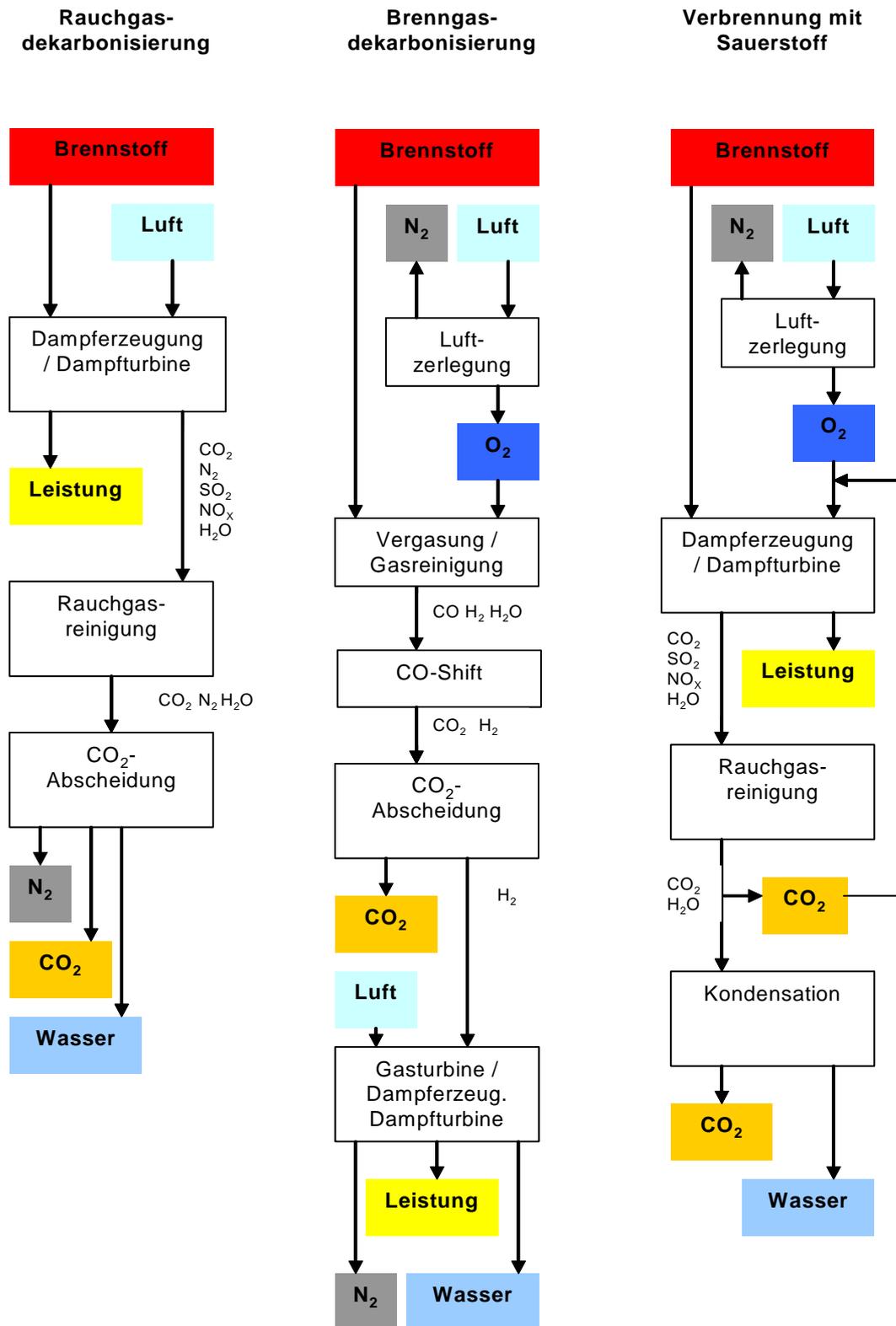


Abbildung 3: Schematische Darstellung der drei Hauptverfahren zur CO₂-Abscheidung

