

# Texte

Texte

**24  
08**

ISSN  
1862-4804

## CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Speicherung im Meeresgrund

Meeresökologische und geologische  
Anforderungen für deren langfristige  
Sicherheit sowie Ausgestaltung des  
rechtlichen Rahmens

Umwelt  
Bundes  
Amt



Für Mensch und Umwelt



UMWELTFORSCHUNGSPLAN DES  
BUNDESMINISTERIUMS FÜR UMWELT,  
NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT

Forschungsbericht 206 25 200



## **CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Speicherung im Meeresgrund**

**Meeresökologische und geologische  
Anforderungen für deren langfristige  
Sicherheit sowie Ausgestaltung des  
rechtlichen Rahmens**

**Institut für Völkerrecht und Europarecht  
Georg-August-Universität Göttingen  
Abteilung Internationales Wirtschafts- und Umweltrecht**

**Leibniz-Institut für Meereswissenschaften an der  
Christian-Albrechts-Universität Kiel**

**Im Auftrag des Umweltbundesamtes**

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

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

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

Redaktion: Fachgebiet II 2.1  
Harald Ginzky  
Fachgebiet II 2.3  
Edda Hahlbeck

Dessau-Roßlau, Juli 2008

## **Vorwort**

Zunehmend dringlich stellt sich die Aufgabe, den Klimawandel zu kontrollieren. Eine der wesentlichen Aufgaben liegt dabei darin, die Konzentration klimawirksamer Gase in der Atmosphäre abzubauen. Eines dieser Gase ist Kohlendioxid, das insbesondere bei der Verbrennung fossiler Energieträger frei wird. Die Industrie hat in der letzten Zeit Möglichkeiten und Methoden entwickelt, dieses Gas abzuscheiden und es so zu speichern, dass es nicht in die Atmosphäre gelangt. Da nicht zuletzt dank der neuen Instrumente des Klimaschutzes einschließlich des Emissionshandels erhebliche Investitionsmittel zur Verfügung stehen, ist die Entwicklung solcher Technologien und der Rahmenbedingungen ihres Einsatzes in letzter Zeit rasch vorangeschritten. Bei der Suche nach geeigneten Lagerstätten nimmt der Meeresuntergrund eine wesentliche Rolle ein.

Die vorliegende Untersuchung geht aus naturwissenschaftlicher und juristischer Sicht der Frage nach, wie eine sichere Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund zu gewährleisten ist. Sie geht auch auf die Rahmenbedingungen solcher Projekte, insbesondere auf den Emissionshandel und die damit in Aussicht stehenden Gutschriften und die Haftung ein.

Die Untersuchung ist im Auftrage des Umweltbundesamtes federführend vom Institut für Völkerrecht und Europarecht, Abteilung Internationales Wirtschafts- und Umweltrecht, Georg-August-Universität Göttingen unter der Leitung von Prof. Dr. Peter-Tobias Stoll betreut worden. Dort wurde auch der juristische Teil bearbeitet, zu dem Friederike Lehmann, LL.M., wiss. Mitarb. Sven Mißling und Michael Müller wesentlich beigetragen haben. Daneben haben Dr. Timo Hohmuth (Berlin) und Prof. Dr. Rainer Lagoni, LL.M. (Hamburg) einzelne Themenkomplexe betreut. Der naturwissenschaftliche Teil ist am Leibniz-Institut für Meeresswissenschaften an der Universität Kiel von Prof. Dr. Klaus Wallmann, Dr. Florian Böhm und Dr. Matthias Haeckel bearbeitet worden.

Göttingen und Kiel, im November 2008



# Übersicht

<b>Vorwort</b>	<b>3</b>
<b>Übersicht</b>	<b>5</b>
<b>Gliederung</b>	<b>7</b>
<b>1. Teil: Naturwissenschaftliche Sicht</b>	<b>15</b>
<i>Einleitung</i>	15
<i>Einführender Überblick zur CO<sub>2</sub>-Sequestrierung in geologischen Formationen</i>	19
<i>1. Kapitel : Physiko-chemische Eigenschaften von CO<sub>2</sub></i>	23
<i>I. Aggregatzustände von CO<sub>2</sub></i>	23
<i>2. Kapitel: Speichermöglichkeiten im Meeresboden</i>	31
<i>3. Kapitel: Transport von CO<sub>2</sub> im Meeresboden</i>	49
<i>4. Kapitel: Reaktionen zwischen CO<sub>2</sub>, Porenwasser und Mineralen</i>	55
<i>5. Kapitel: Monitoring</i>	71
<i>6. Kapitel: Umweltrisiken</i>	77
<i>7. Kapitel: Grenzwerte für die CO<sub>2</sub>-Leckagerate aus ökologischer Perspektive</i>	85
<i>Zusammenfassung</i>	91
<i>Glossar</i>	95
<b>2. Teil: Die Ausgestaltung des rechtlichen Rahmens</b>	<b>97</b>
<i>1. Kapitel: Seevölkerrecht und Meeresumweltschutz</i>	99
<i>2. Kapitel: Europarechtlicher Regulierungsrahmen für CCS</i>	167
<i>3. Kapitel: CCS und der Emissionshandel in deutscher, europäischer und internationaler Perspektive</i>	197
<i>4. Kapitel: CCS und Haftung</i>	261
<b>Zusammenfassung</b>	<b>321</b>
<b>English Summary</b>	<b>331</b>



# Gliederung

<b>Vorwort</b>	<b>3</b>
<b>Übersicht</b>	<b>5</b>
<b>Gliederung</b>	<b>7</b>
<b>1. Teil: Naturwissenschaftliche Sicht</b>	<b>15</b>
<i>Einleitung</i>	15
<i>Einführender Überblick zur CO<sub>2</sub>-Sequestrierung in geologischen Formationen</i>	19
1. Kapitel : Physiko-chemische Eigenschaften von CO <sub>2</sub>	23
I. Aggregatzustände von CO <sub>2</sub>	23
II. Löslichkeit und Dichte von CO <sub>2</sub>	24
III. Kohlensäure-Carbonat-System	26
2. Kapitel: Speichermöglichkeiten im Meeresboden	31
I. Bestehende CO <sub>2</sub> -Speicher	31
A. Große Speicher	31
B. Kleine Speicher	32
C. EOR-Speicher ohne öffentliches Forschungsprogramm	33
D. Geplante Speicher	34
II. Kapazität und mögliche Standorte submariner CO <sub>2</sub> -Speicher	35
A. Kapazitätsabschätzungen	37
B. Potentielle Speicher in den europäischen Meeren	41
III. CO <sub>2</sub> -Speicherung im Tiefseeboden und als Gas-Hydrat	44
IV. Natürliche Analoga zu CO <sub>2</sub> -Speichern	46
3. Kapitel: Transport von CO <sub>2</sub> im Meeresboden	49
I. Diffusion	49
II. Konvektion	50
III. Advektion	51
IV. Reaktionskinetik bei chemischer CO <sub>2</sub> -Bindung, Diffusion und Advektion	53
4. Kapitel: Reaktionen zwischen CO <sub>2</sub> , Porenwasser und Mineralen	55
I. Mobilisierung von toxischen Spurenelementen	57
II. Leckagerisiken	61
A. Leckagen durch Bohrlöcher	63
B. Natürliche Fluid- und Gasaustritte	65
5. Kapitel: Monitoring	71
I. Physikalische Methoden	72
A. Seismik und Elektromagnetik	72

B. Hydroakustik	73
<b>II. Chemische Methoden</b>	<b>73</b>
A. Tracerstoffe	73
B. Porenfluide	74
C. Benthische Flüsse	74
<b>6. Kapitel: Umweltrisiken</b>	<b>77</b>
I. Tiefe Biosphäre und Grundwasser	80
II. Lebewelt am Meeresboden (Benthos)	81
III. Marine Ökosysteme im freien Wasser (Nekton und Plankton)	82
<b>7. Kapitel: Grenzwerte für die CO<sub>2</sub>-Leckage aus ökologischer Perspektive</b>	<b>85</b>
I. Benthische Ökosysteme	85
II. Planktische Ökosysteme	86
III. CO <sub>2</sub> -Gehalte in der Atmosphäre	87
IV. CO <sub>2</sub> -Leckagefluss	90
<b>Zusammenfassung</b>	<b>91</b>
<b>Glossar</b>	<b>95</b>
<b>2. Teil: Die Ausgestaltung des rechtlichen Rahmens</b>	<b>97</b>
<b>1. Kapitel: Seevölkerrecht und Meeresumweltschutz</b>	<b>99</b>
I. Einleitung	99
II. Befugnisse der Staaten zur Nutzung des Meeresuntergrundes und ihrer Regelung	99
A. Die verschiedenen Meereszonen nach dem SRÜ	99
B. Kompetenzen für die Kontrolle von CCS-Vorhaben im Bereich des Festlandsockels	101
1) Kompetenzen unter dem Gesichtspunkt der Ressourcennutzung?	101
2) Kompetenz für künstliche Inseln, Anlagen und Bauwerke, Art. 80 i.V.m. Art. 60 SRÜ	102
3) Kompetenzen für Bohrarbeiten, Art. 81 SRÜ	102
4) Meeresumweltenschutzkompetenz, Art. 208, 214 SRÜ	102
C. Befugnisse im Bereich des sog. Gebietes („Tiefseeboden“)	103
III. Die Umweltpflichten im Hinblick auf CCS nach dem Völkerrecht	104
A. Das Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen – Grundlage einer allgemeinen Umweltpflichtigkeit der Staaten	104
1) Allgemeine Umweltpflichtigkeit nach Art. 192 SRÜ	104
2) Die Regelungen des SRÜ über den Eintrag von Stoffen	106
3) Das Austauschverbot nach Art. 195	108
4) Das Verhältnis zwischen dem SRÜ und anderen Übereinkommen über den Meeresschutz	108
B. Das Londoner Übereinkommen mit Protokoll	109

1) Die Speicherung von CO <sub>2</sub> im Meeresuntergrund nach den bisherigen Regelungen des Londoner Übereinkommens und des Protokolls	110
a) Räumlicher Geltungsbereich des Londoner Übereinkommens und Protokolls	111
aa) Innere Gewässer?	111
bb) Meeresboden/-untergrund umfasst?	111
b) Bereichsausnahmen: Exploration, Ausbeutung und Verarbeitung von mineralischen Ressourcen des Meeresbodens	112
c) Erfasste Stoffe: Ist CO <sub>2</sub> bereits von den Anlagen des Londoner Übereinkommens und des Londoner Protokolls erfasst?	113
d) Erfasste Tätigkeiten: Definition des Dumping	114
aa) CCS als Dumping – ausschließlich Aktivitäten von Schiffen oder Installationen	115
bb) Ausnahmen: Normalbetrieb und Forschung	115
e) Zwischenergebnis: Verbot der Speicherung nach dem Londoner Übereinkommen und der Altfassung des Protokolls	116
2) Zulassung und Regelung der Speicherung von CO <sub>2</sub> im Meeresuntergrund durch Änderungen des Protokolls und Richtlinien	116
a) Die neue Regelung von CO <sub>2</sub> -Einträgen in die Meeressumwelt	117
aa) Grundlagen	117
bb) Anlage 1 Nr. 4 - Speicherung wenig verschmutzter CO <sub>2</sub> -Ströme im Meeresuntergrund	117
cc) Verfahren und Bedingungen einer Genehmigung nach Anlage 2 des Protokolls unter Berücksichtigung allgemeiner und besonderer Leitlinien	119
(1) Allgemeines	120
(2) 1. Stufe: Prüfung hinsichtlich der Vermeidungs- und Reduzierungsmöglichkeiten von Abfallaufkommen	121
(3) 2. Stufe: Prüfung alternativer Möglichkeiten der Verwertung bzw. Beseitigung von Abfall	122
(4) 3. Stufe: Chemische, physikalische und biologische Eigenschaften	123
(5) 4. Stufe: Maßnahmenkatalog	123
(6) 5. Stufe: Wahl des Einbringungsortes	124
(7) 6. Stufe: Bewertung von möglichen Auswirkungen	127
(8) 7. Stufe: Überwachung und Risikomanagement	130
(9) 8. Stufe: Erlaubnis und Genehmigungsbedingungen	132
b) Zusammenfassung: Neue Rechtslage für CCS-Projekte unter dem Londoner Protokoll	134
3) Fazit	134
C. Internationales Übereinkommen von 1973 zur Verhütung der Meeresverschmutzung durch Schiffe und Protokoll von 1978 (MARPOL 73/78-Konvention)	135

D. Meeresumweltschutzübereinkommen mit regionalem Geltungsbereich - Das Übereinkommen zum Schutz der Meeresumwelt des Nordatlantiks vom 22.09.1992 (OSPAR-Konvention)	136
1) Der sachliche Anwendungsbereich im Hinblick auf die Speicherung von CO <sub>2</sub> im Meeresuntergrund	136
a) Verschmutzungen von Land aus – Art. 3 und Anlage I OSPAR	137
b) Verschmutzung durch Einbringen oder Verbrennen, Art. 4 und Anlage II OSPAR	138
aa) Die Definition des Einbringens und Ausnahmen	138
bb) Bisheriges Verbot und [jetzt erfolgte] Ermöglichung der Speicherung nach Art. 3 der Anlage II	140
cc) Genehmigungs- und Regelungspflicht	141
c) Verschmutzung durch Offshore-Quellen, Art. 5 und Anlage III	142
2) Die Regulierung der nunmehr zugelassenen Speicherung von CO <sub>2</sub> im Meeresuntergrund	144
a) Der Beschluss 2007/2	145
b) Die Leitlinie	146
c) Verhältnis des Beschlusses 2007/2 und der Leitlinie des OSPAR-Übereinkommens zu den Leitlinien des Londoner Protokolls	148
3) Möglicher Umsetzungsbedarf	148
E. Übereinkommen zum Schutz der Meeresumwelt des Ostseegebietes vom 09.04.1992 (Helsinki-Konvention)	149
F. Anwendbarkeit der unterschiedlichen Regelungen der Meeresschutzübereinkommen auf einzelne Formen von CCS-Projekten mit unterschiedlichen technischen Gestaltungen	152
IV. Einzelaspekte der Zulassung der Speicherung von CO <sub>2</sub> im Meeresuntergrund	154
A. Verfahrensmäßige Gesichtspunkte	154
1) Umweltverträglichkeitsprüfung	155
a) Materielle Vereinbarkeit der im Recht des Londoner Protokolls und im OSPAR-Übereinkommen vorgesehenen Verfahren mit den Anforderungen einer Umweltverträglichkeitsprüfung am Maßstab des Espoo-Übereinkommen	155
b) Das Gebotensein einer Umweltverträglichkeitsprüfung – zweifelhafte Einschlägigkeit des ESPOO-Übereinkommens	158
c) Gebot einer Umweltverträglichkeitsprüfung – Das Seerechtsübereinkommen	159
2) Der Anspruch auf Umweltinformationen und der Zugang zu Gerichten	161
B. Die Berücksichtigung der Schutzbedürftigkeit besonderer Meeresökosysteme	162
C. Grenzwerte	163
V. Resumé	164
A. CO <sub>2</sub> -Speicherung im Meeresuntergrund aus der Sicht des internationalen Seerechts: Die einzelnen Vertragssysteme	164

Gliederung	11
B. Empfehlungen	165
2. Kapitel: Europarechtlicher Regulierungsrahmen für CCS	167
I. Beachtung völkerrechtlicher Vorgaben durch den gemeinschaftsrechtlichen Rahmen für CCS und Verhältnis des einschlägigen europäischen Gemeinschaftsrechts zu den entsprechenden internationalen Abkommen	167
A. Bindung der EG durch das Völkerrecht	167
B. Gleichzeitige Bindung der Staaten an Gemeinschaftsrecht und Völkerrecht auf der Ebene der Umsetzung	169
II. CCS in der EU-Klima- und Umweltpolitik	169
A. CCS als Instrument zur Erreichung umwelt- und klimapolitischer Ziele der EU	169
B. Kohärenter und umfassender Regelungsansatz der EG	171
III. Für CCS-Vorhaben beachtlicher gemeinschaftsrechtlicher [Rechts-]Rahmen gem. Richtlinievorschlag KOM(2008) 18 endg. vom 23. Januar 2008	174
A. Künftiger Gemeinschaftsrechtsrahmen für die Abscheidung von CO <sub>2</sub>	174
B. Künftiger Gemeinschaftsrechtsrahmen für den Pipeline-Transport von CO <sub>2</sub>	176
C. Geplanter Gemeinschaftsrechtsrahmen für die Speicherung von CO <sub>2</sub> im Meeresuntergrund	177
1) Anwendungsbereich und Umfang des Regelungsrahmens nach dem Richtlinienentwurf	177
2) Der Regelungsrahmen für die Speicherung im Überblick	178
3) Im Einzelnen: Erlaubnisverfahren und Betrieb von Speicherstätten	180
a) Erlaubnisverfahren (Art. 6 ff.)	180
b) Betrieb von Speicherstätten (Art. 12 ff.)	182
IV. Zusammenfassung und Ausblick	185
A. Zusammenfassung des Regelungsgehaltes des CCS-Richtlinievorschlags KOM(2008) 18 endg. vom 23. Januar 2008.	185
B. Ausblick: Perspektiven für einen rechtlichen Mindestrahmen bei der künftigen Umsetzung in das nationale Recht der Bundesrepublik Deutschland	187
1) Mehrschichtige Einengung der Spielräume bei der legislativen Umsetzung in der Bundesrepublik Deutschland	187
a) Beschränkung durch sachlich-inhaltliche Bindung an Vorgaben des Völkerrechts und europäischen Gemeinschaftsrechts	188
b) Seerechtlich bedingte Beschränkung der deutschen Rechtsetzungsbefugnis in AWZ und Festlandsockel-Bereich	189
aa) Rechtsetzungsbefugnis im deutschen Staatsgebiet einschließlich des Küstenmeeres	189
bb) Rechtsetzungsbefugnis im Bereich von AWZ und Festlandsockel	190
c) Grundsätzliches Einbringungsverbot im deutschen Recht de lege lata	192
2) Anknüpfung an hergekommene Regime des Ordnungsrechts bei der Schaffung eines nationalen Rechtsrahmens für CCS	193

3) Regelungsziel: Umwelt- und Klimaschutz	193
4) Prämissen: Ausgestaltung der Einzelheiten des Verfahrens nur nach Maßgabe der untersuchten völkerrechtlichen und gemeinschaftsrechtlichen Vorgaben	193
a) Inhalte des EG-Richtlinienentwurfs als zwingende Kernelemente des künftigen CCS-Regimes in Deutschlands	194
b) Verpflichtende Einführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung und einer angemessenen Öffentlichkeitsbeteiligung	194
c) Grenzwerte	196
<i>3. Kapitel: CCS und der Emissionshandel in deutscher, europäischer und internationaler Perspektive</i>	197
I. Problemaufriss	197
II. Grundlagen	200
A. Klimarahmenübereinkommen und Kyoto-Protokoll	201
B. Die Kyoto-Mechanismen	202
1) Emissionshandel	203
2) Joint Implementation (JI)	204
3) Clean Development Mechanism (CDM)	205
C. Marrakech Accords	206
D. EU ETS	207
E. Nationales Recht	208
1) Treibhausgasemissionshandelsgesetz (TEHG)	208
2) Zuteilungsgesetz 2008 – 2012 (ZuG 2012)	209
3) Projektmechanismen-Gesetz (ProMechG)	211
a) Projektzyklus	213
b) Unterschiede zwischen JI und CDM	215
c) Höchstgrenze	217
F. Zusammenfassung	217
III. Einordnung von CCS in das internationale Klimaschutzregime	217
A. Klimarechtliche Zulässigkeit	218
B. CCS-Technologie als Quelle oder Senke	219
1) Senke	219
2) Quelle	220
C. Zwischenergebnis	220
IV. Anrechenbarkeit von abgelagertem CO <sub>2</sub>	220
A. CCS im EU ETS	221
1) Emissionshandelspflichtigkeit	222
a) Kombinierte Anlagen mit CCS-Technologie	223
b) Ablagerungsstätten	227
c) Zwischenergebnis	229
2) Zuteilung und Abgabepflicht bei CCS	230

a) Zuteilung	230
aa) Zuteilungsregeln	230
bb) Emissionswerte	231
cc) Beste verfügbare Techniken	232
dd) Lösungsansätze	233
ee) CCS und Grandfathering	235
ff) CCS und Kleinemittenten	236
gg) Rückgabeverpflichtung?	236
hh) Versteigerung	237
b) Abgabepflicht	237
c) Leckagen	240
d) Zwischenergebnis	243
B. CCS im Rahmen der projektbezogenen Mechanismen	244
1) Anforderungen an CCS-Projekte	245
a) Zusätzlichkeit	247
b) Projektgrenzen, Leckagen und Haftung	249
c) Nachhaltigkeit bei CDM-Projekten	251
C. Verschiedene Interessenlagen	253
D. Vorübergehende Lösungsansätze	254
E. Derzeitiger Stand	256
V. Fazit und Ausblick	258
<i>4. Kapitel: CCS und Haftung</i>	261
I. Einleitung	261
A. Aufgabenstellung und Rahmen der Untersuchung	261
B. Die anwendbare Rechtsordnung	264
II. Privatrechtliche Haftung des Betreibers	266
A. Schadensersatz nach § 823 BGB	266
B. Schadensersatz nach dem Umwelthaftungsgesetz	268
C. Schadensersatz nach dem Wasserhaushaltsgesetz	273
D. Schadensersatz nach dem Bundesberggesetz?	274
E. Schadensersatz nach dem Lugano-Übereinkommen?	274
III. Öffentlich-rechtliche Pflicht des Verantwortlichen zur Vermeidung und Sanierung von Umweltschäden	276
IV. Verantwortlichkeit und Haftung des Küstenstaates für grenzüberschreitende Schädigung	280
A. International rechtswidrige Handlungen	280
1) Völkerrechtliche Grundlagen	280
2) Haftung für Schäden infolge der CO <sub>2</sub> -Speicherung im Einzelnen	283
a) Seerechtsübereinkommen	283
b) Londoner Protokoll von 1996	284

c) OSPAR-Übereinkommen	286
d) Helsinki-Übereinkommen	287
e) Espoo-Übereinkommen	288
f) Völker gewohnheitsrecht	289
B. Völkerrechtmäßige aber gefährliche Tätigkeiten	291
1) Vermeidung grenzüberschreitender Schädigung durch gefährliche Tätigkeiten	292
2) Zuweisung von Verlusten bei grenzüberschreitender Schädigung	294
V. Zusammenfassung und Einschätzung	296
A. Gegenstand und Schranken der Darstellung	296
B. Hypothetische Schadensszenarien	296
C. Umwelthaftungsgesetz	297
D. Umweltschadensgesetz	298
E. Haftung für völkerrechtswidriges Handeln	299
F. Vermeidung grenzüberschreitender Schädigung	300
G. Zuweisung von Verlusten	301
H. Eigenständiges Haftungsregime für die CO <sub>2</sub> -Speicherung?	301
<b>Zusammenfassung</b>	<b>321</b>
<b>English Summary</b>	<b>331</b>

## 1. Teil: Naturwissenschaftliche Sicht

### Einleitung

Die Verbrennung fossiler Energieträger (Kohle, Erdgas, Erdöl) führte in den 90er-Jahren zu einem weltweiten Ausstoß von 23 Gt CO<sub>2</sub> pro Jahr (entspricht ca. 6,3 Gt Kohlenstoff). In den ersten fünf Jahren des 21. Jahrhunderts lag der Wert bereits bei durchschnittlich 26 Gt CO<sub>2</sub>. Der CO<sub>2</sub>-Gehalt der Atmosphäre lag vor Beginn der Industrialisierung bei 280 ppm und ist jetzt auf über 380 ppm angestiegen. Prognosen des Department of Energy in Washington berechnen in einem "Business-as-usual"-Szenario einen weiteren Anstieg des Ausstoßes auf 44 Gt CO<sub>2</sub> im Jahr 2030. Die Folgen für die Menschheit und die Umwelt wären wahrscheinlich verheerend (Mcfarlane 2007, IPCC 2007a, b). Selbstverstärkungsprozesse und das Überschreiten von Schwellenwerten können dabei eine große Gefahr darstellen. So beinhalten die arktischen Permafrostböden 500 Gt organischen Kohlenstoff, der sich dort während der Eiszeit ansammelte und bei ihrem Auftauen freigesetzt und in ca. 1800 Gt CO<sub>2</sub> umgewandelt werden kann. Das entspricht knapp 70 Jahren industrieller CO<sub>2</sub>-Produktion bei derzeitigem Emissions-Stand. Ein weiträumiges Auftauen des Permafrostes ist bei fortschreitender Erwärmung durchaus möglich (Schrag 2007). Dazu kommen bis zum Ende des 21. Jahrhunderts noch mindestens 300 Gt CO<sub>2</sub> aus Methan-Hydraten, die durch die Erwärmung der Ozeane freigesetzt werden (Archer 2005). Damit könnten Maßnahmen zur Reduktion der industriellen CO<sub>2</sub>-Emissionen schnell zunichte gemacht werden. Ein Zögern bei solchen Maßnahmen könnte sich als verhängnisvoll erweisen.

Um das Atmosphären-CO<sub>2</sub> auf das Doppelte des präindustriellen Wertes zu begrenzen, dürfen zukünftige Emissionen 25 Gt CO<sub>2</sub> pro Jahr nicht überschreiten. Um dies bei gleichzeitigem Erhalt des Wohlstandes der Industrienationen und zunehmendem Bedarf in den Entwicklungsländern zu ermöglichen, ist ein Instrumentarium von verschiedenen Maßnahmen notwendig. Diese Instrumente können als Einzelmaßnahmen für sich allein das "Klima-notwendige" Ziel von maximal 500 ppm Atmosphären-CO<sub>2</sub> nicht erreichen. Daher sind Kombinationen verschiedener Strategien notwendig (Pacala & Socolow 2004). Eine der möglichen Maßnahmen zur CO<sub>2</sub>-Reduktion ist, CO<sub>2</sub> aus Abgasen zu sammeln und in geologischen Formationen im Untergrund zu speichern (CCS, CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung, Carbon Dioxide Capture and Storage). CCS allein wird nicht in der Lage sein, den CO<sub>2</sub>-Ausstoß in vertretbaren

Grenzen zu halten (Stangeland 2007). Andere Strategien sind unbedingt erforderlich. Beispielsweise gehen zurzeit 27% des Energieverbrauchs auf das Konto von Transportmitteln. In diesem Sektor dominieren fossile Energieträger, wobei CCS meist unmöglich ist (Mcfarlane 2007). CCS kann nur eine ergänzende Maßnahme zur Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen sein. Primäres Ziel muss die allgemeine Verminderung der CO<sub>2</sub>-Erzeugung bleiben, zum Beispiel durch erhöhte Energieeffizienz und dem Einsatz erneuerbarer Energieträger.

Ein Argument für den Einsatz von CCS ergibt sich aus den großen Vorräten leicht verfügbarer Kohle in den größten Wirtschaftsstaaten der Erde. Selbst mit großen Fortschritten bei den erneuerbaren Energiequellen wird die Welt für die nächsten 50 Jahre noch stark von Kohle abhängig sein. Kohlekraftwerke gehören zu den Hauptproduzenten von CO<sub>2</sub>. Hier kann der Einsatz von CCS am schnellsten zu Erfolgen führen. Andererseits ist CCS natürlich nicht auf Kohle beschränkt. Würde CCS bei der Verwendung von Treibstoffen aus Biomasse durchgeführt, könnte man damit in der Tat negative CO<sub>2</sub>-Emissionen erreichen, also der Atmosphäre aktiv CO<sub>2</sub> entziehen (Schrag 2007).

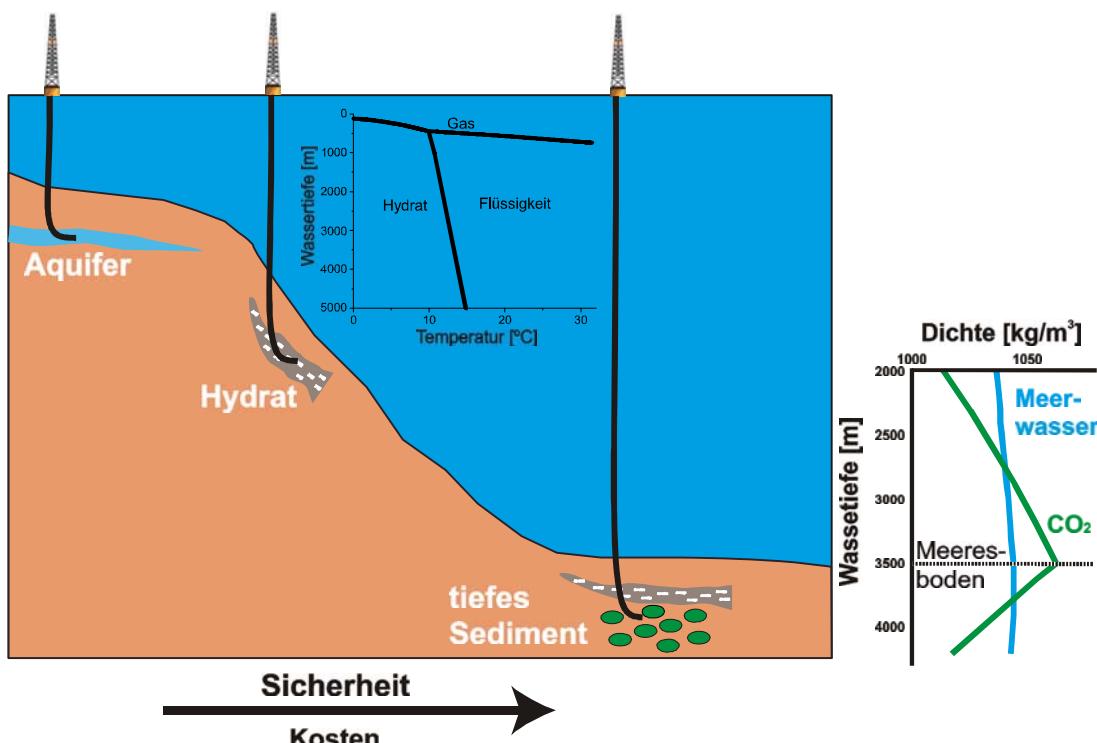
Die nötige Speicherkapazität für CCS in den kommenden 200 Jahren beträgt mindestens 1000 Gt CO<sub>2</sub>, möglicherweise auch mehr als doppelt so viel (Schrag 2007). Dafür ist mehr Speichervolumen nötig, als in erschöpften Öl- und Gasfeldern zur Verfügung steht. Bei zusätzlicher CO<sub>2</sub>-Speicherung in salinen Aquiferen ist jedoch ausreichend Speicherkapazität vorhanden. Die Gesamtkapazitäten werden auf 3000-10000 Gt CO<sub>2</sub> geschätzt (Friedmann 2007). Weitere Speichermöglichkeiten gibt es im Tiefseeboden, wo eine langfristig höhere Speichersicherheit gegeben wäre als in der kontinentalen Erdkruste (House et al. 2006; siehe auch Kapitel 2).

Das anthropogene CO<sub>2</sub> wird langfristig zum großen Teil von den Ozeanen aufgenommen werden. Diese können CO<sub>2</sub> durch Lösung im Wasser und vor allem durch chemische Reaktionen in großem Umfang absorbieren. Der Zeitraum bis das anthropogene CO<sub>2</sub> auf diese Weise von den Ozeanen aufgenommen und damit aus der Atmosphäre entfernt sein wird, liegt bei etwa 2000 Jahren. Dies ist der Zeitraum für den CO<sub>2</sub> sicher gespeichert werden müsste. Dieser Zeitrahmen gilt, sofern der Klimawandel nicht zu einer signifikanten Abschwächung der Ozeanzirkulation führt (Schrag 2007, Friedlingstein 2008). Bei verlangsamter Zirkulation dauert die Ozean-Aufnahme noch länger. Das CO<sub>2</sub> der Atmosphäre löst sich in der durch Winde ho-

mogen durchmischten Oberflächenschicht der Ozeane. Das weitere Vordringen in größere Wassertiefen geschieht nur sehr langsam durch Strömung und Diffusion. Die Oberflächenschicht kann nur begrenzt CO<sub>2</sub> aufnehmen. Um die erheblich größere Kapazität des Tiefenwassers nutzen zu können, muss sich daher das CO<sub>2</sub> im gesamten Ozean verteilen, was Jahrtausende dauern kann.

Allerdings liegt nach dieser Zeitspanne das CO<sub>2</sub> noch größtenteils ionar gelöst im Meerwasser vor. Daraus ergibt sich eine leichte Versauerung der gesamten Ozeane um ca. 0,1 pH-Einheiten (IPCC 2005), was negative Folgen für Meeresorganismen haben könnte (Seibel & Walsh 2001). Erst in Zeiträumen von ca. 10000 Jahren kommt es zu einer nennenswerte Neutralisation von CO<sub>2</sub> durch Reaktion mit Kalkpartikeln (Archer 2005).

Die CO<sub>2</sub>-Speicherung in geologischen Formationen kann sowohl an Land, als auch



**Abb. 1:** Speicheroptionen für CO<sub>2</sub> im marinen Bereich. Speicherung im Untergrund der kontinentalen Schelfmeere kann in salinen Aquifern erfolgen. In Wassertiefen von mehreren Hundert Metern ist Speicherung in Gashydraten möglich. In Wassertiefen von mehr als 3000 m ist flüssiges CO<sub>2</sub> dichter als Meerwasser und ist somit gravitativ gebunden. Speicherung in größerer Wassertiefe ist also sicherer, aber auch mit höherem Aufwand und Kosten verbunden

im Untergrund der Meere erfolgen. Letztere Option ist das Thema dieses Berichtes.

Die Speicherung unter dem Meeresboden hat einige Vorteile gegenüber der Speicherung an Land. So stellt die Wassersäule eine zusätzliche Barriere dar, die die Abgabe von CO<sub>2</sub> in die Atmosphäre verzögert. Speicherung in der Tiefsee bietet zusätzliche Speichersicherheit, da CO<sub>2</sub> als Flüssigkeit hoher Dichte oder in Gashydrat gebunden gelagert werden kann und somit das CO<sub>2</sub> auch eine geringere chemische Reaktivität als im überkritischen Zustand besitzt. Viele Erdgas- und Erdöllagerstätten liegen im Meeresuntergrund und können nach Ende der Förderung große Mengen CO<sub>2</sub> aufnehmen. Unmittelbare Gefahren für die Bevölkerung, die bei der Lagerung im Untergrund besiedelter Gebiete entstehen, entfallen im Meer. Allerdings führt die Leckage von CO<sub>2</sub> am Meeresboden zur Bildung von Kohlensäure und damit zur direkten Ozeanversauerung. Zusätzlich sind der Transport und die Einbringung des CO<sub>2</sub> in die submarinen Speicher aufwändiger, vor allem in großer Wassertiefe. Die Speicherung wird teurer als an Land (Abb. 1). Zusatzstoffe des Abgas-CO<sub>2</sub> oder durch Reaktionen im Untergrund freigesetzte toxische Stoffe können bei Ausbreitung durch Meeresströmungen marine Ökosysteme weiträumig beeinträchtigen. Ein weiterer Nachteil der Speicherung im Meeresuntergrund, besonders in großen Wassertiefen, ergibt sich aus dem mangelhaften Wissen um Meeresökosysteme und die dort wirkenden Prozesse. Diese sind weit schlechter erforscht als Ökosysteme an Land.

## **Einführender Überblick zur CO<sub>2</sub>-Sequestrierung in geologischen Formationen**

Die Techniken für die CO<sub>2</sub>-Sequestrierung in geologischen Formationen sind im Prinzip verfügbar. In kleinem Maßstab wird die Untergrund-Injektion von CO<sub>2</sub> schon seit 30 Jahren erfolgreich durchgeführt. Viele der potentiellen CO<sub>2</sub>-Quellen (Kraftwerke, Raffinerien, Industrieanlagen...) liegen in der Nähe von potentiellen Speicherorten, insbesondere an Land. Allerdings müsste CCS, um einen substantiellen Beitrag zur Treibhausgasreduktion zu leisten, in sehr großem Maßstab durchgeführt werden. Um einen nennenswerten Beitrag zu leisten und 4 Gt CO<sub>2</sub> pro Jahr zu entsorgen (Pacala & Socolow 2004), wären 4000 Speicher von der Größenordnung des Sleipner-CO<sub>2</sub>-Projektes notwendig. Das Sleipner-Projekt in der Nordsee ist das derzeit weltweit größte marine CCS-Projekt mit einer jährlichen Einlagerung von 1 Mt CO<sub>2</sub> seit 1996. CCS-Anlagen müssten bei über 600 herkömmlichen 1000-MW-Kohle-Kraftwerken installiert werden (Friedmann 2007). Das entspräche ca. 75% der derzeitigen Kohlekraftwerkskapazität (IEA 2006).

CO<sub>2</sub> muss in einer Tiefe sequestriert werden, wo es in flüssigem oder superkritischem Zustand vorliegt. Nur so ist das Volumen des CO<sub>2</sub> ausreichend verringert, sodass eine Speicherung im begrenzten Porenraum der Speichergesteine sinnvoll wird. Potentielle Speicher sind neben erschöpften Öl- und Gasfeldern vor allem saline Aquifere. Öl- und Gasfelder haben den Vorteil, dass die CO<sub>2</sub>-Sequestrierung in Verbindung mit EOR (enhanced oil recovery) durchgeführt werden kann. Außerdem sind die geologischen Gegebenheiten der Ölfelder sehr gut erforscht und vieles der für die CO<sub>2</sub>-Injektion nötigen Infrastruktur ist bereits von der Ölförderung vorhanden. Allerdings ist die Zahl der entsprechenden Standorte begrenzt und nicht jedes alte Ölfeld ist für EOR geeignet. Zusätzlich sind Öl- und Gasfelder durch die Prospektion und Produktion meist mit einem dichten Netz von Bohrungen übersät. Diese stellen potentielle Leckagewege dar und lassen sich nur unter großem Aufwand überwachen (Bruant et al. 2002, Gasda et al. 2004). Daher wird der überwiegende Teil der CCS-Projekte voraussichtlich in salinen Aquiferen durchgeführt werden (Friedmann 2007).

Nach der Injektion verteilt sich das CO<sub>2</sub> in den Gesteinsporen und beginnt sich langsam im Porenwasser zu lösen. In bestimmten Gesteinsarten beginnt das gelöste CO<sub>2</sub> langsam mit Mineralien zu reagieren und kann diese auflösen oder neue Minerale bilden (Friedmann 2007). Über viele dieser Prozesse gibt es Kenntnisse und Erfah-

rungen aus 30 Jahren EOR und teilweise auch aus natürlichen CO<sub>2</sub>-Akkumulationen. Damit lässt sich zumindest grob abschätzen, für welche Zeiträume wieviel CO<sub>2</sub> gespeichert werden kann. Aus den vorhandenen Erfahrungen kann man schließen, dass bei sorgfältig gewählten Speicherorten im Verlauf von 100 Jahren mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit maximal 1% des injizierten CO<sub>2</sub> entweicht (IPCC 2005, Friedmann 2007).

Trotz der relativ sicheren CO<sub>2</sub>-Verwahrung im Untergrund bestehen Risiken, insbesondere wenn CO<sub>2</sub>-Sequestrierung an vielen Orten und in großem Maßstab betrieben wird. Werden große Mengen CO<sub>2</sub> in eine geologische Formation injiziert, dann üben diese einen erheblichen Druck auf das überlagernde Deckgestein und eventuell vorhandene Störungen oder versiegelte Bohrungen aus. Das CO<sub>2</sub> muss mit hohem Überdruck injiziert werden, um den Reservoirdruck zu überwinden und vorhandene Porenfluide zu verdrängen. Dieser Überdruck übt für einige Zeit Kräfte auf das umgebende Gestein aus, bis er schließlich abgebaut ist. Zusätzlich reagiert das CO<sub>2</sub> mit dem Porenfluid zu Kohlensäure, die Deckgestein und Bohrlochversiegelungen angreifen kann. All das kann zu Leckagen führen. Erfahrungen liegen hierzu bisher nur für Injektionsmengen im unteren Megatonnenbereich vor. Für sinnvolle CCS müssen jedoch um Größenordnungen größere CO<sub>2</sub>-Mengen entsorgt werden (>100 Mt CO<sub>2</sub> pro Speicher). Dafür müssen Beobachtungen und Erfahrungen mit großmaßstäblichen Versuchen erst noch gesammelt werden. Im komplexen, geologischen System der Erdkruste ist eine geradlinige Extrapolation von kleinskaligen auf großskalige Versuche nicht möglich. (Friedmann 2007).

Erfahrungen aus EOR-Injektionen zeigen, dass CO<sub>2</sub> unter bestimmten Bedingungen giftige und andere, gefährliche Stoffe aus dem Gestein mobilisieren kann (Kharaka et al. 2006). Eine mögliche Gefahr für Grundwasserhorizonte in Küstennähe besteht durch die Einleitung sehr großer Mengen von CO<sub>2</sub> in saline Aquifere. Dabei kann unter Umständen das CO<sub>2</sub> das Salzwasser verdrängen, so dass dieses in Süßwasser-Aquifere einwandert und diese kontaminiert (Friedmann 2007).

Eine weitere Gefahr geht von den geomechanischen Eigenschaften der Reservoirs aus, insbesondere vom Druckaufbau bei Injektion großer CO<sub>2</sub>-Mengen. So können durch mechanische Dehnung von Gesteinsbrüchen Wege samkeiten für CO<sub>2</sub> entstehen und zu Leckagen führen. Da in unterschiedlichen Größen skalen verschiedene Mechanismen wirken, kann nicht von den bisherigen kleinen Injektionsversuchen auf

große Reservoir geschlossen werden. Großversuche sind unerlässlich (Friedmann 2007).

Um sicher zu gehen, dass auch bei zunehmend größeren Speichermengen die Sicherheit von CO<sub>2</sub>-Speichern gewährleistet bleibt, ist eine detaillierte und sorgfältige Beobachtung und Überwachung der Speicher notwendig. Diese beinhalten die Risikoabschätzung der Speicherung, ein Frühwarnsystem bei Auftreten von Leckagen und die Verifizierung der permanent gespeicherten CO<sub>2</sub>-Menge für die Anrechnung auf CO<sub>2</sub>-Abgabensysteme.

Trotz umfangreicher Untersuchungen gibt es bisher keinen wissenschaftlichen Konsens, welche Parameter für die Charakterisierung eines CCS-Standortes am aussagekräftigsten wären und was gemessen werden sollte, sowohl im Rahmen von Forschungsprojekten, als auch für die kommerzielle Einlagerung. Stattdessen beschränkt sich die Datenerfassung bislang auf vorhandene, konventionelle Messtechniken. Viele wichtige Parameter werden dabei nicht ausreichend erforscht. Hierzu zählen die direkte Messung von CO<sub>2</sub>-Konzentrationen in der Lagerstätte, Temperatur, Säuregrad (pH), Druck und elektrische Leitfähigkeit der Porenfluide, Krusten-Deformation und Änderungen im Stressfeld der Speicherumgebung (Friedmann 2007).

Darüber hinaus sind weitere wichtige wissenschaftliche Fragen noch weitgehend offen, beispielsweise das langfristige Schicksal des CO<sub>2</sub> oder die langfristige Effektivität der CO<sub>2</sub>-Speicherung. Es bestehen noch große Wissenslücken über die Lösungsrate großer CO<sub>2</sub>-Mengen im Porenwasser unter verschiedenen chemischen Bedingungen, Temperatur- und Druckverhältnissen. Ebenso ist über die Reaktionsraten zwischen CO<sub>2</sub> und Gestein wenig bekannt. Die meisten bisherigen Arbeiten haben diesbezüglich nur reines CO<sub>2</sub> untersucht. Über Einflüsse von Verunreinigungen in den injizierten Gasströmen, vor allem Stickoxide, Schwefeloxide oder Schwefelwasserstoff ist kaum etwas bekannt, außer dass schon kleine Mengen das chemische Verhalten des Gases drastisch verändern können. Schließlich fehlen auch Untersuchungen der Wechselwirkungen zwischen CO<sub>2</sub> und der Biosphäre in den CO<sub>2</sub>-Speichern. Möglicherweise können Mikroorganismen Reaktionen zwischen CO<sub>2</sub> und Mineralien katalysieren und beschleunigen, in positivem oder auch in negativem Sinne (Hoth et al. 2007). All dies ist wichtig für die permanente Bindung des CO<sub>2</sub> in den Speichern.

Nach dem derzeitigen Wissensstand könnte CCS eine sichere und effektive Methode darstellen, um den Ausstoß von CO<sub>2</sub> signifikant zu verringern, ohne die Nutzung von fossilen Brennstoffen aufzugeben. Allerdings gibt es wenig Erfahrungen mit CCS in großem Maßstab und mit dem Langzeitverhalten von künstlich angelegten CO<sub>2</sub>-Lagerstätten. Für die großmaßstäbliche Anwendung von CCS ist zusätzliche Grundlagenforschung dringend notwendig. Dabei sollte Versuchen im Maßstab kommerzieller CCS-Projekte, verbunden mit einem detaillierten Wissenschaftsprogramm höchste Priorität eingeräumt werden (Friedmann 2007).

## 1. Kapitel : Physiko-chemische Eigenschaften von CO<sub>2</sub>

### I. Aggregatzustände von CO<sub>2</sub>

Kohlendioxid kommt in künstlichen und natürlichen, submarinen Speichern in unterschiedlicher Form vor. Abhängig von den Druck- und Temperaturbedingungen ist es ein Gas, ein superkritisches Fluid, eine Flüssigkeit oder bildet mit Wasser festes Gashydrat (Abb. 2). Festes CO<sub>2</sub> (Trockeneis) kommt erst bei deutlich niedrigeren Temperaturen vor (ca. -50 °C bei 5000 dbar) und ist bei der Speicherung in geologischen Formationen nicht relevant.

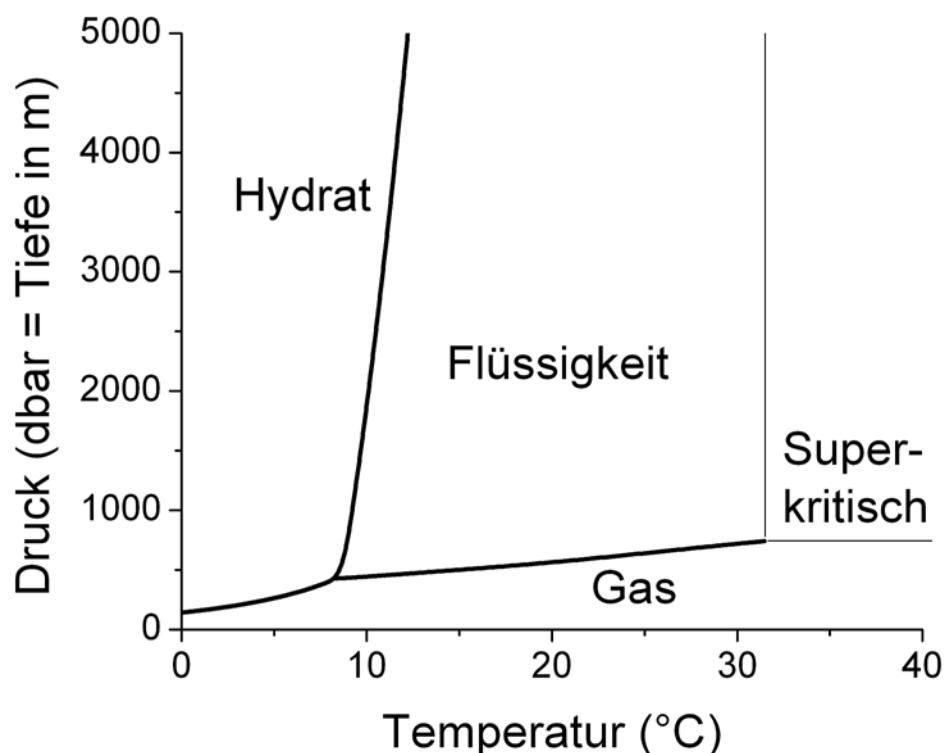


Abb. 2: Phasendiagramm von CO<sub>2</sub> in Meerwasser bei einer Salinität von 35 ‰ (Brewer et al., 1999; Duan et al., 2006; Duan and Sun, 2006).

Da die Temperatur im Meeresboden mit der Tiefe rasch zunimmt (typischer Temperaturgradient: 30°C/km, Druckgradient: 100 bar/km), wird bereits in Sedimenttiefen von ca. 1 km häufig der kritische Punkt von CO<sub>2</sub> (31°C, 74 bar) überschritten (DIAMOND and AKINFIEV, 2003), so dass CO<sub>2</sub> als superkritisches Fluid vorkommt. Superkritisches CO<sub>2</sub> ähnelt in einigen Eigenschaften einem stark komprimierten Gas (hohe Kompressibilität, hohe Mobilität). "Tropfen" davon haben keine Oberflächenspan-

nung. Es kann aber wie jede Flüssigkeit Stoffe auflösen. Die Dichte liegt zwischen der von Gas und von Flüssig-CO<sub>2</sub>.

Bei hohem Druck und niedrigen Temperaturen kann CO<sub>2</sub> als Hydrat gebunden werden. Diese Bedingungen sind ab Wassertiefen von ca. 200 m und in Sedimenttiefen von bis zu ca. 300 m anzutreffen (im Sediment steigt die Temperatur mit zunehmender Tiefe wieder an). Flüssiges CO<sub>2</sub> ist besonders in Tiefseesedimenten bis in Sedimenttiefen von 1 km die dominante CO<sub>2</sub> Phase (Abb. 2).

## II. Löslichkeit und Dichte von CO<sub>2</sub>

Das in den Untergrund verbrachte CO<sub>2</sub> löst sich teilweise im Grundwasser auf. Dabei entstehen Lösungen mit extrem hohen CO<sub>2</sub>-Gehalten (Abb. 3). Die Löslichkeit nimmt mit steigendem Druck und sinkender Temperatur zu. Die in den submarinen

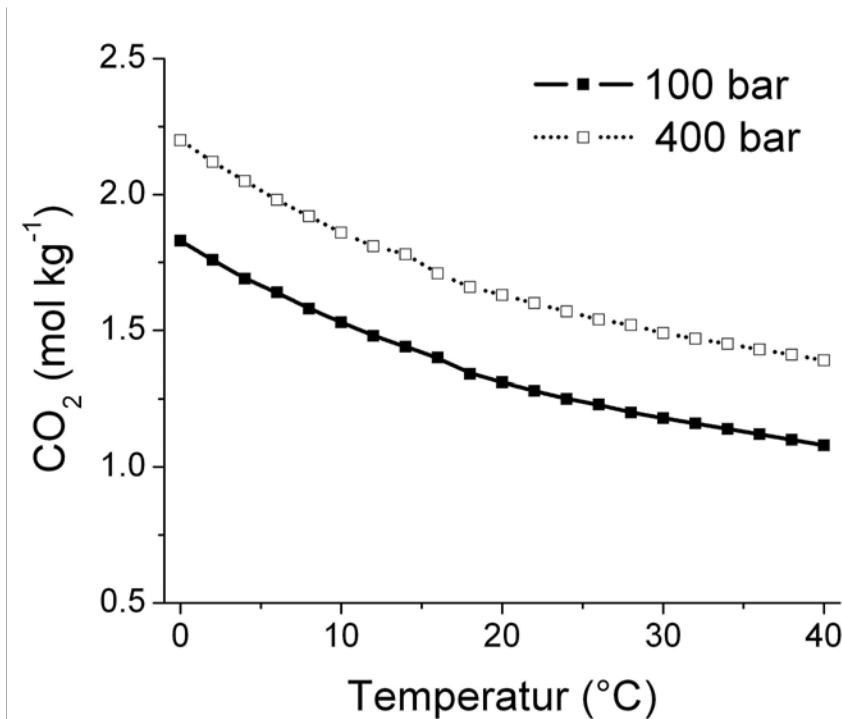


Abb. 3: Löslichkeit von CO<sub>2</sub> in Meerwasser bei einer Salinität von 35 ‰ (Duan et al., 2006).

Speichern typischerweise anzutreffenden CO<sub>2</sub>-Konzentrationen (ca. 1 mol/L) sind um mindestens vier Größenordnungen höher als die CO<sub>2</sub>-Konzentrationen im über-

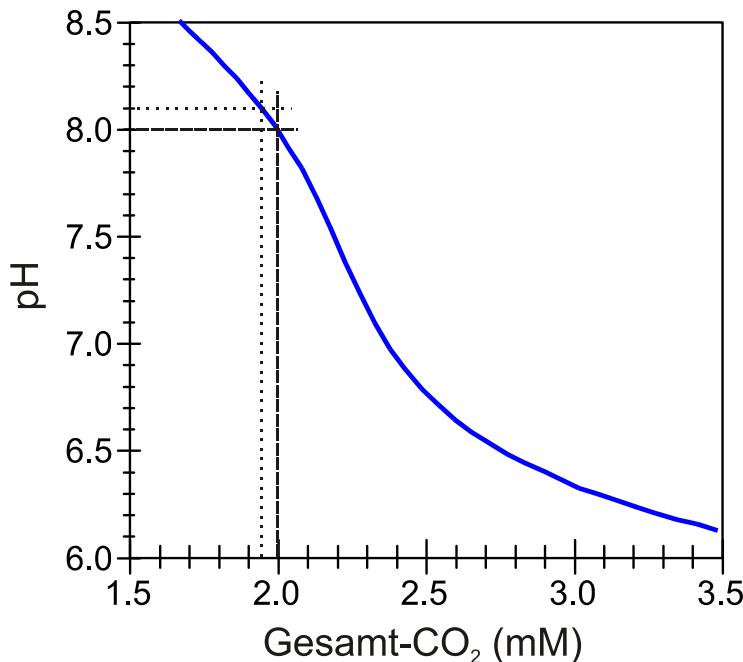
stehenden Meerwasser (ca. 10-100 µmol/L). Der Austritt von CO<sub>2</sub>-gesättigtem Wasser könnte also die CO<sub>2</sub>-Konzentrationen im Meerwasser lokal deutlich erhöhen.

Die Dichte der verschiedenen mobilen CO<sub>2</sub>-Phasen ist sehr unterschiedlich. Das Gas hat die geringste Dichte, gefolgt vom superkritischen Fluid, dem flüssigen CO<sub>2</sub> und den gesättigten CO<sub>2</sub>-Lösungen. Das CO<sub>2</sub>-Gas und das superkritische Fluid haben Dichten die deutlich geringer sind als die Dichte von Meerwasser (ca. 1,03 g cm<sup>-3</sup>). Das flüssige CO<sub>2</sub> ist bei Drücken unter ca. 300 bar ebenfalls weniger dicht als Meerwasser. Erst bei den größeren Drücken und niedrigen Temperaturen, die in Wassertiefen von mehr als 3000 m vorherrschen, liegt die Dichte von flüssigem CO<sub>2</sub> über der Meerwasserdichte (CALDEIRA and AKAI, 2005) (Abb. 1). Gesättigte Lösungen von CO<sub>2</sub> in Meerwasser sind dagegen stets spezifisch schwerer als normales, CO<sub>2</sub>-untersättigtes Meerwasser (HU et al., 2007).

Speicher, die in geringen Wassertiefen angelegt werden (<200 m), enthalten gasförmiges, superkritisches oder flüssiges CO<sub>2</sub>, das aufgrund der geringen Dichte einen beträchtlichen Auftrieb entwickelt und ohne ein geeignetes Deckgestein in den Ozean entweichen würde. Nur die gesättigten Lösungen von CO<sub>2</sub> haben eine erhöhte Dichte, so dass das Leckagerisiko nach einer vollständigen Auflösung von CO<sub>2</sub> im Speicherwasser deutlich zurückgeht. In großen Wassertiefen kann CO<sub>2</sub> dagegen als immobiles Hydrat (>300 m) oder als flüssiges CO<sub>2</sub> mit hoher Dichte (>3000 m) deponiert werden, das keinen Auftrieb entwickelt. Die Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresboden ist also bei großen Wassertiefen mit einem geringeren Leckagerisiko verbunden.

### III. Kohlensäure-Carbonat-System

#### Kasten 1: pH-Wert und CO<sub>2</sub>-Gehalt



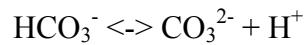
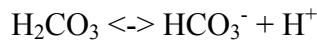
Der pH-Wert von Meerwasser (normale Salinität, 20°C, normale Alkalinität 2.23 mM) ändert sich bei Zugabe von CO<sub>2</sub>. Die Punktlinien markieren die Werte von Meerwasser der gut durchmischten Oberflächenschicht. Bei einem Gesamt-CO<sub>2</sub> (Summe aller CO<sub>2</sub>-Formen, inklusive Hydrogencarbonat und Carbonat) von 1.95 mM herrscht ein pH von 8.1.

Die gestrichelten Linien zeigen die Verhältnisse nach Zugabe von 0.05 mmol CO<sub>2</sub> pro Liter Wasser. Dies führt zu einer Verminderung des pH-Wertes um 0.1 Einheiten. Der Gehalt an gelöstem CO<sub>2</sub> steigt dabei von 0.010 mM auf 0.013 mM. Der Rest des zugesetzten CO<sub>2</sub> wandelt sich auf Kosten von CO<sub>3</sub><sup>2-</sup> in HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> um.

Daraus folgt: 1 Liter einer einmolaren CO<sub>2</sub>-Lösung, die aus einem CO<sub>2</sub>-Speicher austreten könnte, kann den pH-Wert von ungefähr 20000 Litern Meerwasser um 0.1 absenken.

Löst sich CO<sub>2</sub> in Wasser, so kommt es zu einer chemischen Reaktion, bei der sich Kohlensäure bildet: CO<sub>2</sub> + H<sub>2</sub>O  $\leftrightarrow$  H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>. Diese ist eine schwache Säure, die sich

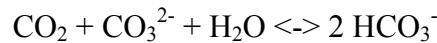
in Meerwasser nur in sehr geringer Konzentration findet. Wichtig sind dagegen ihre Dissoziationsprodukte Hydrogencarbonat (HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>) und Carbonat (CO<sub>3</sub><sup>2-</sup>). Deren Mengenverhältnis ist vom Säuregrad des Meerwassers abhängig, da bei der Dissoziation Protonen (H<sup>+</sup>) abgespalten werden:



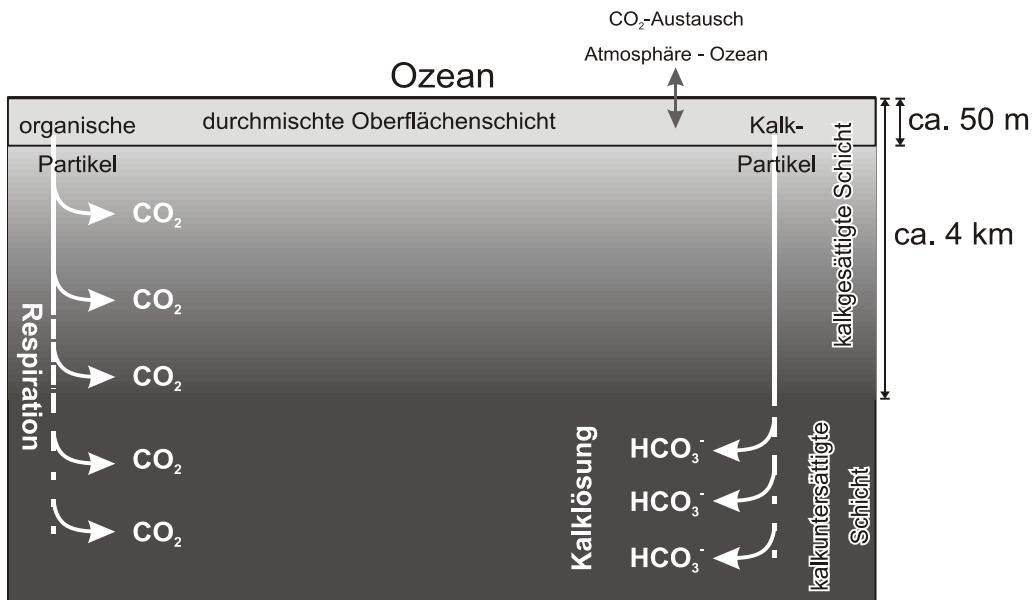
In normalem Meerwasser ist Hydrogencarbonat die häufigste Form (ca. 90 %). In alkalischerem Milieu wird Carbonat häufiger, in saurem Milieu dominiert gelöstes CO<sub>2</sub>. Die Kohlensäure und ihre Dissoziationsprodukte sind der wichtigste Bestandteil des Säurepuffers des Meerwassers. Sie sorgen dafür, dass die H<sup>+</sup>-Konzentration (pH-Wert) immer in der Nähe des neutralen Punktes bleibt. Durch die ständige Zufuhr von leicht alkalischem Flusswasser von den Kontinenten, das bei der Verwitterung von Gesteinen entsteht, liegt der pH-Wert der Ozeane normalerweise leicht im basischen Bereich.

Durch die Kohlensäurereaktion und die schwach basische Zusammensetzung erhöht sich das Aufnahmevermögen von Meerwasser für CO<sub>2</sub> ganz erheblich. Meerwasser kann etwa 200 Mal mehr Hydrogencarbonat und Carbonat aufnehmen als gelöstes CO<sub>2</sub>. Darin unterscheidet sich das Aufnahmevermögen für CO<sub>2</sub> deutlich von dem weniger reaktiver Gase wie Stickstoff, Sauerstoff oder Edelgase.

Aus der Atmosphäre ins Meer aufgenommenes CO<sub>2</sub> reagiert mit dem vorhandenen Carbonat zu Hydrogencarbonat:



### Kasten 2: Kalksättigung und Kalklösung im Ozean

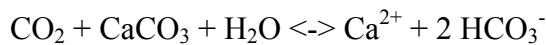


Der Ozean ist von der Oberfläche und bis in eine Tiefe von einigen Kilometern kalkübersättigt. Darunter liegt eine Schicht von kalkuntersättigtem Wasser, das durch absinkende und sich zersetzende organische Partikel an CO<sub>2</sub> angereichert und dadurch angesäuert ist. Kalkpartikel werden vor allem im Oberflächenwasser durch Organismen gebildet (z.B. Kalkplankton) und sinken in die Tiefe, wo sie schließlich in der kalkuntersättigten Schicht aufgelöst werden. Dabei reagieren sie mit CO<sub>2</sub> zu Hydrogencarbonat. CO<sub>2</sub> wird an der Ozeanoberfläche vor allem durch turbulente Mischung bei Wellengang aus der Atmosphäre ins Wasser aufgenommen. Der Weitertransport des CO<sub>2</sub> in die Tiefe geschieht relativ langsam durch Diffusion und Advektion (Strömungen), sowie in Form von organischen Partikeln (z.B. abgestorbenes Plankton). Letztere werden beim Absinken vor allem durch Bakterien zu CO<sub>2</sub> oxidiert.