D-3

Oxy-Combustion: Bei Verfahren der Sauerstoffverbrennung (Oxy-Combustion) wird der hauptsächlichste Abtrennungsprozess auf die Seite des Oxidationsmittels verlagert. Bei dieser Trennung wird der Luftsauerstoff vom Hauptbestandteil Stickstoff getrennt. Bei der Verbrennung fossiler Energieträger oder von Biomasse entsteht dadurch ein Rauchgas, das im Wesentlichen CO₂ und je nach Wasserstoffgehalt des Energieträgers Wasserdampf enthält. Der Wasserdampf kann anschließend durch einfache Trocknung ohne großen Energieaufwand abgetrennt werden. Die Oxy-Combustion ist eine noch nicht erprobte Technologie in der Entwicklungsphase, dabei stellt insbesondere die Steuerung und Kontrolle der Verbrennung eine Herausforderung dar. Der hohe Energiebedarf für die Sauerstofferzeugung ist bei dieser Technologie als nachteilig zu werten, der möglicherweise durch membranbasierte Verfahren zur Sauerstofferzeugung vermindert werden könnte. Zur Verbrennung von 1 kg Steinkohle werden ca. 2,7 kg Sauerstoff benötigt (3,6 kg Sauerstoff für 1 kg Erdgas). Derzeit lässt sich mit Verfahren zur Luftzerlegung basierend auf der kryogenen Trennung von Luft Sauerstoff am energieeffizientesten bereitstellen. Für die Sauerstofferzeugung in diesen Verfahren ist ein Strombedarf von 0,21 bis 0,29 kWh_{el}/kg Sauerstoff (bei 99,5 % Volumenanteil) erforderlich.

Oxy-Combustion bietet keine Möglichkeit zur Wasserstoffbereitstellung in integrierten Umwandlungsanlagen. Auch mittelfristig ist keine Möglichkeit zum Einsatz des GuD Prozesses für feste Brennstoffe mit Sauerstoffverbrennung zu erwarten, da keine Lösungen für eine effiziente Heißgasreinigung in Sicht sind.

D-4

Alle diskutierten Verfahren zur CO₂-Abscheidung verursachen einen hohen zusätzlichen Energiebedarf, der sich aus der eigentlichen Trennarbeit, der Regenerierung von Lösungsmitteln, schlechteren Wirkungsgraden beim Kernprozess und aus dem Aufwand für die Kompression und Trocknung des CO₂ zur Erreichung eines transport- und lagerfähigen Zustands ergibt. Derzeit werden Wirkungsgradverluste in der Größenordnung von 8-18 %-Punkten errechnet, wobei sich die in der Literatur befindlichen Werte sowohl innerhalb einer Technologiegruppe als auch zwischen den Technologiegruppen stark unterscheiden. Der Ressourcenverbrauch würde sich unter Annahme heutiger Technologiedaten um einen Faktor von ca. 1,2 (Erdgaskraftwerk), bis ca. 1,6 (Steinkohlekraftwerk) und ca. 1,8 (Braunkohlekraftwerk) erhöhen. Bei einem Vergleich zukünftiger Technologien mit höheren Wirkungsgraden dürften die Faktoren bei ca. 1,1 (Erdgas), 1,2 (Steinkohle) und 1,4 (Braunkohle) liegen.

D-5

Die erzielbaren Abscheideraten liegen bei allen Verfahren immer unter 100 %. Grundsätzlich gibt es damit kein emissionsfreies Kraftwerk, sondern es könnte allenfalls emissionsarme Kraftwerke geben. Bei Anlagen mit Post-Combustion Capture oder Pre-Combustion Capture liegt die Abscheiderate typischerweise zwischen 85 % und 95 % des entstehenden CO₂. Bei der Pre-Combustion wird die erreichbare Abscheiderate hauptsächlich durch den Grad der Umsetzung des Kohlenmonoxids im Synthesegas in

Kohlendioxid in der so genannten Wassergasreaktion bestimmt. Der betriebliche Aufwand steigt für eine weitergehende Umsetzung merklich an. Mit Verfahren der Oxy-Combustion lassen sich Abscheideraten von ca. 98 % erzielen.

D-6

Die zusätzlichen Kosten für die Abscheidung von CO₂ aus Stromerzeugungsprozessen liegen in der Größenordnung von 1,5 bis 2,5 ct./kWh und liegen damit in etwa bei 100 % der aktuellen Stromerzeugungskosten. Die Zusatzkosten entstehen hauptsächlich durch die höheren Anlagenkosten, die sich aus den zusätzlichen Anlagenkomponenten für die Abscheidung und die Kompression ergeben, durch den erhöhten Bedarf an Brennstoffen, der sich aus dem verminderten Wirkungsgrad ergibt und nachgelagert durch den zusätzlichen Bedarf an Betriebsmitteln für die CO₂-Abscheidung. Weiterhin führt der geringere Gesamtwirkungsgrad dazu, dass spezifisch größere Anlagen benötigt werden, um die gleiche Nettoabgabeleistung an das Stromnetz zu erzielen.

D-7

Die Kosten für die CO₂-Abscheidung belaufen sich auf 20 bis 50 Euro/Tonne abgedehntes CO₂. Die große Spanne der Werte ergibt sich dabei aus den sehr unterschiedlichen Werten, die in der Literatur nicht nur für einzelne Technologiegruppen, sondern auch innerhalb der Technologiegruppen genannt werden. Bezogen auf vermiedene CO₂-Emissionen liegt das Kostenintervall bei 24 bis 75 Euro/Tonne CO₂. Die Kosten liegen hier höher, da bei Kraftwerken mit CO₂-Abscheidung aufgrund des niedrigeren Gesamtwirkungsgrades insgesamt größere CO₂-Mengen anfallen als bei einem Referenzkraftwerk vergleichbarer elektrischer Nettoleistung ohne CO₂-Abscheidung. Aus diesem Grund ist die Menge an abgedehntem CO₂ höher als die Menge der vermiedenen Emissionen, woraus sich wiederum die unterschiedlichen Kostenwerte für die beiden Bezugsgrößen ergeben.

D-8

Neben der Möglichkeit zur Abscheidung von CO₂ aus Kraftwerksprozessen gibt es eine begrenzte Anzahl von Optionen zur CO₂-Abscheidung in industriellen Prozessen, wo CO₂ kostengünstig abgedehnt werden kann. Dies sind insbesondere Industrieanlagen, in denen CO₂ prozessbedingt abgedehnt werden muss, wie z. B. Anlagen zur H₂-Erzeugung, zur Ammoniaksynthese und Raffinerien oder Anlagen, in denen Rauchgase mit sehr hoher CO₂-Konzentration anfallen wie Hochöfen oder Anlagen zur Zement- und Kalkherstellung. Die dort bestehenden kostengünstigen Optionen zur CO₂-Abscheidung könnten sich sehr gut für Demonstrationszwecke der gesamten Prozesskette eignen. Allerdings sind dabei die teilweise unterschiedlichen Zusammensetzungen der Gase aus denen das CO₂ abgedehnt werden muss zu berücksichtigen. Wesentliche Unterschiede liegen dabei in den Staub- und Sauerstoffanteilen.

4.2 Transport

- E-1 Hohe Kosten für die CO₂-Verdichtung oder -Verflüssigung (Energiebedarf ca. 0,12 kWh/kg CO₂ 110 bar).
- E-2 Mengen (> 1 Mio. Tonnen/a und Kraftwerk) lassen sich nur sinnvoll über Pipeline oder Schiff transportieren).
- E-3 Gefahren, die direkt von CO₂ ausgehen, sind relativ gering (ungiftig)
- E-4 Unfälle bei Pipelines selten und umfangreiche Erfahrungen mit O₂, N₂, CH₄ und H₂-Pipelines vorhanden.
- E-5 Derzeit keine CO₂-Transport-Infrastruktur vorhanden. Es besteht ein hohes finanzielles Risiko, in diese Infrastruktur zu investieren, vergleichbar den Problemen beim Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur.

E-1

Der Transport der bei der CO₂-Abscheidung anfallenden Mengen CO₂ kann wirtschaftlich nur in superkritischem (oder auch: dichtem) Zustand oder in kaltflüssigem Zustand erfolgen, da im gasförmigen Zustand die zu transportierenden Volumina zu groß wären. Damit ergibt sich ein beträchtlicher energetischer Aufwand, um das CO₂ in den dichten, bzw. kaltflüssigen Zustand zu überführen, der sich wiederum in hohen Kosten für diesen Verfahrensschritt niederschlägt. Der Energiebedarf für die Kompression von CO₂ von atmosphärischem Druck auf 110 bar beträgt ca. 0,12 kWh/kg CO₂.