Zum einen kann damit eine große Menge CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre abgeführt werden. Zur Zeit wird circa ein Viertel des anthropogenen CO<sub>2</sub> von den Ozeanen aufgenommen (Canadell et al. 2007). Ohne diesen CO<sub>2</sub>-Puffer wäre die CO<sub>2</sub>-Konzentration in der Atmosphäre heute deutlich höher. Zum anderen wird dadurch aber auch die Carbonat-Konzentration des Meeres verringert, womit die Sättigung für die Minerale Calcit und Aragonit (CaCO<sub>3</sub>) zurückgeht. Beide Minerale spielen als Skelettbaustein zahlreicher Meeresorganismen eine sehr wichtige Rolle. Beispielsweise bestehen Korallenriffe zum großen Teil aus Aragonit. Die verringerte Kalk-Sättigung bedeutet, dass Meeresorganismen mehr Energie aufwenden müssen um Skelette oder Schalen zu bauen. Schreitet die Sättigungsabnahme weiter voran kann es in Zukunft für den leichter löslichen Aragonit sogar zu Untersättigung kommen. Für Korallen, Mu-

scheln, Schnecken, Kalkalgen und zahlreiche andere Meeresorganismen besteht die Gefahr, dass sich ihre Schalen und Skelette auflösen (Kleypas et al. 1999, Orr et al. 2005).

Auch CO<sub>2</sub>, das durch Leckagen aus CCS-Speichern im Meeresboden austritt, hätte diese Wirkung auf die Meerwasser-Carbonatchemie. Ist der Austritt jedoch sehr langsam, wird das CO<sub>2</sub> im Laufe von Jahrtausenden statt durch Reaktion mit gelöstem Carbonat durch Reaktion mit den Kalkpartikeln der Sedimente gebunden (Archer 2005):



Die Kalk-Sättigung des Meerwassers bleibt in diesem Fall erhalten. Die Lösung von Sedimentpartikeln findet vor allem in der Tiefsee statt, da dort die Kalksättigung am geringsten ist. Das liegt einerseits an der Druckzunahme mit der Tiefe, die die Kalk-Sättigung verringert, zum anderen am "pelagischen Regen" von organischen Partikeln, die in der Tiefe zu CO<sub>2</sub> zersetzt werden (Respiration). Diese Auflösung in der Tiefsee hat zur Folge, dass anthropogenes CO<sub>2</sub> zur Neutralisation erst in die Tiefe transportiert werden muss. Dies geschieht nur langsam auf Zeitskalen von Jahrhunderten.



## **2. Kapitel: Speichermöglichkeiten im Meeresboden**

### **I. Bestehende CO<sub>2</sub>-Speicher**

Die wohl wertvollsten Datenquellen für die Bewertung und Risikoabschätzung von CCS sind bestehende CO<sub>2</sub>-Speicher, sowohl natürlicher Art als auch künstlich angelegte. Erstere entstehen vor allem durch vulkanische Aktivitäten, wenn aufsteigendes CO<sub>2</sub> ähnlich wie Erdgas in geologischen Fallen gefangen wird oder sich im Meeresboden als CO<sub>2</sub>-Hydrat festsetzt (z.B. im südlichen Okinawa-Trog, Inagaki et al. 2006). Bei den künstlichen CO<sub>2</sub>-Speichern gibt es:

- (1) CCS-Projekte mittlerer Größe (derzeit bis 10 Mt CO<sub>2</sub>), die primär dazu dienen, CO<sub>2</sub> für den Klimaschutz zu speichern;
- (2) CCS-Versuchsprojekte kleinerer Dimensionen (meist <1 Mt CO<sub>2</sub>), die vor allem der Forschung dienen;
- (3) zahlreiche EOR-Projekte mit Kapazitäten bis in den zweistelligen Mt CO<sub>2</sub>-Bereich und Laufzeiten von bis zu 35 Jahren. Diese dienen primär der Erdöl- und Erdgasförderung und verwenden oft CO<sub>2</sub>, das extra zu diesem Zweck aus natürlichen Lagerstätten gewonnen wird.

#### **A. Große Speicher**

Bisher gibt es drei größere CO<sub>2</sub>-Injektionsprojekte der Typen (1) und (3) mit umfangreichen Forschungsprogrammen. Dies sind Sleipner in der Nordsee, Weyburn in Saskatchewan und In Salah in Algerien. Nur Sleipner liegt im Meer und gehört zu Typ (1), die beiden anderen Speicher befinden sich im Landesinneren und gehören zu Typ (3). In alle drei Speicher wird pro Jahr jeweils ca. 1 Mt CO<sub>2</sub> eingebracht. Sie befinden sich in völlig verschiedenen geologischen Rahmen und unterscheiden sich unter anderem in der Art der Speichergesteine, deren Porosität und Permeabilität und in der Einlagerungstiefe unter der Oberfläche. Bei **Sleipner** ist es eine ca. 100 m mächtige, hochporöse, permeable und relativ homogene Sandsteinschicht in 800 m Tiefe unter dem Boden der Nordsee. Seit 1996 wurden hier ca. 10 Mt CO<sub>2</sub> eingelagert, die vor Ort bei der Förderung vom Erdgas abgetrennt wurden. Bei **Weyburn** handelt es sich um eine 10 m mächtige, sehr heterogene, von Brüchen durchsetzte, ölführende Kalklage in 1300 m Tiefe. Seit 2000 wurden hier ungefähr 9 Mt CO<sub>2</sub> eingebracht. Dieses wird über eine 320 km lange Pipeline von einer Kohlevergasungs-

anlage in North Dakota antransportiert und dient zur verbesserten Erdölförderung (EOR). Bei **In Salah** wird das CO<sub>2</sub> in eine 10 m mächtige erdgasführende Schicht aus geringporösem, stark zerbrochenem, inhomogenem Küstensandstein, 2100 m unter der Wüste Algeriens eingepumpt. Die Injektion über bis zu 1,5 km horizontal verlaufende Bohrungen begann 2004. Bisher wurden ca. 2 Mt CO<sub>2</sub> eingelagert. Das CO<sub>2</sub> wird wie bei Sleipner bei der Erdgasförderung vor Ort abgetrennt. Es wird hier allerdings im Gegensatz zu Sleipner in die gleiche Schicht eingebracht, aus der auch das Erdgas gefördert wird. Die Einspeisung erfolgt in so großem Abstand vom Gasfeld, dass das CO<sub>2</sub> voraussichtlich erst nach dem Abschluss der Gasförderung in die Lagerstätte eindringen wird (Service 2004, IPCC 2005, Ansolabehere et al. 2007, Friedmann 2007, Riddiford et al. 2005).

Seit September 2007 wird in **Snoehvit** in der Barentssee, 140 km nordwestlich von Hammerfest Erdgas gewonnen. Das dabei mitgeförderte CO<sub>2</sub> (ca. 5% des Rohgases) wird an Land abgetrennt und am Rande der Gaslagerstätte in 2600 m Tiefe unter dem Meeresboden zurückinjiziert. Pro Jahr sollen voraussichtlich ca. 0,7 Mt CO<sub>2</sub> gespeichert werden. Der Erdgastransport ans Land und der CO<sub>2</sub>-Rücktransport auf See erfolgt durch Pipelines.

## B. Kleine Speicher

Zusätzlich gibt es eine Reihe von kleineren, größtenteils im Landesinneren gelegenen CO<sub>2</sub>-Injektionsprojekten, die zu Forschungszwecken durchgeführt werden oder wo CO<sub>2</sub> zur verbesserten Ölförderung (EOR) eingesetzt wird. Die **Frio-Formation** in Texas, nahe der Golfküste gelegen, ist ein saliner Aquifer und ein Erdölreservoir (1,6 kt CO<sub>2</sub> seit 2004). **K12B** ist ein Demonstrationsprojekt zur verbesserten Gasförderung (EGR) in der niederländischen Nordsee (ca. 0,5 Mt CO<sub>2</sub> seit 2004). Beim Project **RECOPOL** in Kaniov im Schlesischen Steinkohlebecken (Polen) wurden von August 2004 bis Juni 2005 760 t CO<sub>2</sub> zur Methangewinnung (ECBM) in ein Kohleflöz injiziert. Insgesamt sollen 3 kt CO<sub>2</sub> eingebracht werden. **Fenn Bigg Valley** liegt in Alberta, Kanada. Hier wurden 1998 und 1999 ca. 200 t CO<sub>2</sub> ebenfalls für ECBM in ein Kohleflöz injiziert. **Minami-Nagoaka** und **Yubari** sind CCS-Projekte in Japan (60 kt CO<sub>2</sub> seit 2002, bzw. 200 t CO<sub>2</sub> seit 2004). Bei ersterem handelt es sich um einen salinen Aquifer. Yubari ist ein Kohleflöz, das für eine ECBM-Testinjektion verwendet wird.

Im **Alberta-Becken** in Kanada wird seit 1989 an mehreren Standorten Sauergas, ein Gemisch aus CO<sub>2</sub> und H<sub>2</sub>S, durch Injektion in den Untergrund entsorgt. Zumeist wird das Gas in saline Aquifere gepumpt, an einigen Standorten aber auch in ehemalige Öl- und Gasreservoir. Bis Ende 2000 wurden 1,1 Mt CO<sub>2</sub> und 0,6 Mt H<sub>2</sub>S eingebracht (Bachu & Gunter, 2004).

### C. EOR-Speicher ohne öffentliches Forschungsprogramm

Die mit Abstand größten CO<sub>2</sub>-Mengen sind in Ölfeldern mit EOR-Projekten gespeichert. CO<sub>2</sub>-Injektionen für verbesserte Erdölförderung (EOR) werden an zahlreichen Ölfeldern schon seit etwa 35 Jahren durchgeführt. Neben den oben schon erwähnten Beispielen mit umfangreichen wissenschaftlichen Begleitstudien wie Weyburn oder Frio gibt es viele weitere Standorte, an denen CO<sub>2</sub>-EOR vorwiegend im Interesse der Ölproduktion verwendet wird. Beispiele hierfür sind Felder in Ungarn, der Türkei, Trinidad, Brasilien, Kanada und vor allem in den USA (über 90% der EOR-Standorte) mit Feldern in Wyoming, Colorado (Rocky Mountains), Oklahoma, Texas, New Mexico (Permian Basin), Louisiana (Golfküste) und Alaska.

Im Jahr 1998 betrug die Menge des mit Hilfe von EOR geförderten Erdöls 0,3 % der Weltgesamtproduktion. Dabei wurden in diesem Jahr allein für das Permian Basin (Texas/New Mexico) 27 Mt CO<sub>2</sub> angeliefert. Insgesamt dürften dort mehrere Hundert Mt CO<sub>2</sub> permanent gespeichert sein. Dieses stammt allerdings überwiegend aus natürlichen Quellen. Circa 25-60 % des eingespeisten CO<sub>2</sub> bleiben bei EOR dauerhaft in den Lagerstätten, der Rest wird bei der Ölförderung abgetrennt und wieder verwendet.

Unter den EOR-Projekten befinden sich sehr große, künstliche CO<sub>2</sub>-Speicher. In **Rangely**, in Colorado wurden bis 2003 insgesamt 22 Mt CO<sub>2</sub> eingespeichert, die aber großteils aus natürlichen Quellen stammten. Ein Teil des sequestrierten CO<sub>2</sub> stammt aus einer Gasraffinerie in Colorado. Im **SACROC**-Erdölreservoir im Permian Basin (Texas) wird seit 1972 CO<sub>2</sub> für EOR eingepumpt. Bisher wurden dort 68 Mt CO<sub>2</sub> dauerhaft gespeichert. Davon stammen 30 Mt aus der Erdgasförderung und wurden aus CO<sub>2</sub>-reichem Gas abgetrennt. Damit handelt es sich derzeit um den weltweit größten künstlichen, unterirdischen CO<sub>2</sub>-Speicher (Carey et al. 2007, Stevens et al. 1999, IPCC 2005, Holloway 2001).

## D. Geplante Speicher

Zahlreiche weitere CCS-Standorte sind in Planung oder Vorbereitung: In **Ketzin** in Deutschland wurde im Februar 2007 mit Bohrungen begonnen. Hier ist geplant, CO<sub>2</sub> in einen salinen Aquifer in Keuper-Sandsteinen der Stuttgart-Formation in einer Tiefe von ca. 700 m zu injizieren. Außer dem Injektionsbohrloch werden zwei Beobachtungsbohrungen niedergebracht. Das 99,99% reine CO<sub>2</sub> kommt aus einer Raffinerie in Leuna. 60 kt CO<sub>2</sub> sollen innerhalb von zwei Jahren eingebracht werden (Borm & Schilling 2007). Der Beginn der Einspeisung ist für 2008 geplant. Im an der Südküste Australiens gelegenen **Otway** sollen bis zu 100 kt CO<sub>2</sub> in einen salinen Aquifer eingebracht werden. Eine Probebohrung wurde im Februar 2007 durchgeführt. Die CO<sub>2</sub>-Injektion soll gegen Ende 2007 beginnen. **Gorgon** ist ein saliner Aquifer unter Barrow Island, westlich von Australien, wo ab 2009 pro Jahr bis zu 4 Mt CO<sub>2</sub> aus der Erdgasgewinnung (ca. 12% CO<sub>2</sub>) in einer Tiefe von 2,5 km deponiert werden sollen.

Die bisherigen Erfahrungen aus den bestehenden, kleinskaligen Speicherversuchen und EOR-Projekten sind meist positiv und zeigen, dass an sorgfältig gewählten Standorten eine sichere CO<sub>2</sub>-Einspeicherung möglich sein sollte. Allerdings sind die Ergebnisse nur bedingt auf die zu erwartenden wesentlich größeren Speichervolumen zukünftiger CCS-Speicher zu übertragen. In geologischen Systemen ist mit dem Auftreten von Schwellenwerten zu rechnen, die in kleinskaligen Versuchen unentdeckt bleiben. Beispielsweise werden Erdbeben erst beim Überschreiten eines kritischen Formationsdruckes ausgelöst, der erst ab einer gewissen Speichergröße auftritt. Eine einfache Extrapolation von kleinen auf große Systeme ist in vielen Fällen nicht möglich, da sich viele Parameter nicht linear verhalten.

In der Tat wurden bei den bisher durchgeführten großen Injektions-Versuchen unerwartete Entdeckungen gemacht. Allerdings waren diese nie wirklich kritisch. Bei Sleipner hatte man die Bedeutung kleinräumiger Heterogenitäten für den Aufstieg der "CO<sub>2</sub>-Wolke" unterschätzt. In Weyburn gab es unerwartete Wanderungen des CO<sub>2</sub> entlang von kleineren Störungen im Gestein. Derartige Eigenschaften waren an kleineren Versuchen nie beobachtet worden (Friedmann 2007). Dies zeigt, wie wichtig Großversuche sind, um die Risiken der CCS richtig abschätzen zu können.

## **II. Kapazität und mögliche Standorte submariner CO<sub>2</sub>-Speicher**

Das Potential für CO<sub>2</sub>-Sequestrierung im geologischen Untergrund ist sehr groß. Das potentielle Speichervolumen wird weltweit auf ca. 1000 bis 10000 Gt CO<sub>2</sub> geschätzt (Friedman 2007, Bradshaw et al. 2007). Verglichen mit dem Wert des derzeitigen jährlichen, anthropogenen CO<sub>2</sub>-Ausstoßes von ca. 25 Gt CO<sub>2</sub> ergibt sich genügend Speicherraum für mindestens 40 Jahre bei gleichbleibendem Austoß.

Allerdings müssen die Standorte mehrere Kriterien erfüllen, um sicher und mit vertretbarem Aufwand betreibbar zu sein. Sofern ein Standort eine ausreichende Speicherkapazität aufweist und problemlos befüllbar ist, muss eine langfristige Speichersicherheit gegeben und eine Beeinträchtigung der Umwelt, sowie des Grundwassers ausgeschlossen sein. Wie eine solche Standortbewertung durchgeführt werden kann, wurde von Chadwick et al. (2007) anhand von aktuellen marinen und terrestrischen Beispielen aus dem europäischen Raum beschrieben. Geologische Schlüsselkriterien für die Auswahl möglicher Standorte nach Chadwick et al. (2007) sind die Speicherkapazität, die Eigenschaften der Speicherschicht und die Eigenschaften der Deckenschicht (Tabelle 1). Das Verhältnis der Speicherkapazität zur geplanten Einspeichermenge ist wichtig für die Abschätzung des Leckagerisikos. Je mehr der vorhandenen Kapazität genutzt wird, desto höher ist das Risiko eines Austretens von CO<sub>2</sub>. In einem geschlossenen Reservoir besteht die Gefahr eines übermäßigen Anstieges des Lagerstättendruckes. Bei offenen Reservoiren kann es zu einer Migration von Porenwasser, gelösten Substanzen und CO<sub>2</sub> in unerwünschtem Ausmaß kommen. Im Falle einer Leckage ist die befüllte Kapazität, bzw. die Menge von gespeichertem CO<sub>2</sub> pro km<sup>2</sup> Speicherfläche (Speicherdichte) von Bedeutung. Sie bestimmt wesentlich das Risiko und Ausmaß einer Umweltbeeinträchtigung.

Kategorie	als Speicher geeignet	nicht geeignet
<b>Speicherkapazität</b>	Gesamtspeicherkapazität wesentlich größer als die einzuspeichernde CO <sub>2</sub> -Menge.	Gesamtspeicherkapazität ähnlich oder geringer als die einzuspeichernde CO <sub>2</sub> -Menge.
<b>Reservoir-Eigenschaften</b>		
Sediment-Tiefe	> 1000 m, < 2500 m	< 800 m, > 2500m
Reservoirdicke	> 50m	< 20 m
Porosität	> 20%	< 10%
Permeabilität	> 300 mD	10 - 100 mD
Salinität	> 100 ‰	< 30 ‰
<b>Deckschicht-Eigenschaften</b>		
Laterale Kontinuität	lateral einheitlich, ungestört	lateral Variabilität, Störungen
Dicke	> 100 m	< 20 m
Kapillaröffnungsdruck	wesentlich höher als Auftriebsdruck des CO <sub>2</sub> bei maximaler Befüllung	ähnlich wie Auftriebsdruck des CO <sub>2</sub> bei maximaler Befüllung

*Tabelle 1. Einige geologische Schlüsselkriterien für die Bewertung von potentiellen marinen und terrestrischen CO<sub>2</sub>-Speichern . Verändert nach Chadwick et al. (2007).*

Im kontinentnahen Flachwasser gibt es Speichermöglichkeiten in erschöpften Öl- und Gasfeldern. Diese haben den großen Vorteil, dass bereits die Infrastruktur für den CO<sub>2</sub>-Transport und detaillierte Kenntnisse der geologischen Gegebenheiten vorhanden sind. Außerdem können tiefliegende Aquifere mit salinem Grundwasser, die nicht für die Trinkwassergewinnung geeignet sind, für CO<sub>2</sub>-Sequestrierung genutzt werden. Derartige geologische Körper sind weit häufiger als ehemalige Lagerstätten. Eine weitere Option ist die Bindung von CO<sub>2</sub> in Kohleflözen. Hierbei kann das CO<sub>2</sub> in der Kohle vorhandenes Methan ersetzen, das als Erdgas gefördert wird (enhanced coal bed methane production, ECBM). Diese Option ist vor allem für die kontinenta-

len Kohlelagerstätten interessant und wird im marinen Raum kaum eine Rolle spielen.

Dagegen ist im marinen Bereich die Speicherung von großen Mengen CO<sub>2</sub> als immobiler Feststoff Gashydrat im Meeresboden bei Wassertiefen von mehr als ca. 400 m möglich, eventuell auch in Verbindung mit der Gewinnung von Methan (Jadhawar et al. 2006, Goel 2006, Kvamme et al. 2007, Ruppel 2007). Gelingt es auch in noch tieferem Wasser (ab 3000 m) Speichermöglichkeiten zu erschließen, vergrößert sich das Speichervolumen noch weiter. Allein in den an die USA angrenzenden Meeresgebieten von mehr als 3000 m Wassertiefe könnten mehr als 10000 Gt CO<sub>2</sub> gespeichert werden (House et al. 2006). Beide Optionen, Speicherung als Gashydrat und in Tiefseesedimenten (Abb. 1), erfordern jedoch eine geologische und infrastrukturelle Erschließung, sowie eingehende Untersuchungen zum Langzeitverhalten und etwaiger Risiken.

### A. Kapazitätsabschätzungen

Die Abschätzungen der potentiellen globalen CCS-Kapazität in verschiedenen Arbeiten streuen extrem. Bradshaw et al. (2007) nennen eine Spannweite von 100 bis zu mehreren 10000 Gt CO<sub>2</sub> für die globale Speicherkapazität. Die Unsicherheiten der Abschätzungen liegen unter anderem an den sehr unterschiedlichen Rahmenbedingungen (z.B. geologische Struktur, Tiefe, Temperatur, Druck, Porosität, Gesteinsarten, Bindungsmechanismen) der potentiellen Speicher. Einige globale Abschätzungen basieren auf stark vereinfachenden Annahmen. Das führt zu widersprüchlichen Resultaten, wobei generalisierende globale Kapazitätsschätzungen bisweilen geringer ausfallen als gut fundierte regionale (Bradshaw et al. 2007). Nachfolgend ist die Vorgehensweise für die Kapazitätsabschätzungen basierend auf Bachu et al (2007) beschrieben:

- 1) In erschöpften **Öl- und Gasfeldern** sind umfangreiche Basisdaten aus der Förderung und Exploration vorhanden, so dass eine Kapazitätsabschätzung sehr genau erfolgen kann. Im Gegensatz zu den weit ausgedehnten salinen Aquiferen sind die Gas- und Öl-Reservoirs räumlich begrenzte Strukturen mit gut definiertem Volumen. Unter der Annahme, dass das ursprünglich von Öl oder Gas eingenommene Volumen mit CO<sub>2</sub> befüllt werden kann, lässt sich unter Berücksichtigung der örtlichen Druck-Temperatur-Verhältnisse die speicherbare CO<sub>2</sub>-Menge berechnen.

Steht ein Reservoir allerdings in Kontakt mit einem unterliegenden Aquifer, dann dringt aus diesem während der Öl- oder Gas-Förderung Wasser in die Lagerstätte ein und füllt die freigewordenen Porenräume auf. Dadurch reduziert sich das für CO<sub>2</sub> verfügbare Porenvolumen. CO<sub>2</sub> kann unter diesen Umständen unter Druck injiziert werden, so dass das eingedrungene Wasser aus dem Porenraum zurückgedrängt wird bis der ursprüngliche Lagerstättendruck wieder erreicht ist. Allerdings gelingt dies nur teilweise, da Porenwasser z. B. durch Kapillarkräfte fest gebunden sein kann. Auch kann durch die Druckreduktion bei der Öl-Förderung das Umgebungsgestein beeinträchtigt werden, so dass der ursprüngliche Druck nicht wieder hergestellt werden kann. In anderen Fällen, bei sehr stabilem und dichtem Deckgestein, kann der Lagerstättendruck auch über den ursprünglichen Wert erhöht werden. Dies ist jedoch im jeweiligen Einzelfall zu überprüfen.

Insgesamt ergibt sich hieraus, dass die Speichereffizienz, d.h. der Prozentsatz des für die Speicherung nutzbaren Porenvolumens eines Reservoirs, sehr unterschiedlich sein kann. Schätzungen variieren dementsprechend von ca. 0,1% bis 20% des Gesteinsporenvolumens.

Die Menge des speicherbaren CO<sub>2</sub> lässt sich nach Bachu et al. (2007) aus dem Volumen des Reservoirs folgendermaßen berechnen:

$$M_{CO_2} = \rho_{CO_2r} [R_f A h \Phi (1 - S_w) - V_{iw} + V_{pw}]$$

mit  $\rho_{CO_2r}$  der in situ Dichte von CO<sub>2</sub> im Reservoir (abhängig von Druck und Temperatur),  $R_f$  dem Prozentsatz des geförderten Öls (recovery factor),  $A$ ,  $h$ ,  $\Phi$ ,  $S_w$  der Fläche, Mächtigkeit, Porosität und Wassersättigung des Reservoirs.  $V_{iw}$  und  $V_{pw}$  sind die Volumen des zur Förderung injizierten und des geförderten Wassers.

Die so berechnete Speichermenge reduziert sich weiter durch verschiedene Faktoren. Dies sind die Mobilität des CO<sub>2</sub> in der Lagerstätte, der Dichteunterschied zwischen CO<sub>2</sub> und vorhandenen Fluiden, die Heterogenität der Lagerstätte und die Beschaffenheit des unterliegenden Aquifers.

Aus ökonomischer Sicht macht die Speicherung von CO<sub>2</sub> nur in ausreichend großen Lagerstätten Sinn. Viele sind zu klein für eine rentable CO<sub>2</sub>-Speicherung. So gibt es in Westkanada ca. 35000 Öl- und Gaslagerstätten mit einer theoretischen Lagerkapazität von zusammen ca. 12 Gt CO<sub>2</sub>. Werden nur Lagerstätten mit mindestens 1 Mt

CO<sub>2</sub> Kapazität berücksichtigt, reduziert sich die Anzahl auf etwa 1000 mit einer Gesamtkapazität von 4 Gt CO<sub>2</sub> (Bachu et al. 2007).

Noch schwieriger ist die Abschätzung der Lagerkapazitäten bei EOR (enhanced oil recovery). Hierfür sind detaillierte numerische Simulationen des Verhaltens von CO<sub>2</sub> in der jeweiligen Lagerstätte nötig. Ob eine Lagerstätte für EOR geeignet ist, hängt von Faktoren wie Tiefe, Temperatur, Druck und Ölbeschaffenheit ab. Die CO<sub>2</sub>-Speicherkapazitäten für EOR dürften generell relativ gering sein. Bachu et al. (2007) berechnen für Westkanada eine Kapazität von ca. 0,45 Gt CO<sub>2</sub>.

2) Kapazitätsabschätzungen für **saline Aquifere** müssen die verschiedenen Mechanismen berücksichtigen, die zur Fixierung des CO<sub>2</sub> führen und die unterschiedlich lange brauchen bis sie wirksam werden. Bereits unmittelbar nach der Einlagerung kann CO<sub>2</sub> in einem salinen Aquifer in einer geologischen Falle gefangen werden, ähnlich wie Erdgas in einer Lagerstätte. Hierbei wird ein poröser Gesteinskörper seitlich und nach oben durch undurchlässige Gesteine abgedichtet. Das superkritische Fluid sammelt sich im oberen Bereich der Falle. Ist die Lagerstätte gefüllt, kann das CO<sub>2</sub> unter der Kappe der Deckschicht austreten (spill point). Das speicherbare CO<sub>2</sub>-Volumen ergibt sich aus dem Volumen der Falle, der mittleren Porosität und dem Gehalt von nicht verdrängbarem Wasser. Wie schon oben beschrieben, reduziert sich dieses Volumen durch die Mobilität des CO<sub>2</sub>, den Dichteunterschied zwischen CO<sub>2</sub> und vorhandenen Fluiden, die geologische Heterogenität des Speichers und die Beschaffenheit des unterliegenden Aquifers. Diese Parameter müssen in Einzelfällen für die Speicherstätte durch geologische Untersuchungen und numerische Simulationen erkundet werden. Generelle Werte sind nicht verfügbar (Bachu et al. 2007).

Die aus diesem Volumen zu berechnende Masse des injizierten CO<sub>2</sub> hängt von der Temperatur und dem Druck im Speicher ab. Letzterer liegt zwischen dem ursprünglichen Druck im Aquifer und dem maximalen Injektionsdruck, der von der Stabilität der umgebenden Gesteine begrenzt wird. Wieviel CO<sub>2</sub> bei gegebenem Druck tatsächlich injiziert wird, hängt von Eigenschaften des Speichergesteins ab. Wesentlich ist zum Beispiel dessen Permeabilität und Geometrie, aber auch die Anzahl und Anordnung der Injektionspunkte.

Nach dem Ende der Injektion kann es unter Umständen zu einem Nachlassen des Lagerstättendrucks kommen. Dadurch dehnt sich das CO<sub>2</sub> aus und vergrößert sein Vo-

lumen. Wurde der Speicher bis zur maximalen Kapazität (spill point) gefüllt, so kann es zum Austreten von CO<sub>2</sub> in den unterliegenden Aquifer kommen. Dies muss bei Kapazitätsabschätzungen berücksichtigt werden.

Steigt eine injizierte Fluidwolke aus CO<sub>2</sub> im Aquifer auf oder bewegt sich seitlich, wird das freigegebene Porenvolumen wieder durch Wasser gefüllt. Ein Teil des CO<sub>2</sub> bleibt allerdings in den Poren haften und wird dadurch effektiv fest gebunden (residual gas trap). Die Menge des derart gebundenen CO<sub>2</sub> kann aus den lokalen Speichereigenschaften mit Hilfe numerischer Simulation errechnet werden.

Ein weiterer wichtiger CO<sub>2</sub>-Speichermechanismus in salinen Aquiferen ergibt sich aus der Lösung des CO<sub>2</sub> im Porenwasser (solubility trap). Dieser Prozess läuft sehr langsam ab und wird mengenmäßig erst in Zeiträumen von Jahrhunderten relevant. Die Lösungsrate hängt vor allem von der Ausdehnung der Grenzschicht zwischen Gas und Flüssigkeit ab. Da CO<sub>2</sub>-gesättigtes Porenfluid ca. 1 % schwerer ist als das umgebende ursprüngliche Formationswasser, sinkt ersteres im Aquifer nach unten. Dadurch kommt es zur Durchmischung. In ausreichend mächtigen Aquiferen können sich Konvektionszellen bilden, die kontinuierlich CO<sub>2</sub> auflösen und abtransportieren. Auch ist bei diesem Prozess die Speicherkapazität stark von den lokalen Gegebenheiten abhängig und muss im Einzelfall durch numerische Simulation erkundet werden. Für ausreichend lange Zeiträume kann die maximale Kapazität aus Aquifervolumen und -porosität und aus der ursprünglichen und bei Sättigung gelösten CO<sub>2</sub>-Menge abgeschätzt werden. Bachu et al. (2007) geben für den Viking-Aquifer in Alberta (Kanada) eine theoretische Kapazität von 1,5 bis 4,5 kg CO<sub>2</sub> pro m<sup>3</sup> Gestein an. Saylor & Zerai (2004) fanden ähnliche Werte (4-5 kg CO<sub>2</sub> pro m<sup>3</sup> Gestein) für den Rose Sun Sandstein in Ohio. Diese Werte auf das gesamte Aquifervolumen hochzurechnen ist allerdings nicht möglich, da eine homogene Ausbreitung des CO<sub>2</sub> sehr unwahrscheinlich ist.

Das gelöste CO<sub>2</sub> reagiert im Lauf der Zeit mit dem Gestein und gelösten Stoffen im Porenfluid und wird dadurch in Mineralien gebunden oder in Hydrogencarbonat umgewandelt. Diese Prozesse laufen allerdings sehr langsam ab und spielen daher für die Abschätzung der Speicherkapazitäten für die kommenden Jahrzehnte keine Rolle. Mengenmäßig dürften die Speichermengen in ähnlichen Größenordnungen liegen wie die Kapazitäten durch Lösung von CO<sub>2</sub>. Allerdings liegen die Zeitskalen eher im Bereich von Jahrtausenden als von Jahrhunderten. Langfristig gesehen erhöht sich

durch Lösung und Mineralbildung die CO<sub>2</sub>-Speicherkapazität eines Aquifers mit der Zeit.

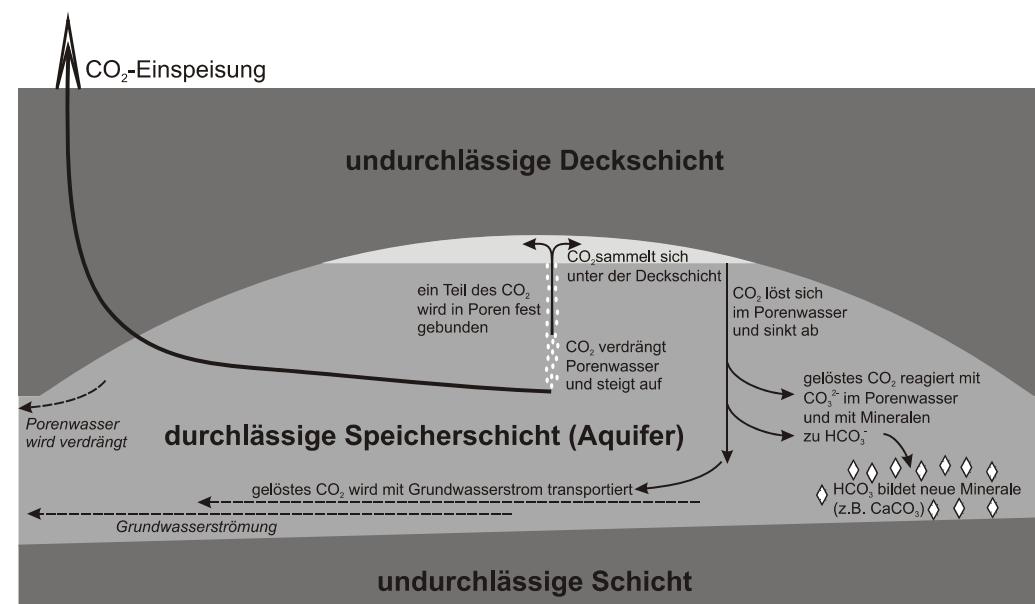
## B. Potentielle Speicher in den europäischen Meeren

Wie unter I. gezeigt wurde, gibt es derzeit marine europäische CCS-Projekte in der Nordsee (Sleipner und K12B) und in der Barentssee (Snøhvit). Vor allem die Nordsee dürfte wegen der zahlreichen in den umgebenden Ländern gelegenen CO<sub>2</sub>-Quellen in Form von Kraftwerken in den kommenden Jahren Ziel zahlreicher CCS-Projekte werden.

Am günstigsten wird CO<sub>2</sub> in geologischen Formationen im superkritischen Zustand eingespeichert, da es sich dabei einerseits wie ein Gas schnell ausbreitet und in verfügbare Porenräume eindringt, andererseits aber eine hohe Dichte von 200 bis über 900 kg/m<sup>3</sup> besitzt (Saylor & Zerai 2004). Es hat somit zwar eine etwas geringere Dichte als flüssiges CO<sub>2</sub> (ca. 1000 kg/m<sup>3</sup>). Flüssiges CO<sub>2</sub> ist aber nur bei niedrigen Temperaturen beständig, wie sie beispielsweise in Tiefseesedimenten auftreten (siehe Kapitel 3.3 und Abb. 2). Bei einer Porosität von 10 % kann ein Speicher rund 50-70 kg superkritisches CO<sub>2</sub> pro m<sup>3</sup> Gestein aufnehmen. Der superkritische Zustand erfordert eine Injektion in Sedimenttiefen von mindestens ca. 500 m (Chadwick et al. 2004a), wo Temperaturen von 31,1 °C und ein Druck von 73,8 bar überschritten werden. Diese Bedingungen entsprechen dem kritischen Punkt von CO<sub>2</sub> (Abb. 2). In einer entsprechenden Krustentiefe müssen die potentiellen Speichergesteine liegen. Größere Tiefen sind besser, da dort die Dichteschwankungen nahe dem kritischen Punkt vermieden werden.

Potentielle Speicher in der Nordsee finden sich in **erschöpften Öl- und Gasfeldern**, zum Teil in Verbindung mit EOR. Nachteile dieser Speicher liegen in der hohen Perforationsdichte durch Explorations- und Förderbohrungen. Bohrlöcher stellen potentielle Wegsamkeiten für die Leckage von CO<sub>2</sub> dar. Zusätzlich kann durch die Förderung und Wiederbefüllung die Stabilität der Deckgesteine beeinträchtigt werden. Schließlich ist die Speicher-Kapazität der Nordsee-Öl- und Gasfelder begrenzt. Sie

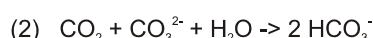
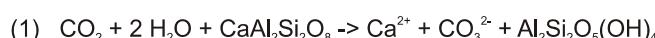
### Kasten 3: Transport und Reaktionen von CO<sub>2</sub> im Aquifer



CO<sub>2</sub> wird über eine Bohrung in eine durchlässige Speicherschicht gepumpt. Diese ist zwischen undurchlässigen Schichten eingeschlossen. Das CO<sub>2</sub> hat eine geringere Dichte als das Porenwasser und steigt auf. Eine geologische Aufdomung unter der Deckschicht bildet eine Fallenstruktur, in der sich das CO<sub>2</sub> sammelt. Ein Teil des CO<sub>2</sub> wird in den Poren der Speicherschicht durch Kapillarkräfte festgehalten und fixiert. Das vom eingepressten CO<sub>2</sub> verdrängte Porenwasser fließt ab, sofern eine offene Struktur vorliegt.

Langsam löst sich das CO<sub>2</sub> im Porenwasser. Die entstehende Lösung hat eine hohe Dichte und sinkt ab. Sie wird bei Vorhandensein einer Grundwasserströmung langsam aus dem Speicher transportiert.

Durch Reaktionen mit gelöstem Carbonat im Porenwasser und mit Mineralien im Speichergestein wird CO<sub>2</sub> in HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>-Ionen umgewandelt und damit weitgehend neutralisiert:



Das Hydrogencarbonat kann mit gelöstem Calcium oder Magnesium neue Minerale bilden. Dabei wird wieder CO<sub>2</sub> freigesetzt, in der Summe aber ein CO<sub>2</sub>-Molekül aus den Reaktionen (1) und (2) fest gebunden:



wird auf ca. 30 Gt CO<sub>2</sub> geschätzt (Chadwick et al. 2004a). Wie in Kapitel 3.2.1 erläutert wurde, dürfte das einen Maximalwert darstellen. Die tatsächliche Kapazität ist sicherlich geringer. Daher werden Öl- und Gasfelder wohl nur einen relativ kleinen Anteil an europäischen CCS-Projekten leisten können.

Ein größeres Potential liegt bei **salinen Aquiferen** im Untergrund der Nordsee. Chadwick et al. (2004a) nennen den Utsira-Sandstein (Neogen, Miozän-Pliozän) und den Buntsandstein (Untertrias) als regional weitverbreitete potentielle Speicher mit guten Porositäts- und Permeabilitätseigenschaften. Während der Buntsandstein vor allem salztektonisch gebildete Fallenstrukturen aufweist, liegt der Utsira-Sandstein weitgehend flach und ungestört. Das heißt, dass das gespeicherte CO<sub>2</sub> nicht in einer geologischen Falle gefangen wird. Durch die weite horizontale Ausdehnung des Utsirasandsteins ist aber trotzdem ein Entweichen des eingespeisten CO<sub>2</sub> nicht zu erwarten.

Audigane et al. (2007) schließen aus einer Simulationsstudie des Utsira-Sandsteins, dass sich das eingespeiste CO<sub>2</sub> (ca. 25 Mt nach den geplanten 25 Injektionsjahren) in 10000 Jahren nur wenige Kilometer weit horizontal ausbreiten wird. Bei der horizontalen Ausbreitung von CO<sub>2</sub> in einem salinen Aquifer werden in der Simulation zwei verschiedene Mechanismen unterschieden. Unmittelbar nach der Einspeisung liegt das CO<sub>2</sub> als relativ leichtes Fluid vor, das durch Auftriebskräfte nach oben steigt und sich dann unter dem Dach des Deckgestein im Aquifer horizontal ausbreitet. Im Lauf der Zeit löst sich immer mehr von diesem CO<sub>2</sub> im Porenwasser und bildet dabei eine relativ schwere Lösung, die nach unten sinkt und sich am Boden des Aquifers horizontal ausbreitet. Beide Ausbreitungsmechanismen wurden in der Simulation berücksichtigt. Demnach wandert das superkritische CO<sub>2</sub> zunächst in den oberen Teil des Aquifers und füllt pilzförmig ein Volumen mit einem Horizontalradius von maximal 2 km um den Einspeisungspunkt aus. Nach etwa 6000 Jahren ist das CO<sub>2</sub> größtenteils im Porenwasser gelöst. Die relativ schwere Lösung sinkt ab und breitet sich am Boden des Aquifers langsam aus. Sie bildet nach 10000 Jahren ein kegelförmiges Gebilde mit einem Radius von ca. 4 km am Aquiferboden. Die Ausbreitung von Fluid und Porenwasser wird vor allem durch die Permeabilität und Porosität des Aquifers und deren räumliche Variationen gesteuert. Beim Absinken des CO<sub>2</sub>-reichen Fluids kann es außerdem zu komplexen Strömungen durch die Bildung von Konvektionszellen kommen. Die Simulation ist eine starke Vereinfachung der realen Gege-

benheiten und kann nur als grober Anhaltspunkt für das tatsächlich zu erwartende Ausbreitungsverhalten gewertet werden. So ist eine mögliche Strömung des Grundwassers im Aquifer nicht berücksichtigt. Eine solche könnte zu einer gerichteten zusätzlichen Ausbreitung führen, die in der Simulation nicht enthalten ist. Auch ist die Basis der Deckschicht (die "Decke" des Aquifers) nicht völlig eben, wie in der Simulation angenommen, sondern besitzt ein Relief. Dieses führt dazu, dass das injizierte CO<sub>2</sub> derzeit bevorzugt nach Norden wandert, anstatt sich einfach radial auszubreiten (Chadwick et al. 2007). Dabei hatte es im Jahr 2006 bereits eine ca. 2,6 km lange Zunge nach Norden ausgebildet (persönliche Mitteilung, Tore A. Torp, Statoil). Die Ergebnisse der Simulation von Audigane et al. (2007) können also allenfalls die ungefähre Größenordnung der zu erwartenden CO<sub>2</sub>-Ausbreitung liefern.

Die Oberfläche des Utsira-Sandsteinkörpers liegt in Tiefen zwischen 550 und 1500 m unter dem Meeresboden, erfüllt also größtenteils das Kriterium des superkritischen CO<sub>2</sub>. Die maximale Mächtigkeit liegt bei 200 m im nördlichen und 300 m im südlichen Ablagerungsbecken. Das gesamte Porenvolumen wird auf ca. 600 km<sup>3</sup> geschätzt (Chadwick et al. 2004a). Würden davon ca. 5-10 % mit superkritischem CO<sub>2</sub> gefüllt werden, könnten rund 20 Gt CO<sub>2</sub> gespeichert werden.

Das Speicherpotential von Fallenstrukturen im Buntsandstein des britischen Sektors der Nordsee geben Chadwick et al. (2004a) mit ca. 7 Gt CO<sub>2</sub> an (bei 10 % Nutzung des gesamten Porenvolumens). Werden nicht nur Fallenstrukturen, sondern der gesamte Buntsandstein-Aquifer zur CO<sub>2</sub>-Speicherung genutzt, dann erhöht sich die Kapazität um etwa eine Größenordnung. Wie in Kapitel 3.2.1 erläutert wurde, handelt es sich bei diesen Zahlen aber nur um sehr grobe Abschätzungen. Eine zuverlässige Bestandsaufnahme der Speicherkapazitäten im Untergrund der Nordsee bedarf detaillierter Untersuchungen und umfangreicher Modellrechnungen (Holloway et al. 2006).

### **III. CO<sub>2</sub>-Speicherung im Tiefseeboden und als Gas-Hydrat**

Zusätzliche Speicherkapazitäten stehen in größerer Wassertiefe zur Verfügung. Ab einer Tiefe von ca. 300 m erreicht der Umgebungsdruck Werte, die bei ausreichend niedrigen Temperaturen (< 10-15 °C) die Bildung von CO<sub>2</sub>-Hydraten zulassen (Abb. 2). Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Temperatur im Meeresboden durch den geothermischen Gradienten wieder langsam zunimmt. Entsprechend muss die Was-

sertiefe für eine CO<sub>2</sub>-Sequestrierung so gewählt werden, dass auch in ausreichender Sedimenttiefe CO<sub>2</sub>-Hydrat noch stabil ist. Das CO<sub>2</sub> liegt dann also als Feststoff vor, und bleibt auch über geologische Zeiträume sicher gebunden, sofern Druck und Temperatur stabil bleiben (Jadhawar et al. 2006, House et al. 2006). Mit einer Dichte von ca. 1050 kg/m<sup>3</sup> ist das CO<sub>2</sub>-Hydrat bis zu einer Wassertiefe von etwa 4000 m schwerer als Wasser, erfährt also keinen Auftrieb (Teng & Yamasaki 1998). Der CO<sub>2</sub>-Massenanteil in den Hydraten ist hierbei 24 %, bzw. 250 kg/m<sup>3</sup>. Nimmt man eine Porosität von ca. 50 % für die Hydrate an und geht man davon aus, dass ca. 50 % der Sedimentsäule mit Hydraten gefüllt werden können, dann ergibt sich hieraus eine Kapazität von ca. 60 kg CO<sub>2</sub> pro m<sup>3</sup> Sediment.

Speicheroption	Speicherdichte	Anmerkungen
Tiefsee-Sedimente (3 km)	30 Mt CO <sub>2</sub> /km <sup>2</sup> 75 Mt CO <sub>2</sub> /km <sup>2</sup>	für 20 % Speichereffizienz, 300 m Sediment für 50 % Speichereffizienz (House et al. 2006)
CO <sub>2</sub> -Hydrate	6 Mt CO <sub>2</sub> /km <sup>2</sup>	für 50 % Speichereffizienz, 100 m Sediment
Saliner Aquifer, superkritisch	7 Mt CO <sub>2</sub> /km <sup>2</sup> 1,4 Mt CO <sub>2</sub> /km <sup>2</sup>	Utsirasandstein Max. für 20 % Speichereffizienz Utsirasandstein, Sleipner, Befüllung 2001
Saliner Aquifer, gelöst	1 Mt CO <sub>2</sub> /km <sup>2</sup>	gelöstes CO <sub>2</sub> im Rose Sun Sandstein, Ohio, auf 200 m Schichtdicke hochgerechnet

*Tabelle 2. Vergleich geschätzter und tatsächlicher Speicherdichten (gespeichertes CO<sub>2</sub> pro km<sup>2</sup>).*

Bei einer Speicherung in einer 100 m mächtigen Sedimentschicht in Wassertiefen zwischen 400 und 1000 m könnte die theoretische Speicherkapazität deutlich über 10000 Gt CO<sub>2</sub> liegen. Dies ergibt sich bei einer Speicherkapazität von 6 Mt CO<sub>2</sub> pro km<sup>2</sup> aus der entsprechenden globalen Ozeanbodenfläche von ca. 10 Millionen km<sup>2</sup>. Sind, konservativ geschätzt, etwa 1 % dieser maximal verfügbaren Ozeanfläche tat-

sächlich für CCS nutzbar, dann ergibt sich eine globale Gesamtkapazität von 600 Gt CO<sub>2</sub>.

Eine noch sicherere Sequestrierungsmöglichkeit bietet sich in Wassertiefen unterhalb von 3000 m. Wegen seiner Kompressibilität hat flüssiges CO<sub>2</sub> ab dieser Tiefe eine größere Dichte als das umgebende Meerwasser. In diese Tiefe verbrachtes flüssiges CO<sub>2</sub> wird daher nicht wie in flacherem Wasser durch Auftrieb nach oben steigen, sondern absinken. Bringt man flüssiges CO<sub>2</sub> in den Meeresboden ein, so verringert sich die Dichte durch die ansteigende Temperatur (geothermischer Gradient) wieder, und zwar schneller als die Dichte von Meerwasser. Daher wird in einer Sedimenttiefe von ca. 200 m das CO<sub>2</sub> wieder leichter als das umgebende Porenwasser und versucht aufzusteigen. Allerdings kann es die überliegende Zone hoher Dichte nicht überwinden. Das CO<sub>2</sub> bleibt unterhalb der "Zone negativen Auftriebs" gefangen (negative buoyancy zone, NBZ, House et al. 2006). Zusätzlich zur Dichtefalle bildet sich in diesen Wassertiefen festes CO<sub>2</sub>-Hydrat, das die Deponie des flüssigem CO<sub>2</sub> nach oben hin abdichtet. Somit hat man hier zwei Mechanismen, die das CO<sub>2</sub> sicher und über lange Zeiträume gefangen halten. Langfristig wird sich das CO<sub>2</sub> im Porenwasser auflösen, wodurch das Porenwasser eine höhere Dichte erhält und mit dem gelösten CO<sub>2</sub> absinkt. House et al. (2006) schlugen daher Tiefseeböden mit mindestens 300 m Sedimentauflage als sichere Speicheroption für CO<sub>2</sub> vor. Da Meeresböden mit dieser Wassertiefe große Gebiete einnehmen, dürfte hier ein erhebliches Speicherpotential liegen. Allein in den kontinentnahen Bereichen der Meere ist nach House et al. (2006) mit Kapazitäten im 10 000 Gt -Bereich zu rechnen.

#### **IV. Natürliche Analoga zu CO<sub>2</sub>-Speichern**

Aus natürlichen CO<sub>2</sub> -Speichern lassen sich Rückschlüsse auf das Langzeitverhalten und auf Reaktionen zwischen CO<sub>2</sub> und den umgebenden Gesteinsformationen ziehen (Pearce 2006). Allgemein kann man drei Quellen für natürliches, geogenes CO<sub>2</sub> in der Erdkruste unterscheiden: (1) die Bildung von Erdöl, Erdgas und Kohle; (2) die Metamorphose von Carbonatgesteinen (vor allem Kalk und Dolomit) in der tiefen Erdkruste; (3) die Entgasung des Erdmantels (Bissig et al. 2006). Entsprechend kommt CO<sub>2</sub> in der Natur vor allem im Zusammenhang mit vulkanischen Aktivitäten bisweilen in hohen Konzentrationen vor. So sind zum Beispiel Quellen in der Umge-

bung erloschener Vulkane oft reich an CO<sub>2</sub>. Ein Beispiel ist der Nyos-See in Kamerun, wo sich über längere Zeit CO<sub>2</sub> aus dem tiefen Untergrund in einer Boden-Wasserschicht löste und anreicherte, eines Tages plötzlich zur Oberfläche aufstieg und die umgebenden Dörfer in einer CO<sub>2</sub>-Wolke erstickte. Derartige katastrophale CO<sub>2</sub>-Ausbrüche kommen allerdings nur selten vor. Meist sind die CO<sub>2</sub>-Flußraten bei vulkanischen Entgasungen gering.

CO<sub>2</sub> kommt auch in manchen Öl- und Gaslagerstätten in hoher Konzentration vor, vor allem in Feldern in Südostasien und Australien. Dort liegt auch das größte bekannte Vorkommen, das Natuna-Feld in Indonesien mit 9,1 Gt CO<sub>2</sub>. Das Miller- und das Sleipner-Feld in der Nordsee sind Beispiele aus dem europäischen Raum. Die Konzentrationen können bis über 90% CO<sub>2</sub> ausmachen, meist ist es aber deutlich weniger (bei Miller bis 30%, Sleipner 10%). Die größten CO<sub>2</sub>-Vorkommen der USA liegen in Süd-Colorado und New Mexico (McElmo Dome, Sheep Mountain Field, Bravo Dome) und werden von verschiedenen Erdölfirmen ausgebeutet. Das gewonnene CO<sub>2</sub> wird in großem Maßstab für EOR (enhanced oil recovery) verwendet.

Baines & Worden (2004) untersuchten natürliche CO<sub>2</sub>-Vorkommen in unterschiedlichen Lagerstätten mit CO<sub>2</sub>-Gehalten zwischen 1% und 100 % auf ihre Speichersicherheit und diagenetische Veränderungen der Speicher- und Deckgesteine durch Reaktionen mit CO<sub>2</sub>. Zwar fanden sie Hinweise auf Reaktionen des CO<sub>2</sub> mit den umgebenden Gesteinen, aber die Reaktionsraten waren extrem langsam. Im Beispiel des Bravo Dome in New Mexico wurde CO<sub>2</sub> vor ca. 8000 bis 100000 Jahren in einer Fallenstruktur in permischen Arkose-Sandsteinen gefangen. Trotzdem sind nur geringe Anzeichen von Reaktionen zu erkennen, die zur Bindung des CO<sub>2</sub> in Mineralien geführt haben. Allerdings ist die Reaktionsgeschwindigkeit stark von der Zusammensetzung der Gesteine abhängig und kann dadurch in hohem Maße variieren, wie weitere Beispiel aus Lagerstätten in der Nordsee erkennen lassen (Magnus- und Miller-Feld). Das Vorkommen großer, natürlicher, sehr alter CO<sub>2</sub>-Ansammlungen in geologischen Formationen zeigt, dass auch über lange Zeiträume eine sichere Speicherung im Prinzip möglich ist, sofern die entsprechenden geologischen Rahmenbedingungen vorliegen.



### **3. Kapitel: Transport von CO<sub>2</sub> im Meeresboden**

#### **I. Diffusion**

Kohlendioxid wird im Untergrund durch molekulare Diffusion, Konvektion und Advektion transportiert. Die molekulare Diffusion von in Wasser gelöstem CO<sub>2</sub> ist auch durch ein stabiles Deckgebirge nicht vollständig aufzuhalten. Sie wird durch den CO<sub>2</sub>-Konzentrationsgradienten zwischen dem CO<sub>2</sub>-Speicher und der Deckschicht angetrieben. Der diffusive Fluss ist proportional zum Gradienten und zum Diffusionskoeffizienten ( $D_S$ ). Dieser Koeffizient ist abhängig von der Temperatur, dem Druck, der Salinität und Viskosität des Porenwassers sowie der Porosität und Tortuosität des Gesteins (BOUDREAU, 1997). Für typische Speicherbedingungen (30°C, 100 bar, Salinität: 35 ‰, Porosität: 30 %) hat  $D_S$  einen Wert von 185 cm<sup>2</sup> yr<sup>-1</sup> (BOUDREAU, 1997). Die Porosität der Deckschicht (ca. 10 %) ist im Regelfall deutlich kleiner als die Porosität des Speichers (30 %), so dass  $D_S$  in der Deckschicht geringere Werte in der Größenordnung von 100 cm<sup>2</sup> yr<sup>-1</sup> annimmt.

Die molekulare Diffusion ist ein sehr langsamer Prozess. So konnte mit Hilfe numerischer Modelle für die Sleipner CO<sub>2</sub>-Deponie in der Utsira Sandsteinformation gezeigt werden, dass CO<sub>2</sub> in 10000 Jahren erst etwa 25 m tief in die überliegende Deckschicht aus tonigem Sediment eingedrungen sein wird (Gaus et al., 2005). Die Eindringtiefe von CO<sub>2</sub> in die Deckschicht ( $x$ ) kann mit Hilfe der Einstein-Smoluchowski-Beziehung abgeschätzt werden (BOUDREAU, 1997):

$$x = (2 D_S * t)^{0.5}$$

wobei  $t$  die Zeit ist. Abbildung 4 zeigt, dass mehrere 100000 Jahre vergehen bevor gelöstes CO<sub>2</sub> durch molekulare Diffusion eine 100 m mächtige Deckschicht durchdringt. Liegt die Speicherschicht also in 100 m Tiefe unter dem Meeresboden, wird erst nach dieser Zeit gelöstes CO<sub>2</sub> durch Diffusion in den Ozean freigesetzt.

Der anschließend resultierende steady-state Fluss von CO<sub>2</sub> in das überstehende Meerwasser ( $F_D$ ) kann mit Hilfe des Fick'schen Gesetzes abgeschätzt werden:

$$F_D = \Phi D_S \Delta C / \Delta x$$

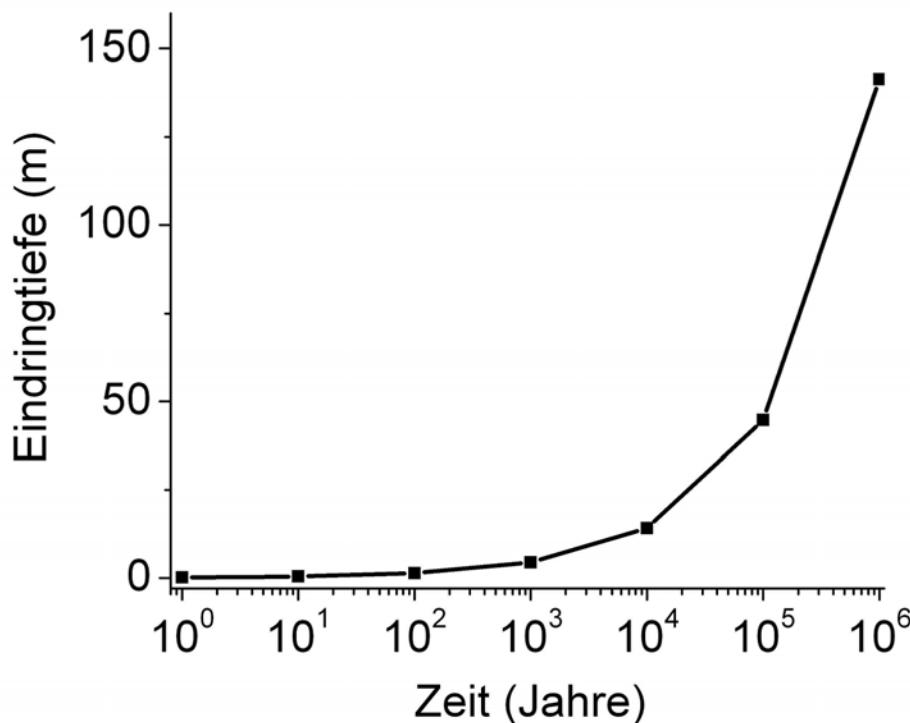


Abb.4: Diffusion von  $\text{CO}_2$  aus dem Speicher in die Deckschicht ( $DS = 100 \text{ cm}^2 \text{ a}^{-1}$ )

dabei ist  $\Phi$  die Porosität am Meeresboden (ca. 0,8),  $\Delta C$  der Konzentrationsunterschied zwischen dem Speicherwasser und dem Bodenwasser (ca. 1 mol  $\text{dm}^{-3}$ ) und  $\Delta x$  die Mächtigkeit der Deckschicht. Die Gleichung zeigt, dass der diffusive  $\text{CO}_2$ -Fluss bei einer 100 m mächtigen Deckschicht nur etwa  $0,08 \text{ mol CO}_2 \text{ m}^{-2} \text{ yr}^{-1}$  beträgt (1 mol  $\text{CO}_2$  entspricht 44,01 g). Der natürliche  $\text{CO}_2$ -Fluss an der Wasser-Sediment-Grenzschicht, der aus dem mikrobiellen Abbau organischer Substanz resultiert, beträgt auf den kontinentalen Schelfen dagegen etwa  $3,4 \text{ mol CO}_2 \text{ m}^{-2} \text{ yr}^{-1}$  (BURDIGE, 2007). Der natürliche  $\text{CO}_2$ -Fluss am Meeresboden wird also durch die molekulare Diffusion von  $\text{CO}_2$  aus dem Speicher um deutlich weniger als 10 % erhöht. Insgesamt kann also festgehalten werden, dass die molekulare Diffusion selbst auf geologischen Zeitskalen zu keiner wesentlichen Leckage führt und damit nicht als Umweltrisiko anzusehen ist.

## II. Konvektion

Eine spontane Konvektion kann durch die instabile Dichteschichtung der Lösungen im Speicher induziert werden. Gesättigte  $\text{CO}_2$ -Lösungen haben eine höhere Dichte

als das umgebende Speicherwasser, so dass die schweren Lösungen langsam zum Grund des Speichers absinken und dabei eine Wasserkonvektion im Speicher induzieren (HOUSE et al., 2006). Dieser Prozess wurde bisher nicht hinreichend untersucht. Es wird allerdings vermutet, dass die Konvektion nur sehr langsam auf einer Zeitskala von Jahrhunderten abläuft (XU et al., 2006). Da das CO<sub>2</sub> dabei nicht zur Oberfläche sondern in größere Sedimenttiefen verfrachtet wird, stellt dieser Transportprozess keinen Risikofaktor dar.

### **III. Advektion**

Die Advektion, d. h. der CO<sub>2</sub>-Aufstieg aus dem Speicher durch die Deckschicht in den Ozean, ist dagegen mit großen Risiken behaftet. Sie wird durch den Dichteunterschied zwischen CO<sub>2</sub> und Meerwasser und dem Druckgradienten zwischen dem Speicher und den überliegenden Sedimenten angetrieben. Gasförmiges, superkritisches und flüssiges CO<sub>2</sub> haben in den meisten Speichern eine deutlich geringere Dichte als das Speicherwasser. Die Geschwindigkeit ( $v$ ) mit der diese leichten CO<sub>2</sub> Phasen aufsteigen, wird durch die folgende Beziehung beschrieben (SARIPALLI and MCGRAIL, 2002):

$$v = -\Delta d \cdot g \cdot K \cdot k_r / \mu$$

dabei ist  $K$  die Permeabilität der Formation,  $k_r$  ist die relative Permeabilität von CO<sub>2</sub> in Relation zum Speicherwasser,  $\mu$  ist die Viskosität von CO<sub>2</sub>,  $\Delta d$  ist der Dichteunterschied zwischen CO<sub>2</sub> und Speicherwasser und  $g$  ist die Beschleunigung durch die Erdanziehungskraft. Berechnungen auf Basis der obigen Gleichung und empirische Beobachtungen in der Utsira Sandsteinformation zeigen, dass superkritisches CO<sub>2</sub> innerhalb von Sandsteinformationen mit einer vertikalen Geschwindigkeit in der Größenordnung von 100 m a<sup>-1</sup> aufsteigt (ARTS et al., 2004a; BICKLE et al., 2007; CHADWICK et al., 2004). Die durch den Dichteunterschied angetriebene Advektion sorgt also dafür, dass leichte CO<sub>2</sub>-Phasen sehr schnell innerhalb des Speichers aufsteigen und bis zur überliegenden Deckschicht vordringen. Die Permeabilität der Deckschicht muss um mehrere Größenordnungen kleiner sein als die Permeabilität des Speichers, um einen Durchbruch von CO<sub>2</sub> zu verhindern. Der vertikale Druckgradient, der durch die leichten CO<sub>2</sub>-Phasen auf das Deckgebirge ausgeübt wird, muss zudem geringer sein als der Kapillardruck in der Deckschicht, um deren Aufreißen zu verhindern (SARIPALLI and MCGRAIL, 2002). Speicher, die bei Wassertie-

fen <300 m angelegt werden, müssen folglich durch mechanisch stabile und un-durchlässige Schichten abgedeckt werden, um den Aufstieg von leichten CO<sub>2</sub>-Phasen zu verhindern. In größeren Wassertiefen liegt das CO<sub>2</sub> dagegen als immobiler Feststoff (Hydrat) oder als dichte Flüssigkeit vor, die keinen Auftrieb entwickeln. Die CO<sub>2</sub>-Speicherung ist daher in großen Wassertiefen deutlich sicherer als im flachen Wasser.