E-2

Die bei der CO₂-Abscheidung aus Kraftwerksprozessen anfallenden Mengen an CO₂ in der Größenordnung von 1 bis 10 Mio. Tonne CO₂ pro Jahr und Kraftwerk lassen sich nur sinnvoll über Pipeline oder per Schiff transportieren. Der Schiffstransport wird dabei mit großer Wahrscheinlichkeit in kaltflüssigem Zustand erfolgen, da es Druckspeicher nicht in der dazu benötigten Größe gibt. Eine größere Anzahl kleiner Druckspeicher an Bord eines Schiffes bietet ein ungünstiges Verhältnis von Speichervolumen zum benötigten Mantelvolumen, woraus sich ein geringes Frachtvolumen ergibt. In Pipelines wird CO₂ in dichtem Zustand bei Drücken von in der Regel mehr als 100 bar transportiert um einen Phasenübergang in die Gasphase zu verhindern. Der Transport per Eisenbahn oder mit Straßenfahrzeugen würde bei den zu transportierenden Mengen die Leistungsfähigkeit der bestehenden Infrastrukturen bei weitem übersteigen.

E-3

Die Gefahren, die von CO₂ beim Transport ausgehen sind vergleichsweise gering, da CO₂ nicht brennbar oder explosiv und ungiftig ist. Im Vergleich zu anderen Gasen wie Erdgas, Hochofengasen oder Wasserstoff, die ebenfalls mit Pipelines transportiert werden, geht also grundsätzlich eine geringere Gefährdung von CO₂ aus. Lediglich durch die Tendenz zur Akkumulation von gasförmigem CO₂ in schlecht belüfteten Senken, aufgrund der gegenüber der Luft höheren Dichte des CO₂, könnte eine Gefahr durch die

Entstehung von gefährlichen CO₂-Konzentrationen bei Leckagen auftreten. Diese Gefahr wird jedoch als vergleichsweise gering eingeschätzt und kann durch sorgfältige Trassenführung von Pipelines sowie gutes Monitoring der Pipelines weiter begrenzt werden.

E-4

Unfälle beim Betrieb von Pipelines sind selten und es bestehen in Europa umfangreiche Erfahrungen im Betrieb von Pipelines zum Transport von Erdgas aber auch von Industriegasen wie Sauerstoff, Stickstoff oder Wasserstoff. In den USA existieren zudem Pipelinenetze zum Transport von CO₂ aus natürlichen Lagerstätten und Industrieanlagen zur Versorgung von Erdölfördergebieten mit CO₂ für die tertiäre Erdölförderung. Die Betriebsergebnisse dieser Pipelines lassen auf eine sichere Handhabung des Pipeline-transport schließen.

E-5

Für den Transport von CO₂ besteht derzeit keine Infrastruktur im europäischen Raum. Wie bei Investitionen in vergleichbare Transportinfrastrukturen bedeutet die Errichtung von einzelnen Pipelines oder von Pipelinenetzen einen beträchtlichen Kapitalaufwand. Die bei Infrastrukturen üblichen langen Abschreibungszeiten bewirken eine lange Kapitalbindung und damit ein hohes Investitionsrisiko.

4.3 Speicherung

- F-1 CO₂-Speicherung in geologischen Formationen (Aquifere, entleerte Erdöl- und Erdgaslagerstätten) wird in Europa favorisiert.
- F-2 Ozean-Speicherung wird in Europa nicht weiter verfolgt.
- F-3 CO₂-Speicherung in Verbindung mit Maßnahmen zur Erhöhung der Förderung von Erdöl und Erdgas (EOR/EGR).
- F-4 Ausreichende Speicherkapazitäten für ca. 50 bis 100 Jahre in salinaren Aquiferen vorhanden, aber Quellen und Senken haben häufig keine optimale Lage zueinander.
- F-5 CO₂-Speicherung in industriellem Maßstab in Aquiferen in wird seit einiger Zeit großtechnisch demonstriert (Sleipner; In Salah).
- F-6 Unklarheiten über die Höhe der möglichen Leckageraten von Lagerstätten und über tolerierbare Leckageraten.
- F-7 Hauptrisiken für Leckagen sind bei sorgfältig ausgewählten Speicherformationen die Bohrlöcher und deren Abdichtung.
- F-8 Die Fragen, wer die Speicherintegrität überwacht, mit welchen Methoden dies geschieht und wie lange die Überwachung fortgeführt werden muss, sind von hoher Wichtigkeit.
- F-9 Im Bereich der Speicherung liegen große Unklarheiten in Bezug auf die konkrete Durchführung bei den Genehmigungsfragen.