Die Advektion kann weiterhin durch Druckgradienten angetrieben werden, die entweder durch die Injektion von CO<sub>2</sub> in den Speicher oder durch natürliche geologische Prozesse aufgebaut werden können. Dabei werden nicht nur die leichten CO<sub>2</sub>-Phasen sondern auch gesättigte CO<sub>2</sub>-Lösungen zur Oberfläche transportiert. Die vertikale Aufstiegsgeschwindigkeit kann mit Hilfe der Darcy Gleichung als Funktion der Permeabilität und des Druckgradienten berechnet werden (BEAR, 1972). Natürliche Entwässerungsprozesse am Meeresboden an Cold Seeps (Austrittsstellen kalter Gase und Fluide an Meeresboden) und Schlammvulkanen werden durch solche geologischen Druckgradienten angetrieben. Dort werden Aufstiegsgeschwindigkeiten in der Größenordnung von ca. 1 bis 300 cm a<sup>-1</sup> beobachtet (Haeckel 2006; Haeckel et al. 2004; Hensen et al., 2004; Wallmann et al., 2006; Wallmann et al., 1997). Ähnliche Werte könnten auch über CO<sub>2</sub>-Speichern auftreten.

Die Advektion kann zu erheblichen CO<sub>2</sub>-Flüssen in die Wassersäule führen, nachdem die CO<sub>2</sub>-gesättigten Lösungen die Deckschicht durchbrochen haben. Bei einer Aufstiegsgeschwindigkeit von z. B. 10 cm/yr ist eine 500 m mächtige Deckschicht nach 5000 Jahren durchbrochen. Der dann resultierende Steady-State-Fluss von CO<sub>2</sub> in das überstehende Meerwasser ( $F_A$ ) kann folgendermaßen berechnet werden:

$$F_A = \Phi v C$$

dabei ist  $\Phi$  die Porosität am Meeresboden (ca. 0,8),  $v$  die Aufstiegsgeschwindigkeit und  $C$  die Konzentration im aufsteigenden Fluid (ca. 1 mol dm<sup>-3</sup>). Bei Anwendung dieser Gleichung und Parameterwerte wird klar, dass bei einer Aufstiegsgeschwindigkeit von nur 0,5 cm yr<sup>-1</sup> bereits ein CO<sub>2</sub>-Fluß von 4 mol CO<sub>2</sub> m<sup>-2</sup> yr<sup>-1</sup> erreicht wird, der in der gleichen Größenordnung wie der natürliche CO<sub>2</sub>-Fluss an der Wasser-Sediment-Grenzschicht liegt (3,4 mol CO<sub>2</sub> m<sup>-2</sup> yr<sup>-1</sup>; Burdige 2007). Selbst der sehr langsame Aufstieg von gesättigten CO<sub>2</sub>-Lösungen aus dem Speicher stellt also ein erhebliches langfristiges Umweltrisiko dar. Die Deckschicht der CO<sub>2</sub>-Speicher

muss daher eine durchgehend und anhaltend geringe Permeabilität aufweisen (<< 10<sup>-15</sup> m<sup>2</sup>), um den Aufstieg von leichten CO<sub>2</sub>-Phasen und gesättigten CO<sub>2</sub>-Lösungen nachhaltig zu verhindern. Zudem muss der Druckanstieg im Speichergestein während der CO<sub>2</sub>-Injektion auf einem niedrigen Niveau deutlich unterhalb des Kapillardrucks der Deckschicht gehalten werden. In Speichergesteinen mit sehr großer horizontaler Ausdehnung und ausreichender Permeabilität kann diese Bedingung eingehalten werden. So stieg etwa der Druck in der Utsira-Sandsteinformation auch nach der Injektion von ca. 10 Mt CO<sub>2</sub> nicht messbar an (pers. Mitteilung Dr. Torp, StatoilHydro). In jedem Fall muss der Druck im Speichergestein kontinuierlich verfolgt werden, um die Einbringung von CO<sub>2</sub> bei der Überschreitung von kritischen Grenzwerten unverzüglich abzubrechen.

#### **IV. Reaktionskinetik bei chemischer CO<sub>2</sub>-Bindung, Diffusion und Advektion**

Wie CO<sub>2</sub> durch die Reaktion mit Gesteinen und Sedimenten neutralisiert wird, ist für die langfristige Sicherheit von CO<sub>2</sub>-Speichern von entscheidender Bedeutung. Der CO<sub>2</sub>-Verbrauch kann stark vereinfacht als Funktion der CO<sub>2</sub>-Konzentration im Fluid berechnet werden. Die Verbrauchsrate ist dann definiert als:

$$R = k C$$

Dabei ist k eine kinetische Konstante 1. Ordnung. C ist die Konzentration. Der reaktive Transport von gelöstem CO<sub>2</sub> durch die Deckschicht kann damit für Steady-State-Bedingungen und homogene Sedimente durch die folgende Differentialgleichung beschrieben werden:

$$\partial/\partial x (D_S \partial C/\partial x + v C - k C) = 0$$

Diese Gleichung ist analytisch lösbar, so dass der CO<sub>2</sub>-Leckagefluss (F) in das überstehende Meerwasser aus der Konzentration (C) und dem Konzentrationsgradient (dC/dx) an der Grenzschicht (Tiefe x = 0) berechnet werden kann (BERNER, 1980):

$$F = \Phi D_S dC/dx(0) + \Phi v C(0)$$

Die nachfolgende Abbildung 5 zeigt, dass der CO<sub>2</sub>-Fluss in das überstehende Wasser mit der Aufstiegsrate sehr stark zunimmt und dass die CO<sub>2</sub>-Leckage durch die Reaktion von CO<sub>2</sub> mit den Gesteinen der Deckschicht deutlich verringert werden kann.

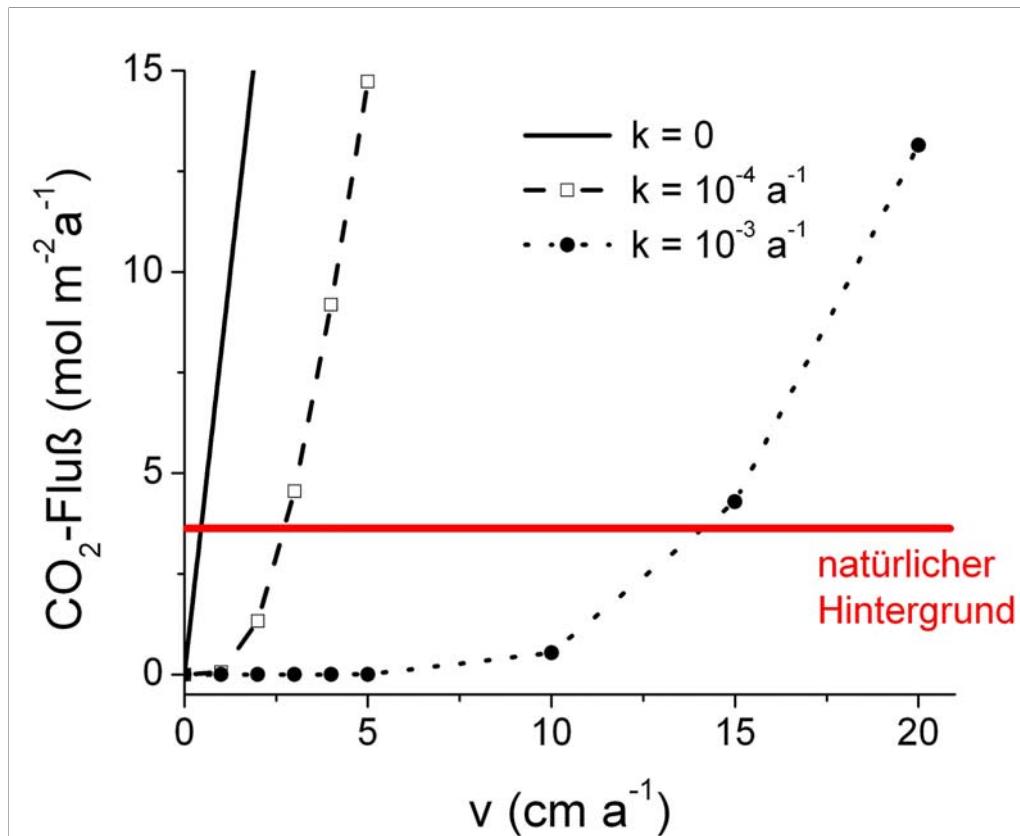
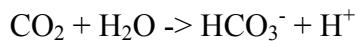


Abb. 5: Leckagefluss von  $\text{CO}_2$  in den Ozean unter steady-state Bedingungen. Die Werte wurden auf Basis der obigen Gleichungen und Parameterwerte ( $DS = 100 \text{ cm}^2 \text{ a}^{-1}$ ,  $\Phi = 0,8$ ,  $\text{CO}_2$ -Konzentration in der Speicherlösung:  $1 \text{ mol dm}^{-3}$ ) für unterschiedliche Aufstiegsraten  $v$  und kinetische Konstanten  $k$  berechnet.

#### **4. Kapitel: Reaktionen zwischen CO<sub>2</sub>, Porenwasser und Mineralen**

Das gespeicherte CO<sub>2</sub> wird letztendlich im Formationswasser aufgelöst. Die Lösungsraten hängt vom Wasser zu CO<sub>2</sub>-Verhältnis im Speicher und den Durchmischungsraten von CO<sub>2</sub> und Wasser ab. Bei der CO<sub>2</sub>-Lösung entstehen saure Lösungen mit CO<sub>2</sub>-Gehalten von ca. 1 mol dm<sup>-3</sup> und pH-Werten von ca. 3,0 – 3,5 (Diamond & Akinfiev 2003). Die Versauerung ist auf die Dissoziation von CO<sub>2</sub> unter Bildung freier Protonen (H<sup>+</sup>) zurückzuführen:



Die sauren Porenlösungen reagieren mit den Sedimentgesteinen unter Bildung von Hydrogenkarbonat (HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>) und gelösten Metall-Kationen. Die wichtigsten Reaktionen sind dabei die Auflösung von Karbonaten:



und die Umwandlung von Silikatmineralen



Karbonate, die sowohl im Speichergestein als auch in den Deckschichten auftreten, werden durch CO<sub>2</sub> rasch aufgelöst. Dabei wird das CO<sub>2</sub> in Hydrogenkarbonat umgewandelt und neutralisiert. Da diese Substanz im Gegensatz zum CO<sub>2</sub> nicht klimaktiv ist, unterstützt die Karbonatlösung im Speichergestein die nachhaltige Fixierung von CO<sub>2</sub> im Untergrund. Die Karbonatlösung erhöht jedoch die Permeabilität der Sedimente und damit die Durchlässigkeit von karbonatreichen Deckschichten. Dies führt besonders dann zu erhöhten Leckagerisiken, wenn die CO<sub>2</sub>-reichen Lösungen in fokussierter Form durch Klüfte aufsteigen, die mit authigenen Karbonaten verfüllt sind und durch Lösungsreaktion geöffnet werden könnten. Die Karbonatlösung spielt zudem eine wichtige Rolle bei der möglichen Korrosion von zementverfüllten Bohrlöchern. Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die Reaktion von CO<sub>2</sub> mit Karbonaten im Speichergestein eine positive Wirkung entfaltet aber in der Deckschicht zu erhöhten Leckagerisiken führen kann.

Sandstein wird aufgrund der hohen Porosität bevorzugt als CO<sub>2</sub>-Speichergestein eingesetzt. Quarz, die Hauptkomponente im Sandstein, wird durch CO<sub>2</sub> kaum angegriffen. Aus Verwitterungsstudien an Land ist bekannt, dass Quarz sehr viel langsamer durch CO<sub>2</sub>-reiche Lösungen aufgelöst wird als alle anderen Minerale. Ein Quarzkorn

mit einem Durchmesser von 1 mm wird in Böden erst nach 34 Millionen Jahren vollständig gelöst (Lasaga 1998). Im Sandstein kommen jedoch weitere Minerale vor, die zwar nur einen geringen Anteil des Gesteins ausmachen aber sehr viel reaktiver sind als Quarz. Dazu gehören Eisen- und Manganoxide und –hydroxide, Feldspäte und Karbonate.

Erfahrungen aus einem Feldversuch gibt es dazu von der oligozänen Frio-Formation in Texas (Kharaka et al. 2006a). Hier wurden 1600 t CO<sub>2</sub> mit einer Rate von 3 kg CO<sub>2</sub>/s in eine 24 m mächtige Sandsteinlage in ca. 1545 m Tiefe injiziert. Bei dem Sandstein handelt es sich um eine Subarkose mit Quarz und Feldspäten als Hauptkomponenten und geringen Gehalten an Tonmineralen (Illit, Smectit) und Calcit. Eine zweite Bohrung, 30 m von der Injektionsbohrung entfernt, diente der Entnahme von Proben. Das superkritische CO<sub>2</sub> erreichte die Beprobungsbohrung 52 Stunden nach Beginn der Injektion und nahm etwa 10% des Porenvolumens ein. Dabei fiel der pH-Wert um 0,8 Einheiten. Bereits vorher kam es zu einer beständigen pH-Abnahme durch den Anstieg der Konzentration von gelöstem CO<sub>2</sub> im Formationswasser. Überraschenderweise stiegen bei Ankunft des superkritischen CO<sub>2</sub> auch die Konzentrationen von HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> und gelöstem Calcium, Eisen und Mangan. Kharaka et al. (2006a) erklären dies durch sehr hohe Reaktionsraten zwischen gelöstem CO<sub>2</sub> und Mineralien im Grenzbereich zwischen superkritischem CO<sub>2</sub> und Formationswasser. In dieser Kontaktzone erreicht das Wasser pH-Werte von ca. 3. Bei derart niedrigem pH-Wert können sich die Reaktionsraten der im Gestein vorhandenen Mineralien um Größenordnungen erhöhen. Zum Anstieg der Konzentrationen von Ca<sup>2+</sup> und HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> kam es sehr wahrscheinlich durch die schnelle Lösung von Calcit in der sauren Lösung. Der Anstieg in den Konzentrationen von Eisen und Mangan ist auf die Lösung von Eisen- und Mangan-Oxiden und -Hydroxiden zurückzuführen. Eiseoxyhydroxide sind ein üblicher, akzessorischer Bestandteil von Sandsteinen. In den nachfolgenden sechs Monaten sanken die Konzentrationen der Metalle und des Hydrogen-carbonates wieder ab. Der pH-Wert stieg wieder an, wahrscheinlich durch die Reaktionen von Protonen und CO<sub>2</sub> mit Feldspäten und Tonmineralen. In Wasser gelöstes H<sup>+</sup> und CO<sub>2</sub> reagieren mit Feldspäten unter Bildung von Kaolinit, Dawsonit, Gibbsit und amorphem SiO<sub>2</sub>. Das Beispiel zeigt, dass Reaktionen zwischen CO<sub>2</sub>-reichem Fluid und Mineralien zumindest in kleinem Maßstab auch sehr schnell ablaufen können.

Im Miller-Ölfeld (Zentrale Nordsee) wird die Förderung von Öl seit mehr als 10 Jahren durch die Injektion von Nordseewasser in die submarine Brae-Sandsteinformation unterstützt, die als Reservoirgestein für das Erdöl dient und eine ungewöhnlich hohe Temperatur von 120°C aufweist. Die hohen Kieselsäure-Konzentrationen im geförderten Meerwasser zeigen, dass Feldspäte und andere reaktive Silikate in der Sandsteinformation überraschend schnell und kontinuierlich aufgelöst werden (Houston 2007). Insgesamt wurde über einen Zeitraum von zehn Jahren ca. 80 Tonnen Kieselsäure durch das injizierte Meerwasser in Lösung gebracht.

Die hohe Reaktivität von Silikatmineralen in marinen Sedimenten konnte durch weitere Felduntersuchungen belegt werden (Wallmann et al. 2008). Dabei wurde das Verhalten von natürlichem CO<sub>2</sub> untersucht, dass durch den mikrobiellen Abbau organischer Substanz im Sediment gebildet wird. Es konnte nachgewiesen werden, dass dieses CO<sub>2</sub> durch die Reaktion mit sedimentären Silikaten (Feldspäte, vulkanische Aschen, Pyroxen, Olivin) fast vollständig in Hydrogenkarbonat umgewandelt, zu einem Teil als authigenes Karbonat gefällt und so auf Dauer im Sediment fixiert wird.

Bei der Reaktion von Feldspäten und anderen reaktiven Silikaten mit CO<sub>2</sub> werden wasserreiche Tonminerale und Schichtsilikate gebildet. Verschiedene Modellstudien zeigen, dass die Porosität und Permeabilität der Sedimente daher bei der Alteration von Silikaten in der Regel erniedrigt werden (Gaus et al. 2005, Knauss et al. 2005, Xu et al. 2005, 2006, 2007) . Die Reaktion von CO<sub>2</sub> mit Silikatmineralen hat also sowohl im Speichergestein als auch in der Deckschicht positive Effekte, da CO<sub>2</sub> neutralisiert und die Durchlässigkeit der Deckschicht verringert werden. Aus dieser Perspektive scheint es sinnvoll zu sein, Standorte für die CO<sub>2</sub>-Speicherung zu wählen, an denen die Speichergesteine und Deckschichten hohe Gehalte an Feldspäten, vulkanischen Aschen und anderen reaktiven Silikaten aufweisen.

## I. Mobilisierung von toxischen Spurenelementen

Die Karbonat- und Silikatgesteine enthalten neben den Hauptkationen ( $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{K}^+$ ,  $\text{Na}^+$ ) eine Reihe von Spurenelementen. Die Hauptkationen sind nicht toxisch und kommen im Meerwasser in sehr hohen Konzentrationen vor, so dass eine Freisetzung dieser Elemente aus dem Speicher in das überstehende Meerwasser nicht als Um-

weltrisiko eingeschätzt werden muss. Die Freisetzung von toxischen Spurenmetallen (As, Cd, Cr, Cu, Ni, Pb, Zn) ist dagegen mit einem größeren Risiko behaftet.

Die Spurenelemente kommen in den verschiedenen Gesteinsarten in unterschiedlichen Konzentrationen vor. Sandstein (der bevorzugte Gesteinstyp für CO<sub>2</sub>-Speicher) hat in der Regel die niedrigsten Spurenelementgehalte (Tab. 3). Bei dem CO<sub>2</sub>-Injektionstest in der Frio-Sandsteinformation (Texas, USA) wurden Karbonat-, Eisenhydroxid- und Manganoxid-Beimischungen in der Sandsteinformation durch das eingebrachte CO<sub>2</sub> rasch aufgelöst (Kharaka et al. 2006b). Die Autoren berichten, dass zusammen mit dem Eisen auch Zink, Blei und Molybdän freigesetzt wurden, machen aber leider keinerlei Angaben zu den gemessenen Konzentrationen. Es kann vermutet werden, dass die in den Fe-Oxidphasen gebundenen Spurenelemente weitgehend mit in Lösung gebracht wurden (Kharaka et al. 2006a). Die Fe-Konzentration in den CO<sub>2</sub>-reichen Lösungen erreichte einen maximalen Wert von 1100 mg/dm<sup>3</sup>. Die maximalen Konzentrationen der Spurenmetalle in dieser Lösung können aus den Spurenelement/Fe-Verhältnissen im Sandstein grob abgeschätzt werden (Förstner & Wittmann 1983). Dazu wird angenommen, dass die Spurenmetalle in den sauren Lösungen die gleiche Mobilität aufweisen wie Eisen. Die resultierenden Schätzwerte sind sehr unsicher und sehr hoch (As: 0,1 mg/dm<sup>3</sup>, Cd: 2 µg/dm<sup>3</sup>, Cr: 3,9 mg/dm<sup>3</sup>, Cu: 1,7 mg/dm<sup>3</sup>, Ni: 0,2 mg/dm<sup>3</sup>, Pb: 0,8 mg/dm<sup>3</sup>, Zn 1,8 mg/dm<sup>3</sup>) und liegen für alle toxischen Spurenelemente deutlich über den Gewässerschutz-Zielvorgaben der Bund-Länder-Arbeitsgemeinschaft Wasser (LAWA) (BMU 2006).

Spurenmetall-Gehalte in µg/g	Tonstein (Schiefer)	Sandstein	Karbonat
As	13	1	1
Cd	0,3	0,02	0,035
Cr	90	35	11
Cu	45	15	4
Ni	68	2	20
Pb	20	7	9
Zn	95	16	20

Tab. 3. Mittlere Konzentrationen von toxischen Spurenelementen in Speicher- und Decksedimenten (nach Turekian & Wedepohl, 1961 und Förstner & Wittmann, 1983).

Karbonatgesteine beinhalten ebenfalls erhebliche Mengen an toxischen Spurenelementen, die bei der Karbonatlösung durch CO<sub>2</sub> in Lösung gehen können (s. Tab. 3). Daher wird im Folgenden mit Hilfe thermodynamischer Gleichgewichtsrechnungen abgeschätzt, wie stark die Gehalte an gelösten Spurenelementen durch die Auflösung von Karbonatbeimischungen im CO<sub>2</sub>-Speichergestein ansteigen können. Dazu wird als Anfangszustand eine Lösung von CO<sub>2</sub> in Meerwasser mit einer Salinität von 35 ‰ vorgegeben. Der CO<sub>2</sub>-Gehalt ( $\text{TCO}_2 = \text{CO}_2 + \text{HCO}_3^- + \text{CO}_3^{2-}$ ) wird als 1 mol/dm<sup>3</sup> vorgegeben. Die Gesamt-Alkalinität ( $\text{TA} = \text{HCO}_3^- + 2 \text{CO}_3^{2-} + \text{B(OH)}_4^-$ ) beträgt 2,5 meq/dm<sup>3</sup> und die Spurenelement-Konzentrationen entsprechen den von Nozaki (1997) im anthropogen unbelasteten Nordpazifischen Bodenwasser bestimmten Werten. Anschließend wird der pH-Wert und der Sättigungszustand gegenüber Calcit für einen Druck von 100 bar (= 1000 Tiefe) und eine Temperatur von 30°C berechnet (Zeebe & Wolf-Gladrow 2001). Die Gleichgewichtsrechnungen zeigen, dass die saure Ausgangslösung (pH = 3,26) stark gegenüber Calcit undersättigt ist. Schließlich wird die Lösung mit Calcit ins Gleichgewicht gesetzt. Dazu wird solange Calcit aufgelöst, bis die Lösung gesättigt ist. Die Rechnungen zeigen, dass für die gegebenen Bedingungen 46,9 mmol CaCO<sub>3</sub> dm<sup>-3</sup> gelöst werden müssen, um Calcit-Sättigung zu erreichen (Tab. 4). Die Spurenelement-Gehalte in der Gleichgewichtslösung werden unter der Annahme berechnet, dass die Spurenstoffe im gleichen Maße in Lösung gehen wie die CaCO<sub>3</sub>-Trägerphase (kongrente Karbonatlösung) und nicht durch Se-

kundärreaktionen aus der Lösung entfernt werden. Unsere Kontrollrechnungen mit dem USGS-Computerprogramm "PHREEQC 2" ([http://wwwbrr.cr.usgs.gov/projects/GWC\\_coupled/phreeqc/](http://wwwbrr.cr.usgs.gov/projects/GWC_coupled/phreeqc/)) bestätigen diese Annahmen und zeigen, dass die Löslichkeit der Spurenelement-Karbonate und –Hydroxide in der resultierenden Lösung nicht überschritten werden. Die Rechnungen zeigen, dass die Spurenelementgehalte nach der Gleichgewichtseinstellung mit Calcit stark ansteigen. Die Konzentrationen übersteigen dabei deutlich die Gewässerschutzschutz-Zielvorgaben der LAWA (siehe Tab. 4) (BMU 2006).

Gelöste Spezies	Anfangswert	Endwert	Zielvorgaben
TCO <sub>2</sub> (mmol/dm <sup>3</sup> )	1000	1047	-
TA (meq./dm <sup>3</sup> )	2,5	96,3	-
pH	3,26	4,78	-
Kalzit-Sättigung	$1,8 \times 10^{-4}$	1,0	-
Ca (mmol/dm <sup>3</sup> )	10,4	57,3	-
As (nmol/dm <sup>3</sup> )	15	78	-
Cd (nmol/dm <sup>3</sup> )	1	2,5	0,6
Cr (nmol/dm <sup>3</sup> )	4	996	192
Cu (nmol/dm <sup>3</sup> )	5	300	63
Ni (nmol/dm <sup>3</sup> )	10	1608	75
Pb (nmol/dm <sup>3</sup> )	0,01	204	16
Zn (nmol/dm <sup>3</sup> )	8	1442	214

Tab. 4. Berechnete Lösungszusammensetzung im CO<sub>2</sub>-Speicher vor und nach der Gleichgewichtseinstellung mit Calcit (CaCO<sub>3</sub>). In der rechten Spalte sind zum Vergleich die Zielvorgaben für das Schutzgut „Aquatische Lebensgemeinschaften“ der LAWA (BMU 2006) aufgeführt.

Tonstein, der häufig als Deckschicht für CO<sub>2</sub>-Speicher genutzt wird, enthält die höchsten Spurenmetallgehalte (s. Tab. 3). Die Freisetzung von Spurenmetallen aus den Tonmineralen wird unter anderem durch die Zusammensetzung und den pH-

Wert der Lösung, die Milieubedingungen (Druck, Temperatur, Redoxpotential), die Permeabilität der Tonschichten sowie die Zusammensetzung, Spurenelementgehalte und Adsorptionseigenschaften der Minerale bestimmt. Es ist sehr schwer vorherzusagen, in welchem Ausmaß Spurenelemente aus der Tonschicht mobilisiert werden. Es ist aber durchaus wahrscheinlich, dass ein erheblicher Anteil der Spurenelemente aus den Tonen herausgelöst wird, wenn CO<sub>2</sub>-reiche Lösungen mit einem pH-Wert von 3.0 – 3.5 durch die Deckschicht treten, da die am Ton adsorbierten Kationen durch Protonen verdrängt und in Lösung gebracht werden können (Förstner & Wittmann 1983, Stumm & Morgan 1996, Wallmann 1992). Im Gegensatz dazu, kann erwartet werden, dass Speicherlösungen, die durch Reaktionen mit dem Speicherstein weitgehend neutralisiert wurden, beim Durchtritt durch die Deckschicht einen großen Teil ihrer Spurenelementfracht an die Tone verlieren, da diese unter neutralen pH-Bedingungen als effiziente Barriere für Spurenelemente wirken können (Jasmund & Lagaly 1993).

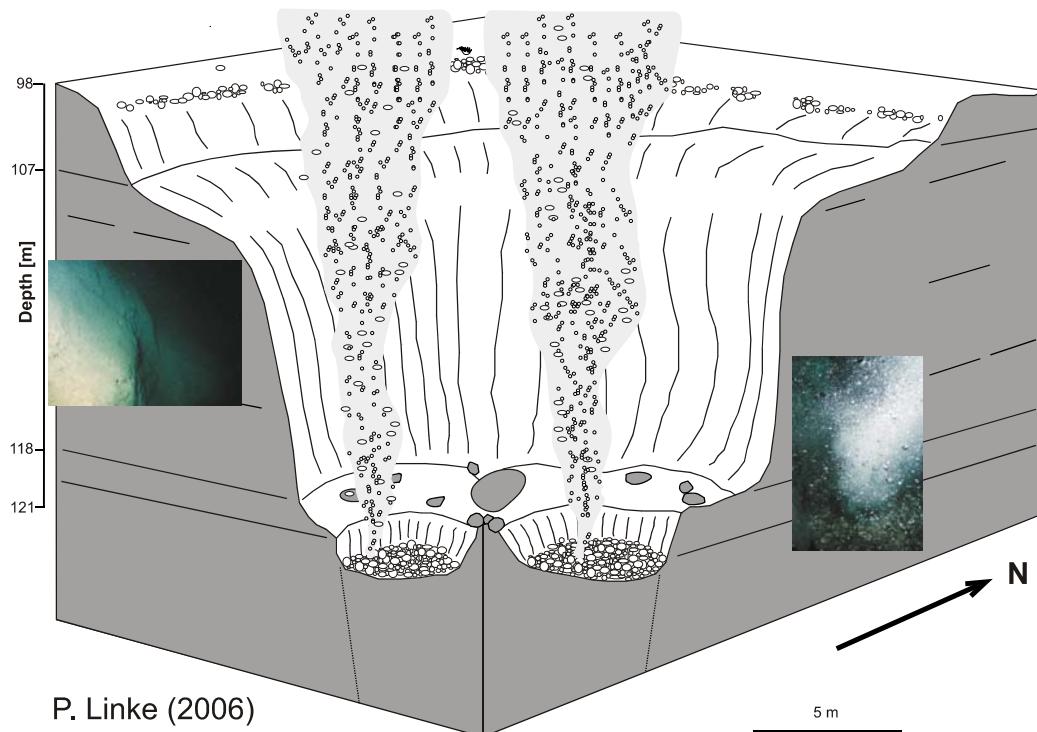
Insgesamt muss festgestellt werden, dass bisher keine verlässlichen Daten zur Verfügung stehen, auf deren Basis die Freisetzung von Spurenelementen in die Speicherlösung zuverlässig bewertet werden kann. Wahrscheinlich treten in stark sauren (pH = 3,0 – 3,5) und CO<sub>2</sub>-gesättigten Lösungen Spurenelementkonzentrationen auf, die deutlich über den Zielvorgaben für aquatische Lebensgemeinschaften (BMU 2006) liegen. Es sollte vermieden werden, dass diese Lösungen in Grundwasserleiter eindringen, die zur Trinkwassergewinnung genutzt werden. Ebenso sollte die Leckage von stark sauren Lösungen in das überstehende Meerwasser ausgeschlossen werden. Die Spurenelement-Konzentrationen werden bei neutralen pH-Werten (6 - 8) durch Adsorption an Tonmineraloberflächen und die Fällung von Sekundärmineralen deutlich verringert (Petersen et al. 1996, Stumm & Morgan 1996). Das Risiko von Spurenelement-Leckagen in Grundwasserleiter und Meerwasser ist also als relativ gering einzuschätzen, wenn der pH-Wert der Lösungen durch intensive CO<sub>2</sub>-Gesteins-Reaktionen weitgehend neutralisiert wird.

## **II. Leckagerisiken**

Zu erwartende Leckageraten von sorgfältig ausgewählten CO<sub>2</sub>-Speichern werden allgemein als sehr niedrig eingeschätzt. Die nötige Verweildauer des CO<sub>2</sub> im Untergrund liegt bei etwa 2000 Jahren. Das ist der Zeitrahmen, innerhalb dessen das

anthropogene Atmosphären-CO<sub>2</sub> von den Ozeanen aufgenommen und gleichmäßig im Tiefenwasser verteilt werden kann (Schrag 2007). Damit ist das CO<sub>2</sub> dem Klimasystem entzogen, hat jedoch noch eine gewisse Versauerung der Ozeane zur Folge, die bei circa 0,1 pH-Einheiten liegt (IPCC 2005). Erst nach circa 10000 Jahren führt die Reaktion mit Kalkpartikeln der Tiefseesedimente zu einer vollständigen Neutralisation des CO<sub>2</sub> (Archer 2005).

Die Zeitspanne von 2000 Jahren ergibt sich aus der langsamen CO<sub>2</sub>-Aufnahme in die Tiefsee und aus der Umwälzzeit der Ozeane, die bei ca. eintausend Jahren liegt. Falls sich die Ozeanzirkulation durch Klimaänderungen verlangsamen sollte, steigt die Umwälzzeit allerdings an und die nötige CO<sub>2</sub>-Speicherzeit verlängert sich entsprechend.



*Abb. 6: Schemazeichnung eines Blow Out im UK-Sektor der Nordsee, 98 m Wassertiefe (aus Pfannkuche et al. 2007). Die Fotos wurden mit dem Tauchboot Jago aufgenommen und zeigen den Rand des Blow Out-Kraters (links) und vom Meeresboden aufsteigende Gasblasen (rechts). Das ausströmende Gas ist Methan (Erdgas). Der Blow Out ereignete sich während einer Erdöl-Explorationsbohrung im Jahr 1990, wobei das ausströmende Gas einen Krater mit ca. 70 m Durchmesser und 20 m Tiefe schuf. Der Gasausstrom hält seither an. Im Krater befinden sich drei große und mehrere kleine Ausströmöffnungen (Pfannkuche et al. 2007). Große CCS-Leckagen aus undichten Bohrlöchern dürften ein ähnliches Erscheinungsbild liefern.*

### A. Leckagen durch Bohrlöcher

Das potentiell größte Problem für Leckagen stellen undichte Bohrlöcher dar. Da das CO<sub>2</sub> die aus Beton und Metall bestehenden Verschalungen und Abdichtungen der Bohrlöcher angreifen kann, besteht besonders für aufgelassene, unzureichend verschlossene Bohrungen im Einzugsgebiet eines CO<sub>2</sub>-Speichers die Gefahr einer Leckage. Die Bohrlochdichte ist regional sehr unterschiedlich. In Texas (ca. 678000 km<sup>2</sup>) gibt es mehr als 1 Million Bohrungen, wogegen sich in der Nordsee (ca.

575000 km<sup>2</sup>) nur etwa 20000 Bohrlöcher befinden (Celia et al. 2004). Bisher ist nur wenig über die Anfälligkeit von Bohrungsverschlüssen und -verschalungen gegen chemische und mechanische Angriffe durch große CO<sub>2</sub>-Mengen bekannt.

Experimente mit Bohrlochzementen, die unter hohem Druck und bei verschiedenen Temperaturen mit CO<sub>2</sub> in Kontakt gebracht wurden, deuten auf unterschiedliche Reaktivitäten. Wahrscheinlich spielen die Temperatur und die Flußrate des CO<sub>2</sub> eine bedeutende Rolle. Kutchko et al. (2007) ließen Zement mit einer CO<sub>2</sub>-reichen Lösung bei 50°C und 30 MPa Druck reagieren und fanden nur ein sehr langsames Eindringen der Reaktionsfront in den Zement (maximal 1mm in 9 Tagen). Dagegen führten Barlet-Gouedard et al. (2006) Experimente bei 90°C und gleichem Druck durch. Sie fanden ein schnelles Vordringen der CO<sub>2</sub>-Reaktionsfront im Zement (bis 2 mm in 44 Stunden). Sie beobachteten eine Lösung der Zementminerale und Umwandlung in Carbonate. Dabei kam es zu einer deutlichen Veränderung der mechanischen Eigenschaften des Materials (Brunet et al. 2007). Duguid et al. (2005) verwendeten eine strömende CO<sub>2</sub>-gesättigte Lösung bei normalem Umgebungsdruck und unterschiedlichen Temperaturen und fanden eine noch schnellere Umwandlung des Zements, der nach wenigen Wochen brüchig wurde. Diese Experimente beschränken sich auf kurze Zeiträume. Inwiefern sie sich auf für CCS relevante Gegebenheiten und Zeiträume von Jahrhunderten übertragen lassen ist nicht bekannt.

Erfahrungen zur CO<sub>2</sub>-Beständigkeit von Bohrlochverschalungen in realen Lagerstätten und über Zeiträume von Jahrzehnten liegen aus EOR-Projekten vor. In der SAC-ROC-Einheit im Permian Basin, Texas, wurde seit 1972 CO<sub>2</sub> zu EOR-Zwecken eingeleitet. Insgesamt wurden dort bislang 68 Mt CO<sub>2</sub> gespeichert, das sind 62% der insgesamt injizierten Menge. Der Rest wurde bei der Ölförderung zurückgewonnen. Das Erdöl und das CO<sub>2</sub> lagern in 2100 m Tiefe in Riffkalken aus dem Oberkarbon, die im Hangenden von Schiefern des Unterperm abgedichtet werden. In den Kalken herrschen Temperaturen von 54°C und ein Druck von ca. 18 MPa. Carey et al. (2007) untersuchten eine Bohrlochverschalung unmittelbar (3 m) oberhalb der Kalklagerstätte. Die Bohrung war bereits 1950 niedergebracht worden und reicht ca. 100 m in die Kalke. Seit 1975 war das Bohrloch CO<sub>2</sub> ausgesetzt. Während der ersten 10 Jahre diente es als Förderbohrung, später für 7 Jahre als CO<sub>2</sub>-Injektionsbohrung. Die Bohrlochverschalung war also für 30 Jahre in Kontakt mit CO<sub>2</sub>-reichem Fluid. Carey et al. (2007) fanden Veränderungen des Zementes durch Reaktion mit dem CO<sub>2</sub>. Al-

Ierdings behielt der Zement seine Integrität und Funktion als Barriere gegen das Vordringen von Fluiden. Die Reaktionshöfe befanden sich vor allem am Kontakt zwischen Zement und umgebendem Gestein. Das deutet darauf hin, dass es an dieser Kontaktzone zum Aufstieg von CO<sub>2</sub>-reichem Fluid kam. Geringere Spuren von CO<sub>2</sub>-Migration fanden sich am Kontakt zwischen Zement und Metallverschalung (Casing) des Bohrloches. Beides zeigt, dass die Grenzflächen des Zement besonders gefährdet für Leckagerouten sind. Der Zement selbst scheint auch längerfristig relativ beständig gegen CO<sub>2</sub> zu sein. Bei der Reaktion bildete sich vor allem eine schützende Rindenzone, in der Portlandit in Carbonatminerale umgewandelt wurde. Vermutlich liegt das daran, dass nur eine begrenzte Menge an CO<sub>2</sub> an der Zement/Gestein-Grenzfläche aufsteigen konnte. Carey et al. (2007) vermuten, dass im Falle eines kontinuierlichen Fluid-Stromes, analog zu den Experimenten von Duguid et al. (2005), der Zement deutlich stärker angegriffen werden könnte. Eine nur geringe, aber durchgehende Wegsamkeit entlang der Zement/Gestein-Grenzfläche könnte sich dadurch mit der Zeit ausweiten und zu einer Leckage führen.

Derartige Wegsamkeiten sind bei bestehenden Bohrungen häufig zu finden. Eine Untersuchung von 8100 Onshore- und Offshore-Bohrlöchern im Golf von Mexico fand entsprechende Probleme bei bis zu 70% der Verschalungen. Die Ursachen waren wahrscheinlich ungenügende Entfernung des Bohrschlammes vor der Verschalung des Bohrlochs, oder schlechte Aushärtung und Schrumpfung des Bohrlochzementes. Dadurch kommt es zu einer mangelhaften Bindung zwischen Zement und Gestein oder Verrohrung (IEA GHG 2006). Keines der untersuchten Bohrlöcher hatte Kontakt mit hohen CO<sub>2</sub>-Konzentrationen. Es handelt sich ausschließlich um Erdgasproduktionsbohrungen.

Es gibt Technologien, mit denen alte, leckende Bohrlöcher abgedichtet werden können. Allerdings muss eine ständige Überwachung der Bohrungen sichergestellt sein, um mögliche Leckagen frühzeitig zu erkennen. Insbesondere Bohrungen, die nicht speziell für CCS konzipiert und versiegelt wurden, stellen ein erhebliches Leckagerisiko dar.

## B. Natürliche Fluid- und Gasaustritte

Neben der Gefahr des Entweichens von aufwendig sequestriertem CO<sub>2</sub> in großem Umfang, besteht eventuell auch eine Bedrohung für die lokale Umwelt durch die

Säurewirkung des CO<sub>2</sub> (bei Austritt unter Wasser) oder durch Erstickungsgefahr bei sehr hohen Konzentrationen in der Luft oder im Wasser (siehe auch Kapitel 6).

Ein Beispiel für ein undichtes Bohrloch mit austretendem CO<sub>2</sub> stellt der "Crystal Geyser" in Utah dar. Dies ist eine Bohrung, die im Jahr 1936 in eine natürliche CO<sub>2</sub>-Akkumulation niedergebracht und nur ungenügend abgedichtet wurde. Seither tritt aus dem aufgelassenen Bohrloch in geysirartigen Schüben CO<sub>2</sub> aus. Der mittlere Tagesausstrom liegt bei 40-50 t, einzelne große Ausbrüche können bis mehrere Dutzend Tonnen CO<sub>2</sub> fördern. Bemerkenswerterweise wurden in der Luft selbst in nächster Umgebung des Austritts nie gefährliche CO<sub>2</sub>-Konzentrationen gemessen. Der künstliche Geysir stellt in der Tat eine Touristenattraktion dar, Unfälle durch das CO<sub>2</sub> sind nicht bekannt. Allerdings muß noch untersucht werden, wie repräsentativ dieser Austritt für potentielle Leckagen aus großen CO<sub>2</sub>-Speichern ist (Friedmann 2007).

Ein ähnliches Beispiel gibt es auch am Rhein in der Nähe von Andernach. Hier ist in einem Altarm des Rheins schon seit langem das Ausströmen von CO<sub>2</sub> in Form von Gasblasen im Wasser beobachtet worden. Zu Beginn des 20. Jahrhunderts wurde daher ein Brunnen zur Gewinnung von Kohlensäure und Mineralwasser gebohrt. Aus dem Brunnen traten in Abständen von einigen Stunden geysirartig in hohen Fontänen größere Mengen CO<sub>2</sub> und mineralreiches Wasser aus. Der in den 1960er-Jahren verfallene Brunnen wurde Ende 2001 mit einer 350 m tiefen Bohrung neu erschlossen. Das CO<sub>2</sub> ist vulkanischen Ursprungs und steht im Zusammenhang mit dem Osteifel-vulkanismus. Pro Ausbruch, alle 1-1,5 Stunden, werden bis 250 m<sup>3</sup> (ca. 500 kg) CO<sub>2</sub> ausgestoßen. Das entspricht ca. 9 t CO<sub>2</sub> pro Tag. Auch dieser Kaltwasser-Geysir gilt als Touristenattraktion, bzw. geologisches Lehrbeispiel (Krauthausen 2007, Bissig et al. 2006).

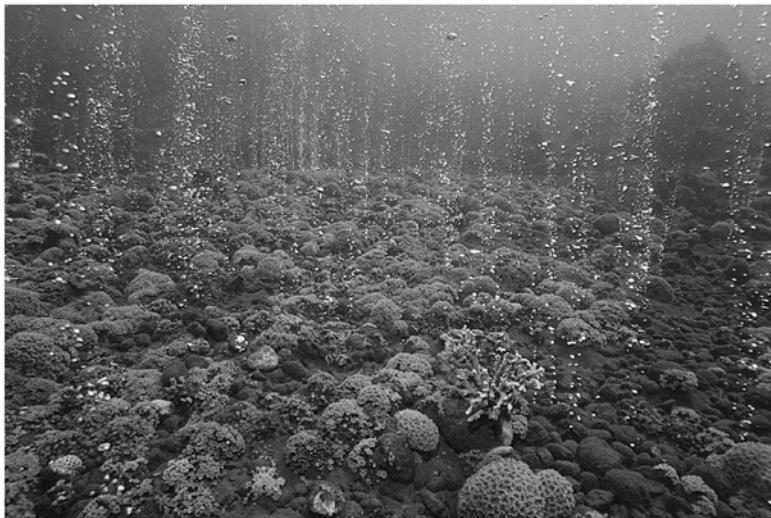
Kaltwasser-Geysire kleineren Maßstabs kommen auch in der CO<sub>2</sub>-Quellen-Region von Scuol-Tarasp im Unterengadin in der Schweiz vor. Sie entstanden durch Bohrungen in CO<sub>2</sub>-reiche Aquifere in jeweils ca. 100 m Tiefe. Neben den Geysiren gibt es in dieser Region zahlreiche CO<sub>2</sub>-reiche Mineralwasserquellen und auch trockene CO<sub>2</sub>-Exhalationen (Mofetten). Die Gase bestehen zu 93 % aus CO<sub>2</sub>. Der Rest besteht aus Stickstoff (bis 7 %), Spuren von Helium (5 ppm) und Schwefelwasserstoff (1 ppm). Die Kohlenstoff- und Heliumisotopen zeigen, dass das Gas aus metamorphen Prozessen in der tieferen Kruste stammt. Das CO<sub>2</sub> sammelt sich in einem Aquifer in Bündnerschiefern, mesozoischen Ozeansedimenten, in Konzentrationen von

ca. 2 bis 3 g/L. Der CO<sub>2</sub>-Ausstrom an den diskreten Quellen liegt in einer Größenordnung von 100 t CO<sub>2</sub> pro Jahr in einem Gebiet von ca. 10 km<sup>2</sup>.

In der unmittelbaren Umgebung der Mofetten ist die Vegetation reduziert und man findet Ansammlungen durch das CO<sub>2</sub> erstickter Insekten. Die Mofetten liegen auf Bruchzonen, die Wegsamkeiten für den Gasaustrom bieten. Der CO<sub>2</sub>-Gehalt der Bodengase ist in einer ca. 100 m breiten Zone um die Mofetten deutlich erhöht (mindestens Faktor 2), stellenweise auf über 25 % CO<sub>2</sub>. Im weiteren Umkreis sind die Werte aber normal (0,2-2 %). Die lokale Anreicherung von CO<sub>2</sub> und Konzentrationsmessungen von Radon im Boden zeigen, dass das Gas nur entlang bestimmter Wegsamkeiten (Brüche, Klüfte, Störungszonen, Bohrungen) aufsteigt und austritt. Ein großflächiger, diffuser Gasaufstieg ist nicht nachweisbar.

Das CO<sub>2</sub> wird in Wasser gelöst an Bruchzonen aus der Tiefe nach oben transportiert. Dabei kommt es zu Reaktionen zwischen CO<sub>2</sub> und dem Gestein, was zu den hohen Ionen-Konzentrationen in den Wässern führt (Mineralwässer mit über 10 g/L gelösten Salzen). Allerdings sind diese Reaktionen offensichtlich zu langsam, um das CO<sub>2</sub> vollständig zu binden. Genaue Angaben über die Aufstiegs- oder Reaktionsdauer fehlen. Tritiumdaten zeigen lediglich ein Mindestbildungsalter der Mineralwässer von 30 Jahren an (Bissig et al. 2006).

Aus dem marinen Milieu sind Beispiele konzentrierter, natürlicher CO<sub>2</sub>-Entgasung kaum dokumentiert. Wie im terrestrischen Milieu ist auch im Meer eine großräumige (> wenige Meter Radius) giftige Wirkung oder Versauerung erst dann zu erwarten, wenn sich CO<sub>2</sub> in geschützten Bereichen (z.B. bei Fehlen von Strömung und Wellengang; in Senken oder Unterwasserhöhlen) ansammeln kann. Andernfalls kommt es zu einer schnellen Durchmischung mit dem umgebenden Meerwasser, oder in flachem Wasser zu einem schnellen Aufstieg von Gasblasen in die Atmosphäre und nur geringer Lösung im Wasser. Letzteres könnte ein Grund für das gute Gedeihen eines Korallenriffes bei Papua-Neuguinea sein, das inmitten eines vulkanischen CO<sub>2</sub>-Ausstroms liegt (Abb. 7). Die Wassertiefe beträgt nur 5-10 m, so dass die aufsteigenden Gasblasen schnell die Oberfläche erreichen. Die Gasblasen sind nur etwa eine Minute in Kontakt mit dem Meerwasser, bevor sie die Oberfläche erreichen. Der pH-Wert in den CO<sub>2</sub>-reichen, heißen Wässern, die das CO<sub>2</sub> aus der Tiefe zum Meeresboden transportieren, liegt bei 6,2. Dagegen liegt der pH-Wert im umgebenden Meerwasser mit 8,0 nur leicht unter dem normalen Bereich für Korallenriffe im ä-



*Abb. 7: Diffuser Austritt von CO<sub>2</sub> in einem Korallenriff bei Papua-Neuguinea in 8 m Wassertiefe. Das CO<sub>2</sub> ist vulkanischen Ursprungs. Das ausströmende Gas besteht zu über 95% aus CO<sub>2</sub>. Weitere Bestandteile sind Methan (bis 2 %), Sauerstoff und Stickstoff (bis 5%) und Spuren von Helium. Aus Pichler et al. (1999).*

quatorialen West-Pazifik (Pichler et al. 1999, Kawahata et al., 1997). Die vorkommenden Korallenarten und ihre Wachstumsraten zeigen keine Auffälligkeiten im Vergleich zu anderen Riffen der Region. Gesunde Korallenkolonien wurden in weniger als 1 m Entfernung von Ausstromöffnungen beobachtet (Pichler et al. 2000). Leider fehlen weitergehende ökologische Studien über die Artenzusammensetzung des Riffes. Somit sind keine sicheren Aussagen möglich, in wieweit dieses Ökosystem speziell an das ungewöhnliche Milieu angepasst ist.

Ein weiteres Beispiel konzentrierter, vulkanischer CO<sub>2</sub>-Entgasung im marinen Bereich liegt im Marianengraben (Westpazifik), am "Champagne Site". Dies ist ein submariner Vulkan, von dessen Gipfelbereich in 1600 m Wassertiefe ein heißes Fluid mit extrem hohem CO<sub>2</sub>-Gehalt (2,7 mol/kg), sowie kaltes, flüssiges CO<sub>2</sub> ausströmen (Lupton et al. 2006). Ein ähnliches Phänomen wurde auch im Okinawa-Trog nahe Taiwan beobachtet (Inagaki et al. 2006). Am Champagne Site ist die unmittelbare Umgebung der Ausstromöffnung nur dünn mit Organismen besiedelt, in der weiteren Umgebung (bis zu einem Radius von einigen Hundert Metern) findet sich jedoch eine reiche Fauna, aus Muscheln, Krebsen und Napfschnecken. Auch hier steigen das CO<sub>2</sub>, sowie das heiße Fluid wegen ihrer geringen Dichte sehr schnell auf. Tropfen von flüssigem CO<sub>2</sub> sind bis 200 m über dem Meeresboden erkennbar,

bevor sie sich im Wasser auflösen (Lupton et al. 2006). Dieser schnelle Aufstieg ist allerdings nur bedingt repräsentativ für das Verhalten von CO<sub>2</sub>, das aus einem Speicher im Flachmeer entweicht. Gasförmiges CO<sub>2</sub> hat eine weit geringere Dichte als Meerwasser und steigt daher schnell auf. Das gilt auch für superkritisches CO<sub>2</sub>, das beim Entweichen aus einem unterirdischen Speicher bei einer Tiefe von ca. 750 m durch den abnehmenden Druck in den Gaszustand übergeht. Mit CO<sub>2</sub> angereichertes, salines Porenwasser oder Meerwasser hat jedoch eine etwas höhere Dichte als normales Meerwasser und sammelt sich daher am Meeresboden.

Leider fehlen an diesen wenigen, bekannten, natürlichen CO<sub>2</sub>-Austritten systematische, ökologische Studien. Somit ist es beim derzeitigen Wissensstand schwer zu beurteilen, ob das ausströmende CO<sub>2</sub> nachteilige Auswirkungen auf die lokalen Ökosysteme hat, ob es zu speziell angepassten Ökosystemen führt, oder ob die Auswirkungen durch die schnelle Vermischung mit dem umliegenden Meerwasser minimal bleiben.



## **5. Kapitel: Monitoring**

Eine wichtige Grundvoraussetzung für ein sinnvolles Monitoring-Programm ist, dass vor Beginn der Speichernutzung der natürliche Hintergrund in Bezug auf die geplanten Monitoring-Methoden, z.B. die natürliche CO<sub>2</sub>-Freisetzung aus Sedimenten, in einer ausführlichen Studie bestimmt wird. Ein erfolgreiches Monitoring wird immer mehrere Methoden beinhalten müssen, da die Leckagen sehr verschiedenartig sein können und eine Quantifizierung mit nur einer einzigen Technik nicht möglich bzw. mit großen Unsicherheiten behaftet ist.

Derzeit, wie z.B. bei Sleipner, Weyburn und In Salah, werden für das Monitoring meist konventionelle seismische Verfahren angewandt. Um die Sicherheit der CO<sub>2</sub>-Speicherung, insbesondere bei Deponierung im großen Maßstab, zu gewährleisten, müssen jedoch neue Methoden entwickelt werden und verschiedene Monitoring-Strategien miteinander kombiniert werden. Hierzu wurden in jüngster Vergangenheit verschiedene Forschungs-Projekte gestartet: i) "CO<sub>2</sub> ReMoVe" im 6. Rahmenprogramm der Europäischen Union, ii) das "Carbon Sequestration Program" des US Department of Energy / National Energy Technology Laboratory (DOE/NETL), iii) das "Greenhouse R&D Program" der International Energy Agency (IEA). In diesen Programmen wird nur zu einem geringen Teil über Monitoring-Techniken im offshore-Bereich nachgedacht. Geeignete Verfahren für das offshore-Monitoring existieren aber im Bereich der marinen Gashydrat-Forschung. Hier wurde eine Reihe von Techniken entwickelt, die dem Aufspüren mariner Gasquellen und Hydratvorkommen dienen.

Die zur Zeit vorhandenen Monitoring-Verfahren umfassen sowohl Techniken, die einen CO<sub>2</sub>-Austritt aus dem Speichergestein in die darüber liegende Deckschicht erkennen lassen (z. B. Seismik, Bohrungen) als auch Methoden, die die endgültige Leckage aus dem Meeresboden in das Meerwasser überwachen (z. B. Hydroakustik, chemische CO<sub>2</sub>-Sensoren). Die Methoden unterscheiden sich außerdem stark in ihren Nachweisgrenzen einer Leckage (wenige Gasblasen bis viele Tonnen) und dem Aufwand bzw. den Kosten für die Leckage-Überwachung (wenige Schiffsfahrten pro Jahr bis permanente Geräteinstallation an vielen Positionen über der Deponie). Eine Monitoring-Strategie muss schließlich sowohl eine großflächige Überwachung möglicher Leckagen erfüllen als auch die lokale Überwachung bekannter Schwachstellen des Speichers, wie alte Bohrlöcher oder vorhandene geologische Verwerfungen und Migrationskanäle, einschließen.

Die meisten der hier erwähnten Monitoring-Techniken sind umweltneutral. Die seismischen Verfahren können zu einer Beeinträchtigung von Meeressäugern führen.

## I. Physikalische Methoden

### A. Seismik und Elektromagnetik

Die derzeit am intensivsten eingesetzte Methode beruht auf der langsameren Ausbreitung seismischer Wellen in CO<sub>2</sub> (überkritisch oder gasförmig) im Vergleich zum umgebenden Sediment oder Gestein. Diese seismischen Verfahren ermöglichen, das CO<sub>2</sub> im Untergrund bildlich darzustellen. Die räumliche Auflösung der seismischen Methoden ist im Wesentlichen abhängig von der eingesetzten Schallfrequenz (welche die Eindringtiefe im Sediment bestimmt), der Wassertiefe, der Schiffsgeschwindigkeit und dem zeitlichen Abstand der Schallaussendung (Schüsse). Bei tiefgeschleppten Systemen (z.B. 4 Liter GI guns mit 150 Hz) kann die höchste räumliche Auflösung erzielt werden: Sie liegt in horizontaler Richtung bei >1 m und 20-30 m in vertikaler Richtung. Die minimale CO<sub>2</sub>-Menge, die so mit seismischen Verfahren detektiert werden kann liegt bei ca. 500 t CO<sub>2</sub> (Chadwick et al. 2006). Durch die Aufnahme vieler seismischer Linien ist ein dreidimensionales Abbild des Untergrunds möglich (3-D Seismik) und die Ausbreitung und Wanderung einer entsprechend großen CO<sub>2</sub>-Wolke kann beobachtet werden, wie z.B. beim Sleipner-Projekt. Neben dem genannten tiefgeschleppten System, können Schallquelle und –empfänger auch am Meeresboden platziert werden (OBS) oder nahe der Meeresoberfläche geschleppt werden. Die räumliche Auflösung verschlechtert sich hierbei aber.

Mit geophysikalischen Modellen, die die lokalen Bedingungen in der Lagerstätte berücksichtigen (z.B. Druck, Temperatur, Porosität), lässt sich die Menge des gespeicherten CO<sub>2</sub> nur vage abschätzen. Eine echte Quantifizierung ist zurzeit mit keinem der genannten Verfahren möglich. In aktuellen Forschungsvorhaben, wie z.B. dem EU-Projekt CO<sub>2</sub> ReMoVe oder dem BMWi/BMBF-Projekt SUGAR, wird an Wegen für eine Quantifizierung gearbeitet. Mögliche Ansätze sind hierbei eine Kombination von Seismik und Elektromagnetik (CSEM – control-led source electro magnetics), bei der die verschiedenen Informationen der beiden Techniken bei der Auswertung zusammengeführt werden, oder die Aufnahme von mehreren 3D-Vertikalarrays (vergleichbar mit der terrestrisch eingesetzten VSEP-Technik) sowie eine Verbesserung der numerischen Modelle.

Insgesamt muss aber festgehalten werden, dass mittels dieser Methoden nur sehr große Leckagen aus dem CO<sub>2</sub>-Speicher detektiert werden können und nur solange wie sich das CO<sub>2</sub> im umgebenden Porenwasser nicht komplett gelöst hat.

## B. Hydroakustik

In der Wassersäule lassen sich Gasblasen gut mittels Schallwellen detektieren, da die Impedanz-Differenz zwischen Wasser und Gas sehr groß ist und somit durch Gasblasen ein hohes Rückstreu-Signal erzeugt wird. Dies gilt auch für flüssige CO<sub>2</sub>-Tropfen. Daher können durch hydroakustische Verfahren sogar sehr kleine Mengen an Gasblasen erkannt werden (Clay und Medwin, 1977). Hydroakustische Systeme können im Schiffsrumph eingebaut verwendet werden und von oben durch den Wasserkörper auf das Sediment „schauen“ oder mittels sogenannter „Lander“-Systeme auf den Meeresboden abgesetzt werden und dort horizontal „schauen“. Mittels sogenannter „Multibeam“-Systeme (z. B. SEABEAM 1000, 180 kHz) können zur Zeit mehr als 10000 Messungen alle paar Sekunden für eine Meeresbodenfläche von 50 m mal 20 m aufgenommen werden (Schneider von Deimling, 2007). Dadurch ist es auch möglich, das zeitliche Verhalten von Gasaustritten zu analysieren. Dies ist eine äußerst sensitive Methode zum Detektieren auch sehr kleiner Leckagen. Allerdings ist auch hier eine verlässliche Quantifizierung der Gasmenge momentan noch nicht möglich.

## II. Chemische Methoden

Neben den eher großflächigen physikalischen Überwachungsmethoden (Seismik, EM, Hydroakustik) bieten die punktuellen geochemischen Analysen von Tracern, Porenfluiden und benthischen Flüssen eine sehr sensitive und quantitative Bestimmung möglicher Leckagen. Eine großflächige Extrapolation der CO<sub>2</sub>-Ausbreitung und Evaluierung möglicher Leckagen kann aus den punktförmigen Messungen mit Hilfe von mehrdimensionalen Transport-Reaktions-Modellen erfolgen. Die Sensitivität der chemischen Monitoring-Verfahren beruht dabei auf der signifikant unterschiedlichen chemischen und isotopischen Zusammensetzung der Formationswasser des Speichergesteins und der Porenwasser des Deckgestein bzw. Bodenwassers sowie der Komponenten des CO<sub>2</sub>-„Streams“. Es ist daher vor Beginn der CO<sub>2</sub>-Einleitung auch eine genaue Studie zu den natürlichen Hintergrundkonzentrationen und – flüssen angezeigt.

### A. Tracerstoffe

Ein Monitoring der Ausbreitung des injizierten CO<sub>2</sub> sollte in vielen Fällen anhand der Kohlenstoff-Isotopie des CO<sub>2</sub> ( $\delta^{13}\text{C}$ ) möglich sein. Die Isotopie sowohl des natürlichen als auch injizierten CO<sub>2</sub> bestimmt sich durch die Ausgangsmaterialien (organische Substanzen), aus denen das CO<sub>2</sub> gebildet wurde. Diese werden in der Regel deutlich unterschiedlich sein. Als Beispiel sei eine Untersuchung im „Weyburn CO<sub>2</sub> Monitoring and Storage Project“ der IEA

genannt, bei der festgestellt wurde, dass nach 40 Monaten CO<sub>2</sub>-Injektion ca. 80% des HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> im Formationswasser der Deponie durch Auflösung des injizierten CO<sub>2</sub> gebildet worden waren (Raistrick et al, in press). Durch isotopische Studien lässt sich also auch der Reaktionsweg und nicht nur der Transportweg des CO<sub>2</sub> in der Deponie verfolgen.

In ähnlicher Weise erlauben die Messungen der Edelgasisotopen (von He, Ne, Rn) eine Verfolgung der Ausbreitung des injizierten CO<sub>2</sub> im Speichergestein und durch potentielle Leckagewege. Die Edelgaszusammensetzung und -Isotopie sind ebenso charakteristisch für die Herkunft des injizierten CO<sub>2</sub> und sehr sensitiv messbar.

## B. Porenfluide

Die geochemische Untersuchung des Porenwassers kann zum einen an der Sedimentoberfläche (die obersten Zentimeter bis Meter) erfolgen und zum anderen in Überwachungsbohrlöchern stattfinden, die z. B. in Grundwasserleiter oberhalb des CO<sub>2</sub>-Speichers, sozusagen als Frühwarnsystem, abgeteuft sind.

Ebenso erlaubt die zu analysierende Palette an gelösten Substanzen zwei Herangehensweisen. Zum einen kann die charakteristische chemische Zusammensetzung des vom injizierten CO<sub>2</sub> verdrängten Formationswassers des Speichergesteins Ziel des Monitoring sein, da dieses Formationswasser dem CO<sub>2</sub>-Leck vorangeht und in Bezug auf Grundwasserleiter selbst ein Kontaminationsrisiko darstellt. Zum anderen ändert natürlich die CO<sub>2</sub>-Leckage selbst die chemische Zusammensetzung der Porenfluide, z. B. durch Herabsetzung des pH während der Auflösung.

Die zu analysierenden geochemischen Variablen sind daher sehr umfangreich. Einige wichtige sind u.a.: pH, TA, Ca, Cl, Na, Sr, Schwermetalle, Leitfähigkeit. Es wird auch diskutiert, ob dem injizierten CO<sub>2</sub>-Stream' leicht zu detektierende, inerte Substanzen beigemengt werden sollen, so wie bei Leckage-Prüfungen von Erdgasleitungen H<sub>2</sub>S zugesetzt wird.

## C. Benthische Flüsse

Zur Messung benthischer Flüsse, also des geochemischen Stoffaustausches zwischen Porenwasser und Meerwasser, sind spezielle Geräte (sogenannte ‚Lander‘) entwickelt worden, die auf dem Meeresboden abgesetzt werden, dort einen kleinen Bereich (<1 m<sup>2</sup>) Sediment inklusive überstehendem Bodenwasser einschließen und im Bodenwasser die Konzentrationsänderungen gelöster Substanzen über mehrere Tage und Wochen messen (Linke et al., 2005; Pfannkuche und Linke, 2003). Als Basisparameter zur Leckage-Detektion dient der CO<sub>2</sub>-

Fluss im Verhältnis zur Sauerstoff-Gesamtaufnahme (TOU) der Sedimente. Primärproduzierter organischer Kohlenstoff wird in den Meeresboden eingetragen und dort mineralisiert, etwa 1% wird in das Sediment eingelagert. In Abhängigkeit vom mikrobiellen Abbauweg des importierten Kohlenstoffs wird CO<sub>2</sub> hauptsächlich durch aerobe Oxidation und Methanogenese in das Porenwasser und das Bodenwasser abgegeben und repräsentiert den natürlich gesteuerten CO<sub>2</sub>-Fluss. Da die TOU im Wesentlichen vom Eintrag des organischen Kohlenstoffs abhängt, können Abweichungen des Verhältnisses von CO<sub>2</sub>-Fluss zu TOU als CO<sub>2</sub>-Leckage interpretiert werden. Begleitend sind Messungen weiterer biogeochemischer Parameter (pH, DIC, TA, C/N Gehalte, Porosität, Nährstoffe), die in der Wassersäule und im Sediment gemessen werden, sinnvoll. Da der Stoffumsatz benthischer Systeme redox-sensitiv ist und von der Sauerstoffverfügbarkeit in Bodenwasser abhängt, sollte während der *in situ* Flussmessungen der Sauerstoffgehalt innerhalb der benthischen Kammern mittels eines Gas-austauschersystems (Sommer et al. *in press*) auf dem Niveau des Umgebungswassers gehalten werden.

Ferner sind in den letzten Jahren neue Technologien, wie z. B. geschleppte Unterwasser-Massenspektrometer (UWMS) zur *in situ* Messung gelöster Gase (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, O<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> etc.) und der Erfassung ihrer räumlichen Verteilung in der Wassersäule, entwickelt worden. Diese Technologie erlaubt kostengünstig und mit wenig Analytikaufwand größere Areale zu erfassen und erscheint für Routine-Monitoring Aufgaben äußerst geeignet.



## 6. Kapitel: Umweltrisiken

Zwei verschiedene Arten von Umweltrisiken sind zu unterscheiden: Erstens Risiken durch die Leckage und Migration des CO<sub>2</sub>-Stromes. Zweitens Risiken und Beeinträchtigungen durch die Infrastruktur der CCS-Maßnahmen, das heißt Tätigkeiten während der Exploration (z.B. seismische Messungen), Bohrungen, Bohrplattformen und dergleichen für die Einspeisung und Überwachung des CO<sub>2</sub>, sowie Installationen und Tätigkeiten für das Monitoring. Hier soll nur auf ersteres, die direkten Risiken durch den gespeicherten CO<sub>2</sub>-Strom, eingegangen werden.

pH-Wert	
<b>Meerwasser</b> , oberflächennah, Nordsee	
küstenfern	8,1 ±0,1
küstennah	8,1 ±0,4
<b>Meerwasser</b> , Tiefwasser, Nordpazifik	
Sauerstoffminimumzone (500 m)	7,4
Tiefsee (4000 m)	7,6
<b>Grundwasser</b>	
Frio	6,8
Sleipner, Deckschicht	7,7
<b>CO<sub>2</sub>-Lösung</b> in Speicherschicht	
Frio	5,6 - 6,0
Sleipner (Simulation, superkr. Fluid)	3,0-3,5
Sleipner (Simulation, Lösung nach 6000 Jahren)	5,1

Tabelle 5. Typische pH-Werte von natürlichen Wässern und in CO<sub>2</sub>-Speichern. Quellen: Blackford & Gilbert (2007), Brewer et al. (2004), Kharaka et al. (2006), Audigane et al. (2007).

Wie im terrestrischen Milieu hat CO<sub>2</sub> auch im Meer eine Düngewirkung für Photosynthese betreibende Organismen. Dadurch kann es zu Verschiebungen im Artengefüge mariner Ökosysteme kommen. Umweltschäden durch CO<sub>2</sub> können durch direkte toxische Wirkungen ausgelöst werden. Außerdem bildet CO<sub>2</sub> bei Lösung in Wasser eine Säure, kann also durch Senkung des pH-Wertes zu Veränderungen und Beeinträchtigungen von Ökosystemen führen.

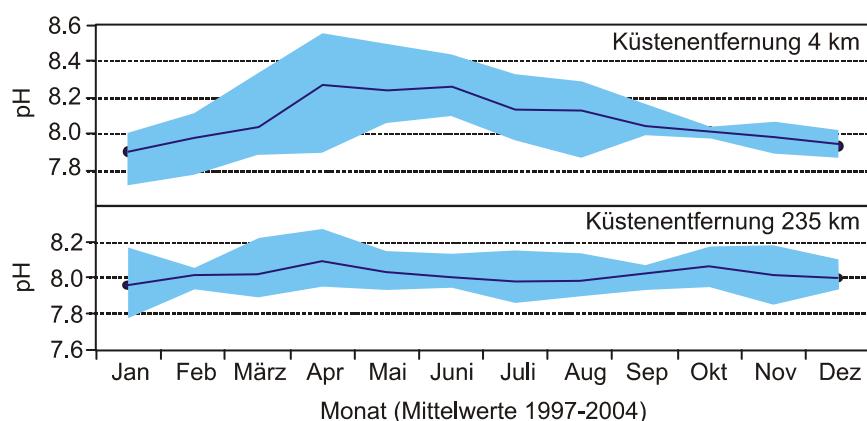
Über die direkten Auswirkungen der Meeres-Versauerung ist noch recht wenig bekannt. Vor allem in den für CCS besonders relevanten, küstennahen Randmeeren gibt es erhebliche natürliche pH-Schwankungen (siehe Kasten 4). Ein starker, lang anhaltender, zusätzlicher Zustrom von CO<sub>2</sub> kann aber dennoch das gesamte System in einen niedrigeren pH-Bereich verschieben (Blackford & Gilbert, 2007). Die pH-Unterschiede zwischen Meerwasser, normalem Grundwasser und CO<sub>2</sub>-gesättigtem Grundwasser sind erheblich (Tabelle 5). Beim Austritt großer CO<sub>2</sub>-Mengen sind folglich lokale pH-Änderungen im Meerwasser zu befürchten.

Blackford & Gilbert (2007) zählen eine Reihe möglicher Folgen von CO<sub>2</sub>-Anreicherungen im Meerwasser auf:

1. Die chemische Form und biologische Verfügbarkeit verschiedener Nährstoffe ist stark pH-abhängig, z.B. Ammoniak und Phosphat.
2. Nitrifizierungsraten sind pH-abhängig.
3. Manche Phytoplanktonarten können nur in einem eng begrenzten ph-Bereich existieren. Arten, die CO<sub>2</sub> anstatt HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> für die Photosynthese verwenden, sind daher im Vorteil.
4. Kalkbildende Arten benötigen bei niedrigem pH-Wert mehr Energie um Kalkskelette abzuscheiden. Beispielsweise steigt die Sterberate von Muschellarven und juvenilen Muscheln.
5. Ändert sich die Artenstruktur des Phytoplanktons, dann werden auch die davon abhängigen, nachfolgenden Glieder der Nahrungskette betroffen.
6. Erhöhte CO<sub>2</sub>-Gehalte im Wasser wirken unterschiedlich auf den Metabolismus verschiedener Arten, was zu Verschiebungen im Artenspektrum führen kann.

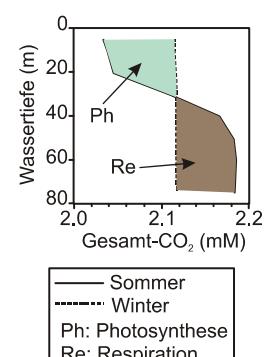
Nachfolgend sollen die möglichen Folgen von CO<sub>2</sub>-Austritten für die verschiedenen Bereiche der marinen Lebewelt diskutiert werden: für die tiefe Biosphäre, die unmittelbar mit konzentriertem CO<sub>2</sub>, bzw. mit freigesetzten toxischen Stoffen im Grundwasser in Kontakt kommt; für das Benthos, das am Meeresboden in der Umgebung einer Leckage lebt und direkt ausströmendem Fluid ausgesetzt ist; für das Nekton und Plankton, das im Einflussbereich einer Leckage lebt und Änderungen der Wasserchemie zu spüren bekommt.

#### Kasten 4: Natürliche pH-Wert-Variationen in der Nordsee



Der pH-Wert des Nordsee-Wassers ändert sich im Verlauf eines Jahres. Die beiden Kurven zeigen gemessene pH-Werte von zwei Stationen, vor der niederländischen Küste (oben) und nahe der Doggerbank (unten) nach Blackford & Gilbert (2007). Die Kilometerzahlen geben den Abstand von der Küste an. Die Punkte sind Mittelwerte der Jahre 1997 - 2004. Die schraffierten Bereiche geben Ober- und Untergrenzen der mehrjährigen Variationen im genannten Zeitraum an. Die pH-Schwankungen sind in Küstennähe wesentlich höher, als im offenen Meer. Dies gilt sowohl für jahreszeitliche als auch für mehrjährige Variationen (Breite der schraffierten Bänder).

Das pH-Maximum im Frühjahr wird durch die Frühjahrs-Algenblüte und durch Dichteschichtung verursacht, wie im Diagramm rechts dargestellt (aus Thomas et al. 2004). Es zeigt ein Tiefenprofil des CO<sub>2</sub>-Gehaltes in der Nordsee im Sommer und im Winter. Die Aufnahme von CO<sub>2</sub> in Algen bei der Photosynthese (Ph) senkt CO<sub>2</sub> und pH im flachen Wasser. Eine stabile Dichteschichtung im Sommer trennt diese Flachwasserschicht von einer Tiefenschicht, in der die Respiration (Re) des Benthos CO<sub>2</sub> anreichert.



Im Winter wird die abgekühlte Wassersäule durch Winterstürme durchmischt. Dabei gelangt das CO<sub>2</sub>-reiche, leicht saure Bodenwasser in die Oberflächenschicht. Der pH-Wert des Oberflächenwassers sinkt ab.

## I. Tiefe Biosphäre und Grundwasser

Forschungen an Tiefbohrungen, Bohrungen in den Ozeanen und in Bergwerken zeigten in den letzten Jahren immer wieder, dass in der Erdkruste, noch in Tiefen von mehreren Hunderten von Metern, zahlreiche, diverse Mikrobenassoziationen leben (DeLong 2004). Whitman et al. (1998) schätzen, dass mehr als die Hälfte der Prokaryoten der Erde im Untergrund der Ozeane leben. Das könnte bis zu einem Viertel der gesamten irdischen Biomasse ausmachen. Die Lebenszyklen dieser tiefen Biosphäre sind allerdings deutlich langsamer als die der oberirdischen, möglicherweise bis zu 10000 mal langsamer (Whitman et al., 1998).

Die tiefe Biosphäre kommt direkt mit dem eingespeisten CO<sub>2</sub> in konzentrierter oder gelöster Form in Kontakt. Außerdem könnten Beimengungen zum CO<sub>2</sub> Auswirkungen auf die Mikrobenassoziationen haben. Die Zusammensetzung der Beimengungen des eingespeisten Gases hängt vor allem vom Abtrennungsverfahren und vom Kraftwerkstyp ab. Die Hauptbeimengungen sind Schwefelverbindungen (SO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S) und Stickoxide, Methan, Kohlenmonoxid, Wasserstoff, sowie Stickstoff, Sauerstoff und Argon. Ihr Gesamtanteil am CO<sub>2</sub>-Strom liegt je nach Kraftwerkstyp meist zwischen 0,01 und ca. 4 Vol.-%, wobei H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub> und O<sub>2</sub> den überwiegenden Hauptanteil (>90%) stellen (IPCC 2005). Bei CO<sub>2</sub>-Strömen aus Oxyfuel-Kraftwerken kann der Sauerstoffgehalt bis 10% betragen (pers. Mitt. Johannes Evers, RWE). Die Gehalte an Schwefelverbindungen hängen stark vom Schwefelgehalt der verwendeten Brennstoffe ab, liegen aber meist unter 0,01%. Weitere Stoffe können in Spurenkonzentrationen dem CO<sub>2</sub> beigemengt sein. Dies sind z.B. Schwermetalle (vor allem Quecksilber, Arsen und Selen; IEA GHG, 2007) oder Kohlenwasserstoffe (Turley et al. 2004). Über deren Häufigkeit im CO<sub>2</sub>-Strom gibt es aber keine konkreten Angaben in der Literatur (IPCC 2005, IEA-GHG, 2007). Spurenelementgehalte in Verbrennungsrückständen (Flugasche) von Kohle nennen Tishmack & Burns (2004): Hg bis 12 ppm, As bis 1.4 %, Se bis 130 ppm, Pb bis 2 %, Ba bis 1,4%. Die Konzentrationen im CO<sub>2</sub>-Strom hängen davon ab, wieviel dieses Staubes ausgefiltert werden kann.

Der direkte Kontakt mit CO<sub>2</sub> oder beigemengten anderen Stoffen wird sicherlich Auswirkungen auf die Mikrobenassoziationen im Speichergestein haben. Allerdings ist sehr wenig darüber bekannt, wie die in der tieferen Erdkruste lebenden Mikroorganismen auf hohe CO<sub>2</sub>-Gehalte, Versauerung oder andere Stoffe reagieren, bzw. ob es zu einer Artenverschiebung zu anderen, an solche Bedingungen angepassten Mikrobenassoziationen kommen würde.

Eine zusätzliche Gefahr besteht, wenn durch die CO<sub>2</sub>-Einleitung toxische Stoffe mobilisiert werden (siehe Kap. 4-I-A). Einerseits können diese die tiefe Biosphäre beeinträchtigen. Andererseits könnte bei einer Leckage ein mit solchen Stoffen angereichertes Porenwasser in andere Grundwasserhorizonte eindringen und diese kontaminieren. Das Risiko, dabei einen kontinentalen Grundwasserhorizont zu erreichen ist bei CO<sub>2</sub>-Speichern im Untergrund der Meere allerdings relativ gering. Hierfür wäre ein erheblicher horizontaler Transport erforderlich (abhängig vom Abstand zur Küste). Weit wahrscheinlicher ist ein Austreten durch den Meeresboden in das Meerwasser. Hierbei würden zunächst die Organismen betroffen sein, die in der Nähe der Austrittsstelle in und auf dem Meeresboden leben. Bei Austritt sehr großer CO<sub>2</sub>-Mengen könnten sich auch Auswirkungen auf Bewohner des freien Wassers ergeben.

## **II. Lebewelt am Meeresboden (Benthos)**

Je nach den lokalen Strömungsverhältnissen und der Topographie des Meeresbodens kann sich um die Austrittsstelle einer CCS-Leckage CO<sub>2</sub> ansammeln. In Flachmeeren wie der Nordsee kann man allgemein von einer raschen Verbreitung und Durchmischung durch Gezeitenströmungen und Wellengang ausgehen. Dadurch wird ein großes Volumen von Meerwasser beeinträchtigt, durch den Verdünnungseffekt jedoch mit deutlich reduzierten Auswirkungen.

Am stärksten betroffen sind benthische Ökosysteme in unmittelbarer Umgebung der Austrittsstelle. Der Radius dieses Gebietes hängt vor allem von der Flußrate des Ausstromes ab und davon, ob gasförmiges CO<sub>2</sub> oder an CO<sub>2</sub> angereichertes Porenwasser austritt. Ersteres steigt schnell auf, letzteres kann sich am Meeresboden ansammeln. Das Absinken des pH-Wertes beeinträchtigt in erster Linie Organismen mit Kalkskeletten. Insbesondere Echinodermen (z.B. Seesterne, Seeigel) und einige Mollusken (Schnecken, Muscheln) dürften davon betroffen sein, da sie relativ leicht lösliche Modifikationen von Calciumcarbonat für den Skelettbau verwenden. Besonders die Larven-Stadien sind dabei gefährdet. Auch Crustaceen sind bedroht (IEA GHG 2007, Turley et al. 2004, Pörtner 2006). Schließlich zeigen Experimente, dass Korallen bei verringertem pH langsamer wachsen. Dies gilt auch für die in der Nordsee und im Nordatlantik vorkommenden Kaltwasserkorallen (Hoegh-Guldberg et al. 2007, Roberts et al. 2006, Guinotte et al. 2006).

Auch direkte Einflüsse von vermindertem pH und erhöhter CO<sub>2</sub>-Konzentrationen auf die Physiologie des Benthos wurden beobachtet (Pörtner 2006, IPCC 2005). Diese betreffen die Säure-Basen-Regulation, Stickstoff-Metabolismus, Ionenhomöostase, Reproduktion, Wachstum, Sterblichkeitsrate und Proteinsynthese von Muscheln, Sipunculiden (Würmer), Echinodermen, Schnecken, Crustaceen und Makroalgen. Unmittelbare Auswirkungen sind nur bei sehr

hohen CO<sub>2</sub>-Konzentrationen zu beobachten, aber lang anhaltende gerinfgige Änderungen können dennoch zu Langzeitschädigungen führen.

Bakterien und andere Einzeller, die im Sediment der Tiefsee leben, reagierten bei Meeresboden-Experimenten mit sehr hohen Konzentrationen von CO<sub>2</sub> (bis 20000 ppm Partialdruck) unterschiedlich (Ishida et al. 2005). Bakterien nahmen in den Experimenten deutlich zu, wogegen Foraminiferen, Nematoden und andere Mikroorganismen zurückgingen. Es sind dementsprechend Verschiebungen im Ökosystem der Meeresbodensedimente in der nächsten Umgebung einer CO<sub>2</sub>-Leckage zu erwarten.

Es ist bislang nicht möglich universell anwendbare Schwellenwerte des pH-Wertes oder der CO<sub>2</sub>-Konzentrationen anzugeben, deren Überschreitung zu meßbaren Auswirkungen auf die Physiologie von Meeresorganismen oder auf Meeres-Ökosysteme führt (Pörtner 2006). Außerdem ist zu beachten, dass es bisher keine Feldstudien zu den spezifischen Auswirkung von CO<sub>2</sub> auf marine Ökosysteme gibt. Alle Studien stützen sich auf Experimente im Labor oder in Mesokosmen und betrachten in der Regel Auswirkungen auf einzelne Arten, nicht auf natürliche Ökosysteme (Pörtner 2006). Modellsimulationen deuten an, dass Wechselwirkungen und Rückkopplungsmechanismen innerhalb der marinen Ökosysteme die Auswirkungen von CO<sub>2</sub>- und pH-Wertänderungen verstärken können. Allerdings besteht auf diesem Gebiet noch fundamentaler Forschungsbedarf (Blackford & Gilbert 2007). Darüber hinaus ist auch eine Verstärkung der pH- und CO<sub>2</sub>-Effekte durch Wechselwirkung mit dem Temperaturanstieg und der zurückgehenden Sauerstoffsättigung des Meerwassers nachgewiesen. Auch hier besteht aber noch sehr großer Forschungsbedarf (Pörtner 2006).

### **III. Marine Ökosysteme im freien Wasser (Nekton und Plankton)**

Bei langanhaltenden, schwerwiegenden Leckagen können so große Mengen CO<sub>2</sub> ins Meer gelangen, dass es auch im freien Wasser über dem CO<sub>2</sub>-Ausstrom zu Änderungen des pH-Wertes und der CO<sub>2</sub>-Konzentration kommt. Dadurch können auch die Ökosysteme des Nektons (vor allem Fische, Cephalopoden) und des Planktons beeinträchtigt werden. Auswirkungen auf die Fischfauna sind ähnlich wie oben für das Benthos beschrieben. Allerdings sind im freien Wasser nur bei Extremleckagen ähnlich hohe CO<sub>2</sub>-Konzentrationen zu erreichen wie am Meeresboden nahe der Austrittsstelle. Andererseits sind die Lebewesen im freien Wasser aber auch weniger gut an veränderliche Umweltbedingungen angepasst als das Benthos, das in einer oft sehr wechselhaften Umwelt lebt (Pörnter 2006)..

Einflüsse auf das Phytoplankton sind vor allem zu erwarten, wenn eine Leckage in flachem Wasser auftritt, da das Phytoplankton auf die lichtdurchflutete Wasserschicht nahe der Meereroberfläche beschränkt ist, die das ausströmende CO<sub>2</sub> erst nach dem Aufstieg durch die Wassersäule erreicht. Beim Phytoplankton gibt es für verschiedene Arten eine große Spannweite in den Reaktionen auf pH-Wert-Verschiebungen. Küstennah lebende Arten sind meist sehr pH-tolerant, da in diesem Milieu starke natürliche pH-Schwankungen auftreten. Eine Verschiebung des pH-Wertes kann trotzdem zu einer Änderung in der Artenzusammensetzung und beim zeitlichen Auftreten von Algenblüten führen (Hinga 2002). Weiter werden kalkbildende Arten (Coccolithophoriden), wie schon beim Benthos erwähnt, von niedrigeren pH-Werten beeinträchtigt (Pörtner 2006, Riebesell et al. 2004). Dagegen sind Arten im Vorteil, die bei der Photosynthese auf im Wasser gelöstes CO<sub>2</sub> angewiesen sind. All diese Effekte können eine Verschiebung im Artenspektrum des Phytoplanktons bewirken. Das davon abhängige Zooplankton sowie weiter folgende Glieder der Nahrungskette wären entsprechend betroffen. Es ist folglich auch auf Seiten des Nektons und Planktons eine Veränderung des lokalen marinen Ökosystems im Einzugsbereich einer CO<sub>2</sub>-Leckage möglich.



## **7. Kapitel: Grenzwerte für die CO<sub>2</sub>-Leckagerate aus ökologischer Perspektive**

Die folgenden Kriterien müssen herangezogen werden, um einen Grenzwert für CO<sub>2</sub>-Leckagen am Meeresboden festzulegen:

1. Die lokalen Ökosysteme am Meeresboden dürfen nicht beeinträchtigt werden.
2. Die CO<sub>2</sub>-Gehalte im überstehenden Meerwasser dürfen nicht signifikant erhöht werden. Da das freigesetzte CO<sub>2</sub> im Wasser durch die Meeresströmungen rasch verteilt und durch die laterale Dispersion schnell verdünnt wird, müssen hier die Effekte auf einer größeren räumlichen Skala untersucht werden. Es muss beispielsweise gewährleistet sein, dass die mittleren CO<sub>2</sub>-Gehalte im Wasser der Nordsee durch die große Anzahl von CO<sub>2</sub>-Deponien, die für die Nordsee geplant sind, nicht signifikant erhöhen werden.
3. Die CO<sub>2</sub>-Gehalte der Atmosphäre dürfen durch die Leckagen nicht signifikant erhöht werden. Aufgrund der raschen atmosphärischen Durchmischung können nur globale Betrachtungen und Bilanzen sinnvoll als Bewertungsgrundlage herangezogen werden.

### **I. Benthische Ökosysteme**

Um die ökologischen Konsequenzen von CO<sub>2</sub>-Leckagen auf die Lebewelt am Meeresboden zu bewerten, müssen zunächst die natürlichen CO<sub>2</sub>-Flüsse am Meeresboden erfasst werden. Dabei ist anzustreben, dass die CO<sub>2</sub>-Flüsse an der Sediment/Bodenwasser-Grenzschicht durch den CO<sub>2</sub>-Aufstieg aus submarinen CO<sub>2</sub>-Deponien gegenüber dem natürlichen Hintergrundwert nicht wesentlich erhöht werden. Die hierbei betrachteten Flußwerte ( $t$  pro  $km^2$  und Jahr,  $t$   $km^{-2} a^{-1}$ ) sind als Durchschnittswerte für die angegebene Fläche ( $km^2$ ) und Zeit (Jahr) zu betrachten. Reale Leckagen werden wahrscheinlich eher als Punkt- oder Linienquellen an Bohrlöchern oder Störungen auftreten und erheblichen zeitlichen Variationen unterliegen.

CO<sub>2</sub> entsteht in Oberflächensedimenten durch den mikrobiellen Abbau partikulärer organischer Kohlenstoffverbindungen (POC), die durch die marine Primärproduktion im Oberflächenwasser gebildet oder von Land her in die Sedimente eingetragen werden. Die daraus resultierenden CO<sub>2</sub>-Bildungsraten und CO<sub>2</sub>-Flüsse an der Sediment/Wasser-Grenzschicht zeigen deutliche saisonale Schwankungen und regionale Unterschiede. Die Wassertiefe hat dabei einen dominanten Einfluss, da der Anteil der organischen Substanz, die den Meeresboden erreicht mit steigender Wassertiefe deutlich zurückgeht (Middelburg et al., 1993). Die in Tab. 6 aufgeführten Werte geben die globalen, jährlichen Mittelwerte an, die aus dem POC-Abbau im Sediment resultieren (Burdige, 2007).

Wassertiefe (km)	CO <sub>2</sub> -Fluss (mmol m <sup>-2</sup> d <sup>-1</sup> )	CO <sub>2</sub> -Fluss (t km <sup>-2</sup> a <sup>-1</sup> )	Fläche (10 <sup>12</sup> m <sup>2</sup> )	CO <sub>2</sub> -Fluss (Gt a <sup>-1</sup> )
0 – 0,2	9,4	151	27,1	4,09
0,2 – 1	3,0	48	16,0	0,77
1 – 2	1,5	24	15,8	0,38
2 – 3	1,0	16	30,7	0,49
3 – 4	0,8	13	76,8	0,99
4 – 5	0,2	3,2	114,7	0,37
5 – 6	0,09	1,4	76,8	0,11
>6	0,04	0,6	4,4	0,003
Gesamt			362,3	7,2

Tab. 6. Natürliche CO<sub>2</sub>-Flüsse am Meeresboden (Burdige, 2007)

Der natürliche globale CO<sub>2</sub>-Fluss am Meeresboden (7,2 Gt a<sup>-1</sup>; 1 Gt = 10<sup>9</sup> t) ist deutlich geringer als die anthropogene globale CO<sub>2</sub>-Emission aus der Verbrennung fossiler Energieträger (ca. 26 Gt a<sup>-1</sup> im Jahr 2006). Die direkte Einleitung von CO<sub>2</sub> in den tiefen Ozean würde also zu einer massiven Störung der natürlichen Gleichgewichte am Meeresboden führen. Aus ökologischer Perspektive ist anzustreben, dass die CO<sub>2</sub>-Leckage aus submarinen Deponien die Gleichgewichte im Sediment - auch auf lokaler Basis - nicht wesentlich beeinträchtigt. Für submarine CO<sub>2</sub>-Deponien auf den kontinentalen Schelfen und am Kontinentalhang (0 – 1000 m Wassertiefe) sollte daher die CO<sub>2</sub>-Leckagerate nicht mehr als ca. 5 - 10 t CO<sub>2</sub> km<sup>-2</sup> a<sup>-1</sup> betragen, so dass der natürliche CO<sub>2</sub>-Fluss am Meeresboden (48 - 151 t CO<sub>2</sub> km<sup>-2</sup> a<sup>-1</sup>) um weniger als 10 % erhöht wird.

## II. Planktische Ökosysteme

Weiterhin muss gewährleistet werden, dass die CO<sub>2</sub>-Gehalte in der Wassersäule durch die CO<sub>2</sub>-Leckagen am Meeresboden nicht signifikant erhöht werden, wodurch möglicherweise die Ökosysteme des freien Wassers (Plankton und Nekton) geschädigt würden (siehe Kapitel 6). Dazu muss der Leckagefluss mit anderen Flüssen in Relation gesetzt werden. Wir verwenden hierzu als Vergleichswert den CO<sub>2</sub>-Fluss aus der Atmosphäre in die Nordsee in den Jahren 2001-2002 und setzen voraus, dass dieser Fluss zu keiner wesentlichen Beeinträchtigung der planktischen Ökosysteme führte. Die Nordsee nahm in den Jahren 2001-2002 etwa 61 t

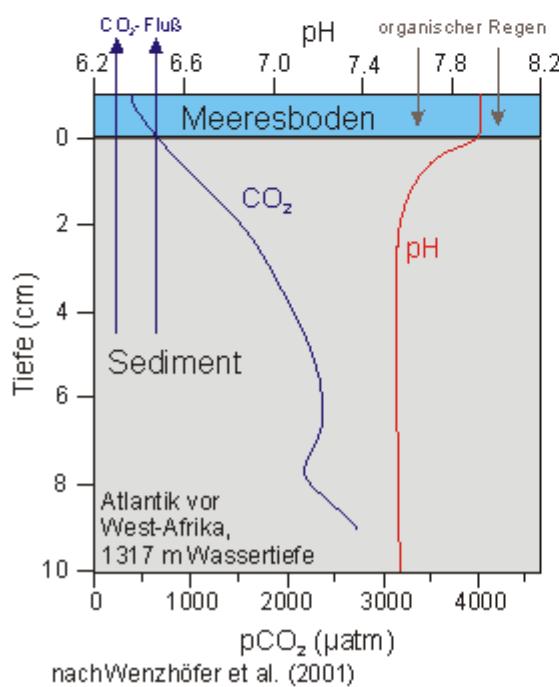
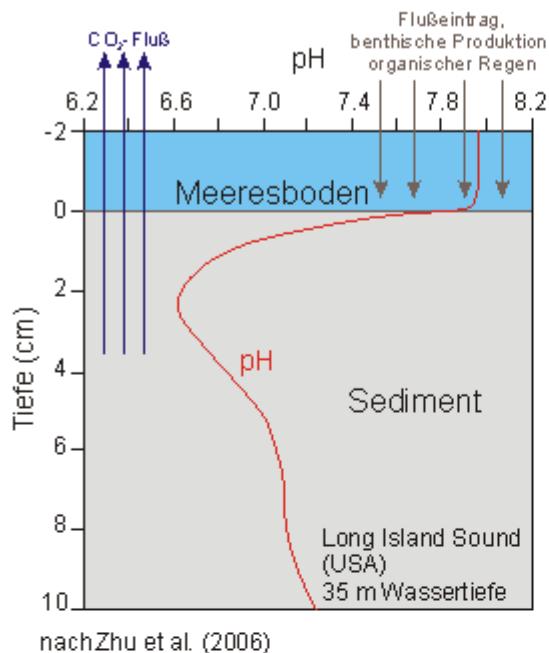
CO<sub>2</sub> km<sup>-2</sup> a<sup>-1</sup> aus der Atmosphäre auf (Thomas et al., 2004). Bei einer Meeresbodenfläche von 5,1 x 10<sup>5</sup> km<sup>2</sup> entspricht dies einer CO<sub>2</sub>-Aufnahme von 31 Mt CO<sub>2</sub> a<sup>-1</sup> (Thomas et al., 2004). Unter der Annahme, dass bis zu 10 % des Meeresbodens der Nordsee als CO<sub>2</sub>-Deponiefläche genutzt werden, würde der maximal zulässige Leckagefluss (10 t CO<sub>2</sub> km<sup>-2</sup> a<sup>-1</sup>) die CO<sub>2</sub>-Aufnahme der Nordsee um weniger als 2 % erhöhen. Der oben aus benthischer Perspektive abgeleitete Grenzwert gewährleistet also, dass auch die CO<sub>2</sub>-Bilanz der gesamten Nordsee, einschließlich der Ökosysteme in der Wassersäule, durch mögliche CO<sub>2</sub>-Leckagen nicht wesentlich beeinflusst wird.

### **III. CO<sub>2</sub>-Gehalte in der Atmosphäre**

Die Bundesregierung hat sich nach eingehender Diskussion auf Basis der Empfehlungen des WBGU darauf verständigt, dass maximal 0,01 % der deponierten CO<sub>2</sub>-Menge pro Jahr aus den CO<sub>2</sub>-Speichern in die Atmosphäre entweichen sollte (BMWi, BMU & BMBF 2007). Damit würde erreicht, dass nach 1000 Jahren noch 90 % der deponierten Menge im Untergrund verbleiben. CCS würde so zu einer nachhaltigen Reduktion der anthropogenen CO<sub>2</sub>-Emissionen führen. Die Leckageflüsse hätten dann keinen signifikanten Einfluss auf den globalen CO<sub>2</sub>-Haushalt der Atmosphäre.

Mit einem Computermodell, das sowohl den Kohlenstoffkreislauf zwischen Ozean und Biosphäre, als auch die Erderwärmung in Abhängigkeit des Atmosphären-CO<sub>2</sub>-Gehaltes (Treibhauseffekt) simuliert, untersuchten Haugan & Joos (2004) die globalen Klima-Auswirkungen von CO<sub>2</sub>-Leckagen. Für die Berechnung des Treibhauseffektes wurde eine Klimasensitivität von 2,5°C pro Verdoppelung des CO<sub>2</sub>-Gehaltes angenommen. Dies ist etwas weniger als der vom IPCC (2007a) als beste Schätzung vorgestellte Wert von 3°C. Somit fallen die Einflüsse der Erderwärmung im Modell eher geringer aus als zu erwarten.

### Kasten 5: pH-Wert und CO<sub>2</sub>-Konzentration im Meeresboden



Mit Mikrosensoren gemessene pH-Profilen in den obersten Zentimetern des Meeresbodens zeigen in der Regel eine starke Versauerung direkt unter der Wasser-Sediment-Grenzfläche. Diese wird durch die vorwiegend bakterielle Oxidation von organischen Substanzen im Sediment verursacht, also durch CO<sub>2</sub>. Dementsprechend steigt im Sediment auch die CO<sub>2</sub>-Konzentration mit der Tiefe an (siehe unteres Beispiel). Das CO<sub>2</sub> diffundiert aus dem Sediment in das darüberliegende Wasser. Es ergibt sich ein natürlicher CO<sub>2</sub>-Fluß. Solange ein zusätzlicher CO<sub>2</sub>-Fluß aus einer CCS-Leckage deutlich kleiner ist, als der natürliche Fluß, ist keine wesentliche Beeinträchtigung des benthischen Ökosystems zu erwarten.

Die Stärke des pH-Abfalls hängt vor allem vom Eintrag organischer Partikel ab (Produktivität) und ist im flachen Wasser (oben) im allgemeinen stärker ausgeprägt, als in der Tiefsee (unten), wo nur ein kleiner Teil des organischen Regens aus dem Oberflächenwasser den Meeresboden erreicht.

Ist im Sediment ab einer bestimmten Tiefe aller Sauerstoff aufgebraucht, steigt der pH wieder an (oben, ab ca. 2 cm). Anaerobe Reaktionen in diesem Milieu erzeugen eher basische Verbindungen.

Die Modellrechnungen gehen von einer Sequestrierung von jährlich 30 % des globalen CO<sub>2</sub>-Ausstoßes ab dem Jahr 2035 aus. Die Sequestrierung beginnt im Jahr 2010 und steigert sich in den folgenden 25 Jahren kontinuierlich bis zum Erreichen der 30 %-Kapazität. Der Energiebedarf des CCS führt zu einem zusätzlichen CO<sub>2</sub>-Ausstoß von 20%, der ebenfalls sequestriert wird. Das durch Leckagen freigesetzte CO<sub>2</sub> gelangt im Modell direkt in die Atmosphäre. Dies ist auch bei Speicherung im Untergrund des Schelfbereichs realistisch, da im flachen Wasser ein schneller Gasaustausch zwischen Meer und Atmosphäre stattfindet (Austauschzeit ist weniger als ein Jahr). Die Studie behandelt auch die CO<sub>2</sub>-Injektion ins offene Meer in 3000 m Wassertiefe. Diese entspricht bezüglich der CO<sub>2</sub>-Freisetzung in die Atmosphäre der geologischen Sequestrierung mit 0,1 % Leckagerate. Für ein Emissionsszenario mit Stabilisierung des CO<sub>2</sub>-Gehaltes ohne CCS bei 550 ppm ergaben sich nachfolgende Resultate.

Bei einer Leckage-Rate von mehr als 1 % pro Jahr erwärmt sich die Erdoberfläche wenige Jahrhunderte nach Beginn der CO<sub>2</sub>-Sequestrierung mindestens genauso stark, wie sie es ohne Sequestrierung getan hätte. Das heißt, die Sequestrierung hätte langfristig gesehen keinen positiven Einfluß auf das Erdklima. In der Studie wird davon ausgegangen, dass die Leckageraten konstant bleiben, auch wenn ein CCS-Standort weitgehend geleert ist, und dass eine vollständige Leerung möglich ist. Letzteres ist wegen der zu erwartenden Reaktionen des CO<sub>2</sub> mit Speichergestein und Porenwasser unwahrscheinlich. Somit würde die Leckage eines Speichers schon nach einigen hundert Jahren ein Ende finden und ein gewisser Prozentsatz des CO<sub>2</sub> würde im Speicher verbleiben. Dies würde aber das zusätzlich durch den CCS-Energiebedarf erzeugte CO<sub>2</sub> kaum aufwiegen, so dass langfristig gesehen sogar mehr CO<sub>2</sub> in die Atmosphäre gelangen könnte als ohne CCS.

Bei Leckage-Raten von 0,1% pro Jahr bleibt zu Anfang der positive Klimaeffekt der CO<sub>2</sub>-Speicherung mit deutlich verminderter Erwärmung während der ersten 100 Jahre erhalten. Im Verlauf der folgenden Jahrhunderte kommt es aber durch die CO<sub>2</sub>-Freisetzung zu einem langsamen Temperaturanstieg. Nach 1000 Jahren beträgt der Klimaschutzeffekt nur noch ca. 60% des Effekts einer leckagefreien CO<sub>2</sub>-Speicherung. Der CO<sub>2</sub>-Gehalt der Atmosphäre steigt in diesem Zeitraum um ca. 25 ppm an, wogegen er bei einer leckagefreien CO<sub>2</sub>-Speicherung um ca. 10 ppm fallen könnte.

Das langsame Entweichen des CO<sub>2</sub> in die Atmosphäre mit Raten von mehr als 0,1 % pro Jahr könnte also im Verlauf von Jahrhunderten die Erfolge der CO<sub>2</sub>-Speicherung teilweise zunichte machen oder gar umkehren. Leckagen dieser Größenordnung würden eine "CO<sub>2</sub>-Zeitbombe" für nachfolgenden Generationen darstellen. Damit ist die Forderung nach Lecka-

geraten von maximal 0,01 % pro Jahr aus Sicht der nachhaltigen Klimasicherung und des Schutzes der Ozeane vor globaler Versauerung gerechtfertigt.

#### IV. CO<sub>2</sub>-Leckagefluss

Im Folgenden soll abgeschätzt werden, ob die oben genannte, globale Vorgabe von 0,01% Leckage pro Jahr ausreicht, um auch die lokalen benthischen Ökosysteme an den submarinen Deponien zu erhalten. Dazu muss zunächst abgeschätzt werden, wie viel CO<sub>2</sub> unter einer Meeresbodenfläche von 1 km<sup>2</sup> deponiert werden kann. Diese Menge variiert je nach Speichertyp und betrachtetem Zeithorizont. Für die Utsira-Sandsteinformation, die seit 1996 am Sleipnerfeld für die CO<sub>2</sub>-Deponierung genutzt wird, können seismische Daten herangezogen werden, um die CO<sub>2</sub>-Ausbreitung im Untergrund zu verfolgen (Arts et al., 2004a). Bis zum Jahr 2001 wurden dort 4,26 Mt CO<sub>2</sub> deponiert, die sich im Untergrund auf einer ellipsenförmigen Fläche von ca. 3 km<sup>2</sup> verteilten (Chadwick et al., 2004b; Lombardi et al., 2006). Damit wurden also ca. 1,4 Mt CO<sub>2</sub> km<sup>-2</sup> deponiert. Bei einer vollständigen Befüllung und einer Speichereffizienz von 20% kann sich der Wert auf 7,5 Mt CO<sub>2</sub> km<sup>-2</sup> erhöhen (Chadwick et al. 2004a). Bei einer Leckagerate von 0,01 % a<sup>-1</sup> resultiert ein CO<sub>2</sub>-Fluss von 140 bis 750 t km<sup>-2</sup> a<sup>-1</sup>. Dieser Fluss liegt um eine Größenordnung über dem Grenzwert, der aus benthischer Perspektive als unbedenklich erscheint. Die Erhaltung der lokalen benthischen Ökosysteme stellt also in diesem Fall deutlich größere Anforderungen an die Abdichtung des CO<sub>2</sub>-Speichers als die globale CO<sub>2</sub>-Bilanz.

In offenen Speichersystemen, in denen das CO<sub>2</sub> nicht in einer Fallenstruktur fixiert ist, ist damit zu rechnen, dass sich das CO<sub>2</sub> mit der Zeit weiträumiger ausbreitet. Damit werden die pro km<sup>2</sup> gespeicherte CO<sub>2</sub>-Menge und entsprechend auch die lokale Flußdichte (Mt CO<sub>2</sub> pro km<sup>2</sup> und Jahr) geringer. Somit können in diesem Fall die benthischen Anforderungen an die Abdichtung und die klimatisch begründeten Grenzwerte langfristig konvergieren. In geschlossenen Speichersystemen (Fallenstrukturen) ist dagegen die lokale Beeinflussung des Benthos der limitierende Faktor für die Speichersicherheit.

Insgesamt kann festgehalten werden, dass aus ökologischer Sicht, die CO<sub>2</sub>-Leckagerate aus submarinen Speichern einen Grenzwert von 10 t km<sup>-2</sup> a<sup>-1</sup> nicht überschreiten sollte.

## **Zusammenfassung**

Marine Ökosysteme werden durch die anthropogenen CO<sub>2</sub>-Emissionen massiv geschädigt (WBGU, 2006). Die Ozeane absorbieren zurzeit etwa  $37 \pm 7\%$  der globalen CO<sub>2</sub>-Emissionen und haben seit Beginn der Industrialisierung mehr als 700 Gt anthropogenes CO<sub>2</sub> aufgenommen (IPCC, 2007b). Die CO<sub>2</sub>-Aufnahme hat zu einer signifikanten Versauerung des marinen Oberflächenwassers geführt, die sich in Zukunft weiter verstärken wird und ein erhebliches Bedrohungspotential für die marinen Ökosysteme darstellt. Aufgrund der nachteiligen Effekte der Versauerung auf die Lebewelt im Ozean empfehlen die Konsultativtagung der Vertragsstaaten des Londoner Protokolls und OSPAR ihren Mitgliedsstaaten, die Verklappung von CO<sub>2</sub> im Meerwasser zu verbieten. Die CO<sub>2</sub>-Speicherung in geologischen Formationen unterhalb der Meere soll jedoch unter bestimmten Auflagen erlaubt werden. Die Abscheidung und Speicherung von CO<sub>2</sub> in geologischen Formationen (CCS: Carbon Capture und Storage) wird in einer Reihe internationaler Studien als eine wesentliche Maßnahme zur Minderung der industriellen CO<sub>2</sub>-Emissionen eingeschätzt (IPCC, 2005; IPCC, 2007a). Mit dieser Technologie kann innerhalb weniger Jahrzehnte eine signifikante Reduktion der anthropogenen CO<sub>2</sub>-Emissionen erreicht werden (STERN, 2007). Da die marinen Ökosysteme durch anthropogene CO<sub>2</sub>-Emissionen massiv geschädigt werden und die CCS-Technologie eine signifikante Reduktion dieser Emissionen in Aussicht stellt, erscheint es aus meeresökologischer Perspektive sinnvoll zu sein, diesen Technologiepfad weiterzuentwickeln und umzusetzen. Dabei muss jedoch sichergestellt werden, dass die Minderung der atmosphärischen CO<sub>2</sub>-Emissionen nicht durch einen Zunahme der CO<sub>2</sub>-Freisetzung in die Ozeane erkauft wird. Die Leckage von CO<sub>2</sub> aus submarinen CO<sub>2</sub>-Speichern in das überstehende Meerwasser muss so gering sein, dass die Lebewelt am Meeresboden und in der Wassersäule weder lokal noch regional oder gar global beeinträchtigt wird. Vor diesem Hintergrund wurde der vorliegende Bericht erarbeitet. Die wesentlichen Ergebnisse sind im Folgenden zusammengefasst:

- CO<sub>2</sub> kann bedingt durch seine chemischen und physikalischen Eigenschaften in unterschiedlichen Formen im Meeresboden gespeichert werden. Speicher, die in geringen Wassertiefen angelegt werden (<200 m), enthalten gasförmiges, superkritisches oder flüssiges CO<sub>2</sub>, das aufgrund seiner geringen Dichte einen beträchtlichen Auftrieb entwickelt und ohne ein geeignetes Deckgestein in den Ozean entweichen würde. Das Deckgestein muss eine durchgehend niedrige Permeabilität aufweisen, um CO<sub>2</sub>-Leckagen zu verhindern. In großen Wassertiefen

(>300 m) kann CO<sub>2</sub> dagegen als immobiler eisartiges Festkörper (CO<sub>2</sub>-Hydrat) oder als flüssiges CO<sub>2</sub> (>3000 m) deponierte werden, das eine höhere Dichte als das überstehende Meerwasser hat und somit keinen Auftrieb entwickelt. Die Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresboden ist also bei großen Wassertiefen mit einem deutlich geringeren Leckagerisiko verbunden. Bei der weiteren rechtlichen Ausgestaltung der submarinen CO<sub>2</sub>-Speicherung sollte daher darauf geachtet werden, diese nicht nur in flach-marinen geologischen Strukturen sondern grade auch in tiefen Formationen und Sedimenten jenseits der kontinentalen Schelfe unter bestimmten Auflagen zu ermöglichen.

- Unabhängig von der Wassertiefe und vom Aggregatzustand wird das eingebrachte CO<sub>2</sub> nach einiger Zeit im Formationswasser gelöst. Dieser Prozess benötigt je nach Speichertyp mehrere Jahrzehnte bis Jahrhunderte. Die entstehenden CO<sub>2</sub>-reichen Lösungen haben eine höhere Dichte als Meerwasser, so dass das Leckagerisiko mit der Zeit abnimmt. Mächtige und permeable Speicherschichten begünstigen die rasche konvektive Lösung von CO<sub>2</sub>. Das Leckagerisiko nimmt daher mit steigender vertikaler Ausdehnung und Porosität der Speicherhorizonte ab.

- Abhängig von der Reaktionsfreudigkeit und Beschaffenheit der Speichergesteine und der Deckschichten wird das gelöste CO<sub>2</sub> im Laufe von Jahrhunderten bis Jahrtausenden in Hydrogencarbonat umgewandelt oder in Mineralien gebunden und dadurch weitgehend neutralisiert. Die Auflösung von Carbonatgesteinen durch CO<sub>2</sub> erhöht die Permeabilität der Deckschichten während die Permeabilität durch die CO<sub>2</sub>-induzierte Umwandlung von reaktiven Silikaten in Tonminerale erniedrigt wird. Vor diesem Hintergrund ist es sinnvoll, Standorte und Gesteine für die CO<sub>2</sub>-Speicherung zu wählen, die durch hohe Gehalte an reaktiven Silikaten (Feldspäte, vulkanische Aschen, etc.) gekennzeichnet sind, da so das langfristige Leckagerisiko minimiert werden kann.

- Um dauerhaft unschädlich zu bleiben, muss CO<sub>2</sub> für einige Jahrtausende gespeichert werden. Erfahrungen mit natürlichen und anthropogenen CO<sub>2</sub>-Speichern zeigen, dass unter günstigen Bedingungen eine Speichersicherheit für diesen Zeitraum gewährleistet ist. Das größte Sicherheitsrisiko stellen alte, ungenügend versiegelte Bohrungen dar, die potentielle Wegsamkeiten für CO<sub>2</sub>-Leckagen bieten. Erfahrungen mit der CO<sub>2</sub>-Beständigkeit von Bohrloch-

versiegelungen gibt es nur für Zeiträume von wenigen Jahrzehnten. Weiterhin muss der Druckanstieg im Speichergestein, der durch das eingebrachte CO<sub>2</sub> verursacht werden kann, in engen Grenzen gehalten werden, um eine mechanische Beeinträchtigung der Deckschichten zu vermeiden.

- Zur Risikoabschätzung sollte primär auf Erfahrungen mit bestehenden natürlichen und anthropogenen CO<sub>2</sub>-Speichern zurückgegriffen werden. Bestehende anthropogene Speicher liegen allerdings noch weit unter der für eine signifikante CO<sub>2</sub>-Emissionsreduzierung notwendigen Größenordnung von >100 Mt gespeichertem CO<sub>2</sub>. Extrapolationen auf größere Speicherkapazitäten sind nicht einfach durchzuführen. Nur aus Projekten entsprechend großer Dimension wird es möglich sein, Erfahrungen mit der Einlagerung von großen CO<sub>2</sub>-Mengen zu sammeln.

- Abschätzungen der potentiellen globalen Speicherkapazitäten sind mit großen Unsicherheiten behaftet. Unterschiedliche geologische Rahmenbedingungen erfordern detaillierte, lokale Studien der jeweiligen potentiellen Speicher. Gute Kenntnisse liegen in erster Linie für Regionen mit Erdöl- und Erdgaslagerstätten vor. Für den europäischen Raum sind marine Speicherkapazitäten vor allem in der Nordsee vorhanden. Detaillierte Kapazitätsabschätzungen fehlen jedoch. Ehemalige Öl- und Gaslagerstätten haben vermutlich nur begrenztes Speicherpotential. Wesentlich höhere Kapazitäten werden in salinen Aquiferen vermutet. Speichermöglichkeiten für CO<sub>2</sub>-Hydrate gibt es in der Norwegischen Rinne. Weitere Speicheroptionen gibt es am tieferen Kontinentalhang im Atlantik und in der Barentssee. Die größte potentielle Speicherkapazität bieten die Sedimente und geologischen Formationen der Tiefsee.

- Erfahrungen mit natürlichen CO<sub>2</sub>-Austritten an Land zeigen, dass es lokal zu ökologischen Beeinträchtigungen kommen kann, wenn die Austritte Gas in hoher Konzentration fördern. Im marinen Bereich sind ökologische Beeinträchtigungen durch CO<sub>2</sub>-Leckagen schwer abschätzbar. Wir gehen davon aus, dass der natürliche CO<sub>2</sub>-Fluss im Meeresboden durch Leckagen aus CCS-Speichern um nicht mehr als 10 % erhöht werden sollte. Damit ergibt sich für die kontinentalen Schelfbereiche ein maximal tolerierbarer Leckagefluss von 10 t CO<sub>2</sub> pro km<sup>2</sup> und Jahr. Dieser Fluss schließt auch eine Beeinträchtigung der Ökosysteme in der Wassersäule aus. Für marine Standorte mit großer Speicherdichte ergibt sich hiermit ein Grenz-

wert, der deutlich niedrigerer ist, als die für die klimawirksame Sequestrierung als ausreichend erachtete Leckagerate von 0,01 % pro Jahr.

Insgesamt muss festgestellt werden, dass erhebliche Kenntnislücken bestehen, die es erschweren, die Wahrscheinlichkeit von CO<sub>2</sub>-Leckagen und ihre Konsequenzen für die marinen Ökosysteme abschließend zu bewerten. Auf Basis der verfügbaren Daten kann jedoch davon ausgegangen werden, dass – bei Wahl der geeigneten Speicher – wahrscheinlich auch nach 1000 Jahren mehr als 99 % des eingebrachten CO<sub>2</sub> in der geologischen Formation zurückgehalten wird (IPCC, 2005). Gleichzeitig ist gut belegt, dass mindestens 30 % des in die Atmosphäre emittierten anthropogenen CO<sub>2</sub> vom Ozean aufgenommen wird und dort zu einer massiven Versauerung des Meerwassers führt. Die CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Speicherung ist also sehr wahrscheinlich mit einem deutlich geringeren Schaden für die Ökosysteme im Meer verbunden als die ungebremste industrielle Freisetzung von CO<sub>2</sub> in die Atmosphäre.

Aufgrund der Skalierungsprobleme können gesicherte Erkenntnisse zur CO<sub>2</sub>-Migration im Untergrund und zu großräumigen CO<sub>2</sub>-Leckagen letztendlich nur in der industriellen Praxis gewonnen werden. Es muss eine Lernkurve beschritten werden, um schließlich die am besten geeigneten Speichertypen und -technologien zu identifizieren. Dazu müssen Pilotprojekte durchgeführt werden, bei denen mehrere Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> in geeignete submarine geologischen Formationen eingebracht werden. Diese industriellen Projekte müssen durch öffentlich geförderte Forschungsprogramme und staatliche Institutionen begleitet werden, um objektive Daten und Erkenntnisse zum Risiko von CO<sub>2</sub>-Leckagen aus submarinen geologischen Formationen zu gewinnen. Erst auf Basis dieser Daten kann dann abschließend bewertet werden, ob die CO<sub>2</sub>-Abscheidung im Meeresuntergrund eine ökologisch sinnvolle und vertretbare Option ist.

## Glossar

anthropogen: Durch Menschen verursacht. Oft auf Auswirkungen menschlicher Handlungen und deren Produkte bezogen, z.B. CO<sub>2</sub>-Produktion durch Verkehr, Stromerzeugung und Industrie.

Benthos, benthisch: Lebewesen, die den Meeresboden bewohnen (benthische Lebensweise). Man unterscheidet sessiles Benthos (am Boden festgewachsen oder verankert, z.B. Schwämme, Korallen, Miesmuscheln); vagiles Benthos (beweglich, z.B. Krebse, Würmer); Epibenthos (lebt auf der Sedimentoberfläche); Endobenthos (lebt im Sediment). Zusammen mit dem Nekton (aktive Schwimmer) und Plankton (passive Schwimmer) bildet das Benthos die Lebewelt der Meere.

Blow Out: Unerwarteter, heftiger, oft katastrophaler Gasausbruch aus einer Bohrung.

Cold Seep: Austritt von kaltem Fluid aus dem Meeresboden.

EOR: Enhanced Oil Recovery. Ein Verfahren zur Förderung von Erdöl aus Lagerstätten, aus denen mit herkömmlicher Förderung kein Öl mehr gewinnbar ist. Hierzu wird Gas in die Lagerstätte eingepumpt, wodurch das noch vorhandene Öl mobilisiert und durch den erhöhten Druck aus der Lagerstätte gepresst wird. CO<sub>2</sub> ist für EOR sehr gut geeignet, da es das Öl nicht angreift, sich aber gut darin löst und es dabei dünnflüssiger (weniger viskos) macht. Ein Teil des CO<sub>2</sub> wird mit dem Öl gefördert, davon abgetrennt und kann weiterverwendet werden. Ein erheblicher Teil wird in der Lagerstätte gebunden (zum Beispiel durch Kapillarkräfte in Gesteinsporen). Daher hat EOR den Nebeneffekt der CO<sub>2</sub>-Sequestrierung.

Fluid: Übergeordneter Begriff für Flüssigkeiten und Gase.

Gashydrat: Eisartige Verbindung aus Wasser- und Gasmolekülen. Die Gasmoleküle vor allem von Methan oder Kohlendioxid werden in einem Gitter von Wassereis festgehalten. Gashydrate sind nur bei hohem Druck und niedrigen Temperaturen stabil.

pelagisch: Im offenen Ozean befindlich. Von griechisch πελαγιος = auf dem Meer, πελαγος = Hohe See.

Permeabilität: Durchlässigkeit eines Sedimentes oder Gesteins. Wird durch die Art und Häufigkeit der Verbindungen der Poren bestimmt. Gibt es viele durchgehende, möglichst geradlinige Verbindungen, ist die Permeabilität hoch, Fluide können leicht durch das Sediment oder Gestein strömen. Sind viele Poren voneinander isoliert, kann selbst bei hoher Porosität die Permeabilität sehr gering sein.

Plankton, planktisch: Lebewesen, die frei treibend im Meerwasser leben. Dazu gehören viele Einzeller (Diatomeen, Radiolarien...), manche Quallen oder Krill. Viele Larven durchleben ein planktisches Stadium.

pH-Wert: Skala, die anzeigt wie sauer oder alkalisch eine Flüssigkeit ist. Neutraler Punkt liegt bei 7. Kleinere pH-Werte bedeuten Säure, größere zeigen Laugen an. Normales Meerwasser hat einen pH-Wert von ca. 8, im leicht alkalischen Bereich. Sehr starke Säuren liegen bei einem pH von -1, sehr starke Laugen bei 15. Mineralwasser liegt ungefähr bei pH=6.

Porosität: Maß für den Anteil von Hohlräumen zwischen Partikeln (Sandkörner, Tonblättchen...) in Sediment und Gesteinen (Porenraum).

Prokaryoten: Einzeller ohne Zellkern. Dazu gehören beispielsweise Bakterien.

saliner Aquifer: Grundwasserschicht, in der das Wasser einen hohen Salzgehalt hat. Das Wasser ist dadurch als Trinkwasser ungeeignet.

superkritisch: Zustand eines Fluids, wenn sowohl Temperatur als auch Druck oberhalb eines kritischen Wertes liegen (kritischer Punkt im Phasendiagramm, z.B. Wasser: 374°C, 221 bar). In diesem Bereich gibt es keine Trennung der flüssigen und gasförmigen Phasen mehr, nur noch den superkritischen Zustand. Die Eigenschaften eines superkritischen Fluids liegen zwischen denen von Flüssigkeiten und Gasen. Sie sind sehr mobil und geringviskos ähnlich einem Gas, können aber wie Flüssigkeiten Stoffe in Lösung bringen.

Tiefsee: Tiefe Bereiche der Meere, mit Wassertiefen größer als ca. 1000 m. Gekennzeichnet durch einen engen Temperaturbereich (meist 2-4 °C), sehr hohen Druck (>100 bar) und das fast völlige Fehlen von Sonnenlicht.

WBGU: Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen

## **2. Teil: Die Ausgestaltung des rechtlichen Rahmens**

Der mit dem fortschreitenden Klimawandel und seiner Wahrnehmung gewachsene Problemdruck, die absehbare Einsatzreife entsprechender Technologien und auch die durch den Emissionshandel geförderte Investitionsbereitschaft haben ein Bedürfnis nach rechtlicher Ordnung der Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund geschaffen, das seit Ende 2006 zu einer erstaunlich raschen Entwicklung der rechtlichen Grundlagen geführt hat.

Diese rechtliche Ordnung steht vor der Aufgabe,

- mit Regelung des Meeresumweltschutzes, entsprechenden Standards und einer zweckmäßigen administrativen Zulassung und Überwachung (Kapitel 1-3) sowie
- mit einer zweckentsprechenden Ausgestaltung von Anreizen durch das System des Emissionshandels (Kapitel 4) und einem auf die Besonderheiten dieses Bereichs zugeschnittenen Haftungssystem (Kapitel 5)
- den Schutz der Umwelt, vor allem der durch Versauerung vorbelasteten Meeresökosysteme bei der Speicherung von CO<sub>2</sub> auf extrem lange Frist zu sichern
- und gleichzeitig die Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund einschließlich der dafür erforderlichen Investitionssicherheit zu ermöglichen.

Der zur Verwirklichung dieser Ziele zu entwickelnde Regelungsrahmen muss sich auf ein gewachsenes System des See- und Umweltrechts stützen, das sich auf eng verschränkte völkerrechtliche (Kapitel 1), zunehmend auch europarechtliche (Kapitel 2) und nationale Regelfelder (Kapitel 3) stützt.

Die neuartige Problematik der Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund berührt dabei unterschiedliche Rechtsbereiche mit z.T. ebenenspezifisch unterschiedlicher Systematisierung. Dazu gehören der Meeresumweltschutz, das Naturschutzrecht, das Recht der Nutzung des Meeresuntergrunds, insbesondere des Festlandsockels und das Recht des Emissionshandels (Kapitel 4) sowie das Haftungsrecht (Kapitel 5). Vorgelagert ist jedoch die Frage der Zuweisung von Nutzungsrechten und Regelungskompetenzen.



## **1. Kapitel: Seevölkerrecht und Meeressumweltschutz\***

### **I. Einleitung**

Die Frage der Zulässigkeit der Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund wird wesentlich vom Völkerrecht bestimmt. Dies liegt daran, dass das Völkerrecht für den marinen Raum grundlegende Bedeutung hat. Es bestimmt maßgeblich diesen Teil der Erde, der zu einem erheblichen Teil außerhalb der Reichweite staatlicher Hoheitsansprüche liegt. Für die Problemstellung der Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund haben eine Reihe unterschiedlicher völkerrechtlicher Vertragssysteme Bedeutung. Dies ist zunächst die Seerechtskonvention der Vereinten Nationen (SRÜ), die gleichsam die „Verfassung der Meere“ darstellt. Daneben gibt es eine Reihe von speziellen Übereinkommen über den Meeresschutz, die sich zum Teil auf spezifische Aspekte und zum Teil auf bestimmte Regionen oder Meeresgebiete beziehen. Schließlich ist auch zu betrachten, welche sonstigen Instrumente des Umweltvölkerrechts eine Bedeutung für die hier zu untersuchende Fallkonstellation haben.

### **II. Befugnisse der Staaten zur Nutzung des Meeresuntergrundes und ihrer Regelung**

Die Nutzungs- und Regelungsbefugnisse der Staaten bzw. internationaler Organisationen bezüglich des Meeresuntergrundes sind grundlegend im Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen vom 10. Dezember 1982<sup>1</sup> geregelt.

#### **A. Die verschiedenen Meereszonen nach dem SRÜ**

Das SRÜ teilt das Seegebiet in verschiedene rechtliche Zonen. In Abhängigkeit von den Zonen werden den Mitgliedsstaaten und den Organen des Seerechtsübereinkommens verschiedene Rechte und Pflichten zuteil. Relevant sind im Zusammenhang mit der Verbringung und Speicherung von Kohlendioxid das Küstenmeer, der Festlandssockel und das Gebiet.

Gem. Art. 3 SRÜ erstreckt sich das Küstenmeer auf bis zu 12 Seemeilen (sm), gemessen von der Basislinie. Zu den Küstengewässern gehören die sog. inneren Gewässer landseitig der vor der Küste verlaufenden Ausgangs- oder Basislinie. Über diese Bereiche übt der Küstenstaat gem. Art. 2 SRÜ Hoheitsgewalt über die See, den Meeresboden und den Luftraum aus. In diesem Bereich findet grundsätzlich das Recht des Küstenstaates Anwendung; er gilt als Teil

---

\* Bearbeitet von Peter-Tobias Stoll und Friederike Lehmann.

<sup>1</sup> Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen, 10. Dezember 1982, 21 ILM 1245 (1982) (in Kraft getreten am 16. November 1994), hiernach SRÜ. Das SRÜ kann unter [http://www.un.org/Depts/los/convention\\_overview\\_convention.htm](http://www.un.org/Depts/los/convention_overview_convention.htm) abgerufen werden.

des Staatsgebietes.<sup>2</sup> Dies gilt auch für fremde Schiffe oder Plattformen, von denen aus CO<sub>2</sub> in den Meeresuntergrund der Küstengewässer eingespeist wird.