F-1

Zur CO₂-Speicherung werden in Europa Aquifere oder entleerte Erdöl- bzw. Erdgaslagerstätten in Betracht gezogen, weil bei diesen geologischen Formationen einerseits die technische Machbarkeit weitgehend geklärt ist und andererseits eine hohe Speichersicherheit und geringe Umweltauswirkungen erwartet werden.

Aquifere sind poröse Gesteinsformationen im Untergrund, die aufgrund ihrer Porosität und Permeabilität die Eigenschaft besitzen, Flüssigkeiten und Gase transportieren und speichern zu können. Bei der CO₂-Speicherung wird auf tief liegende salinare Aquifere zurückgegriffen (Tiefe größer 800 m, damit das CO₂ in der überkritischen Phase verbleibt), deren Wasserinhalt nicht für die Grundwassernutzung in Frage kommt. Geeignete Aquifere müssen zudem durch impermeable Schichten nach oben abgedichtet sein. Bei der Einspeicherung von CO₂ in einen salinaren Aquifer wird das Formationswasser zunächst verdrängt, und es kommt zu einem Druckanstieg im Aquifer. An der Ausbreitungsfront des CO₂ kommt es zu einer langsamen Lösung des CO₂ im Formationswasser. Langfristig über mehrere Jahrzehnte und Jahrhunderte wird das gespeicherte CO₂ dadurch gelöst und in noch längeren Zeithorizonten durch Reaktionen mit der Gesteinsmatrix mineralisiert. Die Nutzung von Aquiferen zur CO₂-Speicherung steht z. T.

in Konkurrenz zur Nutzung von hydrothermalen geothermischer Energie aus diesen Aquiferen.

Das prinzipielle Verfahren der CO₂-Speicherung in Erdöl- oder Erdgaslagerstätten unterscheidet sich nicht von der Aquiferspeicherung, da es sich bei den Lagerstätten ebenfalls um nach oben abgedichtete poröse Gesteinsformationen handelt. Bei den Lagerstätten kann aufgrund der Tatsache, dass Erdöl- oder Erdgas über lange Zeiträume dort gefangen blieben, von hoher geologischer Speichersicherheit ausgegangen werden. Grundsätzlich kann CO₂ entweder in ausgeförderte Lagerstätten eingespeichert werden oder durch die Injektion von CO₂ in noch produzierenden Lagerstätten eine Fördererhöhung durchgeführt werden (EOR/EGR; siehe F-3). Bei der Speicherung in geologischen Formationen können auch solche genutzt werden, die unter dem Meeresboden liegen. Diese Art der CO₂-Speicherung wird in der Regel nicht als Ozeanspeicherung bezeichnet.

F-2

Unter direkter Ozean Speicherung von CO₂ wird die Einbringung von CO₂ in die Wassersäule der Weltmeere verstanden, um es so zumindest für einen begrenzten Zeitraum von einigen Jahrzehnten von der Atmosphäre fernzuhalten. Derzeit werden vor allem in Japan und in den USA verschiedene Verfahren der Einbringung von CO₂ in den Ozean untersucht, die in unterschiedlichen Tiefen ansetzen und sich unterschiedliche Verfahren zu Nutze machen. Je nach Tiefe der Einbringung wird von einer Lösung des CO₂ im Ozeanwasser ausgegangen oder von der Bildung von „CO₂-Seen“ aus superkritischem CO₂ auf dem Ozeanboden. Die Ozeanspeicherung ist noch nicht in großtechnischem Maßstab erprobt. Sowohl bezüglich der Dauerhaftigkeit der Speicherung im Ozean als auch bezüglich der Umweltauswirkungen, insbesondere auf die marine Flora und Fauna, bestehen große Bedenken.

Unter indirekter Ozean Speicherung wird die Düngung des Ozeanwassers verstanden, um in Meeresregionen ein erhöhtes Planktonwachstum zu erzeugen, in denen der Mangel an Mineralien (vor allem Eisen) der begrenzende Faktor für das Planktonwachstum ist. Nach dem Absterben des Planktons wird erwartet, dass es auf den Boden sinkt und somit CO₂ in der Biomasse auf dem Ozeanboden gespeichert wird. Dieses Verfahren befindet sich noch am Anfang der wissenschaftlichen Erkundung und die Erfolgsaussichten sind ungewiss.