Von der Küste aus gesehen seewärtig schließt sich das Festlandsockelregime bezüglich des Meeresbodens und des Meeresuntergrundes an, Art. 76 ff. SRÜ. Für die darüber liegenden Gewässer gelten die Regelungen der Ausschließlichen Wirtschaftszone, Art. 55 ff. SRÜ. In diesen Bereichen hat der Küstenstaat bestimmte, eingeschränkte souveräne Rechte und Hoheitsbefugnisse, ohne dass Meeresboden und Wassersäule als Bestandteil seines Staatsgebiets angesehen werden. Diese souveränen Rechte und ausschließlichen Hoheitsbefugnisse des Küstenstaates beziehen sich vor allem auf die Erforschung und Ausbeutung natürlicher Ressourcen.<sup>3</sup> Wie Art. 76 SRÜ für den Festlandsockel eindeutig bestimmt, gelten diese Regelungen auch für den Meeresuntergrund.<sup>4</sup>

Mit der seewärtigen Grenze des Festlandsockels enden die küstenstaatlichen Hoheitsbefugnisse. Es schließt sich das sogenannte „Gebiet“ an, zu dem der Meeresboden und der Meeresuntergrund (Art. 1 Abs. 1 SRÜ) jenseits der Grenzen des Bereichs nationaler Hoheitsbefugnisse gehört. In dem Gebiet gestaltet sich die Begründung von Regelungs- und Kontrollrechten schwieriger, da das Gebiet grundsätzlich als „Gemeinsames Erbe der Menschheit“ („Common Heritage of Mankind“) angesehen wird. Gem. Art. 137 SRÜ darf im Gebiet kein Staat Souveränität oder souveräne Rechte über einen Teil des Gebietes oder seine Ressourcen beanspruchen oder ausüben oder sich solche Ressourcen aneignen. „Tätigkeiten im Gebiet“ sind danach alle Tätigkeiten zur Erforschung und Ausbeutung der Ressourcen des Gebietes. Ressourcen sind in Art. 133 SRÜ definiert und schließen alle festen, flüssigen und gasförmigen mineralischen Ressourcen mit ein. Die Regelungs- und Kontrollbefugnis für solche Tätigkeiten kommt im Gebiet ausschließlich der Tiefseebodenbehörde zu. Sonstige Rechte und Pflichten im Gebiet werden von Part XI SRÜ i.V.m. dem Übereinkommen zur Durchführung des Teiles XI des SRÜ geregelt.

<sup>2</sup> Die Ausnahme fremder Schiffe auf friedlicher Durchfahrt durch das Küstenmeer von der küstenstaatlichen Hoheitsgewalt spielt in dem hier interessierenden Zusammenhang keine Rolle.

<sup>3</sup> Lagoni, in: Graf Vitzthum, Handbuch des Seerecht, 173, Rn. 26.

<sup>4</sup> Ein solcher Streit wird weder in dem UNCLOS Commentary erwähnt noch in dem Handbuch des Seerechts, S.185-6.

## B. Kompetenzen für die Kontrolle von CCS-Vorhaben im Bereich des Festlandsockels

### 1) Kompetenzen unter dem Gesichtspunkt der Ressourcennutzung?

Die Frage, ob ein Küstenstaat die Kontroll- und Regelungsbefugnis für die Verbringung und Speicherung von CO<sub>2</sub> auf dem Festlandsockel und dem Gebiet hat, hängt zunächst davon ab, ob es sich dabei um die Nutzung von Ressourcen handelt. Bezuglich des Festlandsockels ist fraglich, ob die Verbringung und Speicherung von CO<sub>2</sub> eine Ausbeutung oder Erforschung der natürlichen Ressourcen i.S.v. Art. 77 Abs. 1, 4 SRÜ darstellt und der Küstenstaat daher souveräne Rechte bzgl. des CCS wahrnehmen kann.<sup>5</sup>

Das SRÜ hat den Küstenstaaten nämlich nicht schlechthin jede wirtschaftliche Nutzung der Bestandteile des Festlandsockels zugesprochen, sondern in Art. 77 Abs. 4 genau definiert, welche Ressourcen den Küstenstaaten zur Nutzung zugewiesen sein sollen. Darunter fallen die „mineralischen und sonstigen nichtlebenden Ressourcen des Meeresbodens und seines Untergrunds sowie die zu den sesshaften Arten gehörenden Lebewesen, ...“.

Hier steht demgegenüber eine Nutzung des Festlandsockels in Rede, die entweder vorfindliche oder im Wege der Verdrängung zu beanspruchende Räume für das CO<sub>2</sub> zur dauerhaften Speicherung nutzen will. Eine solche Nutzung fällt nicht zuletzt schon deshalb, weil hier kein Material extrahiert, sondern ein Stoff eingebracht werden soll, schwerlich unter die Legalaufzählung des Art. 77 Abs. 4 SRÜ. Letztere mag man für technisch überholt halten. Ihr ist aber klar zu entnehmen, dass nicht jedwede wirtschaftliche Nutzung des Festlandsockels, sondern eben nur die umschriebenen Ressourcen der Verfügungsbefugnis der Küstenstaaten unterfallen sollen. Regelungs- und Kontrollbefugnisse für die Küstenstaaten ergeben sich unter diesem Gesichtspunkt daher nur in einer sehr beschränkten Perspektive: in Betracht kommen sie nur dort, wo CO<sub>2</sub>-Speicherung und Ressourcengewinnung eng miteinander verbunden sind, wie dies etwa bei dem sogenannten Enhanced Oil/Gas Recovery-Verfahren der Fall ist, wo durch Einpressen des vor Ort abgeschiedenen CO<sub>2</sub> die Öl- oder Gasförderung unterstützt wird.

<sup>5</sup> Artikel 77 Rechte des Küstenstaats am Festlandsockel

(1) Der Küstenstaat übt über den Festlandsockel souveräne Rechte zum Zweck seiner Erforschung und der Ausbeutung seiner natürlichen Ressourcen aus.

...

(4) Die in diesem Teil genannten natürlichen Ressourcen umfassen die mineralischen und sonstigen nichtlebenden Ressourcen des Meeresbodens und seines Untergrunds sowie die zu den sesshaften Arten gehörenden Lebewesen, das heißt solche, die im nutzbaren Stadium entweder unbeweglich auf oder unter dem Meeresboden verbleiben oder sich nur in ständigem körperlichen Kontakt mit dem Meeresboden oder seinem Untergrund fortbewegen können.

## **2) Kompetenz für künstliche Inseln, Anlagen und Bauwerke, Art. 80 i.V.m. Art. 60 SRÜ**

Dies bedeutet allerdings nicht, dass die Küstenstaaten keine Kontrollbefugnisse über die Speicherung von CO<sub>2</sub> in ihrem Festlandsockel beanspruchen könnten. Vielmehr kann für andere CCS-Verfahren auf dem Festlandsockel die Regelungs- und Kontrollbefugnis aus Art. 80 i.V.m. Art. 60 SRÜ hergeleitet werden. Gem. Art. 80 SRÜ gilt Art. 60 SRÜ „sinngemäß für künstliche Inseln, Anlagen und Bauwerke auf dem Festlandsockel“. Art. 60 SRÜ besagt, dass „der Küstenstaat das ausschließliche Recht zur Errichtung sowie zur Genehmigung und Regelung der Errichtung, des Betriebes und der Nutzung von a) künstlichen Inseln; b) Anlagen und Bauwerken für die in Artikel 56 vorgesehenen und für andere wirtschaftliche Zwecke; c) Anlagen und Bauwerken, welche die Ausübung der Rechte des Küstenstaats in der Zone beeinträchtigen können, hat.“ Das heißt, dass der Küstenstaat das Recht hat, die Verbringung und Speicherung von CO<sub>2</sub> zu regeln und zu kontrollieren, soweit diese mit der Errichtung und dem Betrieb einer solchen Anlage oder Insel in Verbindung steht.

## **3) Kompetenzen für Bohrarbeiten, Art. 81 SRÜ**

Des Weiteren bestimmt Art. 81 SRÜ, dass die Regelung und Kontrolle von Bohrarbeiten auf dem Festlandsockel auch ausschließlich dem Recht des Küstenstaates unterstehen.

## **4) Meeresumweltschutzkompetenz, Art. 208, 214 SRÜ**

Eine weitere Kompetenz des Küstenstaates zur Regelung von CCS auf dem Festlandsockel ergibt sich aus Art. 208 und 214 SRÜ. Gem. Art. 208 SRÜ sind Küstenstaaten befugt „Gesetze und sonstige Vorschriften zur Verhütung, Verringerung und Überwachung der Verschmutzung der Meeresumwelt zu erlassen, die sich aus oder im Zusammenhang mit unter ihre Hoheitsbefugnisse fallenden Tätigkeiten auf dem Meeresboden ergibt oder von künstlichen Inseln, Anlagen und Bauwerken herrührt, die aufgrund der Artikel 60 und 80 unter ihre Hoheitsbefugnisse fallen“.<sup>6</sup> Die Durchsetzung der nach Art. 208 SRÜ erlassenen Gesetze, Rege-

<sup>6</sup> Artikel 208 Verschmutzung durch Tätigkeiten auf dem Meeresboden, die unter nationale Hoheitsbefugnisse fallen

... (3) Diese Gesetze, sonstigen Vorschriften und Maßnahmen dürfen nicht weniger wirkungsvoll sein als die internationalen Regeln, Normen und empfohlenen Gebräuche und Verfahren.

(4) Die Staaten bemühen sich, ihre diesbezügliche Politik auf geeigneter regionaler Ebene aufeinander abzustimmen.

(5) Die Staaten stellen, insbesondere im Rahmen der zuständigen internationalen Organisationen oder einer diplomatischen Konferenz, weltweite und regionale Regeln, Normen und empfohlene Gebräuche und Verfahren zur Verhütung, Verringerung und Überwachung der in Absatz 1 genannten Verschmutzung der Meeres-

lungen und Maßnahmen ist gem. 214 SRÜ auch den Staaten überlassen. Alle in dem Gutachten besprochenen Möglichkeiten der CO<sub>2</sub> Verbringung und Speicherung auf dem Festlandsockel würden daher unter die Reglungs- und Kontrollbefugnis des Küstenstaates fallen. Von der privaten Industrie können diese Rechte auf der Grundlage von staatlichen Konzessionen wahrgenommen werden. Diese Befugnis steht jedoch unter dem Vorbehalt, dass der jeweilige Staat seine sonstigen völkerrechtlichen und europarechtlichen Verpflichtungen einzuhalten hat.<sup>7</sup>

### C. Befugnisse im Bereich des sog. Gebietes („Tiefseeboden“)

In dem Gebiet gestaltet sich die Begründung von Regelungs- und Kontrollrechten für die Verbringung und Speicherung von CO<sub>2</sub> schwieriger, da das Gebiet grundsätzlich als „Gemeinsames Erbe der Menschheit“ („Common Heritage of Mankind“) angesehen wird.

Zunächst ist hier wieder an eine Ressourcennutzung zu denken. Sie steht nach dem oben Gesagten in diesem Fall allerdings nicht einzelnen Staaten, sondern nach Art. 133 iVm. 157 Abs. 1 SRÜ der Tiefseebodenbehörde zu. Allerdings stützt sich diese Befugnis der Behörde – ähnlich wie die küstenstaatliche Kompetenz im Bereich des Festlandsockels – auf einen einschränkenden Ressourcenbegriff. Der bereits erwähnte Art. 133 bezieht sich auf „alle festen, flüssigen oder gasförmigen mineralischen Ressourcen in situ, die sich im Gebiet auf oder unter dem Meeresboden befinden, einschließlich polymetallischer Knollen ...“ und dürfte daher ebenso wenig wie Art. 77 Abs. 1 und 4 - die Speicherung von CO<sub>2</sub> einschließen.

Dies bedeutet grundsätzlich, dass es jedem Staat grundsätzlich frei steht, CCS auch im Gebiet zu betreiben. Er hat dabei jedoch die Grundsätze des Teil XI des SRÜ zu beachten. Er ist deshalb an das Verbot der Souveränitätsbehauptung (Art. 137 SRÜ) ebenso gebunden wie an das Gebot der Friedlichkeit (Art. 141). Er ist ferner an Art. 138 und über diese Vorschrift auch an das Rücksichtnahmegebot des Art. 147 SRÜ, die Verantwortlichkeitsklausel nach Art. 139 SRÜ und die Umweltverpflichtungen Teil XII SRÜ gebunden.

Entsprechende Verpflichtungen kann und muss er gegenüber seinen Staatsangehörigen und in Bezug auf Schiffe und Installationen, die seine Flagge führen, regeln und durchsetzen.

---

umwelt auf. Diese Regeln, Normen und empfohlenen Gebräuche und Verfahren werden nach Bedarf von Zeit zu Zeit überprüft.

<sup>7</sup> Solche völkerrechtlichen Verpflichtungen ergeben sich zum Beispiel im Bezug auf umweltrechtliche Aspekte aus Teil XII SRÜ, aus dem Londoner Protokoll und aus dem OSPAR-Übereinkommen (siehe 3. Umweltpflichten im Hinblick auf CCS nach dem Völkerrecht des 1. Kapitels Seevölkerrechts und Meeresumweltschutz). Europarechtlich sind sowohl die einschlägigen alten Richtlinien als auch die zu erwartende CCS-Richtlinie zu beachten (siehe unten im Europarechtlichen Teil).

### **III. Die Umweltpflichten im Hinblick auf CCS nach dem Völkerrecht**

#### **A. Das Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen – Grundlage einer allgemeinen Umweltpflichtigkeit der Staaten**

Bedeutung für die Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund hat zunächst das am 16. November 1994 in Kraft getretene Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen, das mit seinen 157 Vertragsstaaten<sup>8</sup> eine nahezu universelle Geltung für sich in Anspruch nehmen kann. Es darf ohne Weiteres als die grundlegende internationale Regelung für den Meeresaum bezeichnet werden. Das Übereinkommen regelt mit dem Anspruch auf globale Geltung, der durch die hohe Zahl der Vertragsstaaten unterstrichen wird, neben grundlegenden Fragen der Reichweite staatlicher Souveränitäts- und Ressourcenrechte und der Nutzungen der Meere, auch den marinen Umweltschutz.

##### **1) Allgemeine Umweltpflichtigkeit nach Art. 192 SRÜ**

Die dafür maßgeblichen Bestimmungen finden sich zu einem großen Teil in Teil XII SRÜ, das dem Schutz und der Bewahrung der Meeresumwelt dienen soll. Die generelle Verpflichtung der Vertragsstaaten die Meeresumwelt zu beschützen und zu bewahren, ist in Art. 192 SRÜ festgeschrieben. Für den Fall, dass die Durchführung von CCS-Vorhaben die Meeresumwelt schädigt, wäre dieses Gebot verletzt.<sup>9</sup> Die generellen Maßnahmen zur Verhütung, Reduzierung und Kontrolle der Meeresumweltverschmutzung sind in Art. 194 SRÜ niedergeschrieben und in Art. 207-212 SRÜ konkretisiert. Diese Normen füllen die Programmnorm des Art. 192 SRÜ näher aus. Art. 194 Abs. 1 SRÜ verpflichtet die Staaten,

„je nach den Umständen einzeln oder gemeinsam, alle mit diesem Übereinkommen übereinstimmenden Maßnahmen [zu treffen], die notwendig sind, um die Verschmutzung der Meeresumwelt ungeachtet ihrer Ursache zu verhüten, zu verringern und zu überwachen“.

Die Vorschrift kann damit als allgemeine Regel über die Umweltpflichtigkeit der Staaten gelten. Das Schutzgut ist die Meeresumwelt, welche auch den Meeresuntergrund umfasst.<sup>10</sup> Die Artikel des Teil XII SRÜ finden Anwendung, wenn die Einführung von CO<sub>2</sub> in den Meeresuntergrund eine Verschmutzung darstellt. Verschmutzung der Meere ist in Art. 1 Abs. 4 SRÜ

<sup>8</sup> Stand 28.01.2008 (155 Staaten haben das Seerechtsübereinkommen auch ratifiziert).

<sup>9</sup> Friedrich, Carbon Capture Storage: A New Challenge for International Environmental Law, in: Zeitschrift für ausländisches und öffentliches Recht und Völkerrecht 2007, 211, 216.

<sup>10</sup> Hafner in: Graf Fitzthum, Handbuch des Seerechts, Kap.5, Rn.27.

als die „unmittelbare oder mittelbare Zuführung von Stoffen oder Energie durch den Menschen in die Meeresumwelt ... aus der sich eine abträgliche Wirkung wie ein Schädigung der lebenden Ressourcen sowie der Tier- und Pflanzenwelt des Meeres ... ergeben oder ergeben können“, definiert. Eine abträgliche Wirkung für die Meeresumwelt kann sich immer dann ergeben, wenn das CO<sub>2</sub> direkt in die Wassersäule eingeleitet wird, wenn es durch Leckagen in die Meeresumwelt gelangt oder auch durch die Errichtung der Injektionsanlagen und sonstiger notwendiger Infrastruktur. Die genauen Auswirkungen für die Meeresumwelt sind nicht abschließend geklärt, aber eine veränderte CO<sub>2</sub>-Konzentration in der Wassersäule kann Auswirkungen auf die Pflanzen- und Tierwelt und das Grundwasser haben. Da die Verschmutzungsdefinition des SRÜ einen weiten Bereich der möglichen Umweltverschmutzung erfasst,<sup>11</sup> kann grundsätzlich davon ausgegangen werden, dass große CCS-Projekte eine Umweltverschmutzung i.S.d. Art. 1 Abs. 4 SRÜ darstellen. Eine potentielle Gefahr der Meeresumweltverschmutzung liegt zum einen in dem Risiko des Entweichens des CO<sub>2</sub> durch das Gestein der Speicherungsstätten („Leckagen“) und zum anderen in der Errichtung der Infrastruktur. Eine Durchführung von CCS läuft nicht grundsätzlich entgegen der Normen des Teiles XII des SRÜs, aber jegliche CCS-Projekte müssten hohen Anforderungen zum Schutze vor Meeresumweltverschmutzungen genügen.

Eingeschränkt wird die Verpflichtung des Art. 194 Abs. 1 SRÜ dadurch, dass die Vertragsstaaten „die geeignetsten ihnen zur Verfügung stehenden Mittel entsprechend ihren Möglichkeiten“ einzusetzen haben. Der Verweis auf die tatsächlichen Möglichkeiten soll den unterschiedlichen wirtschaftlichen Kräften der einzelnen Staaten gerecht werden und setzt damit eine differenzierte Verantwortlichkeit fest.<sup>12</sup>

Durch Art. 194 Abs. 2 SRÜ werden die Staaten weiter verpflichtet, alle notwendigen Maßnahmen zu ergreifen, „damit die ihren Hoheitsbefugnissen oder ihrer Kontrolle unterstehenden Tätigkeiten so durchgeführt werden, dass anderen Staaten und ihrer Umwelt kein Schaden durch Verschmutzung zugefügt wird, und damit eine Verschmutzung als Folge von Ereignissen oder Tätigkeiten, die ihren Hoheitsbefugnissen oder ihrer Kontrolle unterstehen, sich nicht über die Gebiete hinaus ausbreitet, in denen sie in Übereinstimmung mit diesem Übereinkommen souveräne Rechte ausüben“. Eine Einschränkung durch die zur Verfügung stehenden Mitteln und die tatsächlichen Möglichkeiten findet sich hier nicht.

---

<sup>11</sup> Hafner in: Graf Vitzthum, Handbuch des Seerechts, Kap.5, Rn. 31.

<sup>12</sup> Hafner in: Graf Vitzthum, Handbuch des Seerechts, Kap.5, Rn. 42.

## 2) Die Regelungen des SRÜ über den Eintrag von Stoffen

Das SRÜ enthält darüber hinaus eine Reihe von besonderen Regelungen für das Einbringen von Schadstoffen, die für die CCS-Projekte von Bedeutung sein könnten. Sie stützen sich auf Art. 194 Abs. 3 SRÜ und werden durch die Art. 207 ff. weiter ausgeführt. Die internationale Gemeinschaft und die Staaten werden aufgefordert, diese Vorgaben weiter zu konkretisieren. Dies gilt auch für Art. 207ff. SRÜ. In Bezug auf CCS sind nur Art. 207, 208, 210, 211 SRÜ von Bedeutung. Art. 209 SRÜ gilt nur für das Gebiet, wo die Staaten ausschließlich personelle Hoheitsrechte haben und CCS aus praktischen Gründen zunächst nicht stattfinden wird.<sup>13</sup> Art. 212 SRÜ betrifft die Verschmutzung aus der Luft und ist daher auch nicht anwendbar. Die vier genannten einschlägigen Artikel des SRÜ enthalten das Gebot, dass die Mitgliedsstaaten internationale Regeln etablieren sollen, um potentiell gefährliche Aktivitäten zu regulieren. Solche internationalen Regeln und Standards wurden für das „Einbringen“ (Art. 210 SRÜ) durch das Londoner Übereinkommen und sein Protokoll und für die Verschmutzung von Schiffen (Art. 211 SRÜ) durch die MARPOL 73/78 Konvention etabliert. Art. 210 und 211 SRÜ wurden somit durch diese globalen Übereinkommen ausgefüllt. Für CCS-Projekte sind diese spezielleren Regeln anzuwenden, wie sie unten unter III.B. und III.C. weiter erläutert werden.<sup>14</sup> Hier sind die verbliebenen Artikel 207 und 208 SRÜ zu betrachten.

Art. 207 SRÜ verpflichtet die Staaten, sich auf internationaler Ebene um die Ausarbeitung von Regeln, Normen und empfohlene Gebräuche und Verfahren zu bemühen und auf nationaler Ebene Gesetze und sonstige Vorschriften zur Verhütung, Verringerung und Überwachung der Verschmutzung der Meeresumwelt vom Lande aus zu erlassen. Auf regionaler Ebene ist Art. 207 SRÜ unter Beteiligung der Bundesrepublik Deutschland, in dem OSPAR-Übereinkommen (Art. 3, Anlage I) konkretisiert worden. Fraglich ist, ob CCS-Projekte eine Meeresverschmutzung vom Lande aus darstellen können, und was für Konsequenzen dies gegebenenfalls für CCS-Projekte haben könnte. „Verschmutzungen vom Lande“ sind nach Art. 207 Abs. 1 SRÜ Verschmutzungen der Meeresumwelt, einschließlich der von Flüssen, Flussmündungen, Rohrleitungen und Ausflussanlagen ausgehenden Verschmutzungen anzusehen. Eine solche Verschmutzung ist auch das Freisetzen von giftigen oder schädlichen Stoffen oder von Schadstoffen, insbesondere von solchen, die beständig in der Meeresumwelt verbleiben. Eine solche Meeresverschmutzung soll nach dem bereits gewohnheitsrechtlich

<sup>13</sup> Siehe unter 1. Kapitel, 2.

<sup>14</sup> Gem. Art. 210 Abs.6 und Art. 211 Abs.2 SRÜ sollen nationale Gesetze und Regelungen nicht weniger wirkungsvoll sein als die international getroffenen Regelungen.

anerkannten Prinzip des Art. 207 Abs. 5 SRÜ<sup>15</sup> soweit wie möglich auf ein Mindestmaß beschränkt werden. Wie bereits dargestellt worden ist, können große Mengen CO<sub>2</sub> für die Meeresumwelt schädlich sein. CO<sub>2</sub> ist damit grundsätzlich als ein „Mengenschadstoff“ anzusehen. Allerdings ist fraglich, wann eine Verschmutzung vom Land aus gegeben ist. Dies wäre z. B. dann der Fall, wenn das CO<sub>2</sub> über Pipelines in die Wassersäule gepumpt würde und so zu einer Übersäuerung der Meere führen würde. Eine weitere Konkretisierung dieser Vorschrift ist im Art. 3, Anlage I OSPAR-Übereinkommen zu finden, dessen Anwendung unter III.D. in diesem Kapitel diskutiert wird.

Wird das CO<sub>2</sub> jedoch vom Land aus in den Meeresuntergrund gepumpt, ist kaum ein Verstoß gegen Art. 207 SRÜ anzunehmen. Da in diesem Fall weder die Anwendung des Vorsorgeprinzips erforderlich noch das CO<sub>2</sub> in geringen Mengen schädlich ist, ist nicht von einem grundsätzlichen Zu widerlaufen auszugehen.

Noch bedeutsamer ist Art. 208 SRÜ. Er betrifft Verschmutzungen durch Tätigkeiten mit Bezug auf den Meeresboden<sup>16</sup>, die unter nationale Hoheitsbefugnisse fallen. Diese Hoheitsrechte der Küstenstaaten umfassen den Meeresboden der inneren Gewässer, Küstenmeere, Archipelgewässer, ausschließlichen Wirtschaftszone und des Festlandsockels.<sup>17</sup> Die Vorschrift gebietet, dass die Küstenstaaten Gesetze und sonstige Vorschriften zur Verhütung, Verringerung und Überwachung von Verschmutzungen erlassen, die sich aus oder im Zusammenhang mit unter ihre Hoheitsbefugnisse fallenden Tätigkeiten auf dem Meeresboden ergeben oder von künstlichen Inseln, Anlagen und Bauwerken herrühren, die aufgrund von Art. 60 und 80 SRÜ unter ihre Hoheitsbefugnisse fallen. Zusätzlich sollen Maßnahmen ergriffen werden, die notwendig sind, um eine Meeresumweltverschmutzung zu verhüten, verringern und zu überwachen. Nach Art. 208 Abs. 3 SRÜ dürfen die küstenstaatlichen Rechtsvorschriften nicht weniger wirkungsvoll als die internationalen Regeln, Normen und empfohlenen Gebräuche und Verfahren sein.

---

<sup>15</sup> Philippe Sands, Principles of International Environmental Law, 2003, 429.

<sup>16</sup> Die amtliche deutsche Übersetzung der Vorschrift spricht von Tätigkeiten „auf dem Meeresboden“. Die hier gewählte Formulierung kommt aber der verbindlichen englischen Fassung näher, in der von „seabed activities“ die Rede ist.

<sup>17</sup> Myron H. Nordquist, United Nations Convention on the Law of the Sea 1982: a commentary, Vol. IV, Art. 208, 208.10(a).

### **3) Das Austauschverbot nach Art. 195**

Zu beachten ist ferner Art. 195 SRÜ. Danach dürfen die Staaten, wenn sie Maßnahmen gegen die Verschmutzung der Meeresumwelt ergreifen, nicht solche wählen, die Gefahren oder Schäden lediglich in ein anderes Gebiet verlagern bzw. eine Art der Verschmutzung in eine andere umwandeln. Ansonsten könnten sich Umweltschutzmaßnahmen schnell in ein Nullsummenspiel verwandeln.<sup>18</sup> Die Sequestrierung erfordert voraussichtlich die Umwandlung von gasförmigem CO<sub>2</sub> in flüssiges CO<sub>2</sub>. Darüber hinaus findet in aller Regel ein Transport von Land auf See bzw. in den Meeresuntergrund statt. Doch meint Art. 195 SRÜ mit Verlagerung nur den Transfer innerhalb des Meeresgebietes.<sup>19</sup> Auch stellt die Transformation des gasförmigen in flüssiges CO<sub>2</sub> vor der Einbringung oder dem Transport keine verbotene Umwandlung einer Art der Verschmutzung in eine andere dar. Der Zweck der Vorschrift, die Vermeidung eines bloßen Verschiebens einer Verschmutzung, setzt eine drohende oder bereits vorhandene Verschmutzung des Meeresgebietes voraus. Diese könnte in dem Eintrag des CO<sub>2</sub> in die Meeressäule durch die Atmosphäre gesehen werden. Man könnte daher sagen, dass der Eintrag des CO<sub>2</sub> nur von der Luft in den Meeresuntergrund verlagert wird. Denn durch Leckagen wird das CO<sub>2</sub> dann vom Meeresuntergrund in die Wassersäule abgegeben. Zwei Gesichtspunkte sprechen jedoch dagegen. Einmal bleibt die Art der Verschmutzung gleich. Außerdem ist davon auszugehen, dass die Reduzierung des CO<sub>2</sub> Eintrages durch die Atmosphäre größer sein wird als das Austreten von CO<sub>2</sub> in die Wassersäule durch Leckagen. Unter diesen Umständen kann man aber nicht von einem Nullsummenspiel sprechen.

### **4) Das Verhältnis zwischen dem SRÜ und anderen Übereinkommen über den Meeres- schutz**

Das SRÜ fordert in Art. 197 SRÜ die Staaten auf, den im Teil XII zum Schutz und zur Bewahrung der Meeresumwelt gesteckten Rahmen auszufüllen und zu konkretisieren. Die Staatengemeinschaft wird aufgefordert, weitere konkretisierende globale und regionale Meeres- schutzabkommen abzuschließen. Grundsätzlich gilt darüber hinaus gemäß Art. 311 Abs. 2 SRÜ, dass die Rechte und Pflichten der Vertragsstaaten aus anderen Übereinkünften, die mit dem Übereinkommen vereinbar sind, und andere Vertragsstaaten in dem Genuss ihrer Rechte oder der Erfüllung ihrer Pflichten aus diesem Übereinkommen nicht beeinträchtigen, nicht verändert werden. Bezuglich der Vorschriften zum Schutze und zur Bewahrung der Meeres-

<sup>18</sup> Hafner in: Graf Vitzthum, Handbuch des Seerechts, Kap.5, Rn.56.

<sup>19</sup> Myron H. Nordquist, United Nations Convention on the Law of the Sea 1982: a commentary, Vol. IV, Art. 195, 195.1.

umwelt besagt Art. 237 SRÜ, dass die Vorschriften des Teil XII SRÜ weder die bestimmten Verpflichtungen berühren, die Staaten aufgrund früher geschlossener besonderer Übereinkommen und Abkommen über den Schutz und die Bewahrung des Meeresumwelt übernommen haben, noch Übereinkünfte berühren, die zur Ausgestaltung der in diesem Übereinkommen enthaltenen allgemeinen Grundsätze geschlossen werden können, solange diese mit den allgemeinen Grundsätzen des Teil XII SRÜ vereinbar sind. Das SRÜ ist damit der Rahmen und der minimale Standard, der allen weiteren Übereinkommen zum Schutze und zur Bewahrung der Meeresumwelt zugrunde gelegt werden muss. Alle konkretisierenden Übereinkommen mit spezielleren Regelungen, wie die globalen Übereinkommen (Londoner Übereinkommen oder MARPOL 73/78-Übereinkommen) und den regionalen Übereinkommen (OSPAR und Helsinki-Übereinkommen) dürfen daher dem SRÜ nicht zuwider laufen, gehen diesem jedoch vor.

Das SRÜ an sich enthält kein grundsätzliches Verbot für CCS-Projekte. Da es sich bei dem SRÜ nur um eine Rahmenvorgabe handelt, die auszufüllen ist, beinhaltet es keine Verfahrensvorschriften oder ähnliches, die für solche Projekte Genehmigungen etc. verlangen. Solche konkreten Vorschriften sind vielmehr in der London Konvention, MARPOL 73/78, dem OSPAR-Übereinkommen oder dem Helsinki-Übereinkommen zu finden, welche die verschiedenen Normen des SRÜ konkretisieren und im Folgenden dargestellt werden.

## B. Das Londoner Übereinkommen mit Protokoll

Wesentliche Bedeutung für CCS-Vorhaben, einschließlich der Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund, hat das Übereinkommen über die Verhütung der Meeresverschmutzung durch das Einbringen von Abfällen und anderen Stoffen von 1972<sup>20</sup> mit seinem Zusatzprotokoll von 1996. Das Londoner Übereinkommen, das auf eine Empfehlung der Konferenz der Vereinten Nationen über die menschliche Umwelt von 1972 (Stockholmer Konferenz) zurückgeht, ist am 30. August 1975 in Kraft getreten und hat derzeit 82 Mitgliedstaaten.<sup>21</sup> Es ist universell angelegt und betrifft damit alle Weltmeere. Das Übereinkommen bezieht sich besonders auf die Verhütung der Meeresverschmutzung durch das Einbringen von Abfällen und anderen

---

<sup>20</sup> Convention on the Prevention of Marine Pollution by Dumping of Wastes and other Matter, 13. November 1972, 11 ILM 1291 (1972) (in Kraft getreten am 30. August 1975), hiernach Londoner Übereinkommen. Der volle Text des Übereinkommens ist in English und Französisch auf der Homepage der International Maritime Organisation erhältlich: <[http://www.imo.org/home.asp?topic\\_id=1488](http://www.imo.org/home.asp?topic_id=1488)> zuletzt besucht am 26.01.2008.

<sup>21</sup> Stand 26.01.2008.

Stoffen und ist damit für die Frage der Zulässigkeit der Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund von Bedeutung.

Die ursprünglichen Regelungen des Übereinkommens sind durch ein 1996 beschlossenes Protokoll<sup>22</sup> so weitreichend geändert worden. Das Londoner Protokoll hat zurzeit 31 Mitgliedsstaaten und wurde im November 2006 geändert. Eine Änderung der Anlagen tritt gemäß Art. 22 Abs. 4 Londoner Protokoll spätestens nach 100 Tagen für alle Mitgliedsstaaten in Kraft, soweit diese nicht Widerspruch eingelegt haben. Die Änderung der Anlage 2 vom November 2006 ist somit am 10. Februar 2007 für alle Mitgliedsstaaten des Protokolls in Kraft getreten und völkerrechtlich verbindlich. Für Mitgliedstaaten des Londoner Übereinkommens, die das Protokoll ratifiziert haben, ersetzt es das Londoner Übereinkommen (Art. 23 Londoner Protokoll). Das sind derzeit allerdings nur 31 von den 82 Mitgliedsstaaten des Londoner Übereinkommens. Folglich hat das Londoner Übereinkommen für die 51 Staaten, die das Londoner Protokoll nicht unterzeichnet haben, noch Bedeutung. Die meisten europäischen Staaten und die Anrainerstaaten des Nordatlantiks sind jedoch Mitgliedsstaaten des Protokolls.<sup>23</sup> Für diese Staaten, zu denen auch die Bundesrepublik Deutschland gehört, gelten die Regelungen des Londoner Protokolls.

### **1) Die Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund nach den bisherigen Regelungen des Londoner Übereinkommens und des Protokolls**

Das System des Londoner Übereinkommens und des Protokolls begründet sich auf Pflichten der Staaten zur Vermeidung der Verschmutzung der Meere durch das Einbringen von Abfall und ähnlichen Stoffen. Wesentliche Regelungen sind die Definition des Abfalls und gleichgestellter Stoffe mit einigen Ausnahmen einerseits und die Regelung von verschiedenen Formen des Einbringens anderseits. Der gegenständliche und sachliche Schutzbereich der Regelungen bedarf daher einer sorgfältigen Analyse. Zuvor gilt es allerdings zu klären, auf welche Teile der Meere das Übereinkommen und das Protokoll im Sinne eines räumlichen Geltungsbereichs anwendbar sind.

<sup>22</sup> 1996 Protocol to the Convention on the Prevention of Marine Pollution by Dumping of Wastes and other Matter, 1972, 08. November 1996, 36 ILM 1, 7-21 (1996) (in Kraft getreten am 24. März 2006), hiernach Londoner Protokoll. Der Text des Protokolls ist in English und Französisch auf der Homepage der International Maritime Organisation, <[http://www.imo.org/home.asp?topic\\_id=1488](http://www.imo.org/home.asp?topic_id=1488)>, erhältlich. Zuletzt besucht am 26.01.2008.

<sup>23</sup> Ausnahmen sind die USA, Niederlande und Portugal. Eine geographische Karte der Mitgliedsstaaten ist auf der Homepage der International Maritime Organisation, <[http://www.imo.org/home.asp?topic\\_id=1488](http://www.imo.org/home.asp?topic_id=1488)>, erhältlich. Zuletzt besucht am 26.01.2008.

**a) Räumlicher Geltungsbereich des Londoner Übereinkommens und Protokolls**

Fraglich ist, wie der räumliche Geltungsbereich des Übereinkommens und des Protokolls zugeschnitten ist, und ob sie von ihrem räumlichen Schutzbereich her auch den Meeresuntergrund erfassen.

**aa) Innere Gewässer?**

Im Hinblick auf den örtlichen Anwendungsbereich bestimmte das Londoner Übereinkommen zunächst in Art. III Abs. 3 „die See“, die als Schutzgegenstand für die weiteren Regelungen von großer Bedeutung ist. Nach Art. III Abs. 3 der Londoner Übereinkommen werden unter dem Begriff „See“ alle marinen Gewässer verstanden, wobei die inneren Gewässer eines Staates ausdrücklich ausgenommen sind.

Demgegenüber ist der räumliche Geltungsbereich des **Protokolls** weiter geschnitten. Nach Art. 7 Londoner Protokoll gelten im Sinne einer Sonderregelung die Regelungen des Protokolls zum Teil auch für die inneren Gewässer, wobei es den Staaten freisteht, dort die Regeln des Protokolls direkt oder ähnlich wirksame nationale Regelungen anzuwenden. Damit gilt, dass das Protokoll sich in einem gewissen Grade auch auf die inneren Gewässer bezieht, während dies nach dem Übereinkommen noch nicht der Fall gewesen war.

**bb) Meeresboden/-untergrund umfasst?**

Eine weitere Frage ist, welcher Meeresraum als Schutzgegenstand in Betracht kommt. Gerade das Londoner Übereinkommen ist seiner Begriffe wegen möglicherweise eng zu verstehen, weil es nur von „der See“ spricht. Zwar wird die Meeresumwelt als Schutzgut in Art. 1 und an weiteren Stellen des Übereinkommens angesprochen. Die anwendbaren Bestimmungen verwenden jedoch immer nur den Begriff der „See“. Dieser umfasst nach dem Wortlaut des Art. III Abs. 3 Londoner Übereinkommen alle marinen Gewässer, die nicht zu den inneren Gewässern der Staaten gehören. Diese Definition spricht den Meeresboden bzw. –untergrund nicht ausdrücklich an. Für eine Einbeziehung spricht aber die Zielsetzung des Übereinkommens, die einem umfassenden Schutz der menschlichen Gesundheit und der Meeresumwelt bezweckt, sowie die Entstehungsgeschichte des Übereinkommens.<sup>24</sup> Ein weiterer Anhalts-

---

<sup>24</sup> Schlacke, Klimaschutz durch CO<sub>2</sub>-Speicherung im Meeresboden – völkerrechtliche Anforderungen und europarechtliche Herausforderungen, EurUP 2007, S. 87, 92; Friedrich, Carbon Capture Storage: A New Challenge for International Environmental Law, in: Zeitschrift für ausländisches und öffentliches Recht und Völkerrecht 2007, S. 211, 220; Purdy, Geological Carbon Dioxide Storage and the Law, in: Shackley/Gough, Carbon Capture and its Storage, S. 87, 103f., der jedoch nicht zu einem eindeutigen Ergebnis kommt.

punkt für eine Erstreckung des Schutzgegenstands auf den Meeresboden und den Meeresuntergrund ist darin zu sehen, dass der vierte Präambelsatz des Übereinkommens auf die Resolution 2749 (XXV) der Generalversammlung der Vereinten Nationen Bezug nimmt, die die sog. Meeresbodenprinzipienerklärung enthält und sich damit auf den Tiefseeboden, aber auch auf den Seemeeresboden im Allgemeinen und den Meeresuntergrund, bezieht. Damit sprechen gute Argumente dafür, dass das Londoner Übereinkommen auch den Meeresboden und den Meeresuntergrund umfasst.<sup>25</sup> Es ist aber darauf hinzuweisen, dass es vereinzelt Stimmen in der Literatur gibt, die dies anders sehen wollen.<sup>26</sup> Eine Klärung der Rechtslage wäre gerade im Interesse der Staaten, die Mitglieder dieses Übereinkommens, nicht aber des Londoner Protokolls sind, wünschenswert.

Anders liegen die Dinge bei dem Londoner Protokoll. Es enthält von Anfang an eine entsprechende Klarstellung in Art. 1 Abs. 7, nach der die See, abgesehen von inneren Gewässern, alle Gewässer einschließt sowie auch den Meeresboden und –untergrund umfasst. Des Weiteren ergibt es sich dies aus der Definition des „Dumping“ nach Art. 1 Abs. 4 Ziff. 3 Londoner Protokoll, wo es heißt, dass „Dumping“ jegliche Einlagerung von Abfällen oder anderen Gegenständen im Meeresboden oder im Meeresuntergrund von Schiffen, Flugzeugen, Plattformen oder anderen künstlichen Strukturen auf See umfasst. Art. 1 Abs. 7 Londoner Protokoll stellt jedoch klar, dass es keine Anwendung auf Pipelines findet, durch die Abfälle vom Land aus in den Meeresuntergrund gepumpt werden.

#### **b) Bereichsausnahmen: Exploration, Ausbeutung und Verarbeitung von mineralischen Ressourcen des Meeresbodens**

Bezüglich des gegenständlichen und sachlichen Schutzbereichs ist die Anwendbarkeit sowohl des Londoner Übereinkommens als auch des Londoner Protokolls für das Einleiten von Abfall oder anderem Material ausgeschlossen, sofern dieses direkt mit der Erkundung, Ausbeutung und der damit verbundenen Offshore-Verarbeitung von mineralischen Ressourcen des Meeresbodens zusammenhängt. Diese Ausnahmebestimmung findet sich in dem Übereinkommen in Art. III. Nr. 1 lit. c ebenso wie in Art. 1 Abs. 4 Ziff. 3 des Protokolls. Es handelt

<sup>25</sup> Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (WBGU), Sondergutachten: Zukunft der Meere – zu warm, zu hoch, zu sauer, 2006, S. 81, 87, <[http://www.wbgu.de/wbgu\\_sn2006.html](http://www.wbgu.de/wbgu_sn2006.html)> erhältlich (aufgerufen am 26.01.2008). So auch: Schlacke, Klimaschutz durch CO<sub>2</sub>-Speicherung im Meeresboden – völkerrechtliche Anforderungen und europarechtliche Herausforderungen, EurUP 2007, S. 87, 92; Friedrich, Carbon Capture Storage: A New Challenge for International Environmental Law, in: Zeitschrift für ausländisches und öffentliches Recht und Völkerrecht 2007, S. 211, 220.

<sup>26</sup> So Wilson/Gibbons, Developing Carbon Capture and Storage in Europe and the United States: A Comparative Analysis, Journal for European Environmental and Planning Law 2007, S. 343, 350.

sich dabei um einen richtiggehenden Ausschluss der Anwendbarkeit des Übereinkommens und des Protokolls. Diese weitgehende Form der Ausnahmebestimmung bedeutet auch, dass die ganz allgemeinen Umweltschutz- und Kooperationsverpflichtungen von Übereinkommen und Protokoll in diesem Fall nicht zur Anwendung kommen. Inhaltlich gesehen steht diese Bereichsausnahme in Zusammenhang mit dem souveränen Recht der Staaten auf Ausbeutung der mineralischen Ressourcen des Meeresbodens im Bereich des jeweiligen Küstenmeers und der ausschließlichen Wirtschaftszone. Die Regelung nimmt auch einen möglichen Tiefseebodenbergbau auf der Grundlage des im SRÜ enthaltenen und durch das Ausführungsabkommen modifizierten Tiefseebodenregimes von der Geltung des Übereinkommens aus. Anwendung findet diese Ausnahmeverordnung auf CCS-Projekte, bei denen aus produktionstechnischen Gründen („enhanced oil recovery“ EOR) entweder das CO<sub>2</sub> in Offshore-Anlagen vom geförderten Öl oder Gas abgeschieden und in die Hohlräume der Lagerstätte zurück gepumpt wird (erste EOR-Variante) oder auf CCS-Verfahren, bei denen (ggf. auch zusätzliches) CO<sub>2</sub> mit dem Schiff vom Land aus zur Plattform transportiert und in die Lagerstätten gepumpt wird (zweite EOR-Variante). Bei anderen CCS-Verfahren ist nicht von einer Anwendbarkeit dieser Regelung auszugehen, da es sich dort nicht um die Einleitung von CO<sub>2</sub> im direkten Zusammenhang mit Offshore-Verarbeitung von mineralischen Ressourcen des Meeresbodens handelt. Vielmehr haben CCS-Projekte das primäre Ziel das CO<sub>2</sub> in der Atmosphäre zu reduzieren.

**c) Erfasste Stoffe: Ist CO<sub>2</sub> bereits von den Anlagen des Londoner Übereinkommens und des Londoner Protokolls erfasst?**

Die Anwendbarkeit des Londoner Übereinkommens und des Londoner Protokolls hängt des Weiteren von dem einzubringenden Stoff ab. Diesbezüglich verfolgen das Londoner Übereinkommen und das Londoner Protokoll verschiedene systematische Ansätze.

Gemäß Art. IV Londoner Übereinkommen sollen die Vertragsstaaten das Einbringen von Abfall und anderen Stoffen grundsätzlich verbieten. Es besteht jedoch kein generelles Einbringungsverbot. Nur die Stoffe, die in den Anlagen I-III des Übereinkommens aufgeführt werden, dürfen entweder gar nicht (Anlage I) oder nur unter den dort festgeschriebenen Bedingungen (Anlage II und III) eingebracht werden. Ziff. 11 der Anlage I belegt „Industrieabfälle“ mit einem strikten Verbot. Darunter sind „waste materials generated by manufacturing or processing operations“ zu verstehen. Schon intuitiv leuchtet ein, dass darunter auch CO<sub>2</sub> zu fassen ist, wenn es das Abfallprodukt eines industriellen Prozesses ist. Die „Scientific Group to the London Convention“, die eine beratende Funktion innerhalb des Londoner Überein-

kommens inne hat, hat dementsprechend festgestellt, dass CO<sub>2</sub>, das aus dem Abgasstrom der Verbrennung fossiler Brennstoffe abgeschieden werden kann, unter den Begriff des Industrieabfalls fällt.<sup>27</sup> Daran ist, entgegen vereinzelter Mindermeinungen<sup>28</sup>, festzuhalten,<sup>29</sup>. Da nach den obigen Ausführungen das Londoner Übereinkommen auch auf dem Meeresboden bzw. -untergrund Anwendung findet, ist die Verbringung von CO<sub>2</sub> in den Meeresuntergrund nach dem Londoner Übereinkommen nach hiesieger Auffassung nicht erlaubt.<sup>30</sup>

Das Londoner Protokoll sieht in seinem Art. 4 im Gegensatz zum Übereinkommen innerhalb seines Geltungsbereiches ein allgemeines Verbot für das Einbringen von Abfall und anderen Stoffen vor. Von diesem Verbot werden aber nach Maßgabe der Anlagen 1 und 2 des Protokolls bestimmte Arten von Material unter einer Reihe von Bedingungen ausgenommen. In ihrer bisherigen Fassung war CO<sub>2</sub> in der Liste der ausnahmsweise für ein Dumping in Betracht kommenden Stoffe nicht aufgeführt. Dies führte dazu, dass das Einbringen von CO<sub>2</sub> innerhalb des Geltungsbereiches des Londoner Protokolls verboten war.

#### **d) Erfasste Tätigkeiten: Definition des Dumping**

Für die Beurteilung von CCS-Vorhaben ist ferner von großer Bedeutung, dass das Regelsystem des Londoner Übereinkommens und des Londoner Protokolls mit dem Schlüsselbegriff des „Dumping“ nur bestimmte Formen von Verschmutzungseinträgen anspricht. Auch wenn in Art. 2 Londoner Protokoll eine generelle Verpflichtung zum Schutz und zur Bewahrung der Meeresumwelt bezüglich aller Verschmutzungsquellen festgeschrieben ist, kann aus dieser Vorschrift nicht etwa eine Verpflichtung der Staaten abgelesen werden, die weiterreicht als die generelle Verpflichtung aus Teil XII des SRÜ, insbesondere aus Art. 194 und 208 SRÜ. Art. 2 Londoner Protokoll ist eine generelle Zielsetzung, die jedoch nicht dazu führt, dass bei Tätigkeiten, die nicht unter die Definition des „Dumping“ fallen, die Regelungen des Protokolls berücksichtigt werden müssen. Weder die Regelungen des Übereinkommens noch die des Protokolls gelten daher für solche anderen Tätigkeiten. Die „Dumping“-Definitionen in

<sup>27</sup> IMO, Report of the Twenty-Second Meeting of the Scientific Group to the London Convention (1999).

<sup>28</sup> Jürgen Friedrich, Carbon Capture Storage: A New Challenge for International Environmental Law, in: Zeitschrift für ausländisches und öffentliches Recht und Völkerrecht 2007, S. 211, 221.

<sup>29</sup> So auch Purdy/Havercroft, Carbon Capture and Storage: Developments under the European Union and International Law, JEEPL 2007, S. 353, 355; Schlacke, Klimaschutz durch CO<sub>2</sub>-Speicherung im Meeresboden – völkerrechtliche Anforderungen und europarechtliche Herausforderungen, EurUP 2007, S. 87, 92; Hendriks/Coenraads, Impacts of EU and International Law on the Implementation of Carbon Capture and Geological Storage in the European Union, 2005, S. 36.

<sup>30</sup> Dies gilt natürlich nur für die von dem Anwendungsbereich des Londoner Übereinkommens erfassten CCS-Verfahren.

den beiden Regelungswerken haben die gleiche Grundlage, wobei die Definition des Protokolls als Weiterentwicklung gesehen werden kann. Art. III. Abs. 1 Londoner Übereinkommen und Art. 1 Abs. 4 des Londoner Protokolls definieren den Begriff positiv und – über Ausnahmen – auch negativ.

#### **aa) CCS als Dumping – ausschließlich Aktivitäten von Schiffen oder Installationen**

Die Definition von „Dumping“ umfasst nach Art. III Abs. 1 lit. a Londoner Übereinkommen und Art. 1 Abs. 4 Ziff. 1 des Londoner Protokolls unter anderem „*any deliberate disposal into the sea of wastes or other matter from vessels, aircraft, platforms or other man-made structures at sea*“. Das Londoner Protokoll umfasst zusätzlich noch „*any storage of wastes or other matter in the seabed and the subsoil thereof from vessels, aircraft, platforms or other man-made structures at sea*“.

Anders gewendet ergibt sich daraus auch, dass das Londoner Regelsystem weder auf den Eintrag von Verschmutzungen durch landgebundene Quellen noch auf CCS-Projekte, die sich einer Pipeline von Land aus bedienen, anzuwenden ist.<sup>31</sup>

#### **bb) Ausnahmen: Normalbetrieb und Forschung**

Daneben sehen Art. III Abs. 1 lit. b Londoner Übereinkommen und Art. 1 Abs. 4 Ziff. 2 Londoner Protokoll mehrere Ausnahmen vor. So sollen nach Art. III Abs. 1 lit. b (i) Londoner Übereinkommen und Art. 1 Abs. 4 Ziff. 2.1 Londoner Protokoll Einleitungen unberücksichtigt bleiben, die mit dem Normalbetrieb eines Schiffes, Flugzeuges oder einer Plattform oder einer anderen künstlichen Installation verbunden sind. Darunter fallen nach überwiegender Meinung die CCS-Verfahren, die zur Verbesserung der Öl- oder Gasförderung angewendet werden.<sup>32</sup>

Nach Art. III Abs. 1 lit. b (ii) Londoner Übereinkommen und Art. 1 Abs. 4 Ziff. 2.2 Londoner Protokoll ist schließlich die Verbringung von Material für andere Zwecke als zur bloßen Entsorgung vom Begriff des „Dumping“ ausgenommen. Unter diese Ausnahme fallen auch For-

<sup>31</sup> Friedrich, Carbon Capture Storage: A New Challenge for International Environmental Law, in: Zeitschrift für ausländisches und öffentliches Recht und Völkerrecht 2007, S. 211, 219. Man mag bezweifeln, ob diese Variante in Anbetracht des erforderlichen großen Druckes überhaupt in Frage kommt. Es ist aber auch denkbar, dass eine maschinelle Verdichtung auch in der Pipeline in Betracht kommt und an der rechtlichen Bewertung nichts ändert, sofern die gesamte Steuerung vom Ende der Pipeline an Land erfolgt.

<sup>32</sup> Purdy, Geological Carbon Dioxide Storage and the Law, in: Shackley/Gough, Carbon Capture and its Storage, S. 87, 107; Purdy/Havercroft, Carbon Capture and Storage: Developments under European Union and International Law, Journal for European Environmental and Planning Law 2007, S. 353, 355.

schungsaktivitäten, weil sie nicht dem Zweck der Abfallverbringung dienen.<sup>33</sup> Außerdem ist auch die CO<sub>2</sub>-Einleitung zur Verbesserung der Öl- und Gasförderung von dieser Negativdefinition erfasst, da auch hier der Grund der Einleitung nicht nur in der Abfallbeseitigung liegt.

**e) Zwischenergebnis: Verbot der Speicherung nach dem Londoner Übereinkommen und der Altfassung des Protokolls**

Die Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund wird sowohl vom Londoner Übereinkommen als auch von der alten Fassung des Londoner Protokolls erfasst. Beide Regelungswerke sind auf den Meeresboden bzw. –untergrund anwendbar und verbieten innerhalb ihres Anwendungsbereiches nach dem oben Gesagten die Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund. Im Rahmen des Londoner Übereinkommens unterliegt CO<sub>2</sub> einem stricken Einbringungsverbot nach Ziff. 11 der Anlage I und in der alten Fassung des Londoner Protokolls war CO<sub>2</sub> nicht in der Liste der Anlage 1 aufgeführt, welche die Stoffe benennt, die in Ausnahme zu Art. 4 Londoner Protokoll, zur Einbringung in Betracht kommen. Es ist aber darauf hinzuweisen, dass einige Formen der Einbringung von CO<sub>2</sub> in den Meeresuntergrund von diesem Verbot wegen entsprechender Einschränkungen des sachlichen Geltungsbereiches oder aufgrund von allgemeinen Ausnahmeregelungen nicht erfasst werden. Dazu zählt die direkte landseitige Einleitung per Pipeline, das Einbringen im Zusammenhang mit der Ausbeutung von Gas- oder Ölfeldern und zu Zwecken der Forschung.

**2) Zulassung und Regelung der Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund durch Änderungen des Protokolls und Richtlinien**

Die Rechtslage hat sich für die Staaten, die das Londoner Protokoll unterzeichnet haben seit Februar 2007 geändert. In seiner bisherigen Fassung umfasste die Liste der ausnahmsweise für „Dumping“ in Betracht kommenden Stoffe in Nr. 1 des Anlage 1:

1. *dredged material;*
2. *sewage sludge;*
3. *fish waste, or material resulting from industrial fish processing operations;*
4. *vessels and platforms or other man-made structures at sea;*

---

<sup>33</sup> Die gleiche Ausnahme ist auch als Negativdefinition des Einbringens in Art. 1 lit. g ii) des OSPAR Übereinkommens enthalten und wird auch in dem „Report from the Group of Jurists and Linguists on Placement of Carbon Dioxide in the OSPAR Maritime Area“ Meeting of the OSPAR Commission 2004, OSPAR 04/23/1-E, Annex 12, para. 21 so interpretiert.

5. *inert, inorganic geological material;*
6. *organic material of natural origin;*
7. *bulky items primarily comprising iron, steel, concrete and similarly unharful materials for which the concern is physical impact, and limited to those circumstances where such wastes are generated at locations, such as small islands with isolated communities, having no practicable access to disposal options other than dumping;*

Die naheliegende Frage, ob darunter auch CO<sub>2</sub> fallen würde, ist durch die mit Wirkung vom 10. Februar 2007 in Kraft getretene Änderung des Protokolls vom 24. März 2006 obsolet geworden. Die geänderte Fassung führt nun unter der neuen Ziffer 8 der Nr. 1

#### *8. Carbon dioxide streams from carbon dioxide capture processes for sequestration*

auf. Mit dieser Erweiterung der ausnahmsweise zugelassenen Stoffe ist die Einbringungen von CO<sub>2</sub> ermöglicht worden. Sie umfasst alle CO<sub>2</sub>-Ströme unabhängig von ihrer Herkunft, also auch CO<sub>2</sub>, das aus der Luft abgeschieden wird. Dies ist allerdings mit einer Reihe von einschränkenden Bedingungen verbunden, die unter anderem in einer neuen Nr. 4 der Anlage 1 des Londoner Protokolls ausgeführt sind.

### **a) Die neue Regelung von CO<sub>2</sub>-Einträgen in die Meeresumwelt**

#### **aa) Grundlagen**

Der ausnahmsweise zugelassene Eintrag bestimmter Stoffe in die Meeresumwelt ist nach Art. 4 Abs. 2 des Londoner Protokolls an eine Reihe von Voraussetzungen und Bedingungen geknüpft, die in Anlage 2 des Protokolls weiter konkretisiert werden. Grundlegend sieht Art. 4 Abs. 2 Londoner Protokoll vor, dass die Staaten Einträge ausnahmsweise zugelassener Stoffe an eine Erlaubnis knüpfen müssen, deren Erteilung nach Verfahren und Anforderungen den Vorgaben der Anlage 2 des Londoner Protokolls entsprechen müssen. Daneben enthält Art. 4 Abs. 1 Ziff. 2 Satz 2 des Londoner Protokolls das Gebot einer Prüfung umweltfreundlicher Alternativen. Über diese Anforderungen hinausgehend sieht die Anlage 2 Verfahren und Maßstäbe für die Erteilung der Genehmigung vor. Für CCS-Projekte ist darüber hinaus eine besondere Richtlinie erlassen worden.

#### **bb) Anlage 1 Nr. 4 - Speicherung wenig verschmutzter CO<sub>2</sub>-Ströme im Meeresuntergrund**

Die grundlegende materielle Anforderung für die Einbringung von CO<sub>2</sub> in die Meeresumwelt enthält Anlage 1 Nr. 4. Die Vorschrift lautet:

*“4 Carbon dioxide streams referred to in paragraph 1.8 may only be considered for dumping, if:*

- 1. disposal is into a sub-seabed geological formation; and*
- 2. they consist overwhelmingly of carbon dioxide. They may contain incidental associated substances derived from the source material and the capture and sequestration processes used; and*
- 3. no wastes or other matter are added for the purpose of disposing of those wastes or other matter.”*

Nr. 4.1 hat dabei besondere Bedeutung, weil sie zum Ausdruck bringt, dass die Einbringung in den Meeresuntergrund erfolgen muss. Hiermit ist eine Einleitung von CO<sub>2</sub> in die Wassersäule klar ausgeschlossen.

Nr. 4.2 trägt den technischen Bedingungen Rechnungen, dass bei der Abscheidung immer auch Begleitstoffe aus dem Abgasstrom sowie im Prozess notwendige Hilfsstoffe mit anfallen und CO<sub>2</sub>-Ströme deswegen nach dem jetzigen Stand der Technik kein reines CO<sub>2</sub> enthalten können.<sup>34</sup> Fraglich ist jedoch, was unter dem Begriff „overwhelmingly“ genau zu verstehen ist. Übersetzt heißt es „weitaus überwiegend“. Genaue Bezifferungen lassen sich aus diesem Begriff nicht ableiten. Es ist jedoch davon auszugehen, dass dieses Kriterium nur erfüllt ist, wenn ein Stoff weit mehr als 50% CO<sub>2</sub> enthält. Einen Anhaltspunkt gibt zum Beispiel der Verweis auf den IPCC Bericht in den „*Specific Guidelines for Assessment of Carbon Dioxide Streams for Disposal into Sub-Seabed Geological Formations*“.<sup>35</sup> Berücksichtigt man, dass die hier in Rede stehenden Nebensubstanzen problematisch, wenn nicht sogar umweltschädlich sein können, so ist der Begriff „overwhelmingly“ als ein Gebot zu verstehen, auch unter Berücksichtigung der technischen Bedingungen solche „zwangsläufigen Beimengungen“ auf ein unvermeidbares Maß zu beschränken. Man kann deswegen die Regelungen als eine Art Minimierungsgebot ansehen.

Das Verbot einer Beimengung nach Nr. 4.3 der Anlage 1 des Londoner Protokolls konkretisiert das in dem Protokoll in Art. 4 Abs. 1 Ziff. 1 ausgesprochene allgemeine Verbot des Einbringens. Im Gegensatz zum Londoner Übereinkommen des Jahres 1972 besteht beim Protokoll mit seiner Anlage I ein abschließendes Einbringungsverbot. Ein Genehmigungsvorbehalt

<sup>34</sup> Selbst bei Anwendung des insoweit ergiebigsten Oxyfuel-Verfahren liegt die CO<sub>2</sub>-Konzentration nur bei ca. 80 Prozent (s.o.).

<sup>35</sup> Dazu mehr unter cc) (5).

(Sonder- und allgemeine Genehmigungen), wie es Art. IV Nr. 1 und 2 i.V.m. den Anlagen I – III des Übereinkommens vorsah, gibt es im Protokoll nicht. Wird ein Stoff, der ausnahmsweise gemäß Anlage 1 Ziff. 1 des Londoner Protokolls für ein Einbringen in Frage kommt, durch das nachträgliche Hinzufügen eines weiteren Stoffes verunreinigt, darf der gesamte Stoff nicht mehr eingebracht werden. Ansonsten könnten stets ausnahmsweise zulässige Stoffe als Träger für unzulässige Stoffe verwendet werden, was zu einer völligen Umgehung des Kata-logs der Anlage 1 führen würde.

Schließlich stellt sich die Frage, ob die Änderungen der Anlage 1 des Londoner Protokolls auch für Einbringungen im Wege des EOR-Verfahrens, bei Einbringungen durch Offshore-Plattformen in andere Gesteinsschichten, für die Einbringung durch Pipelines vom Land aus und im Rahmen von Forschungsvorhaben gelten. Dies dürfte zu verneinen sein, da sie aus dem Anwendungsbereich des Londoner Protokolls herausfallen. Entweder weil sie nicht unter die Definition des „Dumping“ gemäß Art. 1 Abs. 4 Ziff. 1 und 2 Londoner Protokoll oder un-ter die Ausnahme des Art. 1 Abs. 4 Ziff. 3 fallen. Diese Einleitungsmethoden sind weder durch das Londoner Protokoll verboten, noch ist ein Genehmigungsverfahren erforderlich. Wie bereits erwähnt, ist jedoch zu beachten, dass das Einleiten in die Wassersäule nach dem Londoner Protokoll verboten ist.<sup>36</sup>

#### **cc) Verfahren und Bedingungen einer Genehmigung nach Anlage 2 des Protokolls unter Berücksich-tigung allgemeiner und besonderer Leitlinien**

Anlage 2 des Londoner Protokolls enthält Regelungen für die Beurteilung von Abfall oder anderen Dingen, die für das Einbringen in Erwägung gezogen werden können. Diese Vor-schriften werden nach der Regelungstechnik des Londoner Protokolls gemäß Art. 4 Abs. 1 Ziff. 2 Satz 2<sup>37</sup> durch Leitlinien ausgeführt und weiter konkretisiert. Unter dem Londoner Pro-tokoll kommen dabei zunächst die allgemeinen „*Guidelines for the Assessment of Wastes or Other Matter That May be Considered for Dumping*“<sup>38</sup> zur Anwendung, die wiederum für die einzelnen Stoffe bzw. den Bereich durch spezifische Leitlinien ergänzt werden.

---

<sup>36</sup> Umkehrschluss aus Nr. 4.1 der Anlage 1 des Londoner Protokolls, der nur die Einbringung in geologische Formationen des Meeresuntergrundes erlaubt.