Für beide Verfahren der Ozeanspeicherung muss in Europa mit einer geringen bis sehr geringen öffentlichen Akzeptanz gerechnet werden.

F-3

In vielen Fällen kann bei auslaufender Erdöl- oder Erdgasproduktion in einer Lagerstätte die Förderrate durch das Injizieren von CO₂ erhöht werden. Durch die Injektion wird der Lagerstättendruck wieder erhöht und außerdem kann die Viskosität von Erdölen herabgesetzt werden, wodurch diese besser zu den Förderbohrungen fließen. Bisher werden diese Maßnahmen, die als "enhanced oil recovery (EOR)" und "enhanced gas recovery (EGR)" bezeichnet werden, vor allem in Lagerstätten im Südwesten der USA eingesetzt. Dort wird durch die Injektion des CO₂ allein die Erhöhung der Förderung verfolgt und es wird nicht versucht CO₂ zu speichern. Im Gegenteil, es wird versucht

das CO₂ so weit wie möglich wieder mit den Kohlenwasserstoffen zu fördern und zu re-zirkulieren, da es als zusätzliches Betriebsmittel einen Kostenfaktor darstellt. Der Industrieabgabepreis für CO₂ z. B. zur Nutzung in der Nahrungsmittelindustrie liegt typischerweise zwischen 50 und 100 Euro/Tonne CO₂.

In Weyburn (Kanada) dagegen läuft ein erster Feldversuch, bei dem CO₂ im Rahmen von EOR-Maßnahmen gezielt eingespeichert werden sollte. Die Bedeutung der Speicherung von CO₂ im Zusammenhang mit EOR und EGR ist hoch, da hier das CO₂ einen eigenen ökonomischen Wert als Betriebsstoff hat, der den Kosten für Abscheidung und Transport entgegensteht und damit die ökonomische Bilanz der CO₂-Abscheidung verbessern könnte. Bei vielen Ölfeldern in der Nordsee besteht allerdings ein vergleichsweise kurzes Zeitfenster, in denen solche Maßnahmen begonnen werden könnten, bevor die Förderung dort aus wirtschaftlichen Gründen eingestellt würde.

F-4

Das Ausmaß der in geologischen Formationen in Deutschland speicherbaren Menge an CO₂ ist noch nicht abschließend geklärt, da einerseits die geologische Erkundung in den meisten Fällen noch nicht ausreicht um Aussagen über die Verwendbarkeit von Lagerstätten zu machen und andererseits die Anforderungen an die Speicherbeschaffenheit noch nicht geklärt sind. Dennoch kann abgeschätzt werden, dass ausreichende Speicherkapazitäten in salinaren Aquiferen für 50 bis 100 Jahre vorhanden sein dürften. Allerdings dürfte in vielen Fällen die relative Lage von Quellen und möglichen Senken zueinander nicht optimal sein und längere Transportwege verursachen.

F-5

Die CO₂-Speicherung in geologischen Formationen wird im "Sleipner" Gasfeld in der Nordsee und bei der Gasförderung in "In Salah" in Algerien bereits in Demonstrationsvorhaben in industriellem Maßstab durchgeführt (jeweils in der Größenordnung von 1 Mio. Tonnen CO₂ pro Jahr). In beiden Fällen wird dabei CO₂ das vom geförderten Erdgas abgetrennt werden muss wieder in den Untergrund verpresst, anstatt es wie sonst üblich in die Atmosphäre abzugeben. Im "Sleipner" Gasfeld wird dabei in einen Aquifer unterhalb der gasführenden Schicht injiziert, während in "In Salah" mit einem gewissen horizontalen Versatz in den gasführenden Aquifer eingespeichert wird. Es handelt sich damit um reine Speichermaßnahmen ohne Fördererhöhung. Mit den Demonstrationsvorhaben soll die Durchführbarkeit der Aquiferspeicherung und das Verhalten von CO₂ in Aquiferen untersucht werden.

F-6

Die Höhe und Bandbreite der möglichen Leckageraten aus geologischen Speichern ist noch nicht bekannt. Grundsätzlich können Leckagen aus dem Speicherreservoir niemals ganz ausgeschlossen werden. Befinden sich Speicherreservoirs unterhalb von Aquiferen, die zur Trinkwasserbereitstellung genutzt werden, könnten Leckagen ein Eindringen von CO₂ und damit eine pH-Absenkung bewirken. Dies könnte weiter zu einer Veränderung des Wasserchemismus führen. Grundsätzlich sollten Speicherformationen so

gewählt werden, dass oberhalb des Speichers eine Abfolge von mehreren Barrierschichten und ein Reservespeicher vorhanden ist (Prinzip der multiplen Barrieren).