<sup>37</sup> Nach der Vorschrift sollen die Vertragsstaaten administrative oder gesetzliche Maßnahmen verabschieden um sicherzustellen, dass die Genehmigungsvergabe und –bedingungen mit der Anlage 2 des Londoner Protokolls übereinstimmen.

<sup>38</sup> „*Guidelines for the Assessment of Wastes or Other Matter That May be Considered for Dumping*“ wurden von der „Scientific Group to the London Convention“ entworfen und 1997 auf der neunzehnten Vertragsstaatenkon-ferenz verabschiedet, „Generic Guidelines (WAG/1997).“

Nachdem im November 2006 die Anlage 1 des Londoner Protokolls dahingehend geändert wurde, dass CO<sub>2</sub> ausnahmsweise in die geologischen Formationen des Meeresgrundes gepumpt werden darf, haben die Vertragsstaaten die „Scientific Group of the London Convention“ zusammen mit der „Scientific Group of the London Protocol“, als ständige Organe, gebeten, spezielle Leitlinien zu entwickeln. Um eine ausreichende Vorbereitung zu gewährleisten wurde die „Intersessional Technical Working Group on CO<sub>2</sub>-Sequestration“ zu diesem Zwecke eingesetzt. Diese hat dann während ihrer zweiten Sitzung im April 2007 solche speziellen Leitlinien für die Bewertung von CO<sub>2</sub> Gasgemischen präsentiert. Diese „*Specific Guidelines for Assessment of Carbon Dioxide Streams for Disposal into Sub-Seabed Geological Formations*“ wurden im Juni 2007 von den wissenschaftlichen Gruppen im Entwurf angenommen<sup>39</sup> und im November 2007 auf der Vertragsstaatenkonferenz verabschiedet.<sup>40</sup>

Was speziell in den Genehmigungsverfahren für CCS-Projekte beachtet werden muss, ergibt sich insgesamt aus der Anlage 2 des Londoner Protokolls und den oben genannten allgemeinen Leitlinien („*Guidelines for the Assessment of Wastes and other Matter that may be Considered for Dumping*“) sowie den besonderen Leitlinien („*Specific Guidelines*“). Die Leitlinien sind als eine Art Auslegungshilfe für die Anlage 2 zu verstehen und haben damit eine konkretisierende und ausfüllende Wirkung.

Insgesamt ergeben sich aus der Anlage 2 des Londoner Protokolls und den Leitlinien vielfältige Vorgaben in Form von Verfahren und Maßstäben, die insgesamt in mehreren Schritten ein Entscheidungsverfahren mit Elementen der Prüfung der Umweltverträglichkeit vorgeben und sich in acht Stufen gliedern.

### **(1) Allgemeines**

Die Leitlinien wenden sich, wie Ziff. 1 der allgemeinen Leitlinien hervorhebt, an die nationalen Behörden, die für die Abfallverbringung zuständig sind. Sie sind als konkretisierende Hilfestellung für die richtige Anwendung des Londoner Übereinkommens und des Londoner Protokolls zu verstehen. Dabei sollen Unsicherheiten in Bezug auf die Beurteilung der Auswirkungen auf die Meeresumwelt berücksichtigt und das Vorsorgeprinzip angewendet wer-

<sup>39</sup> Abgedruckt im „Report of the Thirtieth Meeting of the Scientific Group of the London Convention and the first Meeting of the Scientific Group of the London Protocol“ Anlage 3, LC/SR 30/14 vom 25. Juli 2007.

<sup>40</sup> „*Specific Guidelines for Assessment of Carbon Dioxide Streams for Disposal into Sub-Seabed Geological Formations*“, Anlage 4 des „Report of the Twenty-Ninth Consultative Meeting and the Second Meeting of the Contracting Parties“, LC/29/17 der London Convention bzw. des London Protocol vom 14. Dezember 2007, [http://www.imo.org/includes/blastData.asp/doc\\_id=8866/17.pdf](http://www.imo.org/includes/blastData.asp/doc_id=8866/17.pdf), zuletzt besucht am 15. März 2008.

den. Grundsätzlich gilt, dass auch zulässiges Einbringen nicht von der Verpflichtung nach Anlage 2 entbindet, weiterhin Anstrengungen zu unternehmen, um die Notwendigkeit des Einbringens zu verringern.<sup>41</sup>

In den besonderen Leitlinien wird hervorgehoben, dass es sich bei der Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund um eine Möglichkeit unter anderen handelt, um CO<sub>2</sub> aus menschlichen Aktivitäten aus der Biosphäre fernzuhalten, und dass das Ziel darin bestehe, das CO<sub>2</sub> dauerhaft in solchen geologischen Formationen zu speichern.<sup>42</sup> Es wird betont, dass die Leitlinien sich auf Risiken dieser CO<sub>2</sub>-Speicherung beziehen, die sich aus Leckagen von CO<sub>2</sub> und anderen Substanzen, die durch CO<sub>2</sub>-Ströme freigesetzt werden.

Insoweit enthalten die Leitlinien eine differenzierte Angabe zu den Stoffen, auf die sie sich beziehen.<sup>43</sup> An erster Stelle wird dabei der sogenannte „CO<sub>2</sub>“-Strom genannt. Ein CO<sub>2</sub>-Strom besteht aus CO<sub>2</sub> und Nebenstanzten („zwangsläufigen Beimengungen“), die durch den Sequestrierungsprozess und aufgrund des ursprünglich verwendeten Materials mit dem derzeit verfügbaren Techniken noch nicht im Sequestrierungsprozess vom CO<sub>2</sub> getrennt werden können, sowie Substanzen die zur Verbesserung des Abscheidungs- und Sequestrierungsprozesses während dieses Prozesses dem CO<sub>2</sub> zugefügt worden sind. Davon zu unterscheiden sind die so genannten mobilisierten Substanzen, die durch das Einbringen des CO<sub>2</sub>-Gasgemisches aufgrund von chemischen Reaktionen mit dem umgebenden Wasser und Gestein freigesetzt werden.<sup>44</sup>

## **(2) 1. Stufe: Prüfung hinsichtlich der Vermeidungs- und Reduzierungsmöglichkeiten von Abfallaufkommen**

Die Anlage 2 des Londoner Protokolls sieht in § 2.2 im Sinne eines allgemeinen Vermeidungsgebotes die Inanspruchnahme von Möglichkeiten zur Abfallreduzierung vor. In der Anlage 2 des Londoner Protokolls und in der allgemeinen Leitlinie wird entsprechend der Ziel-

<sup>41</sup> Ziff. 1.1. der allgemeinen Richtlinien (Fn. 38), letzter Satz lautet: „[The Guidelines] should be applied with a view that acceptance of dumping under certain circumstances does not remove the obligation to make further attempts to reduce the necessity for dumping.“

<sup>42</sup> Besondere Richtlinie (Fn. 40), Ziff. 1.1.

<sup>43</sup> Ziff. 1.3 der besonderen Richtlinie (Fn. 40) lautet wie folgt: „For the purpose of these Guidelines, the following categories of substances are distinguished:

.1 the CO<sub>2</sub> stream, consisting of: 1.1 CO<sub>2</sub>; 1.2 incidental associated substances derived from the source material and the capture and sequestration processes used; 1.2.1 source- and process-derived substances; and 1.2.2 added substances (i.e., substances added to the CO<sub>2</sub> stream to enable or improve the capture and sequestration processes); and 2 substances mobilized as a result of the disposal of the CO<sub>2</sub> stream.“

<sup>44</sup> Siehe dazu auch die Ausführungen im naturwissenschaftlichen Teil dieser Untersuchung oben, 1. Teil.

setzung des Londoner Protokolls auf der ersten Stufe eine Prüfung der Vermeidungs- und Reduzierungsmöglichkeiten vorgenommen, bei der im Sinne einer Alternativenprüfung Aspekte, wie Typen, Mengen und relative Gefährlichkeit des Abfalls, des Produktionsprozesses und die Abfallquellen innerhalb dieses Prozesses, und verschiedene Möglichkeiten von Abfallvermeidungs- und Abfallverringerungstechniken berücksichtigt werden.<sup>45</sup>

Die besonderen Leitlinien für CO<sub>2</sub> bestimmen, dass zunächst die Menge und die Form des CO<sub>2</sub>-Gasgemisches, die damit verbundene Verschmutzung und die Quelle des CO<sub>2</sub>, einschließlich der sich darin befindlichen sonstigen Stoffe, die aus dem Ursprungsmaterial und dem Abscheidungsprozess stammen (CO<sub>2</sub>-Strom), beurteilt werden.

### **(3) 2. Stufe: Prüfung alternativer Möglichkeiten der Verwertung bzw. Beseitigung von Abfall**

Neben der in der ersten Stufe thematisierten Vermeidung und Reduzierung des Abfallaufkommens wird nach der Anlage 2 des Londoner Protokolls und den allgemeinen Leitlinien die Frage einer anderweitigen Verwertung oder Beseitigung des Abfalls thematisiert. Grundsätzlich muss bei Einbringungsanträgen der Nachweis erbracht werden, dass folgende Punkte ausreichend berücksichtigt wurden:

1. Wiederverwendung;
2. Verwertung außerhalb des Standortes;
3. Vernichtung gefährlicher Bestandteile;
4. Behandlung zwecks Verringerung oder Entfernung gefährlicher Bestandteile;
5. Beseitigung an Land, in die Luft oder im Wasser.<sup>46</sup>

Bei Anträgen auf Einbringung von CO<sub>2</sub>-Strömen soll nach den besonderen Leitlinien der Nachweis erbracht werden, dass folgende Punkte berücksichtigt werden:

1. die in dem CO<sub>2</sub>-Gasgemisch enthaltenen „Nebensubstanzen“ und, wenn notwendig, Behandlungsmöglichkeiten für die Reduzierung oder Beseitigung von solchen Substanzen;
2. andere Einbringungs- oder Sequestrierungsmöglichkeiten, z.B. unterirdische Aufbewahrung an Land.<sup>47</sup>

<sup>45</sup> Ziff. 2 der Anlage 2 des Londoner Protokolls und Ziff. 2 der allgemeinen Richtlinien (Fn. 38) sprechen hier sinnfällig von „Waste Prevention Audit“.

<sup>46</sup> Ziff. 5 der Anlage 2 des Londoner Protokolls und Ziff. 3 der allgemeinen Richtlinie (Fn. 38).

<sup>47</sup> Ziff. 3.2 der besonderen Richtlinie für CO<sub>2</sub> (Fn. 40).

Die besonderen Leitlinien tragen der Tatsache Rechnung, dass es sich bei der Frage der CO<sub>2</sub>-Speicherung nicht um ein Problem der Vermeidung, Verwertung bzw. Beseitigung von Abfall im engeren Sinne, sondern um eine Managementoption im Zusammenhang mit dem Klimaschutz handelt<sup>48</sup>.

#### **(4) 3. Stufe: Chemische, physikalische und biologische Eigenschaften**

Die besonderen Leitlinien schreiben vor, dass eine exakte Beschreibung des CO<sub>2</sub>-Stroms notwendig ist. Wenn ein CO<sub>2</sub>-Strom unzureichend charakterisiert wurde und daher eine ordnungsgemäße Bewertung des Risikos einer potentiellen Gefahr für die menschliche Gesundheit und die Umwelt nicht vorgenommen werden kann, darf der CO<sub>2</sub>-Strom nicht eingebracht werden.

Eine solche spezifische Beschreibung des CO<sub>2</sub> und der anderen in dem Gas enthaltenen Stoffe soll die chemischen und physikalischen Eigenschaften und die Möglichkeit einer Interaktion mit den in dem Gas enthaltenen Komponenten berücksichtigen. Diese Interaktionen können Auswirkungen auf die Reaktivität des Gasgemisches mit dem Gestein haben. Die entsprechende Analyse soll folgende Punkte beinhalten:

1. Herkunft, Gesamtmenge, Form und durchschnittliche Zusammensetzung;
2. physikalische und chemische Eigenschaften;
3. Toxizität, Beständigkeit, Bioakkumulationspotential.

#### **(5) 4. Stufe: Maßnahmenkatalog**

Auf einer vierten Stufe sehen die besonderen Leitlinien<sup>49</sup> die Erstellung eines Maßnahmenkataloges auf nationaler Ebene vor. Dieser Maßnahmenkatalog soll der Prüfung und Entscheidung über in Betracht kommende Materialien dienen. Im Hinblick auf die Eignung zur Einbringung im Meeresuntergrund sollen insbesondere die Art und der Anteil von Substanzen eine Rolle spielen, die in dem CO<sub>2</sub>-Strom von Anfang an enthalten sind. Es wird in den Leitlinien erneut hervorgehoben, dass CO<sub>2</sub>-Ströme „weitaus überwiegend“ aus CO<sub>2</sub> bestehen sollen. Auf die Bedeutung und Konzentration der Nebenstoffe im Hinblick auf die Auswirkungen auf Transport, Einleitung und Speicherung der Ströme wird besonders hingewiesen. Die

---

<sup>48</sup> Siehe dazu die Ausführungen in den besonderen Richtlinien (Fn. 40, Ziff. 3.4.).

<sup>49</sup> Ziff. 5.1 der besonderen Richtlinie (Fn. 40).

zulässigen Konzentrationen von Nebensubstanzen sollen im Hinblick auf ihre möglichen Auswirkungen auch im Hinblick auf die Beständigkeit der Lagerstätte, die Transportinfrastruktur und die Risiken für die menschliche Gesundheit und die Meeresumwelt berücksichtigt werden. Die Leitlinien beziehen sich ausdrücklich auf den besonderen Bericht des IPCC zum CCS von 2005 (IPCC Special Report on Carbon Capture Storage). Besonders wird auf die in Ziff. 3.6.1.1 und 3.4.1 dieses Berichts enthaltenen besonderen Angaben und Ausführungen hingewiesen. In diesem Verweis auf den IPCC Bericht ist eine Art Obliegenheit der Staaten zu sehen, die in dem Bericht angegebenen Werte im nationalen Recht nicht zu überschreiten, sondern im Sinne von Grenzwerten umzusetzen.<sup>50</sup>

Es sei angemerkt, dass diese Ausführungen der besonderen Leitlinien sehr deutlich das Gebot einer Minimierung der zwangsläufigen Beimengungen aussprechen<sup>51</sup>.

#### **(6) 5. Stufe: Wahl des Einbringungsortes**

Gemäß Paragraph 11 der Anlage 2 des Londoner Protokolls sind für die Wahl des Einbringungsortes Angaben zu folgenden Punkten erforderlich:

1. physikalische, chemische und biologische Eigenschaften der Wassersäule und des Meeresbodens;
2. Lage der Annehmlichkeiten des Meeres, wertvollen Bestandteilen der Umwelt und anderen Nutzungen des Meeres in dem zu untersuchenden Gebiet;
3. Bewertung des bei der Einbringung entstehenden Stromes von Stoffen im Verhältnis zu den in der Meeresumwelt bestehenden Strömen von Stoffen;
4. wirtschaftliche und betriebstechnische Durchführbarkeiten.

Bei der Einbringung von CO<sub>2</sub>-Strömen in den Meeresuntergrund sind darüber hinaus weitere Vorgaben der besonderen Leitlinie für CCS zu beachten. Diese sind notwendig, da sich dieses Gasgemisch, aus der Tatsache heraus, dass es im Meeresuntergrund gelagert wird, erheblich von den sonstigen in Anlage 1 genannten Stoffen unterscheidet.

Die gewissenhafte Auswahl von einer geologischen Formation im Meeresgrund für die Einbringung von CO<sub>2</sub>-Strömen ist von überragender Wichtigkeit. Das wird auch durch eine Fuß-

<sup>50</sup> Ziff. 5.4 der besonderen Richtlinien (Fn. 42).

<sup>51</sup> Siehe zu der hier vertretenen Auslegung des Begriffs „overwhelmingly“ oben III. B. 2) a) bb).

note unterstützt, die wiederum den IPCC Bericht zitiert und besagt, dass bei vernünftig ausgesuchten und verwalteten Lagerungsstätten die Leckageraten extrem gering sind.

### **Beschreibung der geologischen Formationen des Meeresuntergrundes**

Die notwendigen Informationen zur Wahl des Standorts sollen nach den besonderen Leitlinien eine geologische Bewertung enthalten. Folgende Punkte sollten dabei berücksichtigt werden:

1. Wassertiefe und Einbringungs- und Lagerungstiefe;
2. Lagerungskapazität, Einleitungsfähigkeit und Gasdurchlässigkeit der geologischen Formation;
3. Eignung zur Langzeitspeicherung der geologischen Formationen;
4. das umliegende Gestein, inklusive der tektonische Gegebenheiten;
5. potentielle Wanderungs- und Leckagepfade (die im Laufe der Zeit entstehen können) und potentielle Auswirkungen einer Leckage für die Meeresumwelt;
6. potentielle Interaktionen des eingeleiteten CO<sub>2</sub>-Stroms mit der geologischen Formation und die Auswirkungen auf die relevanten Strukturen und das umliegende Gestein, einschließlich die potentielle Bewegung von gefährlichen Substanzen;
7. potentielle Überwachungsanforderungen;
8. Verringerungs- und Sanierungsmöglichkeiten; und
9. wirtschaftliche und betriebstechnische Durchführbarkeiten.<sup>52</sup>

Die meisten Daten werden in geologische Simulationsmodelle einfließen, um das Verhalten des Einbringungsortes zu simulieren und vorherzusagen.

Die Kapazität und Einleitungsbedingungen der geologischen Formationen des Meeresuntergrundes sind wichtige Gesichtspunkte und sollten im Vergleich zu dem gesamten voraussichtlichen Volumen und den Einleitungsgraten groß genug sein, um den CO<sub>2</sub>-Strom in den geologischen Formationen des Meeresuntergrundes langfristig zu speichern. Die Kapazität der Einlagerungsstelle sollte durch anerkannte Methoden geschätzt werden.

---

<sup>52</sup> Ziff. 6.2 der besonderen Richtlinie (Fn. 40).

## **Beschreibung des potentiellen Einbringungsgebietes**

Informationen sollten auch bzgl. der Lage der Annehmlichkeiten des Meeres, wertvollen Bestandteilen der Umwelt und anderen Nutzungen des Meeres in dem zu untersuchenden Gebiet gegeben werden. Diese beschreibenden Informationen sollten die physikalischen, hydrologischen, hydro-dynamischen, chemischen und biologischen Charakteristika der Wassersäule und des Meeresbodens beinhalten, soweit sie relevant zum Schutz dieser Werte ist.

Bei der Bewertung sind folgende Annehmlichkeiten, biologische Besonderheiten und Meeressnutzungen zu betrachten, die für die Bestimmung des Ortes der Einleitungsstelle relevant sind:

1. Küstengebiete und Gebiete von besonderer natürlicher, wissenschaftlicher, kultureller, oder historischer Bedeutung, wie z.B. Meeresschutzgebiete oder Gebiete mit besonderem Artenvorkommen, wie Korallenriffe;
2. Fischgründe und Gebiete der Marikultur;
3. Laich-, Aufzucht- oder Balzgebiete;
4. Zug- und Wanderungsgebiete;
5. Saisonale und entscheidende Habitate;
6. Schifffahrtslinien;
7. militärische Speergebiete;
8. sonstige technische Nutzung des Meeresbodens wie Bergbau, Unterseekabel, Meeresswasserentsalzung oder Energiegewinnung.<sup>53</sup>

## **Beurteilung von potentiellen Expositionen**

Ein wichtiger Gesichtspunkt, um die Geeignetheit der Einbringung von CO<sub>2</sub>-Gasgemischen zu beurteilen, ist das Ausmaß, in welchem im Falle einer Leckage Organismen einer erhöhten Konzentration von schädlichen Stoffen ausgesetzt wären.

Die entsprechende Risikobeschreibung für die Einbringung von CO<sub>2</sub>-Strömen in eine spezifische geologische Formation hängt dabei von den jeweiligen geologischen Besonderheiten des Einbringungsortes ab, von möglichen Entweichungspfaden, der Wahrscheinlichkeit der Leckage und den mit dem CO<sub>2</sub>-Strom verbundenen Auswirkungen auf die Meeresumwelt, ein-

---

<sup>53</sup> Ziff. 6.6 der besonderen Richtlinie (Fn. 40).

schließlich der Auswirkungen der Substanzen, die durch die Einbringung des CO<sub>2</sub>-Stroms in Bewegung gekommen sind.

Mögliche CO<sub>2</sub> Wanderungs- und Leckagepfade beinhalten nach den besonderen Leitlinien:

1. das Bohrloch und/oder andere aktive oder nicht mehr aktive Löcher in derselben geologischen Formation;
2. Gebiete mit permeablen Gestein, das bis hoch zum Meeresgrund reicht;
3. leichtdurchlässige Frakturen im sonst undurchlässigen Deckgestein, oder hochpermeable Zonen innerhalb des ansonsten undurchlässigen Deckgesteins;
4. Porenstrukturen im wenig permeablen Deckgestein (z.B. wenn der kapillare Aufnahmedruck, mit welchem das CO<sub>2</sub>-Gasgemisch in das Deckgestein eintritt, überschritten wird) oder der Abbau von Deckgestein durch die Reaktion mit saurem Wasser;
5. Gebiete, in denen das Deckgestein lokal durchlässig ist;
6. seitliche Wanderung von freiem oder gebundenen CO<sub>2</sub> entlang des Reservoirgesteins (Beispielsweise, wenn ein Reservoir bis über den Überlaufpunkt befüllt ist).<sup>54</sup>

Vor der tatsächlichen Einbringung von CO<sub>2</sub>-Strömen sollte das kurz- und langfristige Verhalten von gelagertem CO<sub>2</sub>-Strömen simuliert werden, um das Maß potentieller Wanderung und Entweichung durch mögliche Leckage zu identifizieren und die Wahrscheinlichkeit von Leckagen zu beurteilen.

#### **(7) 6. Stufe: Bewertung von möglichen Auswirkungen**

Nach Paragraph 12 der Anlage 2 des Londoner Protokolls ist bei der Bewertung möglicher Auswirkungen eine aussagekräftige Darstellung der zu erwartenden Folgen und der verschiedenen Möglichkeiten einer Beseitigung auf See oder an Land anzustreben, d.h. es ist eine Auswirkungshypothese zu erstellen. Sie bildet die Grundlage für die Entscheidung, ob die vorgeschlagene Beseitigungsmöglichkeit genehmigt oder abgelehnt wird, sowie für die Vorschriften der Umweltüberwachung.

Folgende Informationen sollen in die Bewertung einfließen:

- Eigenschaft des Abfalls;
- die Bedingungen am geplanten Einbringungsort;

---

<sup>54</sup> Ziff. 6.8 der besonderen Richtlinie (Fn. 40).

- Stoffströme am Einbringungsort;
- geplante Beseitigungstechnik;
- mögliche Auswirkung (Art, Dauer, räumlicher Umfang) auf die menschliche Gesundheit, auf lebende Ressourcen, Annehmlichkeiten und andere rechtmäßige Nutzung des Meeres.

Bei CCS soll diese Bewertung nach den besonderen Leitlinien für die Einbringung von CO<sub>2</sub>-Strömen die Risiken abdecken, die durch undichte Stellen im CO<sub>2</sub>-Sequestrationsprozess auftreten. Die wichtigsten zu bewertenden Auswirkungen sind die, die durch die Auflösung des CO<sub>2</sub> in der Wassersäule und den Sedimenten entstehen.

Die Auswirkungen einer erhöhten CO<sub>2</sub>-Konzentration im Wasser durch Leckagen hängt von der Menge, der Entweichungsrate, der chemischen Aufnahmekapazität der Wassersäule und des Sediments, und dem Transport- und Dispersionsprozess des CO<sub>2</sub> im Wasser ab. Hohe CO<sub>2</sub>-Konzentrationen und Veränderungen in der chemischen Zusammensetzung der Meere können tiefgreifende Folgen für den Stoffwechsel von verschiedenen marinen Organismen haben. Neben direkten Auswirkungen des CO<sub>2</sub> auf die Meereswelt, sind auch die Auswirkungen von Stoffen zu bewerten, die in dem eingeleiteten Gas als Beimengungen enthalten sind und bei Leckagen „mitaustreten“. Außerdem müssen bei einer solchen Bewertung diejenigen Substanzen berücksichtigt werden, die durch den CO<sub>2</sub>-Strom mobilisiert wurden. Bei der Bewertung sollte der Anstieg der Schadstoffkonzentration als Folge der Einbringung im Vergleich zur Ausgangskonzentration vor der Einbringung berücksichtigt werden<sup>55</sup>.

Die Bewertung sollte umfassend sein. Die grundlegenden möglichen Auswirkungen sollen bereits bei der Auswahl des Einleitungsortes identifiziert werden. Die Beurteilung der Verwendbarkeit von bestimmten geologischen Formationen muss Informationen über den einzubringenden CO<sub>2</sub>-Strom, den Zustand der geologischen Formation, den Einleitungsprozess und die vorgeschlagene Entsorgungstechnik berücksichtigen. Zusätzlich sollten in diesem Schritt auch die potentiellen Auswirkungen auf die menschliche Gesundheit, lebende Meeressressourcen, die natürlichen Vorteile und auf die sonstigen rechtmäßigen Nutzungen der See spezifiziert werden. Es sollte die Natur, zeitliche und räumliche Skalen und die Dauer der potentiellen Auswirkungen auf Grund einer angemessen konservativen Hypothese definiert werden. Figure 2 im „*Risk Assessment and Management Framework for CO<sub>2</sub> Sequestration in the Sub-seabed Geological Structures*“ könnte hier behilflich sein.

---

<sup>55</sup> Ziff. 7.2-6 der besonderen Richtlinie (Fn. 40).

## Risikobewertung

Das mit der Einbringung verbundene Risiko sollte im Hinblick auf die Wahrscheinlichkeit des Entweichens von dem CO<sub>2</sub>-Gasgemisch beschrieben werden, z.B. in Form von Leckagen und den damit verbundenen Auswirkungen auf Habitate, Arten und Nutzungen. Das genaue Bewertungsverfahren wird von Projekt zu Projekt verschieden sein und von dem Einbringungs-ort und dessen Umgebung abhängen. Es sollten auch die Kapazitäten zum Einschreiten und Mindern des Schadens im Falle einer Leckage berücksichtigt werden. Ein Schwerpunkt sollte sowohl bei den biologischen Auswirkungen und Habitatveränderungen als auch bei den physikalischen und chemischen Veränderungen gesetzt werden. Diese Risiken sollten ausreichend beschrieben und quantitativ bestimmt worden sein, damit klar ist, welche Variablen bei der Überwachung bewertet werden müssen. Weitere Einzelheiten des Verfahrens zur Risikobewertung sind in den „*Specific Guidelines for Assessment of Carbon Dioxide Streams for Disposal into Sub-Seabed Geological Formations*“ zu finden.<sup>56</sup>

Weiter ist zu beachten, dass die Anlage 2 des Londoner Protokolls in Paragraph 14 eine vergleichende Analyse von den verschiedenen Einbringungsmöglichkeiten verlangt. Wenn bei einer solchen Beurteilung zum Vorschein kommt, dass die notwendigen Informationen bzgl. einer Einleitungsmöglichkeit nicht zur Verfügung stehen, soll ein solches Projekt nicht weiter in Betracht gezogen werden. Außerdem soll eine Genehmigung für im Vergleich weniger vorzugswürdige Projekte nicht erteilt werden. Dies ist jedoch immer dann nicht direkt auf CCS anwendbar, wenn es keine Alternativen gibt. In einem solchen Fall sollte eine Rechtfer- tigung im Hinblick auf die Reduzierung von Treibhausgasen und die Abmilderung des Klimawandels herangezogen werden.

## Auswirkungshypothese

Nach den besonderen Leitlinien soll die Risikobewertung zu einer Auswirkungshypothese (Impact Hypothese) führen. Darunter kann man sich eine knappe und präzise Darstellung der von der Einbringung zu erwartenden Konsequenzen vorstellen. Sie bildet die Grundlage für die Entscheidung, ob ein Projekt zugelassen werden soll oder nicht, sowie für die Überwa- chung.

Jede Bewertung sollte mit einer Beurteilung enden, welche entweder die Bewilligung oder die Zurückweisung eines Antrages empfiehlt.

---

<sup>56</sup> Siehe dazu Ziff. 7.7-10 der besonderen Richtlinie (Fn. 40).

### **(8) 7. Stufe: Überwachung und Risikomanagement**

Die Anlage 2 des Londoner Protokolls und die allgemeine Leitlinie bestimmen, dass durch die Überwachung überprüft werden soll, ob die Genehmigungsbedingungen eingehalten werden (**Einhaltungsüberwachung**) und ob die Annahmen, die während der Überprüfung der Erlaubnis und während der Auswahl des Ortes zugrunde gelegt wurden, zutrafen und ausreichen, um die Umwelt und die menschliche Gesundheit zu schützen (**Feldüberwachung**).<sup>57</sup> Es ist von wesentlicher Bedeutung, dass solche Überwachungsprogramme eindeutig festgelegte Ziele haben, die dann herangezogen werden können, um einen Verminderungs- und Sanierungsplan zu erstellen.

Die besondere Leitlinie besagt des Weiteren, dass die Überwachung in den verschiedenen Phasen des Projektes verschieden ausgestaltet sein sollte. Während der Phase der Einleitung des CO<sub>2</sub>-Stroms sollte sich die Überwachung auf die technischen Aspekte des CO<sub>2</sub>-Sequestrationsprozesses konzentrieren.<sup>58</sup> Diese Art der Überwachung soll der Risikoreduzierung sowohl während der Einleitung als auch in der langfristigen Phase der Speicherung dienen. Für spätere Feldüberwachung könnte die Auswirkungshypothese die Basis darstellen. Die Durchführung der Feldüberwachung sollte dabei so ausgestaltet sein, dass festgestellt wird, ob sich Veränderungen der Umwelt im Rahmen der Vorhersagen bewegen. Folgende Fragen sollten dabei beantwortet werden:

- Welche prüfbaren Hypothesen können aus der Auswirkungshypothese hergeleitet werden?
- Welche Messungen (Art, Ort, Häufigkeit, etc.) sind nötig, um die Hypothesen zu überprüfen?
- Wie sollten die Daten behandelt und interpretiert werden?

Die besonderen Leitlinien heben hervor, dass ein Genehmigungsantrag auf eine breite Informationsbasis über den bestehenden Zustand der Umgebung angewiesen ist, um später Veränderungen des Status Quo erkennen zu können.<sup>59</sup>

Die besonderen Leitlinien nennen für die Überwachung vier verschiedene Aspekte:

---

<sup>57</sup> Ziff. 16 des Londoner Protokolls und Ziff. 8.1 der allgemeinen Leitlinie (Fn. 38).

<sup>58</sup> Die zu beachtenden Kriterien können unter 8.2 der besonderen Leitlinie (Fn. 40) gefunden werden.

<sup>59</sup> Was die Überwachungsmodelle leisten sollen ist näher in 8.4-8.6 der besonderen Leitlinie (Fn. 40) beschrieben.

1. Erfüllungsüberwachung (teilweise wird dies auch als Test der Auswirkungshypothese bezeichnet) wie gut der eingebrachte CO<sub>2</sub>-Strom von der Ablagerungsstätte aufgenommen wird;
2. Überwachung der umgebenden Gesteinsschichten, um Verlagerungen und Wanderungen des CO<sub>2</sub>-Stromes und anderer durch die Einleitung des CO<sub>2</sub>-Stroms in Bewegung gesetzter Substanzen innerhalb und über die Grenzen der Ablagerungsstätte hinaus festzustellen und zu messen;
3. Überwachung des Meeresbodens und des darüber liegenden Wassers, um CO<sub>2</sub>-Strom-Leckagen oder andere durch die Einbringung des CO<sub>2</sub>-Stroms in Bewegung gesetzte Stoffen in die Meeresumwelt zu entdecken und deren Verbreitung und Menge zu messen. In diesem Kontext sollte ein besonderes Augenmerk auf stillgelegte Bohrlöcher, Verwerfungen, oder andere Veränderungen im Deckgestein während und nach der Einleitung gelegt werden; und
4. Überwachung der Meeresgemeinschaften (Benthos und Wassersäule), um mögliche Leckageeffekte durch CO<sub>2</sub>-Ströme oder andere mobilisierte Stoffe an Meeresorganismen festzustellen.

Der zuständigen Genehmigungsbehörde wird empfohlen, die relevanten Forschungsdaten zur Ausgestaltung und (Weiter-) Entwicklung von Überwachungsmaßnahmen in Betracht zu ziehen.

Die Überwachung sollte so konzipiert sein, dass sie geeignet ist festzustellen, ob die tatsächlichen Auswirkungen mit den vorausgesagten sowohl kurzzeitig als auch langfristig übereinstimmen.<sup>60</sup>

Die Ergebnisse der Überwachung (oder anderer damit zusammenhängender Forschung) sollten in regelmäßigen Intervallen daraufhin bewertet werden, ob sie eine Grundlage für folgende Maßnahmen bieten:

1. Modifikation der Feldüberwachung;
2. Wenn nötig, Umsetzung der Maßnahmen die in den Verringerungs- und Sanierungsplänen enthalten sind;
3. Modifikation des Projektes oder Schließung der Ablagerungsstätte;

---

<sup>60</sup> Siehe 8.9 der besonderen Richtlinie (Fn. 40).

4. Überarbeitung der Risikobewertung;
5. (Nachträgliche) Modifikation oder Aufhebung der Genehmigung; und
6. Modifikation der Grundlagen, nach denen der Genehmigungsantrag für die CO<sub>2</sub>-Ablagerung im Meeresuntergrund bewertet werden.

Wenn das Vertrauen in das Projekt steigt, dass kein CO<sub>2</sub> aus dem Gestein austritt, kann die Häufigkeit der Überwachung verringert werden.

### **Verringerungs- und Sanierungsplan**

Das Ziel der Ablagerung von CO<sub>2</sub>-Gasgemischen ist es, keine Leckagen zu haben. Dennoch sollte ein Plan erarbeitet werden, der schnelle und effektive Handlungsmöglichkeiten im Falle einer Abwanderung des CO<sub>2</sub>-Stromes in die Meeresumwelt aufzeigt. Die Voraussetzung für einen solchen Plan und die damit verbundenen präventiven und korrigierenden Maßnahmen werden von den zuständigen Behörden bestimmt, basierend auf der kurzfristigen und langfristigen potentiellen Gefahr für die menschliche Gesundheit und die Meeresumwelt. Für den Fall, dass die Abwanderung von CO<sub>2</sub> ein signifikantes Risiko für die Meeresumwelt darstellt, welches nicht durch Verringerungs- und Sanierungsarbeiten unter Kontrolle gebracht werden kann, soll die Einleitung von CO<sub>2</sub>-Strömen unterbleiben oder modifiziert bzw. das CO<sub>2</sub> umgeleitet werden.

### **(9) 8. Stufe: Erlaubnis und Genehmigungsbedingungen**

Nach Anlage 2 des Londoner Protokolls und der allgemeinen Leitlinien soll eine Entscheidung über die Erteilung einer Erlaubnis nur dann getroffen werden, wenn alle Beurteilungen in Bezug auf die Umweltauswirkung abgeschlossen und die Überwachungsbedingungen festgelegt sind.<sup>61</sup> Die Erlaubnis soll so weit wie möglich sicherstellen, dass die Beeinträchtigung und Schädigung der Umwelt auf ein Mindestmaß beschränkt und größtmöglicher Nutzen erzielt wird. Nach den besonderen Leitlinien<sup>62</sup> soll jede Erlaubnis Daten und Informationen enthalten, aus denen folgendes hervorgeht:

1. der Grund der Genehmigung;
2. Typen, Mengen und Herkunft der in dem einzuleitenden CO<sub>2</sub>-Strom enthaltenden Stoffe;

---

<sup>61</sup> Ziff. 9.1 der allgemeinen Richtlinie (Fn. 38) und Ziff. 17 der Anlage 2 des Londoner Protokolls.

<sup>62</sup> Besondere Richtlinien (Fn. 40), Ziff. 9.1.

3. der Einleitungsort und die geologische Formation, in die das CO<sub>2</sub> eingelagert wird;
4. die Methode, mit welcher der CO<sub>2</sub>-Strom transportiert werden soll; und
5. ein Risikomanagementplan:
  - a) Vorschriften in Bezug auf die Überwachung und Berichterstattung;
  - b) Verringerungs- und Sanierungsplan;
  - c) ein Schließungsplan für die Ablagerungsstätte mit einer Beschreibung der anschließenden Überwachung und Verringerungs- und Sanierungsarbeiten.

Für den Fall, dass die Einleitung von CO<sub>2</sub>-Strömen in geologische Formationen des Meeresuntergrundes die ausgesuchte Verbringungsmethode ist, soll die Genehmigung für diese Einbringung im Voraus erteilt werden. Es wird weiterhin empfohlen, dass während des Genehmigungsprozesses die Öffentlichkeit Einsicht hat und beteiligt wird. Mit der Erteilung der Genehmigung werden die hypothetischen Auswirkungen innerhalb der Grenzen der Ablagerungsstätte, wie z.B. Veränderungen von physikalischen, chemischen und biologischen Komponenten der lokalen Umwelt, von der genehmigungserteilenden Behörde akzeptiert. Wenn nicht genügend Informationen für eine gewissenhafte Risikobewertung vorliegen, soll die Behörde zunächst die noch erforderlichen Informationen verlangen, bevor über eine Genehmigung entschieden wird. Wenn ein Projekt erhebliche Folgen für die menschliche Gesundheit oder die Meeresumwelt mit sich bringt, soll eine Genehmigung grundsätzlich nicht bewilligt werden.

Erlaubnisse sind im Allgemeinen in regelmäßigen Abständen zu überprüfen, wobei besonderes Augenmerk auf die Ergebnisse der Überwachung und die Ziele der Überwachungsprogramme zu richten ist.

Bei der Überprüfung sollten die Veränderungen im Gasgemisch des eingeleiteten CO<sub>2</sub>, die durch die Überwachung festgestellt worden sind, miteinfließen. Die Überprüfung von Überwachungsergebnissen und die Aktualisierung der Risikobewertung wird deutlich machen, ob die Feldüberwachung weitergehen, überarbeitet oder beendet werden muss, und wird dazu beitragen, fundierte Entscheidungen bzgl. der Weiterführung, der Modifikation oder Zurücknahme einer Genehmigung treffen zu können.

Da das Ziel von CCS-Projekten die dauerhafte Speicherung von CO<sub>2</sub> ist, sollen die Genehmigungen und andere unterstützende Dokumente archiviert und über lange Zeiträume aufbewahrt werden.

### **b) Zusammenfassung: Neue Rechtslage für CCS-Projekte unter dem Londoner Protokoll**

Im Ergebnis ist damit festzuhalten, dass das Londoner Protokoll nach seiner Änderung die Speicherung von CO<sub>2</sub> in den näher beschriebenen geologischen Formationen und unter Beachtung der vielfältigen Voraussetzungen und Anforderungen ermöglicht, die sich im Text des Protokolls selbst in den dazu erlassenen weiteren Regelungen finden.

### **3) Fazit**

Im Rahmen des Londoner Systems ist die Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund durch die Änderung des Londoner Protokolls mit Wirkung für seine Mitgliedstaaten unter vielfältigen Bedingungen und Anforderungen ermöglicht worden. Nach der hier vertretenen Auffassung ist und bleibt eine solche Speicherung nach dem Londoner Übereinkommen unzulässig. Hier wie auch für das Protokoll gilt im Übrigen, dass das direkte Einleiten von CO<sub>2</sub> in die Wassersäule zu Zwecken der Speicherung verboten ist.<sup>63</sup>

Es ist aber hervorzuheben, dass die Regelungen von Protokoll und Übereinkommen nicht alle denkbaren Formen und Vorhaben in der Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund erfassen. Aufgrund der oben näher dargestellten Ausnahmeregelungen in beiden Regelwerken<sup>64</sup> unterliegen insbesondere Vorhaben nicht den genannten Bestimmungen, bei denen das CO<sub>2</sub> auf Offshore-Anlagen abgeschieden und von da aus in den Meeresuntergrund gepresst wird. Ebenfalls ausgenommen sind die Fälle, in denen CO<sub>2</sub> zur Verbesserung der Öl- und Gasförderung in die Lagerstätten gepresst wird. Schließlich fallen Vorhaben zu Forschungszwecken aus dem Regelungsbereich der Vorschriften hinaus. Dies bedeutet allerdings nicht, dass solche Vorhaben gar keinen Vorgaben des internationalen Meeresumweltrechts unterliegen. Auch in diesen Fällen ist nämlich das Seerechtsübereinkommen mit seinem Art. 208 anwendbar. Daraus kann – auch in Zusammenhang mit anderen Vorschriften – durchaus eine Verpflichtung gefolgt werden, eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchzuführen.

---

<sup>63</sup> Dies ergibt sich zum einen aus dem neuen Nr. 4.1 der Anlage 1 des Londoner Protokolls und zum anderen aus Art. 2 Londoner Protokoll

<sup>64</sup> Siehe oben III. B. 1) b) und 2) a) bb)..

### C. Internationales Übereinkommen von 1973 zur Verhütung der Meeresverschmutzung durch Schiffe und Protokoll von 1978 (MARPOL 73/78-Konvention)

Das MARPOL-Übereinkommen<sup>65</sup> findet nur auf Schiffe Anwendung, wobei „Schiffe“ in diesem Sinne auch feste oder schwimmende Plattformen sind, Art. 2 Nr. 5 MARPOL 73/78.

Nach Art. 1 MARPOL 73/78 verpflichten sich die Vertragsparteien, dem Übereinkommen und den Anlagen „Wirksamkeit zu verleihen, um die Verschmutzung der Meeresumwelt durch Einleiten von Schadstoffen zu verhindern“.

Nach Art. 2 Nr. 3 b. i) und ii) MARPOL 73/78 bedeutet „Einleiten“ weder das „Einbringen“ i.S.d. Londoner Übereinkommens, noch „das Freisetzen von Schadstoffen, das sich unmittelbar aus der Erforschung, Ausbeutung und damit zusammenhängenden auf See stattfindenden mineralischen Schätzen des Meeresbodens ergibt“. Das Londoner Übereinkommen verdrängt damit MARPOL 73/78 weitgehend.

Nach Art. 1 Abs. 4 Ziff. 2.1. des Londoner Protokolls umfasst „Einbringen“ allerdings nicht „die in die See erfolgende Beseitigung von Abfällen, die mit dem normalen Betrieb von Schiffen (...) zusammenhängen“. Dieser normale Schiffsbetrieb ist dann wiederum nicht gegeben, wenn es sich um solche Abfallbeseitigung handelt, für die das Schiff gerade betrieben wird.

Für den normalen Schiffsbetrieb bleibt, soweit kein „Einbringen“ nach der Londoner Konvention vorliegt, nur MARPOL 73/78 anwendbar.

Dabei wird die MARPOL 73/78 Anlage V relevant. Darin sind Regeln zur Verhinderung der Meeresverschmutzung durch Abfall von Schiffen aufgestellt. Allerdings meint Abfall nach dieser Anlage nur solchen Abfall, der im normalen Schiffsbetrieb entsteht (Regel 1 zur Anlage V). CCS-Aktivitäten können aber in aller Regel nicht dem normalen Schiffsbetrieb zugeordnet werden und dürften in dieser Weise auch technisch nicht möglich sein.

Bei Plattformen, die ebenfalls als Schiffe nach MARPOL 73/78 gelten, ist das Londoner Übereinkommen vorrangig. Ein Anwendungsbereich von MARPOL 73/78 besteht bei CCS-Projekten daher in aller Regel nicht.

---

<sup>65</sup> Das MARPOL-Übereinkommen kann auf der Internetseite der Internationalen Marine Organisation abgerufen werden: <[http://www.imo.org/Conventions/contents.asp?doc\\_id=678&topic\\_id=258](http://www.imo.org/Conventions/contents.asp?doc_id=678&topic_id=258)>.

#### **D. Meeresumweltschutzübereinkommen mit regionalem Geltungsbereich - Das Über-einkommen zum Schutz der Meeresumwelt des Nordatlantiks vom 22.09.1992 (OSPAR-Konvention)**

Das OSPAR-Übereinkommen<sup>66</sup> gilt als regionales Meeresschutzübereinkommen für den Bereich des Nordostatlantiks und der Nordsee. Mitglieder sind Belgien, Dänemark, Deutschland, Finnland, Frankreich, Großbritannien, Irland, Island, Luxemburg, Niederlande, Norwegen, Portugal, Schweden, die Schweiz, Spanien und die Europäische Gemeinschaft. Sein räumlicher Anwendungsbereich ist mit dem Begriff des „Meeresgebietes“ bezeichnet und geographisch präzise festgelegt. Dieses umfasst gemäß Art. 1 lit. a OSPAR die inneren Gewässer der Vertragsstaaten, deren AWZ und Festlandsockel und Teile der Hohen See sowie den Meeresboden und –untergrund dieser Gebiete.

Ähnlich wie das Londoner Übereinkommen verbietet das OSPAR-Übereinkommen Verschmutzungen des Meeresgebietes auf der Grundlage eines tätigkeits- und stoffbezogenen Regelungsansatzes. Im Unterschied zum Londoner Übereinkommen und Protokoll umfasst das OSPAR-Übereinkommen gemäß Art. 3, Anlage I auch die Verschmutzung vom Lande aus.

Die allgemeine Verpflichtung der Vertragsstaaten statuiert Art. 2 Abs. 1 lit. a. Demnach treffen die Vertragsparteien in Übereinstimmung mit dem Übereinkommen alle nur möglichen Maßnahmen, um Verschmutzungen zu verhüten und zu beseitigen, und unternehmen alle notwendigen Schritte zum Schutz des Meeresgebiets vor nachteiligen Auswirkungen menschlicher Tätigkeit, um die menschliche Gesundheit zu schützen, die Meeresökosysteme zu erhalten und, soweit durchführbar, beeinträchtigte Meereszonen wiederherzustellen. Maßgebende Grundsätze sind das Vorsorgeprinzip und das Verursacherprinzip (Art. 2 Abs. 2 lit. a und b. OSPAR).

##### **1) Der sachliche Anwendungsbereich im Hinblick auf die Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeruntergrund**

Die verschiedenen Regelungen des OSPAR-Übereinkommens sprechen verschiedene Formen von CCS-Verfahren an. Im Einzelnen regelt OSPAR Verschmutzungen vom Lande aus (Art.

<sup>66</sup> Das Übereinkommen zum Schutz der Meeresumwelt des Nordostatlantiks vom 22.09.1992 (BGBl. 1994 II 1355), das am 25.03.1998 in Kraft trat, löste das Osloer Übereinkommen zur Verhütung der Meeresverschmutzung durch das Einbringen durch Schiffe und Luftfahrzeuge vom 15.02.1972 (BGBl. 1977 II 165) und das Pariser Übereinkommen zur Verhütung der Meeresverschmutzung vom Lande aus vom 21.02.1974 (BGBl. 1981 II 870) ab. Das OSPAR-Übereinkommen ist im Internet unter <<http://www.ospar.org/eng/html/welcome.html>> erhältlich.

3, Anlage I), solche durch Einbringen und Verbrennen (Art. 4, Anlage II) und schließlich solche durch Offshore-Quellen (Art. 5, Anlage III).

### **a) Verschmutzungen von Land aus – Art. 3 und Anlage I OSPAR**

Einträge vom Lande aus werden durch die Anlage I zum Übereinkommen geregelt. Diese Art der Verschmutzung macht ca. zwei Drittel der gesamten Verschmutzung aus.<sup>67</sup> Sie stammt in aller Regel aus Transporten durch Flüsse, durch die Luft oder durch direkte Einträge ins Meer, beispielsweise durch Rohrleitungen.<sup>68</sup>

Nach Art. 2 Abs. 1 OSPAR Anlage I unterliegen Einträge, die vom Lande aus in das Meeresgebiet aus Punktquellen sowie Freisetzungen in das Wasser oder die Luft, die das Meeresgebiet erreichen und es beeinträchtigen können, unbedingt einer Genehmigung. Der Ausdruck „vom Lande aus“ umfasst gem. Art. 1 lit. e OSPAR auch Quellen im Zusammenhang mit einer vorsätzlichen Beseitigung unter dem Meeresboden, der von Land aus durch einen Tunnel, eine Rohrleitung oder andere Mittel zugänglich gemacht worden ist.<sup>69</sup> Dementsprechend ist auch die Einleitung mittels einer auf Land beginnenden und im Meeresboden endenden Pipeline als Einleitung vom Lande aus zu betrachten. Durch die Möglichkeit, dass Kohlendioxid aus unterseeischen geologischen Formationen mittels Leckagen in die Wassersäule gelangen kann und dort eine Schädigung der Meeresumwelt nicht auszuschließen ist, ist die Grundvoraussetzung für die Genehmigungsbedürftigkeit oder eine Regelung durch die zuständigen Behörden gemäß Art. 2 Abs. 1 Satz 1 Anlage 1 gegeben.<sup>70</sup> Aus Art. 3 OSPAR i.V.m. Art. 1 Anlage I OSPAR ergibt sich, dass an eine solche Genehmigung hohe Anforderungen zu stellen sind, wie zum Beispiel die Verwendung der besten möglichen Umweltpraxis und der besten verfügbaren Techniken.

<sup>67</sup> Hafner in: Vitzthum, Handbuch des Seerechts, Kap. 5, Rn.9.

<sup>68</sup> Hafner in: Vitzthum, Handbuch des Seerechts, ebenda.

<sup>69</sup> Die Vorschrift lautet: „e) bedeutet „vom Lande aus“ die Punktquellen und diffusen Quellen an Land, von denen aus Stoffe oder Energie auf dem Wasser- oder Luftweg oder unmittelbar von der Küste aus in das Meeresgebiet gelangen. Dieser Ausdruck umfasst Quellen im Zusammenhang mit einer vorsätzlichen Beseitigung unter dem Meeresboden, der von Land aus durch einen Tunnel eine Rohrleitung oder andere Mittel zugänglich gemacht worden ist, sowie Quellen im Zusammenhang mit Bauwerken, die zu anderen Zwecken als Offshore-Tätigkeiten in das den Hoheitsbefugnissen einer Vertragspartei unterliegende Meeresgebiet verbracht wurden“.

<sup>70</sup> Insoweit wird hier auf Barry et. al. 2002 und Seibel and Walsh 2003 verwiesen (Quelle: Kamin,L., Sub-lethal Effects of Carbon Dioxide on Deep-Sea Organisms, [www.mbari.org/education/internship/03interns/03papers/LKamin.pdf](http://www.mbari.org/education/internship/03interns/03papers/LKamin.pdf)), wonach auf Grund der Veränderung der pH-Werte an der Einleitungsstelle dort mit tödlichen Folgen für Tiefseelebewesen zu rechnen ist.

### **b) Verschmutzung durch Einbringen oder Verbrennen, Art. 4 und Anlage II OSPAR**

Art. 4 und Anlage II des Übereinkommens regeln die Verhütung und Beseitigung der Verschmutzung durch Einbringen oder Verbrennen.

#### **aa) Die Definition des Einbringens und Ausnahmen**

Im Hinblick auf CCS-Vorhaben ist an erster Stelle von Bedeutung, was als „Einbringen“ in Betracht kommt. Dies wird in Art. 1 lit. f des Übereinkommens wie folgt definiert:

„i) jede im Meeresgebiet erfolgende vorsätzliche Beseitigung von Abfällen oder sonstigen Stoffen

1. durch Schiffe oder Luftfahrzeuge;

2. durch Offshore-Anlagen;

ii) jede im Meeresgebiet erfolgende vorsätzliche Beseitigung

1. von Schiffen oder Luftfahrzeugen;

2. von Offshore-Anlagen und Offshore-Rohrleitungen;“

Dies schließt daher nur Schiffe, Luftfahrzeuge und Offshore-Anlagen i.S.d. Art. 1 lit. 1 und n OSPAR ein.

Nach Art. 1 lit. g sind davon ausgenommen:

„i) die in Übereinstimmung mit dem Internationalen Übereinkommen von 1973 zur Verhütung der Verschmutzung durch Schiffe in seiner durch das Protokoll von 1978 geänderten Fassung oder mit anderen anzuwendenden Regeln des Völkerrechts erfolgende Beseitigung von Abfällen oder sonstigen Stoffen, die mit dem normalen Betrieb von Schiffen oder Luftfahrzeugen oder Offshore-Anlagen zusammenhängen oder davon herrühren, mit Ausnahme von Abfällen oder sonstigen Stoffen, die durch zur Beseitigung dieser Abfälle oder sonstigen Stoffe verwendete Schiffe oder Luftfahrzeuge oder Offshore-Anlagen befördert oder auf sie verladen werden, sowie von Abfällen oder sonstigen Stoffen, die aus der Behandlung solcher Abfälle oder sonstigen Stoffe auf solchen Schiffen, Luftfahrzeugen oder Offshore-Anlagen herrühren;

ii) das Absetzen von Stoffen zu einem anderen Zweck als dem der bloßen Beseitigung, sofern es, wenn es einem anderen Zweck dient als dem, zu dem die Stoffe ursprünglich vorgesehen oder hergestellt wurden, in Übereinstimmung mit den einschlägigen Bestimmungen des Übereinkommens erfolgt, und

iii) für die Zwecke der Anlage III das vollständige oder teilweise Zurücklassen einer außer Betrieb genommenen Offshore-Anlage oder Offshore-Rohrleitung, sofern dies in Übereinstimmung mit einer einschlägigen Bestimmung des Übereinkommens und mit sonstigen einschlägigen Regeln des Völkerrechts erfolgt;“

Es ist wenig zweifelhaft, dass die Speicherung von CO<sub>2</sub> in diesem Sinne als „Beseitigung von Abfällen oder sonstigen Stoffen“ anzusehen ist. Einer besonderen Betrachtung bedürfen jedoch die Ausnahmen.

Die Ausnahme nach Art. 1 lit. g i) OSPAR-Übereinkommen verweist insoweit auf das MARPOL-Übereinkommen und dürfte hier im Zusammenhang mit Anlage II des OSPAR-Übereinkommens kaum in Betracht kommen, weil damit nur der Normalbetrieb von Schiffen, Luftfahrzeugen und Offshore-Anlagen<sup>71</sup> gemeint ist. Auch der Ausnahme nach iii) kommt im Zusammenhang mit CCS-Vorhaben nur geringe Bedeutung zu.

Größere Bedeutung hat die Ausnahme nach Art. 1 lit. g ii) OSPAR, wonach das Absetzen von Stoffen zu einem anderen Zweck als der bloßen Beseitigung unter bestimmten weiteren Bedingungen vom Begriff der Einbringung ausgenommen ist. Die Verbringung von CO<sub>2</sub> kann verschiedene Dinge bezwecken. Sie kann zum Zweck der Forschung, zum Zwecke der verbesserten Öl- oder Gasproduktion, zum Zwecke der Verringerung des Klimawandels oder zu einem anderen Zweck erfolgen. CO<sub>2</sub>-Verfahren fallen so lange nicht unter diese Ausnahme, solange der wesentliche Zweck die Beseitigung des CO<sub>2</sub>s ist. Dies ist auch noch gegeben, wenn es für Zwecke des Klimaschutzes in den Meeresuntergrund verbracht wird.<sup>72</sup> Anders ist es bei CCS-Forschungsprojekten. Hier ist davon auszugehen, dass der weit überwiegende Zweck die Forschung selber ist. Der Einbringungsbegriff des OSPAR-Übereinkommens ist somit nicht auf Forschungsprojekte anzuwenden.<sup>73</sup>

Der Anwendungsbereich des Art. 4 OSPAR i.V.m. Anlage II des OSPAR-Übereinkommens wird noch weiter durch Art. 1 Anlage II eingeschränkt. Dieser besagt, dass die Anlage II für die vorsätzliche Beseitigung von Offshore-Anlagen und Offshore-Rohrleitungen und von Abfällen oder sonstigen Stoffen durch Offshore-Anlagen keine Anwendung findet. Aus dem Umkehrschluss dieses Art. 1 der Anlage II ergibt sich, dass sie lediglich bei Einbringungen

<sup>71</sup> Bzgl. der Frage, ob die Einleitung von CO<sub>2</sub> in Zusammenhang mit der Förderungsverbesserung von Gas oder Öl von dieser Ausnahme erfasst wird siehe unter III. D. 1 c).

<sup>72</sup> So auch die „Group of Jurists and Linguists“ der OSPAR Kommission in ihrem „Report from the Group of Jurists and Linguists on Placement of Carbon Dioxide in the OSPAR Maritime Area“, Ziff. 14 und 20.

<sup>73</sup> So auch die „Group of Jurists and Linguists“ der OSPAR Kommission in ihrem „Report from the Group of Jurists and Linguists on Placement of Carbon Dioxide in the OSPAR Maritime Area“, Ziff. 21.

durch Schiffe gilt. Gemäß der Definition von Schiffen und Luftfahrzeugen in Art. 1 lit. n OSPAR-Übereinkommen gehören dazu auch Bauwerke im Meeresgebiet sowie ihre Ausrüstung, soweit es sich nicht um Offshore-Anlagen<sup>74</sup> handelt. Unter den „Schiffbegriff“ fallen damit alle Offshore-Installationen, die nicht der Gas- und Ölförderung dienen.

#### **bb) Bisheriges Verbot und [jetzt erfolgte] Ermöglichung der Speicherung nach Art. 3 der Anlage II**

Art. 3 Abs. 1 der Anlage II enthält ein Verbot des Einbringens von Abfällen und anderen Stoffen mit einem Ausnahmeverbehalt in Abs. 2, der eine Reihe von Stoffen unter weiteren Bedingungen von diesem Verbot ausnimmt. CO<sub>2</sub> war in dieser Aufzählung nicht aufgeführt, sodass die Speicherung von CO<sub>2</sub> bisher mangels Ausnahmetatbestandes unter das Verbot des Abs. 1 fiel und nicht erlaubt war.

Mit Beschluss der OSPAR-Kommission vom 25-29. Juni 2007 ist jedoch unter dem Art. 3 Abs. 2 lit. f der Anlage II ein neuer Ausnahmetatbestand eingefügt worden, der lautet:

- „f. carbon dioxide streams from carbon dioxide capture processes for storage, provided:
  - i. disposal is into a sub-soil geological formation;
  - ii. the streams consist overwhelmingly of carbon dioxide. They may contain incidental associated substances derived from the source material and the capture, transport and storage processes used;
  - iii. no wastes or other matter are added for the purpose of disposing of those wastes or other matter;
  - iv. they are intended to be retained in these formations permanently and will not lead to significant adverse consequences for the marine environment, human health and other legitimate uses of the maritime area.“

Diese Änderung der Anlage II wurde von der OSPAR-Kommission gemäß Art. 15 und 17 OSPAR verabschiedet und tritt für die Vertragsstaaten, die die Änderung ratifiziert, angenommen oder genehmigt haben, am 30. Tag nach Eingang der Notifikation der Ratifikation, Annahme oder Genehmigung von mindestens sieben Vertragsstaaten in Kraft. Sie ermöglicht nun die Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund unter bestimmten Bedingungen.

<sup>74</sup> Gemäß Art. 1 lit. l des OSPAR Übereinkommens ist eine „Offshore-Anlage“ jedes Bauwerk, jede Einrichtung oder jedes Schiff oder Teile davon, gleichviel ob schwimmend oder auf dem Meeresboden feststehend, die zum Zweck von Offshore-Tätigkeiten in das Meeresgebiet verbracht worden sind“ und gem. Art. 1 lit. j sind „Offshore-Tätigkeiten“ Tätigkeiten, die im Meeresgebiet zum Zweck der Aufsuchung, Bewertung oder Gewinnung flüssiger und gasförmiger Kohlenstoffe durchgeführt werden“.

Zu diesen Bedingungen gehört nach i) zunächst, dass die CO<sub>2</sub>-Ströme nur in den Meeresuntergrund und damit vor allem nicht in die Wassersäule eingebracht werden dürfen. Dies ergibt sich bereits aus dem Wortlaut der Bestimmung, die von einer „storage ... into a sub-soil geological formation“ spricht. Diese kaum zweifelhafte Auslegung wird durch den Beschluss 2007/1 der OSPAR-Kommission<sup>75</sup> untermauert, die ein ausdrückliches Verbot der Speicherung von CO<sub>2</sub> in der Wassersäule oder auf dem Meeresboden vorsieht und zum 15. Januar 2008 in Kraft getreten ist. Diesem Beschluss kommt dann gemäß Art. 13 OSPAR bindende Wirkung zu. Er muss bei der Auslegung Berücksichtigung finden. Hinzuweisen ist allerdings darauf, dass dieses Verbot die in Art. 1 lit. g i) und ii) des Übereinkommens vorgesehenen Ausnahmen nicht berührt, wie der Beschluss in seinem operativen Teil klarstellt.<sup>76</sup> Darauf ist zurückzukommen.

Die in Art. 3 Abs. 2 lit. f der Anlage 2 neu eingefügte Bestimmung sieht außerdem vor, dass CO<sub>2</sub>-Ströme weitaus überwiegend aus CO<sub>2</sub> bestehen sollen, wobei sie nach ii) in begrenztem Umfang zwangsläufige Beimengungen enthalten dürfen. Diese Bestimmungen sind mit dem Wortlaut der zuvor besprochenen geänderten Anlage 1 Nr. 4.2 und Nr. 4.3 des Londoner Protokolls identisch. Auf die dort formulierte Auslegung ist zu verweisen.<sup>77</sup>

Hervorzuheben ist, dass sie nach iv) zum dauernden Verbleib vorgesehen sein sollen und keine „signifikant nachteiligen Auswirkungen“ für die Meeresumwelt, die menschliche Gesundheit und andere zulässige Nutzungen des Meeresgebietes haben dürfen. Fraglich ist hier, ob diese Formulierung „signifikant nachteilige Auswirkungen“ nicht gegen das in Art. 2 Abs. 2 lit. a OSPAR festgeschriebene Vorsorgeprinzip verstößt. Dort ist es ausreichend, wenn triftige Gründe zur Besorgnis einer Gefährdung vorliegen. Bei vi) dürfen nur keine erheblichen nachteiligen Folgen entstehen.

#### **cc) Genehmigungs- und Regelungspflicht**

Die beschriebenen Änderungen ermöglichen eine Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund, geben diese allerdings keineswegs frei. Vielmehr unterfällt diese Speicherung der Ge-

<sup>75</sup> OSPAR Decision 2007/1 to Prohibit the Storage of Carbon Dioxide Streams in the Water Column or on the Sea-bed, available at <<http://www.ospar.org/eng/html/welcome.html>> zu letzt besucht am 10.10.07.

<sup>76</sup> Die fragliche Passage der Entscheidung lautet: „*The placement of carbon dioxide streams in the water column or on the seabed is prohibited, unless it results from normal operations as described in Article 1(g)(i) of the Convention or is for a purpose other than the mere disposal thereof as described in Article 1(g)(ii) of the Convention and is in accordance with the relevant provisions of the Convention.*“

<sup>77</sup> Siehe III. B. 2) a) bb).

nehmigungs- und Regelungspflicht nach Art. 4<sup>78</sup> Abs. 1 der Anlage II. Gemäß Art. 4 Abs. 1 lit. a Anlage II müssen die Mitglieder von OSPAR sicherstellen, dass keine derartige Aktivität ohne Genehmigung durch die zuständigen Behörden oder ohne Regelung stattfinden. Nach Abs. 1 lit. b der Anlage II muss diese „Genehmigung oder Regelung den einschlägigen anzuwendenden Maßstäben, Leitlinien und Verfahren [entsprechen], welche die Kommission nach Artikel 6 angenommen hat.“ Weiterhin ist eine Kooperationspflicht bei Vorhaben, die von verschiedenen Mitgliedern genehmigt oder geregelt werden (lit. c) sowie unter anderem eine Dokumentationspflicht (Abs. 3) vorgesehen.

### c) Verschmutzung durch Offshore-Quellen, Art. 5 und Anlage III

Das OSPAR-Übereinkommen betrifft weiterhin auch die Verschmutzung durch Offshore-Quellen. Darunter werden nach Art. 1 lit. k des Übereinkommens „Offshore-Anlagen und Offshore-Rohrleitungen [verstanden], von denen aus Stoffe oder Energie in das Meeresgebiet gelangen“.<sup>79</sup> Dabei sind nach Art. 1 lit. l OSPAR „Offshore-Anlagen“ als Bauwerke, Einrichtungen oder Schiffe anzusehen, die Offshore-Tätigkeiten und damit der Exploration und Ausbeutung von Kohlenwasserstofflagerstätten dienen.<sup>80</sup> Alle anderen Anlagen im Offshore Be-

<sup>78</sup> Die Vorschrift lautet:

„Artikel 4

(1) Die Vertragsparteien stellen sicher,

a) dass keine in Artikel 3 Absatz 2 dieser Anlage aufgeführten Abfälle oder sonstigen Stoffe ohne Genehmigung durch ihre zuständigen Behörden oder ohne Regelung eingebracht werden;

b) dass eine solche Genehmigung oder Regelung den einschlägigen anzuwendenden Maßstäben, Richtlinien und Verfahren entspricht, welche die Kommission nach Artikel 6 angenommen hat;

c) dass die zuständigen Behörden der Vertragsparteien einander zur Vermeidung von Situationen, in denen die gleiche Einbringungsoperation von mehreren Vertragsparteien genehmigt oder geregelt wird, gegebenenfalls vor Erteilung einer Genehmigung oder Anwendung einer Regelung konsultieren.

(2) Eine Genehmigung oder Regelung nach Absatz 1 darf das Einbringen von Schiffen oder Luftfahrzeugen, die Stoffe enthalten, aus denen sich eine Gefährdung der menschlichen Gesundheit, eine Schädigung der lebenden Ressourcen und der Meeresökosysteme, eine Beeinträchtigung der Annehmlichkeiten der Umwelt oder eine Behinderung der sonstigen rechtmäßigen Nutzungen des Meeres ergeben oder ergeben können, nicht erlauben.

(3) Jede Vertragspartei führt Unterlagen über Art und Menge der Abfälle und sonstigen Stoffe, die nach Absatz 1 eingebracht werden, sowie über den Tag, den Ort und die Methode des Einbringens und übermittelt diese Unterlagen der Kommission.“

<sup>79</sup> Es sei in diesem Zusammenhang darauf hingewiesen, dass die Anwendung der Anlage nach Art. 1 der Anlage II für „die vorsätzliche Beseitigung im Meeresgebiet a) von Abfällen oder sonstigen Stoffen durch Schiffe oder Luftfahrzeuge; b) von Schiffen oder Luftfahrzeugen“ ausgeschlossen ist.

<sup>80</sup> Art. 1 lit. k und l des Übereinkommens lauten:

„j) bedeutet „Offshore-Tätigkeiten“ Tätigkeiten, die im Meeresgebiet zum Zweck der Aufsuchung, Bewertung oder Gewinnung flüssiger und gasförmiger Kohlenstoffe durchgeführt werden;

reich, wie zum Beispiel Windkraftanlagen, sind daher nicht von dem Begriff der Offshore-Anlage im Sinne des Art. 1 lit. j OSPAR erfasst. Juristisch sind solche Anlagen Schiffe im Sinne des Art. 1 lit. n OSPAR. Anlage III verbietet in Art. 3 Abs. 1 das „Einbringen von Abfällen oder sonstigen Stoffen durch Offshore-Anlagen“ und knüpft damit an das Einbringen an, dass – wie oben beschrieben – Gegenstand der Anlage II ist, die auf Offshore-Anlagen nach ihrem Art. 1 nicht anwendbar ist. Anders als die oben beschriebene Regelung des Art. 3 der Anlage II, ist das Verbot des Einbringens in Anlage III abschließend – es sind keine Ausnahmen für bestimmte Stoffe vorgesehen. Allerdings stellt Abs. 2 klar, dass „Einleitungen oder Emissionen durch Offshore-Quellen“ von dem Verbot nicht erfasst sind. Ob diese Ausnahme bei CCS-Projekte einschlägig ist, kann dahin gestellt bleiben, da Art. 3 der Anlage III durch den Beschluss der OSPAR-Kommission vom 29. Juni 2007 um die Absätze 3 und 4 ergänzt worden ist, und Abs. 3 eine weitere Ausnahme für CO<sub>2</sub> enthält. Diese genaue Änderung lautet wie folgt:

- „3. The prohibition referred to in paragraph 1 of this Article does not apply to carbon dioxide streams from carbon dioxide capture processes for storage, provided
  - a. disposal is into a sub-soil geological formation;
  - b. the streams consist overwhelmingly of carbon dioxide. They may contain incidental associated substances derived from the source material and the capture, transport and storage processes used;
  - c. no wastes or other matter are added for the purpose of disposing of those wastes or other matter;
  - d. they are intended to be retained in these formations permanently and will not lead to significant adverse consequences for the marine environment, human health and other legitimate uses of the maritime area.
- 4. The Contracting Parties shall ensure that no streams referred to in paragraph 3 shall be disposed of in sub-soil geological formations without authorisation or regulation by their competent authorities. Such authorisation or regulation shall, in particular, im-

k) bedeutet „Offshore-Quellen“ Offshore-Anlagen und Offshore-Rohrleitungen, von denen aus Stoffe oder Energie in das Meeresgebiet gelangen;

l) bedeutet „Offshore-Anlage“ jedes Bauwerk, jede Einrichtung oder jedes Schiff oder Teile davon, gleichviel ob schwimmend oder auf dem Meeresboden feststehend, die zum Zweck von Offshore-Tätigkeiten in das Meeresgebiet verbracht worden sind;“

*plement the relevant applicable decisions, recommendations and all other agreements adopted under the Convention.“*

Wie deutlich zu erkennen ist, ist der neue Abs. 3 mit dem in Anlage II neu eingefügten Art. 3 Abs. 2 lit. f identisch. Auf die dort gemachten Erläuterungen kann deshalb verwiesen werden. Der Absatz 4 fügt dem das Gebot an die Mitgliedstaaten hinzu, Tätigkeiten nach Abs. 3 unter einen Genehmigungsvorbehalt zu stellen. Die Bestimmung entspricht dem Art. 4 Abs. 1 lit. a und b der Anlage II. Daraus folgt, dass die Einleitung von CO<sub>2</sub> von Offshore-Anlagen nicht ohne Genehmigung durch die zuständigen Behörden oder ohne Regelung stattfinden darf. Diese Genehmigung oder Regelung muss den einschlägigen anzuwendenden Maßstäben, Leitlinien und Verfahren entsprechen.

Insgesamt wird damit die Speicherung von CO<sub>2</sub> in den Meeresuntergrund von Offshore-Anlagen unter einer Reihe von Bedingungen ermöglicht. Bei der Beurteilung dieser Rechtsentwicklung ist allerdings zu berücksichtigen, dass sog. EOR-Verfahren<sup>81</sup>, die für die CO<sub>2</sub>-Speicherung eine wichtige Rolle spielen, vom sachlichen Anwendungsbereich des OSPAR-Übereinkommens nicht erfasst sind und insoweit immer schon zulässig waren.<sup>82</sup>

## **2) Die Regulierung der nunmehr zugelassenen Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund**

Zusammen mit der Ermöglichung der Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund durch die Änderungen der Anlagen II und III hat die OSPAR-Kommission die Genehmigung und Regelung solcher Vorhaben umfangreich geregelt.

Sie hat zunächst mit dem Beschluss 2007/2<sup>83</sup> allgemeine Grundsätze für die Genehmigung und Regelung aufgestellt und daneben Leitlinien für die Risikobewertung und das Risikomanagement<sup>84</sup> verabschiedet. Die beiden Dokumente nehmen aufeinander Bezug. Gemäß Ziffer 3 des verbindlichen Beschlusses 2007/2 müssen die Genehmigungsverfahren und Regelungen von CCS-Vorhaben in Einklang mit den OSPAR Guidelines for Risk Assessment and Mana-

<sup>81</sup> Siehe oben III. B. 1) b).

<sup>82</sup> EOR-Verfahren werden von dem Ausschlussstatbestand Art. 1 lit. g i) OSPAR Übereinkommen erfasst, da es sich dabei um den normal Betrieb von Offshore-Anlagen handelt, siehe die „Group of Jurists and Linguists“ der OSPAR Kommission in ihrem „Report from the Group of Jurists and Linguists on Placement of Carbon Dioxide in the OSPAR Maritime Area“, Ziff. 26.

<sup>83</sup> OSPAR Decision 2007/2 on the Storage of Carbon Dioxide Streams in Geological Formations, erhältlich unter <<http://www.ospar.org/eng/html/welcome.html>> zu letzt besucht am 10.10.07.

<sup>84</sup> OSPAR Guidelines for Risk Assessment and Management of Storage of CO<sub>2</sub> Streams in Geological Formations.

gement of Storage of CO<sub>2</sub> Streams in Geological Formations, die von Zeit zu Zeit überarbeitet werden, stehen. Dies kann auch aus Art. 4 Abs. 1 der Anlage II und Art. 4 Abs. 1 der Anlage III hergeleitet werden, die besagen, dass Genehmigungen oder Regelungen den Beschlüssen und Empfehlungen entsprechen müssen.

### a) Der Beschluss 2007/2

Der Beschluss, dem gemäß Art. 13 Abs. 2 OSPAR rechtliche Verbindlichkeit zukommt, wiederholt und erläutert die Bedingungen für eine Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund bzw. die entsprechenden Genehmigungen und Regelungen. Sie definiert zu diesem Zweck an erster Stelle unter Ziff. 1.1 die „geologischen Formationen“, die von den Änderungen in Anlage II und III angesprochen werden.<sup>85</sup> Weiterhin wird in Ziff. 1.1 der Begriff des „operator“ definiert,<sup>86</sup> der im Beschluss selbst allerdings nur eine untergeordnete Rolle spielt.<sup>87</sup> Es ist aber anzunehmen, dass damit zugleich die möglichen Antragsteller, Genehmigungs- und Regelungssadressaten angesprochen werden.

Ziffer 2 des Beschlusses enthält wesentliche Grundsätze für die Zulassung der Speicherung von CO<sub>2</sub>. Insoweit heißt es, dass die Behörden sicherstellen sollen, dass eine Speicherung nur mit dem Zweck des endgültigen Verbleibs der CO<sub>2</sub>-Ströme in geologischen Formationen unternommen wird und nicht zu signifikant nachteiligen Auswirkungen für die Meeresumwelt, die menschliche Gesundheit oder andere zulässige Nutzungen des Meeresgebiets führt. Ziffer 3 bestimmt, dass jede Genehmigung oder Regelung im Einklang mit den Leitlinien von OSPAR für die Risikobewertung und das Risikomanagement der Speicherung von CO<sub>2</sub>-Strömen in geologischen Formationen in ihrer jeweils gültigen Fassung stehen soll.

Der Beschluss bestimmt weiter, dass diese Anforderungen Gegenstand einer Genehmigung oder Regelung sein sollen. Darüber hinaus werden weitere Bestandteile der Genehmigung angesprochen. Neben einer Beschreibung des Projekts mit seinen Einzelheiten wird dabei insbe-

---

<sup>85</sup> In Ziff. 1.1 der Entscheidung heißt es insoweit: „‘geological formations’ means geological formations in the sub-soil of the OSPAR maritime area, including sub-seabed geological formations;“

<sup>86</sup> Die Definition lautet: „‘operator’ means companies operating or controlling the operations of installations used for the process of capture and storage of carbon dioxide streams in geological formations.“ Übersetzung der Definition bedeutet „Betreiber“ Unternehmen, die Anlagen zur Abscheidung und Speicherung von Kohlendioxidströmen in geologischen Formationen betreiben oder den Betrieb solcher Anlagen kontrollieren

<sup>87</sup> Ausdrücklich angesprochen wird der „operator“ nur im Hinblick auf die Veröffentlichung von Informationen über Projekte, Ziff. 3.4 und im Hinblick auf Berichtspflichten, Ziff. 3.5.

sondere bestimmt, dass ein Plan für das Risikomanagement Bestandteil der Genehmigung oder Erlaubnis sein soll. Dieser wird mit seinen Einzelheiten vorgegeben.<sup>88</sup>

Weiterhin bestimmt der Beschluss, dass Genehmigungen oder Erlaubnisse in regelmäßigen Zeitabständen überprüft werden sollen, wobei insbesondere die Ergebnisse des Monitoring zu berücksichtigen sind.

Neben einer allerdings nicht zwingend formulierten Aufforderung an die Unternehmen, Pläne für die Speicherung von CO<sub>2</sub> in geologischen Formationen und Berichte über ihre Verwirklichung öffentlich zugänglich zu machen, sieht die Entscheidung noch spezifizierte Berichtspflichten vor. Die zu gleicher Zeit verabschiedeten Leitlinien sehen einige allgemeine Regelungen vor, an die sich eine Anlage anschließt, die ein Regelwerk für die Risikobewertung und das Risikomanagement<sup>89</sup> enthält.

### **b) Die Leitlinie**

Die Leitlinie sieht zunächst vor, dass unter Bezugnahme auf dieses Regelwerk bei der Genehmigung oder Regelung von Vorhaben der Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund verschiedene Phasen durchlaufen werden müssen. Nach Ziffer II. 7. sind dies:

- a. Formulierung der Problemstellung
- b. Auswahl und Beschreibung des Speicherortes
- c. Beschreibung des CO<sub>2</sub>-Stroms
- d. Wirkungsanalyse
- e. Risikobeschreibung (unter Berücksichtigung von c und d)
- f. Risikomanagement

Weiterhin wird für die Zwecke der Planung und Genehmigung in den Leitlinien ein Lebenszyklus für Vorhaben der CO<sub>2</sub>-Speicherung vorgegeben, wobei wiederum auf die unterschiedlichen Phasen der Risikobewertung Bezug genommen wird.

Es ist hervorzuheben, dass Leitlinien und das Regelwerk für die Risikobewertung und das Risikomanagement auf Projekte zugeschnitten sind, die im Bereich einer Wassertiefe bis zu 500

<sup>88</sup> Siehe unter 3.2.6 der OSPAR Decision 2007/2 on the Storage of Carbon Dioxide Streams in Geological Formations.

<sup>89</sup> Framework for Risk Assessment and Management of Storage of CO<sub>2</sub> Streams in Geological Formations (FRAM), erhältlich unter <http://www.ospar.org/eng/html/welcome.html> zu letzt besucht am 10.10.07.

m liegen.<sup>90</sup> Dabei beschreibt der FRAM, dass in solchen Tiefen schon genügend Auftrieb gesichert sei. Weiterhin heißt es dort, dass der FRAM für Projekte in größeren Wassertiefen eine Erweiterung oder Anpassung im Hinblick auf die möglichen anderen Auswirkungen und die Auswirkungspfade bedarf.

Es ist weiterhin hervorzuheben, dass sowohl die Leitlinien als auch der FRAM davon ausgehen, dass die Speicherungsvorhaben und ihre Auswirkungen mit erheblichen Unsicherheiten behaftet sind.<sup>91</sup> Im Hinblick darauf werden in der Anlage II zum FRAM Bereiche und Fragestellungen beschrieben, bei denen noch weiterer Forschungsbedarf besteht. Im Hinblick auf diese verbleibenden Unsicherheiten ist eine regelmäßige Überprüfung der Leitlinien vorgesehen, die im 5jährigen Abstand erfolgen soll.<sup>92</sup>

Im Hinblick auf das Verfahren der Risikobewertung und des Risikomanagements, das in den Leitlinien und dem anliegenden FRAM im Einzelnen beschrieben wird, ist auch die ausreichende Beteiligung von „Stakeholdern“ vorgesehen. Wer damit im Einzelnen gemeint ist, lassen die Texte offen. Man kann aber davon ausgehen, dass neben allen zuständigen Behörden auch die weiteren Meeresnutzungsinteressen, angefangen von der Schifffahrt bis hin zur Schifferei und die Umweltinteressen ausreichend vertreten sein müssen. Nach dem Sinn des Begriffes „Stakeholder“ ist diesem Gebot der Beteiligung alleine durch eine Teilhabe der entsprechenden zuständigen Behörden kaum ausreichend zu entsprechen. Es dürfte vielmehr darüber hinaus erforderlich sein, auch Einzelpersonen, Verbände oder Organisationen einzubeziehen, die diese unterschiedlichen Interessen repräsentieren.<sup>93</sup>

Es sei schließlich noch darauf hingewiesen, dass der FRAM Aussagen darüber enthält, welche geologischen Informationen für die Speicherung von CO<sub>2</sub> besonders geeignet erscheinen.<sup>94</sup> Es wird allerdings hinzugefügt, dass diese besonderen Formationen bei der Erarbeitung des FRAM nicht umfassend berücksichtigt werden konnten.

Es sei darauf hingewiesen, dass weder die Leitlinie noch der FRAM Grenzwerte für eine Leckage des CO<sub>2</sub> enthalten. Die Texte definieren auch keine Pflicht, eine solche Leckage im Vorhinein zu quantifizieren, aber sie beziehen sich in Ziffer 2.7 und 2.8 auf den IPCC Bericht, in dem zumindest genau aufgeschlüsselt wird, nach welchen Kriterien geologische

---

<sup>90</sup> Siehe Ziffer 8 der Richtlinie und Ziffer 06 des FRAM.

<sup>91</sup> Siehe Ziffer 14 der Richtlinien und 0.8 des FRAM sowie Anlage II zum FRAM.

<sup>92</sup> Siehe Ziffer 16 der Richtlinie.

<sup>93</sup> Siehe Ziffer 14 der Richtlinien und 0.7 des FRAM.

<sup>94</sup> Siehe Ziffer 2.3 ff. FRAM.

Formationen ausgewählt werden müssen, um Leckagen zu minimieren. Diese können als sachverständige Äußerungen gesehen werden, die den Staaten ein gewissen Obliegenheit auferlegen, die in dem Bericht geäußerten Empfehlungen bzgl. der *trapping mechanisms* in die nationale Gesetzgebung zu integrieren, sie geben jedoch keine quantitativen Grenzwerte.

Der FRAM berücksichtigt in mehrfacher Weise die besondere Schutzbedürftigkeit einzelner Bereiche des marinen Gebietes bzw. des Meeresbodens. Nach Ziffer 2.11 wird bei der Auswirkungsanalyse am Standort besonders die Nähebeziehung zu sensiblen oder bedrohten Habitaten und Arten und zu Fischgründen und anderen natürlichen Ressourcen genannt.

Auch die Nähe zu Vorhaben der Öl- und Gasproduktion und von Gebieten für die Fischerei soll danach berücksichtigt werden. Bei der weiteren Auswirkungsanalyse soll nach Ziffer 4.4 f. insbesondere die Empfindlichkeit von Arten, Gemeinschaften und Habitaten berücksichtigt werden. Außerdem müssen nach Anlage 1 des FRAM bei der Risikobewertung die Existenz von geschützten Meeresgebieten, Brutgebieten und Fischereigebieten unter anderem angegeben werden.

#### **c) Verhältnis des Beschlusses 2007/2 und der Leitlinie des OSPAR-Übereinkommens zu den Leitlinien des Londoner Protokolls**

Von dem Beschluss und der Leitlinie sind alle Tätigkeiten erfasst, die unter Art. 3-5 OSPAR i.V.m. den Anlagen I-III fallen. Dies sind wie bereits oben dargestellt, die Einbringung von CO<sub>2</sub> in geologische Formationen des Meeresuntergrunds über Pipelines vom Land aus, die Abscheidung von CO<sub>2</sub> auf einer Offshore-Anlage und deren Einleitung in eine andere Gesteinschicht und die Verbringung von abgeschiedenem CO<sub>2</sub> mit dem Schiff zu einem sonstigen Bauwerk im Meeresgebiet. Nur im Rahmen der Verbringung von CO<sub>2</sub>, das an Land abgeschieden worden ist und per Schiff zu einer nicht Gas und Öl fördernden Offshore-Plattform gebracht wird, oder in Fällen, wenn das CO<sub>2</sub> durch Maschinen oder ein sonstiges Bauwerk eingebracht wird, gilt auch das Londoner Protokoll und daher auch die zugehörigen Leitlinien. In einem solchen Fall müssen beide Leitlinien beachtet werden. Es gibt keinen Vorrang zwischen den Regelungswerken. Im Einzelfall sind jeweils die weiterreichenden Anforderungen heranzuziehen.

### **3) Möglicher Umsetzungsbedarf**

Wie der fünfte Präambelabsatz der Entscheidung 2007/2 ausführt, ist die Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresboden keine Verpflichtung, sondern eine Option, deren Nutzung die Mitgli-

der erlauben können.<sup>95</sup> Es liegt in der Entscheidung der Bundesrepublik Deutschland, ob sie im Bereich des Meersbodens, in dem sie Hoheitsrechte besitzt, eine solche Option eröffnen will.

### **E. Übereinkommen zum Schutz der Meeresumwelt des Ostseegebiets vom 09.04.1992 (Helsinki-Konvention)**

Das Übereinkommen von 1992 über den Schutz der Meeresumwelt des Ostseegebiets wurde am 09. April 1992 unterzeichnet, mit Gesetz vom 23. August 1994 (BGBl. 1994 II, 1355, 1397) durch Deutschland ratifiziert und trat am 17. Januar 2000 in Kraft.<sup>96</sup> Gleichzeitig trat damit das Übereinkommen gleichen Namens vom 22. März 1974 außer Kraft. Es ist wie das OSPAR-Übereinkommen ein Übereinkommen mit regionalem Geltungsbereich.

Vertragsparteien sind derzeit Dänemark, Deutschland, Estland, Finnland, Lettland, Litauen, Polen, die Russische Föderation, Schweden und die Europäische Gemeinschaft.

Das Übereinkommen beinhaltet völkerrechtliche Regelungen für die Zusammenarbeit der einzelnen Vertragsparteien zur Einhaltung der in der Übereinkunft festgelegten Grundsätze im Ostseeschutz.

Die Aufgabe der Beobachtung der Durchführung des Übereinkommens und der Empfehlung von Maßnahmen, die mit den Zielen des Übereinkommens zusammenhängen, fällt gem. Art. 20 des Übereinkommens der (Helsinki-) Kommission zu. Die Empfehlungen der Helsinki-Kommission (HELCOM) sind zwar nicht völkerrechtlich verbindlich, fungieren dennoch als Grundlage für die zu treffenden Schutzmaßnahmen der jeweiligen Mitgliedstaaten.

Das Anwendungsgebiet erstreckt sich zunächst auf die Ostsee selbst und (nach der Novellierung des Abkommens im Jahr 1992) auch auf die angrenzenden inneren Gewässer sowie deren gesamtes Einzugsgebiet im Hinblick auf die Verschmutzungen vom Lande aus. Dabei ist der Anwendungsbereich nicht nur auf die Wassersäule beschränkt, sondern umfasst gem. Art. 4 Abs. 1 auch den Meeresboden einschließlich der lebenden Ressourcen sowie sonstige Formen der Tier- und Pflanzenwelt des Meeres.

---

<sup>95</sup> Der Präambelabsatz lautet: „*RECALLING that carbon dioxide capture and storage is not a mandatory obligation for the Contracting Parties to the Convention but an option which the individual Contracting Parties can choose to allow the use of; ...*“

<sup>96</sup> Das Übereinkommen ist im Internet unter <[http://www.helcom.fi/Convention/en\\_GB/convention/](http://www.helcom.fi/Convention/en_GB/convention/)> erhältlich (abgerufen am 30.01.2008).

Das Helsinki-Übereinkommen weist folgende Charakteristika auf:<sup>97</sup>

- Grundsätzliches Verbot der Abfallbeseitigung auf See (Art. 5)
- Definition des Vorsorgeprinzips (Art. 3 Abs. 2)
- Verpflichtung zur Anwendung der besten Umweltpraxis und der besten verfügbaren Technologie (Art. 3 Abs. 3)
- Anwendung des Verursacherprinzips (Art. 3 Abs. 4)
- Sicherstellung der Überwachung von Punktquellen durch Messungen und Berechnungen (Art. 3 Abs. 5)
- Durchführung des Übereinkommens darf keine Verschmutzung außerhalb des Ostseegebietes zur Folge haben (Art. 3 Abs. 6)

Das Helsinki-Übereinkommen kann in das Verbot der Verschmutzung vom Lande aus und in die von auf See erfolgende Verschmutzung unterteilt werden.

Die **Verschmutzung vom Lande aus** umfasst die Verschmutzung des Meeres durch punktuelle oder diffuse Einträge aus allen Quellen an Land, die auf dem Wasser- oder Luftweg oder unmittelbar von der Küste aus ins Meer gelangen, Art. 2 Nr. 2 Satz 1. Darüber hinaus ist aber auch die Verschmutzung durch die vorsätzliche Beseitigung von Stoffen unter den Meeresböden mit Zugang vom Land aus durch Rohrleitungen und andere Mittel gemäß Art. 2 Nr. 2 Satz 2 erfasst. Letztlich sind sowohl Einleitungen vom Lande aus in die Wassersäule als auch direkt – beispielsweise über Pipelines – in den Meeresboden umfasst.

Nach Art. 6 Abs. 1 Helsinki-Übereinkommen verpflichten sich die Vertragsparteien, die Verschmutzung des Ostseegebietes vom Lande aus zu verhüten und zu beseitigen. Maßstab ist dabei die beste Umweltpraxis für alle Quellen und die beste verfügbare Technologie. Art. 6 Abs. 3 bestimmt, dass Schadstoffe aus Punktquellen der Meeresumwelt grundsätzlich nur mit vorheriger Erlaubnis zugeführt werden dürfen. Was „Schadstoffe“ sind, lässt sich Art. 2 Nr. 7 entnehmen: Als solche sind Stoffe zu beurteilen, die bei Zuführung ins Meer Verschmutzungen verursachen können. Bei der Bestimmung und Bewertung von Schadstoffen ist die Anlage I des Übereinkommens zu berücksichtigen. Kohlendioxid findet sich zwar nicht unter den per se verbotenen Stoffen des Teils 2 der Anlage I, dennoch könnte hier Kohlendioxid als

---

<sup>97</sup> BMU, Kurzinformation zum Helsinki-Übereinkommen zum Schutz der Meeresumwelt des Ostseegebietes, Stand: 15.03.2004, abrufbar unter <<http://www.bmu.de/meeresumweltschutz/downloads/doc/2847.php>> (zuletzt besucht am 27.03.2008).

Stoff, der im Allgemeinen als Schadstoff anerkannt ist, gelten, Nr. 1.2 Teil 1 der Anlage I. Ansonsten hätte eine Bewertung nach den Kriterien der Nr. 1.1 Teil 1 der Anlage I zu erfolgen. Wie bereits dargestellt, kann CO<sub>2</sub> in großen Mengen eingebracht für die Meeresumwelt schädlich sein. CO<sub>2</sub> ist damit grundsätzlich als ein „Mengenschadstoff“ anzusehen.

Bei der Erteilung der entsprechenden Einleitungsgenehmigung von Schadstoffen ist Anlage III Regel 3 zu beachten. Danach sind bei der Einleitung bestimmte Grundsätze und Verfahren einzuhalten. Ein Verbot von CCS-Projekten lässt sich daraus nicht zwangsläufig herleiten. Diese sind zulässig, soweit sie Art. 6 Abs. 1 entsprechen und sowohl die beste Umweltpraxis als auch die beste verfügbare Technik angewendet wird, und dementsprechend genehmigte Emissionen ins Wasser und in die Luft überwacht und kontrolliert werden, Art. 6 Abs. 3 Satz 2. Die Kriterien für die Anwendung der besten Umweltpraxis und der besten verfügbaren Technologie ergeben sich aus der Anlage II zum Übereinkommen.

Bei der **Einbringung von See aus** gilt Folgendes: Der Ausdruck „Einbringen“ umfasst nach Art. 2 Nr. 4a jede auf See oder in den Meeresboden erfolgende vorsätzliche Beseitigung von Abfällen oder sonstigen Stoffen von Schiffen, sonstigen auf See errichteten Bauwerken oder Luftfahrzeugen. Eine Limitierung auf Schadstoffe ist nicht vorgesehen. Weiter statuiert Art. 11, dass die Vertragsparteien das Einbringen im Ostseegebiet verbieten. Eine Ausnahme gilt nur für Baggergut (Art. 11 Abs. 2 i.V.m. Anlage V) und im Falle des Notstandes, Art. 11 Abs. 4.

Letztlich wäre CCS im Ostseegebiet derzeit nur im Rahmen einer landseitigen Einleitung möglich. Es ist jedoch fraglich, ob dies nicht dem Sinn und Zweck des Übereinkommens zuwider läuft. Der Sinn des Übereinkommens ist die Verschmutzung zu verhindern und zu verringern und dazu die best mögliche Technik zu verwenden, um die Ostsee vor dem „Umkippen“ zu bewahren. Eine zusätzliche Belastung, die durch Leckagen zu erwarten ist, würde diesem Ziel zuwiderlaufen. Es ist daher anzunehmen, dass die Einbringung von CO<sub>2</sub> in die Ostsee dem Übereinkommen zuwiderläuft. Da diese Interpretation nicht direkt aus dem Text abzuleiten ist, ist es empfehlenswert ein solches Verbot im Übereinkommen zu verankern.

Für den Fall, dass CCS-Projekte zugelassen werden und man Kohlendioxid als einen Stoff betrachten muss, der, wenn er in großen Mengen ins Meer gelangt, die Kriterien der Definition von Verschmutzung (Art. 2 Abs. 1) erfüllen würde, bedarf es einer Genehmigung und gegebenenfalls in Verbindung mit einer grenzüberschreitenden UVP im Genehmigungsverfahren. Hinsichtlich der Erteilung der Genehmigung gelten dann durch die Anlage III näher bestimmte Voraussetzungen.

## F. Anwendbarkeit der unterschiedlichen Regelungen der Meeresschutzübereinkommen auf einzelne Formen von CCS-Projekten mit unterschiedlichen technischen Gestaltungen

Die vorstehenden Ausführungen haben ergeben, dass die Frage der Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund von verschiedenen internationalen Meeresschutzübereinkommen angeprochen wird. Es hat sich dabei auch gezeigt, dass die Aussagen, die diese Übereinkommen über die Zulässigkeit der Speicherung treffen, jeweils in einem Zusammenhang mit den allgemeinen Regelungen der Übereinkommen über ihren räumlichen und sachlichen Anwendungsbereich zu sehen sind und deswegen u. a. zum Teil nur bestimmte technische Formen der Einleitung und Speicherung betreffen. Daneben sind jeweils besondere Ausnahmeregelungen zu berücksichtigen, die den Aussagegehalt der jeweiligen Regelungen einschränken. Das dadurch entstehende komplexe Bild der Regelung der Zulässigkeit der Einleitung und Speicherung von CO<sub>2</sub> in den Meeresuntergrund lässt sich im Überblick wie folgt thesenartig zusammenfassen:

- Die früher als Möglichkeit durchaus in Erwägung gezogene Speicherung von CO<sub>2</sub> in der Wassersäule und auf dem Meeresgrund ist mit ihren gravierenden Umweltwirkungen nach allen internationalen Übereinkommen unzulässig.<sup>98</sup>
- Eine Durchführungsform der Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund liegt darin, an Land abgeschiedenes CO<sub>2</sub> per Schiff zum Einbringungsort zu verbringen und dort in den Meeresuntergrund zu pumpen. Diese Art der Einbringung fällt sowohl im Londoner Protokoll als auch in der OSPAR-Übereinkommen unter den Begriff „Dumping“.<sup>99</sup> Beide Regelwerke sind somit anwendbar, verbieten diese Form der Einleitung von CO<sub>2</sub> nicht, erfordern jedoch eine Genehmigung.<sup>100</sup> Den Staaten, die nur das London-Übereinkommen unterzeichnet haben, ist diese Art der Verbringung verboten.<sup>101</sup>

---

<sup>98</sup> Ein solches Einleiten in der Wassersäule stellt sich nach dem Seerechtsübereinkommen als unzulässige Meeressumweltverschmutzung dar. Außerdem ist das Einleiten nach dem Londoner Übereinkommen verboten, weil es sich bei dem CO<sub>2</sub> um einen nach Anlage 1 verbotenen Stoff handelt (siehe oben III. B. 1) d)). Schließlich erlauben Nr. 4 Ziff. 1 Anlage 1 des Londoner Protokolls einerseits (siehe III. B. 2) a) bb)) und Art. 3, Abs. 2 lit. f i) Anlage II des OSPAR-Übereinkommens (siehe III. D. 1) b) bb)) eine Einbringung von CO<sub>2</sub> nur in den Meeresuntergrund.

<sup>99</sup> Art. 1 Abs. 4 Londoner Protokoll (siehe III. B. 1) d) aa)), Art. 1 lit.f OSPAR (siehe III. D. 1) b) aa)).

<sup>100</sup> Art. 4 Abs.1 Ziff.2 Londoner Protokoll erfordert eine Genehmigung für die Einbringung der in Anlage 1 erlaubten Stoffe (siehe III. B. 2) a) aa)). Diese Genehmigung muss zusätzlich die administrativen und gesetzlichen Maßnahmen der Anlage 2 beachten und somit die für die Einleitung von CO<sub>2</sub> erlassenen Leitlinien. Art. 4 OSPAR i.V.m. Art. 4 Anlage II OSPAR verlangt auch die Genehmigung solcher Projekte und verweist dabei auf die dabei zu beachtenden Leitlinien (siehe III. D. 1) b) cc)).

<sup>101</sup> Art. 4 Abs. 1 lit.a i.V.m. Ziff.11 der Anlage 1 zum Londoner Übereinkommen (siehe III. B. 1) c)).

- CO<sub>2</sub> kann zudem durch eine Maschine oder einen sonstigen Gegenstand eingebracht werden. Denkbar wäre dies beispielsweise durch eine Technik, wie sie bereits jetzt durch die Firma Statoil im Snøhvit Förderfeld zum Einsatz kommt. Dort befinden sich die Produktionseinheiten auf dem Meeresgrund, die durch ein Rohrleitungssystem miteinander verbunden sind. Eine solche Einleitung fällt unter das Londoner Protokoll und das OSPAR-Übereinkommen und ist demnach genehmigungsbedürftig.<sup>102</sup> Im Anwendungsbereich des Londoner Übereinkommens ist dies wiederum verboten.
- Eine weitere Möglichkeit der CO<sub>2</sub>-Speicherung liegt darin, das an Land angefallene und abgeschiedene CO<sub>2</sub> direkt per Pipeline in den Meeresuntergrund zu verbringen. Eine solche Verbringung vom Lande aus ist weder von dem London-Übereinkommen noch von dem Londoner Protokoll erfasst.<sup>103</sup> Die Einleitung von Lande aus in den Meeresuntergrund wird sowohl von der OSPAR- als auch von der Helsinki-Konvention erfasst und unter einen Genehmigungsvorbehalt gestellt.<sup>104</sup>
- Ein weiteres mögliches Szenario sieht vor, dass das CO<sub>2</sub> auf einer Offshore-Anlage aus Kohlenwasserstoff separiert und dann in eine andere Gesteinsschicht eingeleitet wird, als die, aus der es (mit-) gefördert wurde. Bei einer solchen CO<sub>2</sub>-Speicherung ist es fraglich, ob sie unter den Anwendungsausschluss gemäß Art. III. Nr.1 lit. c Londoner Übereinkommen und Art. 1 Abs. 4 Ziff. 3 des Protokolls fällt. Dies hängt davon ab, ob man dieses technische Verfahren als „*directly arising from, or related to the exploration, exploitation and associated off-shore processing of seabed mineral resources*“ ansieht. Da der Kohlenwasserstoff direkt von dem geförderten mineralischen Ressourcen abgeschieden wird, steht dieser Prozess zumindest in einem engen Zusammenhang mit der „*exploitation of seabed mineral resources*“. Es ist daher anzunehmen, dass dieses Verfahren weder unter das Londoner Übereinkommen noch unter das Londoner Protokoll fällt. Die OSPAR-Übereinkommen hingegen sieht für solche CCS-Projekte eine Genehmigungspflicht gemäß Art. 5 OSPAR i.V.m. Art. 4 Anlage III und dem dabei zu beachtenden Beschluss und der Leitlinie vor.

---

<sup>102</sup> Art. 4 Abs.1 Ziff.2 Londoner Protokoll i.V.m. Anlage 2 und den Richtlinien; Art. 4 i.V.m. der Anlage II OSPAR (siehe III. D. 1 b) aa)), der Entscheidung 2007/2 und der Richtlinie.

<sup>103</sup> Siehe III. B. 1) d) aa).

<sup>104</sup> Art. 3 OSPAR i.V.m. Art. 2 Anlage I von OSPAR und den Richtlinien (siehe III. D. 1 a)); Art. 2 Abs.2 i.V.m. Art. 6 Abs.3 Helsinki-Konvention (wobei davon auszugehen ist, dass es dem Übereinkommen zu wider läuft und daher nicht genehmigungsfähig ist) (siehe III. E.).

- CO<sub>2</sub> kann auch aus gefördertem Öl oder Gas auf der Offshore-Plattform abgeschieden und wieder in die Lagerstätte zurück gepumpt werden, um dadurch eine Erhöhung der dortigen Druckverhältnisse zu erreichen und so die Ausförderung zu steigern (Erste EOR-Variante). Eine solche Verbesserung der Ausförderung kann natürlich auch mit CO<sub>2</sub> erreicht werden, dass auf dem Land abgeschieden wurde und von dort per Schiff oder Pipeline zur Plattform transportiert wurde (Zweite EOR-Variante). Diese Arten der CO<sub>2</sub>-Speicherung fallen aus dem Regelungsbereich des Londoner Übereinkommens und Protokolls sowie des OSPAR Übereinkommens heraus.<sup>105</sup> Diese CCS-Verfahren fallen unter den Normalbetrieb der Offshore-Anlagen und werden von der Genehmigung der Anlagen mit geregelt.
- Der Eintrag von CO<sub>2</sub> im Rahmen von Forschungsvorhaben ist in weitem Umfang zugelässig.<sup>106</sup> Das SRÜ verankert zusätzlich das grundsätzliche Recht eines jeden Staates, Meeresforschung zu betreiben.

#### **IV. Einzelaspekte der Zulassung der Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund**

Die Darstellung und Betrachtung einzelner Meeresschutzübereinkommen und ihrer Entwicklung im Hinblick auf die Zulassung der Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund bedarf noch der Ergänzung durch eine Betrachtung einzelner Aspekte im Querschnitt. In dieser Weise sollen zwei verfahrensmäßige Gesichtspunkte, nämlich die Verpflichtung zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung und Ansprüche auf Umweltinformation und Zugang zu den Gerichten und daneben zwei materielle Aspekte, nämlich die Berücksichtigung der besonderen Schutzbedürftigkeit bestimmter mariner Ökosysteme und die Festlegung von Grenzwerten betrachtet werden.

##### **A. Verfahrensmäßige Gesichtspunkte**

Zunächst soll eine mögliche Verpflichtung zu einer Umweltverträglichkeitsprüfung betrachtet werden. Daran schließt sich die Fragen nach Ansprüchen auf Umweltinformation und Zugang zu den Gerichten an.

---

<sup>105</sup> Art. III Nr. 1 lit. c Londoner Übereinkommen, Art. 1 Abs. 4 Ziff. 3 (siehe III. B 1) b)) und Art. 1 lit. g i) OSPAR-Übereinkommen (siehe Fn. 82).

<sup>106</sup> Siehe III. B. 1) d) bb) und III. D. 1) b) aa).

## 1) Umweltverträglichkeitsprüfung

Zunächst ist die Frage zu stellen, ob die Zulassung der Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund einer Umweltverträglichkeitsprüfung unterliegt bzw. unterliegen sollte. Diesbezüglich ist die oben geschilderte Entwicklung des Londoner Protokolls und des OSPAR-Übereinkommens von besonderer Bedeutung, weil in beiden Fällen die Zulassung der Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund an einschränkende Voraussetzungen gebunden worden ist, die in einem Genehmigungsverfahren überprüft werden, dessen Prüfungsumfang und Maßstäbe durch eine umfangreiche Liste von zu prüfenden Gesichtspunkten konkretisiert werden.

Solche Verfahren und Maßstäbe für die Prüfung umweltrelevanter Vorhaben sind unter dem Begriff „Umweltverträglichkeitsprüfung“ Gegenstand weiterer internationaler Übereinkommen. Es stellt sich insoweit die Frage, in welchem Verhältnis die hier näher untersuchten Genehmigungsverfahren für die Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund nach dem OSPAR-Übereinkommen und dem Londoner Protokoll zu diesen anderen internationalen Regelungen stehen.

### a) Materielle Vereinbarkeit der im Recht des Londoner Protokolls und im OSPAR-Übereinkommen vorgesehenen Verfahren mit den Anforderungen einer Umweltverträglichkeitsprüfung am Maßstab des Espoo-Übereinkommen

Zentrale Bedeutung hat insoweit das sog. Espoo-Übereinkommen.<sup>107</sup> Nach diesem Übereinkommen sind die Staaten u. a. verpflichtet, ein Verfahren zur Umweltverträglichkeitsprüfung vorzusehen, das auch eine Beteiligung der Öffentlichkeit zulässt, um sicherzustellen, dass ein solches Verfahren vor einer Entscheidung über die Genehmigung oder Durchführung von bestimmten Vorhaben, die voraussichtlich nachteilige grenzüberschreitende Auswirkungen haben, durchgeführt wird (Art. 2, Abs. 2 und 3 des Übereinkommens). Nach Art. 4 genügt zu dieser Umweltverträglichkeitsprüfung eine Dokumentation, deren Inhalte in Anlage II des Übereinkommens im Einzelnen spezifiziert werden. Die dort genannten Punkte können ohne weiteres als grundlegende Kernelemente einer jeden Umweltverträglichkeitsprüfung angesehen werden.<sup>108</sup> Die besonderen Regeln für Vorhaben der Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresun-

---

<sup>107</sup> Übereinkommen vom 25. Februar 1991 über die Umweltverträglichkeitsprüfung in grenzüberschreitenden Rahmen (in Kraft getreten am 10. September 1997), mit Änderungen vom 27. Februar 2001, BGBl. 2002 II 1406. Das Übereinkommen ist im Internet unter <<http://www.unece.org/env/eia/eia.htm>> erhältlich (abgerufen am 29.01.2008).

<sup>108</sup> Anlage II lautet:

tergrund, die im Rahmen des Londoner Protokolls und des OSPAR-Übereinkommens erlassen worden sind, entsprechen diesen Vorgaben weitgehend, indem sie eine genaue Beschreibung des Vorhabens einschließlich möglicher Alternativen, eine Beschreibung der Umweltverhältnisse im Auswirkungsbereich und eine Prognose der Auswirkungen verlangen. Auch die im Espoo-Übereinkommen geforderte „Beschreibung der Milderungsmaßnahmen“ (Anlage II e) findet sich in den beiden oben näher beschriebenen Regelwerken wieder.

Weniger deutlich geht aus diesen Regelwerken die Verpflichtung hervor, „Wissenslücken und Unsicherheiten [anzugeben], die bei der Zusammenstellung der geforderten Informationen festgestellt wurden“, wie es in g) der Anlage II des Espoo-Übereinkommens vorgesehen ist. Eine solche Beschreibung von Wissenslücken und Unsicherheiten ist für eine Risikobewertung von großer Bedeutung. Diesem wird jedoch bei genauerer Betrachtung im Falle der Regelungen des FRAM zum OSPAR-Übereinkommen dadurch Rechnung getragen, dass ausdrücklich Fragestellungen beschrieben werden, bei denen noch weiterer Forschungsbedarf besteht und darüber hinaus eine regelmäßige Überprüfung der Leitlinien insoweit vorgesehen ist.

Bei den „*Specific Guidelines for Assessment of Carbon Dioxide Streams for Disposal into Sub-Seabed Geological Formations*“ des Londoner Protokolls sind solche Regelungen auch nicht direkt geregelt. Ein großer Teil der Leitlinie beschreibt jedoch die Notwendigkeit von ausreichenden Informationen über der Beschaffenheit des einzuleitenden Gases und über die

---

„Die Dokumentation zur Umweltverträglichkeitsprüfung enthält nach Artikel 4 mindestens folgende Informationen:

- a) eine Beschreibung der geplanten Tätigkeit und ihres Zwecks;
- b) gegebenenfalls eine Beschreibung vertretbarer Alternativen (beispielsweise in Bezug auf den Standort oder die Technologie) zu der geplanten Tätigkeit sowie auch die Möglichkeit, die Tätigkeit zu unterlassen;
- c) eine Beschreibung der Umwelt, die durch die geplante Tätigkeit und deren Alternativen voraussichtlich erheblich betroffen sein wird;
- d) eine Beschreibung der möglichen Auswirkungen der geplanten Tätigkeit und deren Alternativen auf die Umwelt sowie eine Abschätzung ihres Ausmaßes;
- e) eine Beschreibung der Milderungsmaßnahmen, durch welche die nachteiligen Auswirkungen auf die Umwelt auf ein Mindestmaß beschränkt werden;
- f) eine genaue Angabe der Prognosemethoden und der zugrunde liegenden Annahmen sowie der verwendeten einschlägigen Umweltdaten;
- g) die Angabe von Wissenslücken und Unsicherheiten, die bei der Zusammenstellung der geforderten Informationen festgestellt wurden;
- h) gegebenenfalls eine Übersicht über die Überwachungs- und Managementprogramme sowie etwaige Pläne für eine Analyse nach Durchführung des Vorhabens;
- i) eine nichttechnische Zusammenfassung, gegebenenfalls mit Anschauungsmaterial (Karten, Diagramme usw.).“

damit verbundenen Risiken und Auswirkungen auch im Zusammenhang mit der Beschaffenheit des Einbringungsortes.<sup>109</sup> Des Weiteren besagt Paragraph 7, dass eine umfassende Bewertung stattfinden muss. Wenn bei einer solchen Bewertung zum Vorschein kommt, dass die notwendigen Informationen fehlen, dann soll ein solches Projekt grundsätzlich nicht in Betracht gezogen werden. Auch wenn dies bei der Verbringung und Speicherung von CO<sub>2</sub> nicht immer umgesetzt werden kann, da es nicht immer Ausweichmöglichkeiten gibt. Es ist zumindest eine Risikobewertung und eine Impact Hypothese zu machen und es hat während und nach der Einleitung ein permanentes Monitoring stattzufinden,<sup>110</sup> welche Abweichungen von der Risikobewertung und Impact Hypothese feststellt. Dieses System ist für die Risikobewertung ausreichend.

In beiden Regelwerken sind auch die Überwachungs- und Managementprogramme gefordert, die das Espoo-Übereinkommen in Anlage II h) erwähnt.

Man kann deswegen sagen, dass die beiden Regelwerke im Rahmen des London-Protokolls bzw. des OSPAR-Übereinkommens mit den inhaltlichen Grundsätzen übereinstimmen, die das Espoo-Übereinkommen für eine Umweltverträglichkeitsprüfung definiert. Dies verwundert nicht, weil sich inzwischen ein allgemeiner Standard für Umweltverträglichkeitsprüfungen herausgebildet hat. Das Espoo-Übereinkommen sieht in seinem Art. 2 Abs. 6 darüber hinaus vor, dass die Öffentlichkeit Gelegenheit erhält, sich an solchen Verfahren der Umweltverträglichkeitsprüfung zu beteiligen. Eine solche Beteiligung der Öffentlichkeit ist im Fall der Regelungen unter dem Londoner Protokoll vorgesehen, wobei der Wortlaut diesem Gebot nur einen empfehlenden Charakter beimisst.

Im Falle der Regelungen unter dem OSPAR-Übereinkommen ist zunächst auf die Aufforderung an die den Antrag stellenden Unternehmen hinzuweisen, Pläne über ein Vorhaben öffentlich zugänglich zu machen. Daneben sieht der FRAM eine Beteiligung von „Stakeholdern“ vor. Wie oben beschrieben worden ist, lassen sich unter diesen Begriff eine Reihe unterschiedlicher Akteure fassen, die neben den wirtschaftlich und aus Umweltsicht direkt Beteiligten möglicherweise auch Verbände oder Nichtregierungsorganisationen einschließen könnte. Es ist aber darauf hinzuweisen, dass diese Beteiligung von „Stakeholdern“ nicht notwendig mit einer Beteiligung der Öffentlichkeit im Ganzen gleichzusetzen ist. Hier zeigt sich im

---

<sup>109</sup> Siehe insbesondere Paragraph 4 und 6 der „Specific Guidelines for Assessment of Carbon Dioxide Streams for Disposal into Sub-Seabed Geological Formations“ des Londoner Protokolls.

<sup>110</sup> Siehe Paragraph 7.7, 7.11 und 8 der „Specific Guidelines for Assessment of Carbon Dioxide Streams for Disposal into Sub-Seabed Geological Formations“ des Londoner Protokolls.

Gründe eine geringfügige Abweichung des FRAM von Anforderungen an die Öffentlichkeitsbeteiligung, wie sie das Espoo-Übereinkommen aufstellt.

Insgesamt ergibt sich daraus, dass die Regelungen in den beiden Meeresschutzübereinkommen zu Vorhaben der Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund den Anforderungen an eine Umweltverträglichkeitsprüfung und Öffentlichkeitsbeteiligung entsprechen, wie sie das Espoo-Übereinkommen normiert.

**b) Das Gebotensein einer Umweltverträglichkeitsprüfung – zweifelhafte Einschlägigkeit des Espoo-Übereinkommens**

Von dieser Frage der inhaltlichen Kompatibilität sorgfältig zu unterscheiden ist die weitere Frage, ob das Espoo-Übereinkommen im vorliegenden Falle überhaupt Anwendung beanspruchen kann und wie es ggfs. zu den Regelungen der beiden Meeresschutzübereinkommen steht.

Das Espoo-Übereinkommen enthält keine Angaben über seinen räumlichen Geltungsbereich. Es ist deswegen wohl ohne weiteres auch für den Meeresraum anwendbar, wie auch Anlage I Nr. 15 des Übereinkommens zeigt, der ausdrücklich die „Kohlenwasserstoffförderung auf See“ als möglichen Gegenstand einer Umweltverträglichkeitsprüfung ausweist. Der Anwendungsbereich der Hauptpflicht des Übereinkommens, eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchzuführen und die Öffentlichkeit daran zu beteiligen, ist aber in sachlicher Hinsicht dadurch beschränkt, dass diese Pflicht an einen Katalog UVP-pflichtiger Vorhaben geknüpft ist, der allerdings eine Öffnungsklausel enthält. Betrachtet man diesen Katalog, der sich in der Anlage I befindet, so ergeben sich jedoch Zweifel an der sachlichen Einschlägigkeit. In Betracht kommt von den aufgeführten Tätigkeiten und Vorhaben zunächst die eben schon erwähnte „Kohlenwasserstoffförderung auf See“. Unter diesem Gesichtspunkt dürfte das Espoo-Übereinkommen und seine Pflicht zur Durchführung einer UVP allerdings nur zum Zuge kommen, wenn es sich um Vorhaben handelt, bei dem CO<sub>2</sub> im Zusammenhang mit der Erdöl- bzw. Erdgasförderung in die Lagerstätten gepresst wird.

Daneben wäre eine UVP-Pflichtigkeit nach dem Übereinkommen nur unter dem Gesichtspunkt der Ziffer 16 der Anlage I denkbar, der „größere Anlagen zur Lagerung von Erdöl, petrochemischen und chemischen Erzeugnissen“ betrifft. Dies erscheint jedoch zweifelhaft. Zwar handelt es sich bei den Speicherstätten wohl um „Anlagen“, die auch zur Lagerung von Stoffen – nämlich dem CO<sub>2</sub> – dienen. Das CO<sub>2</sub> kann aber kaum als „Erdöl“, petrochemisches oder chemisches Erzeugnis gelten. Damit hat die UVP-Pflichtigkeit nach dem Espoo-Übereinkommen nur einen sehr kleinen Anwendungsbereich.

Es ist aber zu berücksichtigen, dass Art. 2 Abs. 5 eine Art Öffnungsklausel enthält, nach der im Ergebnis auch Vorhaben der UVP-Pflicht unterliegen können, die nicht in der Anlage I aufgeführt sind. Dies ist jedoch an Gespräche und an Übereinkommen zwischen entsprechenden beteiligten Vertragsparteien geknüpft.

Darüber hinaus ist weiter zu berücksichtigen, dass das Espoo-Übereinkommen die UVP-Pflicht nur für Vorhaben mit „voraussichtlich erheblichen nachteiligen grenzüberschreitenden Auswirkungen“ vorsieht. Nach der Begriffsbestimmung des Art. 1 (viii) sind dabei grenzüberschreitende Auswirkungen nur solche Auswirkungen, die sich innerhalb des Gebietes einer anderen Vertragspartei auswirken, wobei sie „nicht nur globaler Art“ sein dürfen. Begrifflich gesehen müssen sich deswegen Auswirkungen im Gebiet unter der Hoheitsgewalt einer anderen Vertragspartei ergeben. Dies dürfte ohne weiteres der Fall sein, wenn CO<sub>2</sub> unterirdisch in den Meeresuntergrund unter dem Küstenmeer eines anderen Staates eintritt. Ob man unter dem Begriff des „Gebiets unter der Hoheitsgewalt einer Vertragspartei“ auch den Festlandsockel fassen kann, ist in dem Espoo-Übereinkommen nirgends präzisiert. Man wird dies bei einer großzügigen Auslegung durchaus annehmen können.

Ausgeschlossen ist eine UVP-Pflichtigkeit aber im Hinblick auf „rein globale Auswirkungen, wie sie etwas durch das langsame Eindiffundieren von CO<sub>2</sub> aus der Lagerstätte in den Meeresraum geschehen könne.

Insgesamt ergibt sich daraus, dass eine Pflicht zur Umweltverträglichkeitsprüfung auf der Grundlage des Espoo-Übereinkommens nur in einer kleinen Anzahl von Fällen in Betracht kommt. Aber genau in diesen Fällen der Speicherung von CO<sub>2</sub> im Zusammenhang mit der Förderung von Öl und Gas kommt weder das Londoner Protokoll noch das OSPAR-Übereinkommen zur Anwendung. Folglich steht das Espoo-Übereinkommen in keiner Weise im Konflikt mit den Leitlinien zur Einleitung von CO<sub>2</sub> und ergänzt diese in gewisser Weise sogar, da es eine Einbringungsmethode abdeckt, die weder vom Londoner Protokoll noch vom OSPAR-Übereinkommen erfasst werden. Wie oben ausgeführt worden ist, besteht ohnehin weitgehend eine Kompatibilität zwischen diesen beiden Übereinkommen und den Vorgaben des Espoo-Übereinkommens im Hinblick auf die inhaltliche Ausgestaltung einer Umweltverträglichkeitsprüfung.

### c) Gebot einer Umweltverträglichkeitsprüfung – Das Seerechtsübereinkommen

Fraglich ist deswegen, ob sich nicht vielleicht aus Teil XII des SRÜ das Gebot einer Umweltverträglichkeitsprüfung herleiten lässt, welche dann auch auf CCS-Projekte anzuwenden wä-

re. Aus der allgemeinen Umweltpflichtigkeit der Staaten ergibt sich auch eine Verpflichtung Meeresumweltverschmutzungen zu verhüten. Diese Verpflichtung ist unter anderem dadurch nachzukommen, dass die Staaten Gefahren und deren Auswirkungen ständig überwachen.<sup>111</sup> Mit diesem Monitoring ist die Forderung nach einer Umweltverträglichkeitsprüfung oder ähnlichen Überprüfungen für Tätigkeiten, die die Meeresumwelt bedrohen könnten, eng verbunden.<sup>112</sup> Eine solche Verpflichtung hat sich im allgemeinen Völkerrecht schon herausgebildet. Danach sind die Staaten verpflichtet, dann, wenn eine Tätigkeit unter ihrer Kontrolle geplant wird und die Umwelt anderer Staaten oder der Staatengemeinschaft gefährden könnte, eine entsprechende Abschätzung der Gefährdung vorzunehmen. In diesem Sinne verpflichtet Art. 204 Abs. 2 SRÜ die Staaten ständig die Auswirkungen aller Tätigkeiten zu überwachen, die sie genehmigen oder selber durchführen, um festzustellen, ob diese Tätigkeit zu einer Meeresumweltverschmutzung führen könnte. Art. 206 SRÜ ergänzt Art. 204 SRÜ, indem er den Staaten auferlegt, Aktivitäten auf ihre Gefährlichkeit zu überprüfen, bevor sie genehmigt werden. Dies gilt jedoch nur, soweit es praktikabel ist. Aus diesen Vorschriften kann daher eine Verpflichtung abgeleitet werden, ein UVP ähnliches Verfahren durchzuführen, auch wenn kein formelles UVP-Verfahren notwendig ist. Brandt/Graßner argumentieren noch weitreichender, indem sie sagen, eine effektive Verhütung, Verringerung und Überwachung der Meeresverschmutzung setze eine umfassende Kenntnis über den tatsächlichen Zustand und eine frühzeitige Identifikation von möglichen negativen Veränderungen der Meeresumwelt voraus. Diese Kenntnisse seien nur im Rahmen einer Umweltverträglichkeitsprüfung zu erlangen.<sup>113</sup> Nach Brandt/Gassner ergibt sich somit aus Teil XII des SRÜ eine Pflicht zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung für bestimmte Projekte.<sup>114</sup> Zu solchen Projekten gehören wohl auch CCS-Projekte.

Brandt/Gassner argumentiert weiter mit der grundlegenden Wertung der Art. 192 und 194 SRÜ. Art. 192 SRÜ formuliere sehr allgemein eine Pflicht zum Meeresumweltschutz und Art. 194 Abs. 1 SRÜ verpflichte die Mitgliedsstaaten die geeigneten, ihnen zur Verfügung stehenden Mittel einzusetzen, die notwendig sind, um die Verschmutzung der Meeresumwelt ungeachtet ihrer Ursache zu verhüten, zu verringern und zu überwachen. Das geeignete zur Verfü-

<sup>111</sup> Siehe Art. 204 SRÜ.

<sup>112</sup> Hafner in: Graf Vitzthum, Handbuch des Seerechts, Kap.5, Rn. 54.

<sup>113</sup> Brandt/Gaßner, aaO, Rn. 7

<sup>114</sup> Brandt/Gaßner, SeeAnlV, § 2a, Rn.6ff.

gung stehende Mittel zur frühzeitigen Verhinderung von Umweltauswirkungen sei dabei die Umweltverträglichkeitsprüfung nach dem UVP-Gesetz.<sup>115</sup>

Im Rahmen einer Genehmigungspflicht für bestimmte Vorhaben wird die durch das SRÜ statuierte UVP-Pflicht als „geeignete Maßnahme“ durch Brandt/Reshöft folgendermaßen begründet:<sup>116</sup>

- Eine Umweltprüfung außerhalb des UVP-Rechts kann nicht die Wirkung erreichen, die bereits auf der Projektierungsstufe von einer UVP-Pflicht ausgelöst wird.
- Der Antragsteller muss sich frühzeitig auf die UVP-Hürden einstellen und wird von vornherein sorgfältig vorgehen, um eine negative UVP auszuschließen.
- Nur solange die Durchführung einer UVP und die Untersuchungsmaßstäbe Sache der Behörde ist, kann ein entsprechender Warneffekt gegenüber dem Antragsteller erreicht werden.
- Erst auf Basis der Erkenntnisse der UVP können in der nötigen Präzision konkrete Maßnahmen zur Verhütung der Verschmutzung entwickelt werden.

Eine solche weitreichende Auslegung der Art. 204 Abs. 2 und Art. 206 SRÜ ist nicht belegbar. Festzustellen ist lediglich, dass ein Verfahren ähnlich dem der Umweltverträglichkeitsprüfung bei bestimmten umweltgefährdenden Projekten, wie auch großen CCS-Projekten, durchzuführen ist, um den Anforderungen des SRÜ Genüge zu leisten. Die Ausgestaltung ist den regionalen Übereinkommen sowie den nationalen Gesetzen überlassen.<sup>117</sup>

## **2) Der Anspruch auf Umweltinformationen und der Zugang zu Gerichten**

Darüber hinaus stellt sich die Frage, inwieweit Vorhaben der Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meer untergrund auch den Regelungen über die Umweltinformation und dem Zugang zu Gerichten unterliegen, wie sie in der Aarhus-Konvention niedergelegt sind.<sup>118</sup> Das Aarhus-Übereinkommen enthält wesentlich eine Verpflichtung der Mitgliedstaaten, ein Recht auf Zugang zu Information, auf Öffentlichkeitsbeteiligung an Entscheidungsverfahren und auf Zu-

<sup>115</sup> Brandt/Gaßner, aaO, Rn.8.

<sup>116</sup> Brandt/Reshöft, Rechtsprobleme in der AWZ, in: Handbuch des Energiemanagements Nr. 5304, Rn.66.

<sup>117</sup> Siehe dazu IV. in diesem Kapitel.

<sup>118</sup> Übereinkommen über den Zugang zu Informationen, die Öffentlichkeitsbeteiligung an Entscheidungsverfahren und den Zugang zu Gerichten in Umweltangelegenheiten vom 25. Juni 1998 (in Kraft getreten am 30.10.2001), BGBI. 2006 II S. 1251. Das Übereinkommen ist im Internet unter <<http://www.unece.org/env/pp/treatytext.htm>> erhältlich (zuletzt abgerufen am 29.01.2008).

gang zu Gerichten in Umweltangelegenheiten zu gewährleisten. Das Übereinkommen enthält keine Regelungen über seinen räumlichen Geltungsbereich. Der Sache nach geht es von einem Umweltbegriff aus, der umfassend ist und damit auch das Wasser und wohl auch den Meeresraum einschließt (vgl. Art. 2, Ziff. 3 a). Dementsprechend sind die in den Übereinkommen gewährleisteten Rechte auch im Hinblick auf Vorhaben zur Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund zu gewährleisten.