F-7

Hauptursachen für Leckagen dürften bei entsprechend vorteilhaften natürlichen geologischen Gegebenheiten die technisch verursachten Durchbrüche durch die Deckschichten an den Bohrlöchern sein. Dementsprechend fällt der sorgfältigen geotechnischen Abdichtung aller den Speicher erreichenden Bohrlöcher eine große Bedeutung zu. Die langfristige Integrität geotechnischer Abdichtungen dürfte dabei immer noch eine technologische Herausforderung darstellen. Das Problem von möglichen Leckagen an Bohrlöchern ist insofern weniger kritisch, als diese Punkte möglicher Undichtigkeiten gut überwachbar sind und gegebenenfalls auftretende Leckstellen durch technische Maßnahmen wieder verschlossen werden können.

F-8

Eine nachhaltige Emissionsminderung zum Klimaschutz setzt voraus, dass die Integrität der CO₂-Speicher über lange Zeiträume erhalten bleibt. Daher muss für das Funktionieren eines Emissionshandelssystems auch durch eine regelmäßige Überwachung sichergestellt werden, dass das gespeicherte CO₂ am Speicherort verbleibt. Bisher ist noch keine Lösung in Sicht, wer die Verantwortung für die Überwachung tragen soll, wie lange sie fortgesetzt werden soll und wer für die Kosten aufkommt. Dabei ist zu beachten, dass die geforderte Speicherdauer deutlich länger sein dürfte als klassische Lebenszyklen von Kraftwerken oder die Bestandsdauer von vielen Unternehmen.

F-9

Die notwendigen rechtlichen Voraussetzungen für die Durchführung eines Vorhabens zur CO₂-Speicherung sind in Deutschland noch weitgehend unklar. Da es auf deutschem Hoheitsgebiet noch keine Präzedenzfälle im industriellen Maßstabe gibt lassen sich auch keine Schlüsse daraus ableiten. Lediglich im Forschungsprojekt CO₂Sink wird eine begrenzte Menge CO₂ eingespeichert werden und dazu auch ein rechtliches Verfahren durchlaufen. Grundsätzlich ist jedoch anzunehmen, dass das Bergrecht, das Wasserrecht und auch das Abfallrecht in Anwendung zu bringen sind. In wie weit neue gesetzlichen Regelungen notwendig sind ist noch offen, ebenso wie die Frage welche Behörden für die Genehmigung und Überwachung der CO₂-Speicherung verantwortlich sein werden.

5 Gesellschaft

- G-1 Technologie in der Öffentlichkeit noch weitgehend unbekannt
- G-2 Urteil über CO₂-Abscheidung und -Speicherung in der Öffentlichkeit meist abhängig vom Kontext der Fragestellung
- G-3 Das europäische Emissionshandelssystem bietet nicht genügend langfristige Preissicherheit um auf dieser Basis in CO₂-Abscheidung und -Speicherung zu investieren. In Niederlanden schafft eine Einspeisevergütung für emissionsfreien Strom die erforderliche Investitionssicherheit.

G-1

CO₂-Abscheidung und -Speicherung als Emissionsminderungsmaßnahme ist in der Öffentlichkeit noch weitgehend unbekannt. Eine Ursache für die geringe Bekanntheit dürfte darin liegen, dass die technologischen Konzepte noch sehr jung sind und die bisher realisierten Demonstrationsvorhaben in Europa/Nordafrika in unbewohntem Gebiet durchgeführt werden (Nordsee/Sahara). Auch das Niveau der sozialwissenschaftlichen Forschungsaktivität ist für diesen Technologiebereich bisher sehr begrenzt. So gibt es nur in wenigen Ländern der EU wissenschaftliche Untersuchungen zur öffentlichen Akzeptanz dieser Technologien und der damit verbundenen Eingriffe in den Naturraum. Zudem sind die Studien in ihrem Umfang sehr begrenzt.

G-2

Die in Befragungen erhaltenen Bewertungen der Technologie CO₂-Speicherung war stark abhängig vom Kontext der Befragung, in dem die zumeist unbekannteste Technologie vorgestellt wurde. Es steht jedoch zu vermuten, dass die Bewertung durch Personen in Nachbarschaft zu potentiellen Speicherstandorten für CO₂ und im Zusammenhang mit realen Vorhaben eher kritischer sein wird. So ist anzumerken, dass bereits ein geplanter Feldversuch zur CO₂-Speicherung im Ozean bei Hawaii aufgrund öffentlicher Proteste nicht durchgeführt werden konnte.

G-3

Unter den derzeitigen technisch-ökonomischen Voraussetzungen und Prognosen sind die Errichtung und der Betrieb von Kraftwerken mit CO₂-Abscheidung nicht wirtschaftlich. Auch die Einführung des europäischen Emissionshandelssystems verbessert die Wirtschaftlichkeit nicht nachhaltig, da die auf zunächst auf 3 Jahre und später auf 5 Jahre befristete Emissionsrechtezuteilung nicht genügend Investitionssicherheit für die Errichtung von Kraftwerken bietet. Erst wenn die beteiligten Akteure am Strom- und am Emissionshandelmarkt langfristig hohe Preiserwartungen für CO₂-Emissionen haben werden, wird die Technologie CO₂-Abscheidung und -Speicherung ohne zusätzliche Förderung realisiert werden. In den Niederlanden wird bereits durch eine Vergütungsregelung für die Einspeisung von emissionsfreiem Strom die geforderte längerfristige Investitionssicherheit geschaffen und ein erstes kommerzielles Kraftwerk mit einer elektrischen Leistung von 50 MW befindet sich in der Realisierungsphase.

6 Ausblick

Die Abscheidung und Speicherung von CO₂ aus Kraftwerksprozessen stellt eine Möglichkeit dar, die CO₂-Emissionen im Bereich der Stromerzeugung innerhalb der nächsten 20 bis 50 Jahre deutlich zu reduzieren. Da in diesem Zeitraum in Deutschland und der EU ein massiver Erneuerungsbedarf im Kraftwerkspark besteht, könnten nahezu CO₂-freie Kraftwerke im Zuge von ohnehin anstehenden Ersatzinvestitionen gebaut werden. Aufgrund der spezifischen Emissionsfaktoren der einzelnen Brennstoffe, sollten dabei insbesondere Kraftwerke auf Kohlebasis decarbonisiert werden, da hier zusätzlich die Minderung anderer Schadstoffe erfolgt und Effizienzgewinnung durch den Umstieg auf die GuD-Technologie bei der Verstromung erzielt werden können.

Kraftwerke in denen zur CO₂-Abscheidung die Pre Combustion zum Einsatz kommt bieten zudem die Möglichkeit kostengünstig Wasserstoff bereitzustellen. Dies würde sich günstig auf einen möglichen Einstieg in die Wasserstoffwirtschaft auswirken.

Beachtet werden sollte zudem, dass die CO₂-Abscheidung in Kraftwerken die Effizienzfortschritte der letzten 50 Jahre kosten würde und den Ressourcenverbrauch um etwa ein Drittel erhöhen würde. Kraftwerke mit CO₂-Abscheidung können demnach nicht als "Nachhaltig Energieerzeugung" bezeichnet werden. Unter rein ökonomischen Aspekten stellt sich diese Technologielinie derzeit im Vergleich zu anderen emissionsfreien Stromerzeugungstechnologien wie z. B. Photovoltaik, Wind oder Biomasse, trotz der erheblichen Zusatzkosten gegenüber konventionellen Kraftwerken, als vorteilhaft dar. Die CO₂-Abscheidung und -Speicherung sollte jedoch bei allen derzeitigen scheinbaren Vorteilen nicht als Lösung der Klimaproblematik angesehen werden. Sie stellt vielmehr nur eine denkbare Brückentechnologie bis zur ausreichenden Entwicklung (in Bezug auf Menge und Preis) Erneuerbarer Energieträger dar, denn die verfügbaren Speicherkapazitäten in Deutschland würden voraussichtlich nur für ca. 50 bis 100 Jahre ausreichen.

Um kurzfristige Emissionsminderungen zu erzielen, sollten deshalb neben den Anstrengungen im Bereich der Energieumwandlung (erneuerbare/fossile Energieträger) auch Maßnahmen im Bereich der Energieeffizienz bei der Energieanwendung verstärkt unterstützt werden.