## **B. Die Berücksichtigung der Schutzbedürftigkeit besonderer Meeresökosysteme**

Im Hinblick auf die Risiken der Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund stellt sich insbesondere auch die Frage, inwieweit sich zusätzliche Anforderungen auf völkerrechtlicher Ebene aus anderen Übereinkommen ergeben. Hier ist insbesondere das Übereinkommen über die biologische Vielfalt<sup>119</sup> zu berücksichtigen. Eines seiner Ziele ist die Erhaltung der biologischen Vielfalt (Art. 1 CBD). Zu diesem Zweck sind die Staaten unter anderem verpflichtet, Bestandteile der biologischen Vielfalt zu bestimmen und zu überwachen und Vorgänge und Kategorien von Tätigkeiten festzulegen, die erhebliche nachteilige Auswirkungen auf die Erhaltung haben oder wahrscheinlich haben können (Art. 7 CBD). Außerdem sind die Mitgliedstaaten nach Art. 8 CBD u.a. verpflichtet, den Schutz von Ökosystemen und natürlichen Lebensräumen sowie die Bewahrung lebensfähiger Populationen von Arten in ihrer natürlichen Umgebung zu fördern (lit. d) und ein System von Schutzgebieten oder Gebieten, in denen besondere Maßnahmen zur Erhaltung der biologischen Vielfalt notwendig sind, einzurichten (lit. a).

Dieser Schutzverpflichtung wird mit den Regelungen zur Prüfung, Genehmigung und Überwachung von Vorhaben der Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund im Rahmen des Londoner Protokolls und des OSPAR-Übereinkommens und dadurch Rechnung getragen, dass die Schutzbedürftigkeit des Meeresökosystems am Standort des Vorhabens geprüft wird und in die Abwägung über die Zulassung des Vorhabens bis hin zu einer möglichen Versagung des Vorhabens Berücksichtigung findet. Es ist darauf hinzuweisen, dass zu diesem Zweck eine umfassende Prüfung der möglicherweise betroffenen Ökosysteme stattfinden muss. Sie muss unter anderem auch einschließen, welche Schutzbedürftigkeit das entsprechende Ökosystem im Ganzen, aber auch die entsprechenden Arten aufweisen. Außerdem müssen, wo

---

<sup>119</sup> Das Übereinkommen über die biologische Vielfalt vom 5. Juni 1992 (United Nations Convention on Biological Diversity (CBD)) (in Kraft getreten am 29. Dezember 1993) BGBl. 1993 II S. 1741. Es ist im Internet unter <<http://www.cbd.int/convention/convention.shtml>> erhältlich (zuletzt abgerufen am 01.02.2008).

dies sinnvoll ist, im Rahmen der vorgesehenen Managementpläne und des Monitoringprogramme entsprechende Auflagen erteilt werden.<sup>120</sup>

Es ist hinzuzufügen, dass selbstverständlich die Ausweisung von besonders geschützten Meeresflächen im Küstenmeer und in der ausschließlichen Wirtschaftszone nach der FFH-Richtlinie und andere gebietsbezogene Ausweisungen Berücksichtigung finden müssen.<sup>121</sup>

### C. Grenzwerte

Die Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund zielt darauf ab, das CO<sub>2</sub> so zu speichern, dass es nicht in die Atmosphäre gelangt und dort keine klimaschädliche Wirkung entfaltet. Eine solche Speicherung ist nur vertretbar, wenn das Gas von dem Meeresökosystem dauerhaft ferngehalten und damit verhindert wird, dass es zu einer weiteren Versauerung der Meere beiträgt und Meeresökosysteme im Umkreis der Speicherstätte schädigt. Im naturwissenschaftlichen Teil des Vorhabens sind Anhaltspunkte für diese beiden unterschiedlichen Gesichtspunkte erarbeitet worden.

Es hat sich dabei einerseits herausgestellt, dass die Beurteilung von CCS-Vorhaben berücksichtigen muss, dass sie ihrerseits einen Energieeinsatz erfordern, der seinerseits zu einer Produktion von CO<sub>2</sub> führt. Unter diesem Gesichtspunkt lässt sich eine Beziehung zwischen der Dauerhaftigkeit der Speicherung einerseits und der dafür aufzuwendenden zusätzlichen CO<sub>2</sub>-Last andererseits definieren, aus der sich eine Grenze für die Wirksamkeit von CCS-Projekten ergibt.

Andererseits lässt sich ein Anhaltspunkt für einen Grenzwert sowohl aus der Empfindlichkeit des lokalen Ökosystems als auch im Hinblick auf die allgemeine Versauerung des Meeresökosystems ableiten.

Es sind deshalb in den Verhandlungen über die Zulassung von CCS im Rahmen des Systems des Londoner Protokolls und des OSPAR-Übereinkommens wiederholt Grenzwerte vorgeschlagen worden. Die Vorschläge sahen einen Wert bei 0,01 % pro Jahr vor. Er erscheint unter Berücksichtigung der Untersuchungen im naturwissenschaftlichen Teil gut vertretbar.<sup>122</sup>

---

<sup>120</sup> Siehe in diesem Kapitel unter III. B. 2) a) cc) (3) (h) und (i) für das Londoner Protokoll und unter III. D. 2) für das OSPAR-Übereinkommen.

<sup>121</sup> Zur Umsetzung ins Recht der Bundesrepublik Deutschland siehe 2. Teil, 3. Kapitel, II. D. 1).

<sup>122</sup> Siehe die Ausführungen im 1. Teil.

Gegen die Festlegung eines Grenzwertes spricht auch nicht, dass seine Einhaltung nach dem jetzigen Stand der Technik nur in engen Grenzen überprüfbar ist. Es ist zu berücksichtigen, dass in Anbetracht der langen Zeitdimension solche Grenzwerte eine Orientierungsfunktion wahrnehmen können. Eine fortschreitend genauere Überprüfung kann über Monitoringprogramme gewährleistet werden.

Darüber hinaus bedarf es einer genauen Prüfung, ob nicht auch Grenzwerte für Art und Konzentration von Begleitstoffen im CO<sub>2</sub>-Strom sinnvoll wären.

## V. Resumé

### A. CO<sub>2</sub>-Speicherung im Meeresuntergrund aus der Sicht des internationalen Seerechts: Die einzelnen Vertragssysteme

- Das Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen spricht eine generelle Umweltpflichtigkeit der Staaten aus. Art. 194 Abs. 3 i.V.m. Art. 207ff SRÜ sieht besondere Pflichten im Hinblick auf die Einleitung von Stoffen in die Meeresumwelt vor. Aus den Vorschriften des SRÜ lässt sich auch eine Pflicht ableiten, Vorhaben mit wesentlichen Auswirkungen auf die Meeresumwelt einer Umweltverträglichkeitsprüfung zu unterwerfen. Das Seerechtsübereinkommen sieht eine Konkretisierung seiner Gebote durch besondere globale und regionale Übereinkommen zum Schutz der Meersumwelt vor. Unter anderem konkretisieren das Londoner Übereinkommen mit seinem Protokoll und das OSPAR-Übereinkommen die Vorgaben des SRÜ. Wo allerdings diese beiden Regelwerke keine Anforderungen stellen oder bestimmte Sachbereiche ausklammern, leben die Verpflichtungen aus dem SRÜ wieder auf.
- Durch eine Reihe von Änderungen des Protokolls zum Londoner Übereinkommen und des OSPAR-Übereinkommens ist die Speicherung von CO<sub>2</sub>-Strömen im Meeresuntergrund ermöglicht und zugleich umfangreich geregelt worden.<sup>123</sup>
- Die Vorgaben und die Regelungen der Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund nach dem Seerechtsübereinkommen, dem Londoner Protokoll sowie dem OSPAR-Übereinkommen gelten jeweils für den gesamten Meeresuntergrund innerhalb des Bereiches, für den die Übereinkommen Anwendung beanspruchen. Allerdings ist ihre Durchsetzung auf der Grundlage küstenstaatlicher Hoheitsbefugnisse an die Grenzen

---

<sup>123</sup> Die Änderung des Londoner Protokolls ist bereits am 10. Februar 2007 in Kraft getreten und damit auch gemäß Art. 22 Abs.4 Londoner Protokoll völkerrechtlich verbindlich. Um mit dieser Regelung nicht im Widerspruch zu stehen erscheint die Ratifikation der Änderung der OSPAR-Konvention geboten.

gebunden, die die seevölkerrechtlichen Regeln der Ausübung von Hoheitsrechten im Bereich des Festlandsockels aufstellen. Jenseits dieser Grenzen auf der Hohen See kommt eine Durchsetzung nur mittels des Flaggenstaatsprinzips und des Personalitätsprinzips in Betracht. In diesem Bereich können die Küstenstaaten gegenüber Aktivitäten von Unternehmen, die dritten Staaten zuzurechnen sind bzw. von Schiffen und Anlagen, die die Flagge solcher Staaten führen, die obengenannten Vorgaben nicht durchsetzen.

- Der Sache nach ist die Einleitung und Speicherung von CO<sub>2</sub> in die Meeresumwelt zu Forschungszwecken nach dem Londoner Regelungssystem und dem OSPAR-Übereinkommen weitgehend freigestellt. Das SRÜ ist jedoch weiterhin zu beachten.

## B. Empfehlungen

- Aus der Sicht der Bundesrepublik Deutschland, die Vertragsstaat sowohl des Londoner Protokolls als auch des OSPAR-Übereinkommens ist, besteht ein dringendes Interesse daran, die Vorgaben der in diesen beiden Übereinkommen oder in deren Rahmen entwickelten Vorgaben für die Zulässigkeit einer Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund zu harmonisieren. Dies wäre z.B. durch die Einführung eines gemeinsamen Genehmigungsverfahrens für die verschiedenen Varianten von CCS-Projekten möglich. Ein solches müsste die Vorgaben beider Regelungswerke einhalten.
- Es empfiehlt sich, im Rahmen der bestehenden Regelungen über die Zulässigkeit der Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund die Grenzwerte für die Dichtigkeit der Speicherstätten bzw. die höchstzulässigen Leckagen pro Zeiteinheit festzulegen. Dafür sprechen folgende Gründe:
  - Die Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund birgt im Falle von Leckagen Gefahren für die lokale Meeresumwelt und trägt zu einer weiteren Versauerung des Meeres bei. Daraus ergeben sich Anforderungen an die langfristige Speichersicherheit, die sich aus den Schutzbedürfnissen der lokalen Umwelt ebenso wie aus dem Interesse an einer Vermeidung einer Übersäuerung des Meeres ableiten lassen. Grundlage dieser Anforderungen ist aus rechtlicher Sicht der Schutz der Meeresumwelt und der Schutz der menschlichen Gesundheit.

- Bei Leckagen gelangt außerdem CO<sub>2</sub> in die Atmosphäre.<sup>124</sup> Damit ergeben sich zusätzlich aus dem Gesichtspunkt der Umwelteffizienz Anforderungen an die langfristige Speichersicherheit. Solche Gesichtspunkte der Umwelteffizienz werden unter anderem von dem Seerechtsübereinkommen spezifisch angesprochen.<sup>125</sup>
- Das Speichern von CO<sub>2</sub> in maritimen Schutzgebieten, wie z.B. den FFH-Schutzgebieten, sollte durch die Einführung eines Verbotes in den Nutzungsordnungen verhindert werden. Auch wenn ein solches Verbot nicht explizit festgeschrieben ist, begründet die Empfehlung sich darin, dass nach den Leitlinien zum Londoner Protokoll und zum OSPAR-Übereinkommen sowohl bei der Auswahl der Speicherungsstätte, als auch bei der Risikobewertung und dem Risikomanagement besonders sensible Gebiete, Habitats und Wanderpfade besonders berücksichtigt werden sollen. Zusätzlich besagen die Leitlinien des Londoner Protokolls, dass Meeresschutzgebiete, Brut-, Aufzuchts- und Balzgebiete bei der Auswahl der Speicherungsstätten zu berücksichtigen sind.<sup>126</sup>
- Das Übereinkommen zum Schutz der Meeresumwelt der Ostsee erlaubt eine Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund derzeit im Rahmen einer landseitigen Einleitung. Gegen eine solche Speicherung sprechen gewichtige Einwände, die sich aus der besonderen ökologischen Situation der Ostsee ergeben. Die hohe Schutzbedürftigkeit und der hohe Schutzzanspruch der Ostsee begründet auch die Empfehlung ein Verbot für die Speicherung von CO<sub>2</sub> in der Ostsee in der Helsinki-Konvention zu verankern.

---

<sup>124</sup> Siehe in diesem Kapitel unter IV. C.

<sup>125</sup> Siehe u.a. oben, unter III. A. 2.

<sup>126</sup> Eine entsprechende Regelung für das OSPAR-Übereinkommen findet sich in OSPAR-FRAM §§ 2.10, 2.11 und Appendix 1

## **2. Kapitel: Europarechtlicher Regulierungsrahmen für CCS\***

Die CCS-Problematik ist nicht nur auf der bislang erörterten, völkerrechtlichen Ebene relevant geworden. Unter dem übergeordneten umweltpolitischen Ziel des globalen Klimaschutzes haben auch die Europäische Union (EU) und ihre Gemeinschaften CCS als Instrument weltweiter und regionaler Klima- und Umweltpolitik erkannt und Maßnahmen zur Etablierung von CCS in der europäischen Umweltschutz- und Klimapolitik ergriffen.<sup>1</sup>

### **I. Beachtung völkerrechtlicher Vorgaben durch den gemeinschaftsrechtlichen Rahmen für CCS und Verhältnis des einschlägigen europäischen Gemeinschaftsrechts zu den entsprechenden internationalen Abkommen**

#### **A. Bindung der EG durch das Völkerrecht**

Dabei fußt die regulatorische Tätigkeit der EU und ihrer Gemeinschaften, namentlich der EG, auf diesem Gebiet nicht allein auf freier politischer Entscheidung, sondern fügt sich in einen übergreifenden, internationalen politischen wie auch rechtlichen Rahmen ein.<sup>2</sup>

Die Europäische Gemeinschaft (EG) ist neben ihren Mitgliedstaaten als solche selbst Partei des OSPAR- sowie des Helsinki-Übereinkommens und wird insofern bei der gemeinschaftsrechtlichen Regulierung von CCS-Technologie und -Vorhaben durch die Bestimmungen und Vorgaben dieser Übereinkommen völkerrechtlich verpflichtet und gebunden.<sup>3</sup> Hinsichtlich der inhaltlichen Vorgaben und Voraussetzungen für CCS, die aus dem Londoner Übereinkommen von 1972 und dem Londoner Protokoll von 1996<sup>4</sup> folgen, besteht für Regelungen auf der Gemeinschaftsrechtsebene insofern eine mittelbare Bindung der EG, als die durch dieses Übereinkommen bzw. das Protokoll direkt gebundenen Mitgliedstaaten<sup>5</sup> ihre inhaltlich ein-

---

\* Bearbeitet von Sven Mißling.

<sup>1</sup> Vgl.: Schlussfolgerungen des Europäischen Rates vom 09.03.2007; Mitteilung der Kommission vom 10.01.2007, Begrenzung des globalen Klimawandels auf 2 Grad Celsius - Der Weg in die Zukunft bis 2020 und darüber hinaus, KOM(2007) 2 endg..

Zur Bedeutung von CCS im Klimaschutz und seinen rechtlichen Herausforderungen, insbes. auf der Ebene der EU/EG, vgl außerdem: Schacke, EurUP 2007, 87; Purdy/Havercroft, JEEPL 2007, 353 (insbes. 361 ff.); Haver/Bugge, JEEPL 2007, 367.

<sup>2</sup> Vgl. dazu u.a.: Scott, Geo.Int'l Envtl.L.Rev. 2005 (18), 57; de Coninck/Anderson/Curnow u.a., JEEPL 2007, 402. Vgl. außerdem die Nachweise in Fn. 1.

<sup>3</sup> Vgl. dazu die Ausführungen oben, 1. Kapitel. Zur Mitgliedschaft der EG in OSPAR- und Helsinki-Übereinkommen generell und darüber hinaus insbes. unter dem Aspekt des Meeresumweltschutzes vgl. Frank, The European Community and Marine Environmental Protection in the International Law of the Sea, Leiden, 2007.

<sup>4</sup> Siehe oben, 1. Kapitel.

<sup>5</sup> Vgl. dazu nur die Liste der Vertragsparteien des Londoner Übereinkommens von 1972 und des Londoner Protokolls von 1996, abrufbar unter: [www.imo.org](http://www.imo.org).

schlägigen Rechtsetzungskompetenzen durch die Mitgliedschaft in den europäischen Gemeinschaften bzw. der EU zum Teil auf die letzteren übertragen haben<sup>6</sup> und mithin nicht mehr selbst zur Setzung bestimmter sachlicher Regelungen befugt sind, sondern zur Umsetzung der auf der völkerrechtlichen Ebene eingegangenen Verpflichtungen im Rahmen der EG tätig werden müssen.

Soweit sie im Rahmen ihrer Rechtsetzungskompetenz nach Art. 175 Abs. 1 EGV einen Rechtsrahmen für CCS schafft, ist die EG also zum Teil unmittelbar, zum anderen Teil nur mittelbar an die Vorgaben der in Kapitel 1 genannten und näher untersuchten, völkerrechtlichen Übereinkommen gebunden.<sup>6a</sup> Dementsprechend ist den EG-Mitgliedstaaten, obwohl sie neben der EG selbst unmittelbar vertraglich gebunden und verpflichtet sind, eine freie Umsetzung derjenigen Vertragsinhalte der genannten Konventionen verwehrt, soweit diese sachlich von Art. 175 Abs. 1 EGV erfasst und überlagert werden. Daher ist die Kongruenz der Regelungen auf gemeinschaftsrechtlicher Ebene mit den völkerrechtlichen Verpflichtungen aus den oben untersuchten völkerrechtlichen Verträgen von essentieller Bedeutung für jedes kohärente und in sich stimmige CCS-Regime.

Der jüngste Vorschlag für eine *Richtlinie über die geologische Speicherung von Kohlendioxid und zur Änderung der Richtlinien 85/337/EWG und 96/61/EG des Rates sowie der Richtlinien 2000/60/EG, 2001/80/EG, 2004/35/EG, 2006/12/EG und der Verordnung (EG) Nr. 1013/2006*<sup>7</sup> trägt dieser rechtlichen Situation insofern Rechnung, als dessen Inhalte ausreichlich der Erwägungsgründe (8) bis (10) ausdrücklich mit den völkerrechtlichen Vorgaben des OSPAR-Übereinkommens und des Londoner Übereinkommens nebst dem Londoner Protokoll synchronisiert werden und die Kommission darin auf deren Inhalte Bezug nimmt.<sup>8</sup>

<sup>6</sup> Für die Bundesrepublik Deutschland sind insoweit die Bestimmungen des Art. 23 des Grundgesetzes zu beachten.

<sup>6a</sup> Hinsichtlich der OSPAR-Beschlüsse 2007/1 und 2007/2 hat die KOM mit Blick auf die RL-Verhandlungen von ihrem Recht des opting out Gebrauch gemacht.

<sup>7</sup> Dokument KOM(2008) 18 endg. vom 23. Januar 2008.

<sup>8</sup> Die einschlägigen Erwägungsgründe lauten:

- (8) Auf internationaler Ebene wurden die rechtlichen Hindernisse für die geologische Speicherung von CO<sub>2</sub> in geologischen Formationen unter dem Meeresboden durch die Annahme entsprechender Risikomanagementregelungen im Rahmen des 1972 geschlossenen Übereinkommens über die Verhütung der Meeresverschmutzung durch das Einbringen von Abfällen und anderen Stoffen („Londoner Übereinkommen“) und des Übereinkommens über den Schutz der Meeresumwelt des Nordostatlantiks („OSPAR-Übereinkommen“) ausgeräumt.
- (9) Im Jahr 2006 nahmen die Vertragsparteien des 1996 geschlossenen Londoner Protokolls zum Londoner Übereinkommen von 1972 Änderungen dieses Protokolls an. Mit diesen Änderungen wurde die Speicherung von CO<sub>2</sub>-Strömen aus der CO<sub>2</sub>-Abscheidung in geologischen Formationen im Meeresuntergrund erlaubt und geregelt.

## B. Gleichzeitige Bindung der Staaten an Gemeinschaftsrecht und Völkerrecht auf der Ebene der Umsetzung

Die Kongruenz von völkerrechtlichen Bindungen und gemeinschaftsrechtlicher Vorgabe gewinnt vor allem bei der Umsetzung bzw. beim Vollzug durch die einzelnen Mitgliedstaaten, soweit sie auch Parteien der genannten Konventionen sind, Bedeutung: Für sie besteht bei der Schaffung ihres nationalen Rechtsrahmens für CCS nicht nur eine völkerrechtliche Bindung an die Inhalte der genannten völkerrechtlichen Verträge, sondern kraft des heutzutage allgemein anerkannten und nicht mehr angezweifelten Vorrangs des Gemeinschaftsrechts gegenüber dem nationalen Recht der Mitgliedstaaten<sup>9</sup> auch und in erster Linie eine Bindung an die Inhalte des einschlägigen Gemeinschaftsrechtsrahmens für CCS. Dabei obliegt es den Rechtsordnungen der einzelnen Mitgliedstaaten, im Kollisionsfall zwischen völkerrechtlichen und gemeinschaftsrechtlichen Verpflichtungen, einen Ausgleich zu finden, der den internationalrechtlichen Bindungen der Staaten im Mehrebenensystem entspricht.<sup>10</sup>

## II. CCS in der EU-Klima- und Umweltpolitik

### A. CCS als Instrument zur Erreichung umwelt- und klimapolitischer Ziele der EU

Bereits in dem im Juni 2006 von der Kommission vorgelegten *Grünbuch der EU-Kommission zur zukünftigen europäischen Meerespolitik*<sup>11</sup> mit dem umweltpolitischen Ziel eines umfassenden Konzepts zur Ausschöpfung des Potentials für eine nachhaltige Nutzung der Meere,

(10) Die Vertragsparteien des OSPAR-Übereinkommens nahmen im Jahr 2007 Änderungen der Anlagen zu dem Übereinkommen, mit denen die CO<sub>2</sub>-Speicherung in geologischen Formationen im Meeresuntergrund zugelassen wurden, einen Beschluss zur Gewährleistung der umweltgerechten Speicherung von Kohlendioxidströmen in geologischen Formationen sowie OSPAR-Richtlinien für die Risikobewertung und das Risikomanagement in diesem Bereich an. Außerdem nahmen sie einen Beschluss an, der das Einbringen von CO<sub>2</sub> in die Meeressüsswassersäule und auf den Meeresboden wegen der potenziellen negativen Auswirkungen untersagt.“

<sup>9</sup> Zu Bedeutung und Reichweite des Vorrangs des Gemeinschaftsrechts in den nationalen Rechtsordnungen der Mitgliedstaaten grundlegend: EuGH, Rs. 6/64 – Costa/ENEL – Slg. 1964, S. 1141. Insbes. mit Bezug zum deutschen Recht statt vieler: Oppermann, Europarecht, S. 181 ff., mit umfassenden weiteren Nachweisen.

<sup>10</sup> In der Bundesrepublik Deutschland wird dieser Ausgleich durch die Bestimmungen der Art. 23 Abs. 1 und 59 Abs. 2 GG getroffen, wonach völkerrechtliche Verträge hier – anders als die auch gegenüber dem deutschen Verfassungsrecht umfassenden Anwendungsvorrang genießenden Regelungen des Gemeinschaftsrechts – „lediglich“ als einfaches Gesetzesrecht gelten. Dazu statt vieler umfassend: Hillgruber, Handbuch des Staatsrechts, Bd. 2, § 32, S. 929 ff.; Oppermann, Europarecht, S. 181 ff..

<sup>11</sup> *Grünbuch – die künftige Meerespolitik der EU: Eine europäische Vision für Ozeane und Meere*, vom 7.6.2006, KOM(2006) 275 endg..

Vgl. dazu auch den Vorschlag für eine Richtlinie zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der europäischen Gemeinschaft im Bereich der Meeresumwelt (sog. Meeresstrategierichtlinie; KOM(2005) 505 endg.). Dessen Ziel ist die Erreichung eines „guten Zustands der Meeresumwelt Europas“ bis zum Jahr 2021 auf der Grundlage eines Ökosystemansatzes.

ohne die Meeresökosysteme zu schädigen, werden die Kohlendioxidsequestrierung und unterirdische Speicherung von CO<sub>2</sub> als Technologie bezeichnet, die insbesondere für die Länder, die sich für eine weitere Nutzung von Kohle als Energieträger entscheiden, eine besondere Bedeutung erlangen kann. Nach Feststellung der Kommission bedürfe es hierzu allerdings noch der Schaffung wirtschaftlicher Anreize für die Berücksichtigung der Umweltbelange sowie der Herstellung von Rechtssicherheit für den privaten Sektor.<sup>12</sup>

Unter Punkt 2 der in ihrer Mitteilung vom 10. Januar 2007 aufgeführten Maßnahmen im Rahmen der EU im Kampf gegen die globale Erwärmung und den Klimawandel nennt die Kommission ausdrücklich die „*Annahme einer umweltverträglichen Politik zur Kohlendioxidsequestrierung und unterirdischen Speicherung (CCS) einschließlich des Baus von zwölf großen Demonstrationsanlagen in Europa bis 2015*“ unter anderem als Instrument zur Erreichung des Klimaschutzzieles. Daneben liegt eine weitere politische Intention der Förderung von CCS in der Vermarktung dieser Technologie in Schwellenländer.<sup>13</sup> Inhalt und Umfang eines rechtlichen Rahmens für CCS wurden im Verlaufe des Jahres 2007 von einer entsprechenden Arbeitsgruppe im Rahmen des sogen. ECC II-Programms (*European Climate Change Programme II*) näher untersucht und unter Beteiligung der Öffentlichkeit ausgearbeitet.<sup>14</sup>

Die Arbeiten auf EU-Ebene mündeten nunmehr jüngst in die Vorlage eines Richtlinienentwurfs der Kommission zur Ermöglichung der umweltsicheren geologischen Speicherung von Kohlendioxid in der EU<sup>15</sup> vom 23. Januar 2008.<sup>16</sup> Ziel dieses Richtlinienvorschlags, der im Folgenden unter III. näher erörtert wird, ist ausweislich der Erwägungsgründe zuvörderst die Errichtung eines unionsweiten, einheitlichen Rechtsrahmens für die Abscheidung und insbesondere für die geologische Speicherung von Kohlendioxid im Meeresuntergrund als Instru-

<sup>12</sup> Grünbuch, a.a.O., S. 14.

<sup>13</sup> Mitteilung der Kommission vom 10.01.2007, KOM(2207) 2 endg..

<sup>14</sup> Vgl. dazu die Dokumentation der Arbeiten der sogen. „*Working Group on carbon capture and geological storage*“: [http://ec.europa.eu/environment/climat/ccs/eccp1\\_en.htm](http://ec.europa.eu/environment/climat/ccs/eccp1_en.htm), dort mit weiteren Dokumenten. Vgl. auch: Purdy/Havercroft, JEEPL 2007, 353 (363 ff.).

<sup>15</sup> Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über die geologische Speicherung von Kohlendioxid und zur Änderung der Richtlinien 85/337/EWG und 96/61/EG des Rates sowie der Richtlinien 2000/60/EG, 2001/80/EG, 2004/35/EG, 2006/12/EG und der Verordnung (EG) Nr. 1013/2006, KOM(2008) 18 endg..

<sup>16</sup> Vgl. dazu außerdem die Kommissionspapiere: Commission Staff Working Document accompanying document to the Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the geological storage of carbon dioxide - Impact Assessment vom 23. Januar 2008, KOM(2008)XXX, SEK(2008) 85 [als Gesamtdokument verfügbar in englischer Sprache], die Dokumente KOM (2008)30 endg., SEK(2008) 54 und SEK(2008) 55 endg., jeweils vom 23. Januar 2008, sowie MEMO/08/36 vom 23. Januar 2008 – Vorschlag für eine Richtlinie über die geologische Speicherung von Kohlendioxid - Fragen und Antworten.

ment im Kampf gegen den globalen Klimawandel.<sup>17</sup> Gemeinschaftsrechtliche Rechtsgrundlage für den jüngsten Richtlinienvorschlag sowie für die beiden anderen genannten Richtlinien ist Art. 175 Abs. 1 EGV (Umweltkompetenz der EG).<sup>18</sup>

## B. Kohärenter und umfassender Regelungsansatz der EG

Dabei ist hervorzuheben, dass die EU in Bezug auf die CCS-Technologie und die Durchführung entsprechender Vorhaben nunmehr die Schaffung und Ausarbeitung eines kohärenten Regelungsrahmens anstrebt, in welchem dem genannten Richtlinienvorschlag neben den bereits bestehenden und nunmehr ausdrücklich an die CCS-Technologie angepassten Richtlinien 96/91/EG (IVU-Richtlinie)<sup>19</sup> und 85/337/EG<sup>20</sup> die zentrale Bedeutung in der letzten Phase der Durchführung von CCS-Projekten, nämlich in der Phase der Einspeisung und dauerhaften Speicherung, zukommt. In ihrer vorangestellten Begründung führt die Kommission dement sprechend wörtlich aus:

*„Der Vorschlag gewährleistet, dass die CO<sub>2</sub>-Speicherung durch die Richtlinie 96/61/EG geregelt wird, und dass die Abscheidung und der Pipelinetransport von CO<sub>2</sub> in die Richtlinie 85/337/EWG einbezogen werden. Der wesentliche Aspekt ist jedoch die Regelung der Speicherung von CO<sub>2</sub> und die Beseitigung von Hindernissen für die CO<sub>2</sub>-Speicherung im geltenden Recht.“<sup>21</sup>*

und macht damit klar, dass die Abscheidung von Kohlendioxid bzw. die Abscheidung und der Transport von Kohlendioxid in Pipelines durch die in den Artikeln 29 und 30 des Richtlinienvorschlags vom 23. Januar d.J. enthaltenen Änderungen jetzt ausdrücklich von den gemeinschaftsrechtlichen Regelungen der Richtlinie 96/61/EG und bzw. oder der Richtlinie 85/337/EG erfasst werden sollen.

<sup>17</sup> Vgl. im Einzelnen die Erwägungsgründe (1) bis (39) des Vorschlags für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über die geologische Speicherung von Kohlendioxid und zur Änderung der Richtlinien 85/337/EWG und 96/61/EG des Rates sowie der Richtlinien 2000/60/EG, 2001/80/EG, 2004/35/EG, 2006/12/EG und der Verordnung (EG) Nr. 1013/2006, KOM(2008) 18 endg..

<sup>18</sup> Siehe Begründung der Kommission, S. 5 des Vorschlags für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über die geologische Speicherung von Kohlendioxid und zur Änderung der Richtlinien 85/337/EWG und 96/61/EG des Rates sowie der Richtlinien 2000/60/EG, 2001/80/EG, 2004/35/EG, 2006/12/EG und der Verordnung (EG) Nr. 1013/2006, KOM(2008) 18 endg..

<sup>19</sup> Richtlinie des Rates vom 24. September 1996 über die integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung ABl.-EG Nr. L 257 vom 10.10.1996, S. 26 f.

<sup>20</sup> Richtlinie 85/337/EWG des Rates vom 27. Juni 1985 über die Umweltverträglichkeitsprüfung bei bestimmten öffentlichen und privaten Projekten, ABl.-EG Nr. L 175, S. 40 (sogen. UVP-Richtlinie)

<sup>21</sup> S. 5 des Vorschlags für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über die geologische Speicherung von Kohlendioxid und zur Änderung der Richtlinien 85/337/EWG und 96/61/EG des Rates sowie der Richtlinien 2000/60/EG, 2001/80/EG, 2004/35/EG, 2006/12/EG und der Verordnung (EG) Nr. 1013/2006, KOM(2008) 18 endg.[Hervorhebungen nicht im Originaltext].

Darüber hinaus wird durch den neuen Richtlinienentwurf der Bezug zu dem übrigen, bereits bestehenden Umweltrecht der EU/EG hergestellt und das künftige Verhältnis zu bereits in Kraft befindlich Richtlinien geklärt. Der Richtlinienentwurf sieht in seinem siebten Kapitel neben der Anpassung der beiden Richtlinien 96/61/EG und 85/337/EG auch die Anpassung einer Reihe von in Hinblick auf CCS ebenfalls sachlich einschlägigen oder potenziell einschlägigen gemeinschaftsrechtlichen Regelungen vor, so unter anderem die Änderung der Richtlinien 2000/60/EG, 2001/80/EG, 2004/35/EG, 2006/12/EG und der Verordnung (EG) Nr. 1013/2006.<sup>22</sup>

Besonders augenfällig ist dabei das Ziel, mit dem nunmehr vorgelegten Richtlinienentwurf einen gegenüber anderen umweltrelevanten Regelungsbereichen eine klare und eindeutige Abgrenzung zu schaffen.

Insbesondere die in Art. 34 des Richtlinienentwurfs vorgesehene Änderung von Art. 2 Abs. 1 Buchstabe a) der Richtlinie 2006/12/EG über Abfälle<sup>23</sup> macht nunmehr deutlich, dass Kohlendioxid, welches zur geologischen Speicherung vorgesehen ist<sup>24</sup>, in Zukunft nicht mehr unter das gemeinschaftsrechtliche Abfallregime der Richtlinie 2006/12/EG fallen soll – und zwar unabhängig von Art und Zweck seiner Gewinnung bzw. Abscheidung, sei es in industriellen Verfahren oder sei es durch Abscheidung aus der Luft zu reinen Klimaschutzzwecken gewonnen. Entscheidend für die Einordnung in den CCS-Rechtsrahmen der EG wird nach der geplanten Änderung der Richtlinie 2006/12/EG allein der Zweck der geologischen Speicherung des Kohlendioxids sein. Durch diese Änderung wird eine nicht unwichtige rechtliche Abgrenzungsfrage geklärt: Die Frage, ob die Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund unter die Bestimmungen des EG-Abfallrechts fällt, war bisher von nicht unerheblicher Bedeutung und wurde in der Rechtswissenschaft zuletzt auch dementsprechend diskutiert und bejaht.<sup>25</sup> Sofern der jetzt vorgelegte Richtlinienvorschlag in geltendes Recht der EG umgesetzt

<sup>22</sup> Vgl. den Wortlaut von Art. 29 bis 35 des Vorschlags für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über die geologische Speicherung von Kohlendioxid und zur Änderung der Richtlinien 85/337/EWG und 96/61/EG des Rates sowie der Richtlinien 2000/60/EG, 2001/80/EG, 2004/35/EG, 2006/12/EG und der Verordnung (EG) Nr. 1013/2006, KOM(2008) 18 endg.

<sup>23</sup> Vom 5. April 2006, ABl.-EU Nr. 114 vom 27.04.2006, S. 9 f.

<sup>24</sup> Dies folgt ausdrücklich aus dem Wortlaut in Art. 34 des Richtlinienentwurfs vom 23. Januar 2008.

<sup>25</sup> Vgl. dazu nur die Ausführungen zu den für CCS relevanten Vorgaben und die Einschlägigkeit aus dem bzw. des europäischen Abfallrecht(s) bei: Dietrich, CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Ablagerung (CAA) im deutschen und europäischen Energieumweltrecht, S. 128 ff. und S. 133 ff. m.w.N. Vgl. außerdem: Ders./Bode, CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Ablagerung (CAA), HWWA Discussion paper 27, Hamburg 2005 sowie Bode, Wirtschaftsdienst 2006 [1], 62, jeweils m.w.N..

Nach dem bislang geltenden Recht der EG ist CO<sub>2</sub> im Ergebnis unter den gemeinschaftsrechtlichen Abfallbegriff zu subsumieren:

werden wird, wird sich diese Rechtsfrage eindeutig in die entgegengesetzte Richtung beantworten lassen.

Der Richtlinienentwurf vom 23. Januar d.J. trifft allerdings keine Aussagen dazu, wie der auf der Hand liegende Bezug zwischen der CCS-Technologie und dem Emissionszertifikatehandel hergestellt werden kann und soll. KOM(2008) 18 endg. errichtet in erster Linie einen sachlich einschlägigen und kohärenten Ordnungsrahmen für die CCS-Technologie, während die Fragen nach der Einbeziehung von CCS in das System des EU-Emissionszertifikatehandels ab dem Jahr 2013 in dem zeitgleich von der Kommission vorgelegten *Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Verbesserung und Ausweitung des EU-Systems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten*<sup>26</sup> behandelt wird. Einzelfragen der möglichen Einbeziehung von CCS in das System des Emissionszertifikatehandels sind Kapitel 4 dieses Teils der Studie vorbehalten. An dieser Stelle muss es genügen, einige wichtige Kernelemente dieses Richtlinienentwurfs hervorzuheben: Er sieht unter anderem vor, alle an der CCS-Kette beteiligten Anlagen wie bspw. Kraftwerke, Abscheideanlagen, Transporteinrichtungen und CO<sub>2</sub>-Speicher als eigenständige Tätigkeiten im Sinne der Emissionshandelsricht-

Art. 1 Abs. 1 Ziffer a) der – in Deutschland allerdings noch nicht umgesetzten – Richtlinie 2006/12/EG über Abfälle definiert Abfall als „*einen Stoff oder Gegenstand, der unter die in Anhang I derselben Richtlinie aufgeführten Gruppen fällt und dessen sich sein Besitzer entledigt, entledigen will oder entledigen muss.*“ Zumindest aus industriellen Abscheidungsprozessen gewonnenes Kohlendioxid könnte damit unter die Abfallgruppen Q8 (Rückstände aus industriellen Verfahren, z.B. Flaken, Destillationsrückstände usw.), Q9 (Rückstände von Verfahren zur Bekämpfung der Verunreinigung, z.B. Gas-, Wasch-, Schlamm-, Luftfilterrückstand, verbrauchte Filter usw.) oder Q11 (bei der Förderung und der Aufbereitung von Rohstoffen anfallende Rückstände) gefasst werden.

Die Richtlinie 2006/12/EG gilt in ihrer derzeit geltenden Fassung *nicht* für gasförmige Ableitungen in die Atmosphäre (Art. 2 Buchstabe a)). Im Umkehrschluss hieraus kann gefolgert werden, dass die Richtlinie für die Verbringung und Einspeisung von Kohlendioxid in den Meeresboden Anwendung findet. Darüber hinaus wird in Anhang II A der Richtlinie in ihrer derzeit geltenden Fassung die Einleitung in Meere/Ozeane einschließlich der Einbringung in den Meeresboden ausdrücklich als mögliches Beseitigungsverfahren von Abfällen genannt.

Dementsprechend müssen nach Art. 4 der Richtlinie für die Einbringung von CO<sub>2</sub> in den Meeresuntergrund Verfahren oder Methoden verwendet werden, welche die Umwelt nicht schädigen können und bei denen eine Gefährdung der menschlichen Gesundheit ausgeschlossen werden kann.

Nach dem Wortlaut der derzeit geltenden Fassung der Richtlinie 2006/12/EG fällt zumindest die Einspeisung und Ablagerung von industriell gewonnenem bzw. abgeschiedenen Kohlendioxid im Meeresuntergrund unter das gemeinschaftsrechtliche Abfallrecht.

Durch die geplante Zuordnung von CCS zu einem gegenüber dem EG-Abfallrecht selbstständigen Rechtsregime der EG erübrigts sich auch die Frage der Anwendbarkeit der Richtlinie 1999/31/EG vom 26.4.1999 über Abfalldeponien, ABL-EU vom 16. Juli 1999, Nr. L 182, S. 1, geändert durch Anhang III., Nr. 88 der Verordnung (EG) 1882/2003 vom 29.9.2003, auf die Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresboden.

<sup>26</sup> Dokument KOM(2008) 16 endg. vom 23. Januar 2008.

linie anzusehen. Dies ist mit einer Ergänzung der unter Anhang I der Emissionshandelsrichtlinie 2003/87/EG genannten Tätigkeiten um „Anlagen zur Abscheidung von Treibhausgasen zwecks Beförderung und geologischen Speicherung in einer gemäß der Richtlinie xxxx/xx/EG zugelassenen Speicherstätte“, „Pipelines für die Beförderung von Treibhausgasen zwecks geologischer Speicherung in einer gemäß der Richtlinie xxxx/xx/EG zugelassenen Speicherstätte“ und „Gemäß der Richtlinie xxxx/xx/EG zugelassenen Speicherstätte für die geologische Speicherung von Treibhausgasen“ verbunden. Für diese soll gemäß Artikel 10a Abs. 2 des Entwurfes keine Zuteilung von kostenlosen Zertifikaten erfolgen.

Ferner sind keine Emissionsberechtigungen für abgeschiedene, gespeicherte CO<sub>2</sub>-Mengen im Rahmen der Emissionsberichterstattung abzugeben. Im Zusammenhang mit der Versteigerung von Emissionszertifikaten wird festgelegt, dass mindestens 20 % der Einkünfte unter anderem zu Abscheidung und geologischen Speicherung von Treibhausgasen, insbesondere aus Kohlekraftwerken zu verwenden sind (Artikel 10 Abs. 3 c).

### **III. Für CCS-Vorhaben beachtlicher gemeinschaftsrechtlicher [Rechts-]Rahmen gem. Richtlinievorschlag KOM(2008) 18 endg. vom 23. Januar 2008**

Der künftig für CCS-Vorhaben beachtliche gemeinschaftsrechtliche Ordnungsrahmen lässt sich, entsprechend den praktisch-technischen Phasen des CCS-Verfahrens<sup>27</sup> in drei große Regelungskomplexe unterteilen, die sich (A) auf die Abscheidung, (B) auf den Transport von CO<sub>2</sub> in Pipelines und schließlich (C) auf die Speicherung des Kohlendioxids beziehen.<sup>28</sup>

Dabei stehen die folgenden Ausführungen zu den Inhalten im Einzelnen bis auf weiteres noch unter dem weit zu fassenden Vorbehalt der Verabschiedung durch die Rechtsetzungsorgane der EG und mithin auch unter dem Vorbehalt von im legislativen Verfahren zu erwartenden inhaltlichen Änderungen.

#### **A. Künftiger Gemeinschaftsrechtsrahmen für die Abscheidung von CO<sub>2</sub>**

Der künftige, gemeinschaftsrechtliche Rahmen für die erste Phase von CCS-Verfahren (Abscheidung) soll, zumindest soweit es sich um die industrielle Abscheidung bzw. die Gewinnung von CO<sub>2</sub> aus industriellen Vorgängen handelt, dem Regime der Richtlinie 96/61/EG<sup>29</sup>

<sup>27</sup> Vgl. dazu im Einzelnen: Dietrich, CO<sub>2</sub> -Abscheidung und Ablagerung (CAA) im deutschen und europäischen Energieweltrecht, Baden-Baden 2007, S. 27 ff.; Much, ZUR 2007, 130 (130 f.); Haver/Bugge, JEEPL 2007, 367 (367). Vgl. außerdem die Ausführungen im 1. Teil des vorliegenden Gutachtens - Meeresökologische und geologische Anforderungen.

<sup>28</sup> Ebenso: Purdy/Havercroft, JEEPL 2007, 353 (363 f.).

<sup>29</sup> Befürwortend: Purdy/Havercroft, JEEPL 2007, 353 (363).

(IVU-Richtlinie) unterworfen werden. Dieses sieht vor, dass die Betreiber von besonders verschmutzungsintensiven Anlagen und/oder Vorhaben nach dem Verursacherprinzip für die Vermeidung oder Verminderung der von ihnen verursachten Umweltbeeinträchtigungen verantwortlich gemacht werden und für diese Sorge zu tragen haben. Die Bestimmungen dieser Richtlinie sind zuvörderst auf „die Vermeidung, Verminderung und, soweit wie möglich, auf die Beseitigung [...] [von Umweltverschmutzungen] durch Maßnahmen, vorzugsweise an der Quelle selbst, sowie auf eine umsichtige Bewirtschaftung der Ressourcen an Rohstoffen gerichtet, wobei das Verursacher- und Vorsorgeprinzip gelten.“<sup>30</sup> Den Kern der Regelungen stellen neben der Verfolgung eines medienübergreifenden, integrierten Ansatzes namentlich die Errichtung eines Genehmigungsvorbehaltes für Anlagen (Art. 4 ff. der Richtlinie 1996/61/EG) sowie die Orientierung an den durch die besten verfügbaren Techniken und Umweltqualitätsnormen gesetzten Standards (Art. 10 ff. der Richtlinie 1996/61/EG) dar. Diese sogen. „integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzungen betrifft in sachlicher Hinsicht industrielle und landwirtschaftliche Tätigkeiten mit hohem Verschmutzungspotential, welche im Einzelnen in Anhang I der Richtlinie aufgeführt sind (z.B. Energiewirtschaft, Herstellung und Verarbeitung von Metallen, Mineral verarbeitende Industrie, chemische Industrie, Abfallbehandlung und Tierhaltung). Genehmigungen nach der IVU-Richtlinie können nur erteilt werden, wenn die in der Richtlinie näher bestimmten Umweltauflagen erfüllt sind.

Durch die in Art. 30 des Richtlinienvorschlags zur Ermöglichung der umweltsicheren geologischen Speicherung von Kohlendioxid in der EU vom 23. Januar d.J. vorgesehene Änderung des Anhangs I der IVU-Richtlinie 96/61/EG findet das IVU-Regime künftig auch zumindest auf Tätigkeiten der industriellen Kohlendioxidabscheidung ausdrücklich Anwendung.<sup>31</sup> Diese werden künftig unter Ziffer 6.9 des Anhangs I den Regelungen der IVU-Richtlinie unterworfen und damit insbesondere auch genehmigungspflichtig.

Daneben unterfallen Einrichtungen zur Abscheidung von CO<sub>2</sub> künftig auch den weitergehenden Vorschriften der Richtlinie 85/337/EG (UVP-Richtlinie) und lösen mithin die gemeinschaftliche Pflicht zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung bei der Genehmigung entsprechender Anlagen und Vorhaben aus. Art. 29 des Vorschlags für eine Richtlinie

---

<sup>30</sup> Ziffer 1 der Erwägungsgründe zur Richtlinie 1996/61/EG, ABl. EG Nr. L 257 vom 10.10.1996, S. 26.

<sup>31</sup> Vorgesehene Ergänzung in Anhang I der Richtlinie 96/61/EG: „6.9 Abscheidung von CO<sub>2</sub>-Strömen aus unter diese Richtlinie fallenden Anlagen für die Zwecke der geologischen Speicherung gemäß der Richtlinie XX/XX/EG des Europäischen Parlaments und des Rates.“

des Europäischen Parlaments und des Rates über die geologische Speicherung von Kohlendioxid, KOM(2008) 18 endg., schreibt insofern vor:

*„Die Richtlinie 85/337/EWG wird wie folgt geändert:*

(1) *Anhang I wird wie folgt geändert:*

(a) *Nummer 16 erhält folgende Fassung:*

*„16. Gas-, Öl- und Chemikalienpipelines sowie Pipelines für den Transport von Kohlendioxidströmen zum Zwecke der geologischen Speicherung mit einem Durchmesser von mehr als 800 mm und einer Länge von mehr als 40 km einschließlich der zugehörigen Verdichterstationen.“*

(b) *Folgende Nummern 23 und 24 werden angefügt:*

*„23. Speicherstätten gemäß der Richtlinie XX/XX/EG des Europäischen Parlaments und des Rates.*

*24. Anlagen für die Abscheidung von CO<sub>2</sub>-Strömen zum Zwecke der geologischen Speicherung gemäß der Richtlinie XX/XX/EG des Europäischen Parlaments und des Rates aus unter diesen Anhang fallenden Anlagen oder mit einer jährlichen CO<sub>2</sub>-Abscheidung von insgesamt mindestens 1,5 Megatonnen.*

(2) *In Anhang II wird folgender Buchstabe j angefügt:*

*„j) Anlagen für die Abscheidung von CO<sub>2</sub>-Strömen zum Zwecke der geologischen Speicherung gemäß der Richtlinie XX/XX/EG des Europäischen Parlaments und des Rates aus nicht unter Anhang I dieser Richtlinie fallenden Anlagen.“*

Bereits an dieser Stelle ist hervorzuheben, dass die UVP-Pflichtigkeit von CCS-Vorhaben sich demnach nicht auf die Abscheidungsphase beschränkt, sondern vielmehr eine umfassende Prüfungspflicht ist, die auch den Transport von CO<sub>2</sub> in Pipelines zu den Speicherstätten (B) sowie darüber hinaus auch die Einrichtung bzw. Inbetriebnahme der Speicherstätte selbst (C) betrifft.

## **B. Künftiger Gemeinschaftsrechtsrahmen für den Pipeline-Transport von CO<sub>2</sub>**

Der Transport von CO<sub>2</sub> durch Pipelines (jedoch auch nur durch diese) zu den Speicherstätten wird aufgrund der in Art. 29 des Richtlinienvorschlags zur Ermöglichung der umweltsicheren geologischen Speicherung von Kohlendioxid in der EU vorgesehenen Anpassung des Anhangs I zur UVP-Richtlinie 85/337/EG ebenfalls ausdrücklich einer gemeinschaftsrechtlichen UVP-Pflicht unterworfen.

### C. Geplanter Gemeinschaftsrechtsrahmen für die Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund

Der Richtlinienentwurf zur Ermöglichung der umweltsicheren geologischen Speicherung von Kohlendioxid in der EU vom 23. Januar d.J. soll die bislang vom Gemeinschaftsrecht nicht erfasste bzw. umfassend geregelte Phase der CO<sub>2</sub>-Speicherung in geologischen Formationen (vgl. Art. 1 Nr. 1 des Entwurfs) regulieren und sieht hierfür die Einführung verschiedener Instrumente vor. Der Rechtsrahmen steht unter der Zielvorgabe, dass geologische CO<sub>2</sub>-Speicherung so weit wie möglich unter Vermeidung nachteiliger Auswirkungen für die Umwelt und unter Vermeidung jeglichen Risikos für die menschliche Gesundheit durchgeführt werden soll (Art. 1 Nr. 2 des Entwurfs).

#### 1) Anwendungsbereich und Umfang des Regelungsrahmens nach dem Richtlinienentwurf

Der Richtlinienentwurf macht klar, dass der zu etablierende Rechtsrahmen für eine auf Dauer angelegte, geologische Speicherung gelten soll, und zwar unabhängig davon, ob diese im terrestrischen oder aber im marinen Bereich angesiedelt wird. Der räumliche Geltungsbereich des Richtlinienentwurfs erstreckt sich nach Art. 2 Nr. 1 auf das gesamte Hoheitsgebiet der EU-Mitgliedstaaten sowie die Bereiche, in denen ihnen begrenzte Hoheitsrechte zustehen, namentlich auf die ausschließlichen Wirtschaftszonen und die Festlandsockelbereiche der EU-Mitgliedstaaten im Sinne des Seerechtsübereinkommens der Vereinten Nationen von 1982 (SRÜ). Gem. Art. 2 Nr. 3 des Entwurfs sollen Speichervorhaben in geologischen Formationen, die sich über den in Art. 2 Abs. 1 bezeichneten Bereich hinaus erstrecken, nicht zulässig sein. Demgegenüber unterliegt die Speicherung von CO<sub>2</sub> in vollständig außerhalb des in Art. 2 Nr. 1 bezeichneten Gebiets gelegenen geologischen Formationen, namentlich im Bereich der Hohen See, überhaupt nicht den gemeinschaftsrechtlichen Regulierungen. Hier bestehen für die Staaten ausschließlich die im 1. Kapitel erläuterten Einschränkungen und Vorgaben bei der Speicherung von Kohlendioxid im dortigen Meeresuntergrund. Eine Privilegierung besteht gem. Art. 2 Nr. 2 des Richtlinienentwurfs für die geologische Speicherung von CO<sub>2</sub> zu Forschungszwecken bzw. zur Entwicklung oder Erprobung neuer Produkte und Verfahren.

Der EG-Richtlinienentwurf füllt die völkerrechtlichen Vorgaben zur Zulässigkeit der CO<sub>2</sub>-Speicherung innerhalb des in Art. 2 Nr. 1, 3 bezeichneten Bereiches näher aus und schränkt

die rechtlichen Möglichkeiten zur CO<sub>2</sub>-Speicherung insofern gegenüber den völkerrechtlichen Regelungen zum Teil noch weiter ein.<sup>32</sup>

Die Einbringung von CO<sub>2</sub> in die bzw. in der Wassersäule wird gemeinschaftsrechtlich verboten (Art. 2 Nr. 4 des Entwurfs). Eine Ausnahme enthält der Richtlinienentwurf indes für die geologische Speicherung von Kohlendioxid zu Forschungs- oder Entwicklungszwecken (Art. 2 Nr. 5): auf diese soll der aufgestellte Gemeinschaftsrechtsrahmen keine Anwendung finden. Diese Regelungen entsprechen inhaltlich den internationalen Vorgaben.

Art. 3 des Richtlinienentwurfs enthält eine Reihe von Begriffsdefinitionen, die dazu beitragen, das gemeinschaftliche CCS-Regime und seinen Anwendungsbereich zu anderen Regimen des EG-Rechts abzugrenzen.<sup>33</sup>

## 2) Der Regelungsrahmen für die Speicherung im Überblick

Im Weiteren enthält der Richtlinienvorschlag Regelungen

---

<sup>32</sup> Vgl. dazu im Einzelnen die Ausführungen zur völkerrechtlichen Zulässigkeit der Speicherung von CO<sub>2</sub> im Bereichen der Hohen See, insbes. nach OSPAR- und Londoner Übereinkommen nebst Londoner Protokoll, im 1. Kapitel dieses Teils des Gutachtens.

<sup>33</sup> Auszug aus dem Text:

„Für die Zwecke dieser Richtlinie gelten folgende Begriffsbestimmungen:

- (1) „geologische Speicherung von CO<sub>2</sub>“: die Injektion und Speicherung von CO<sub>2</sub>-Strömen in unterirdischen geologischen Formationen;
- (2) „Wassersäule“: die vertikal kontinuierliche Wassermasse eines Wasserkörpers von der Oberfläche bis zu den Bodensedimenten;[...]
- (4) „geologische Formation“: eine lithostratigrafische Untergliederung, innerhalb deren einzelne Gesteinsbänke abgegrenzt und kartiert werden können;
- (5) „Leckage“: der Austritt von CO<sub>2</sub> aus dem Speicherkomplex;
- (6) „Speicherkomplex“: die Speicherstätte und die umliegenden geologischen Ausbildungen, die die allgemeine Speicherintegrität und die Speichersicherheit beeinflussen (d. h. sekundäre Rückhalteformationen);[...]
- (9) „Betreiber“: jede natürliche oder juristische Person des privaten oder öffentlichen Rechts, die die Speicherstätte betreibt oder kontrolliert oder der nach einzelstaatlichem Recht die maßgebliche wirtschaftliche Verfügungsmacht über den technischen Betrieb der Speicherstätte übertragen wurde. Dabei kann es sich von den Vorarbeiten für die Speicherung bis zur Nachsorgephase um unterschiedliche Personen handeln;
- (10) „Speichergenehmigung“: eine schriftliche, begründete Entscheidung zur Genehmigung der geologischen Speicherung von CO<sub>2</sub> in einer Speicherstätte, die von der zuständigen Behörde gemäß dieser Richtlinie erteilt wurde;
- (11) „wesentliche Änderung“: eine Änderung, die beträchtliche Auswirkungen auf die Umwelt haben kann;
- (12) „CO<sub>2</sub>-Strom“: ein Stofffluss, der sich aus den Verfahren der Kohlendioxidabscheidung ergibt;
- (13) „Abfall“: alle Stoffe, die in Artikel 1 Absatz 1 Buchstabe a der Richtlinie 2006/12/EG als Abfall definiert sind; [...]

- zur Auswahl und Untersuchung der für die geologische CO<sub>2</sub>-Speicherung geeigneten Speicherstätten (Kap. 2, Art. 4 und 5), wobei letztere unter einen Erlaubnisvorbehalt durch die zuständigen Behörden der Mitgliedstaaten gestellt wird<sup>34</sup>;
- zu der erforderlichen Speichergenehmigung sowie zu den Voraussetzungen des Genehmigungsverfahrens (Kap. 3, Art. 6 bis 11), die das Kernstück des rechtlichen Rahmens darstellen;
- zum Betrieb und der Versiegelung der Speicherstätte sowie zu den weitergehenden Betreiber- und Behördenpflichten (Überwachungs- und Berichtspflicht des Betreibers, Art. 13, 14; Versiegelung der Speicherstätte, Art 17; Inspektion durch die zuständigen Behörden, Art. 15; Maßnahmen im Fall von Leckage, Art. 16; Übergang der Verantwortung vom Betreiber auf die zuständigen Behörden, Art. 18; Sicherheitsmaßnahmen für versiegelte Speicherstätten, Art. 19) sowie
- zum Zugang Dritter zu Transportnetzen und Speicherstätten (Kap. 5)

In den Artikeln 22 bis 28 enthält der Richtlinienentwurf allgemeine Regelungen über die von dem Mitgliedstaaten zu bestimmenden, zuständigen Behörden (Art. 22), zur grenzüberschreitenden Zusammenarbeit unter den Mitgliedstaaten (Art. 23), der Einrichtung von Lageregistern versiegelter CO<sub>2</sub>-Speicherstätten in den Mitgliedstaaten (Art. 24), zur Einführung einer regelmäßigen und turnusgemäßen Berichtspflicht der Mitgliedstaaten gegenüber der Kommission über die Speicherungen in ihrem Hoheitsbereich (Art. 25) sowie zur Verpflichtung der Mitgliedstaaten zur Einführung von Sanktionen und Bußvorschriften für den Fall von Verstößen gegen den Rechtsrahmen für CCS (Art. 26).

---

<sup>34</sup> Vgl. dazu die Definitionen in Art. 3 des Richtlinienentwurfs:

[...] (3) „Speicherstätte“: eine besondere geologische Formation, die für die geologische Speicherung von CO<sub>2</sub> genutzt wird; [...]

(7) „Exploration“: Beurteilung potenzieller Lagerkomplexe nach einem spezifischen Verfahren, das auch Tätigkeiten wie die Erstellung geologischer Gutachten durch physische oder chemische Mittel und Bohrungen umfasst, mit denen geologische Daten über die Schichtung in der potenziellen Lagerstätte erhoben werden sollen;

(8) „Explorationsgenehmigung“: eine schriftliche, begründete Entscheidung zur Genehmigung der Exploration, die von der zuständigen Behörden gemäß dieser Richtlinie erteilt wurde;[...]

### **3) Im Einzelnen: Erlaubnisverfahren und Betrieb von Speicherstätten**

#### **a) Erlaubnisverfahren (Art. 6 ff.)**

Art. 6 Nr. 1 des Richtlinienentwurfs verbietet jede Speicherung von CO<sub>2</sub> ohne Erlaubnis. Das Verfahren soll jedem, der über die entsprechenden Möglichkeiten zur Durchführung der CO<sub>2</sub>-Speicherung verfügt, zugänglich sein und auf objektiven und öffentlich zu machenden Kriterien beruhen (Art. Nr.2).

Art. 7 zählt sodann die verpflichtenden Angaben auf, die in dem zu stellenden Antrag auf Erteilung der Speicherungserlaubnis enthalten sein müssen: Dabei sind neben der Bezeichnung des Antragstellers und – im Falle des Auseinanderfallens der Person – auch des Speicherstättenbetreibers besonders hervorzuheben:

- Nachweis über die technischen Fähigkeiten des Antragstellers und/oder Betreibers (Ziff. 2),
- Bezeichnung und Nachweis über Eignung der Speicherstätte gemäß Art. 4 Abs. 2 und 3 des Richtlinienentwurfs und genaue Angaben zu der Gesamtmenge und der Zusammensetzung des zu speichernden Kohlendioxids, des Kohlendioxidstroms und zu den Einspeisungsraten (Ziff. 4).

Des Weiteren soll der Antrag u.a. auch einen Monitoring-Plan, einen Plan über Sicherungsmaßnahmen nach Art. 16 des Richtlinienentwurfs, einen vorläufigen Plan für die Phase nach Versiegelung der Speicherstätte enthalten.

Die materiellen Voraussetzungen für die Erteilungen einer Speichererlaubnis regelt Art. 8 des Richtlinienentwurfs. Danach darf die Erlaubnis nur erteilt werden, wenn

1. die zuständige Behörde festgestellt hat, dass alle in dem Richtlinienentwurf enthaltenen, materiellen Bedingung erfüllt sind und dass die Speicherstätte unter der Verantwortung einer (natürlichen) Person, die über die dazu erforderlichen technischen Fähigkeiten verfügt und die Speicherstätte zuverlässig führen kann, betrieben wird. Die Erlaubnis setzt die Durchführung von professionellen und technischen Schulungen der verantwortlichen Person und des Personals voraus (Ziff. 1 (a));
2. die Kommission zu dem Entwurf der behördlichen Erlaubnis Stellung genommen hat und
3. die zuständige Behörde die Stellungnahme der Kommission auch in ihre Entscheidung hat einfließen lassen.

Die beiden letzten Voraussetzungen der Erlaubniserteilung nehmen Bezug auf Art. 10 des Richtlinienentwurfs, in dem ein Informations- und Beteiligungsrecht der Kommission einge-

richtet wird, um die Kohärenz der CCS-Vorhaben innerhalb der EU auf dem Gemeinschaftsniveau zu gewährleisten.<sup>35</sup>

Die Einzelheiten der Erlaubnis werden durch Art. 9 bestimmt, d.s.:

- Name und Adresse des Betreibers;
- genaue Lage und Abgrenzung der Speicherstätte und des Speicherkomplexes;
- Angabe der erlaubten Gesamtmenge an CO<sub>2</sub>, das gespeichert werden darf und maximale Einspeisungsrate;
- Bestimmungen und Auflagen hinsichtlich der Zusammensetzung des CO<sub>2</sub>-Stroms und, falls erforderlich, Bestimmungen hinsichtlich der Einspeisungsrate;
- der bestätigte Monitoring-Plan, die Verpflichtung, diesen Plan zu erfüllen sowie Bestimmungen hinsichtlich dessen Anpassung gem. Art. 13 des Richtlinienentwurfs sowie Bestimmung hinsichtlich der Berichtspflicht;
- die Verpflichtung, die zuständige Behörde im Fall bedeutsamer Unregelmäßigkeiten/Störungen oder Leckagen zu unterrichten;
- Plan über Sicherungsmaßnahmen nach Art. 16 des Richtlinienentwurfs sowie die Verpflichtung, diesen Plan zu erfüllen und im Falle bedeutsamer Unregelmäßigkeiten/Störungen oder Leckagen Schutzmaßnahmen und Sicherungsmaßnahmen zu ergreifen;
- Bestimmungen über die Versiegelung und Bestimmungen für die Phase nach Versiegelung der Speicherstätte;
- Bestimmungen über Änderung, Revision, Erneuerung oder Rücknahme der Speichererlaubnis<sup>36</sup>;

---

<sup>35</sup> Art. 10 lautet: „Überprüfung der Genehmigungsentwürfe durch die Kommission

1. Die Mitgliedstaaten setzen die Kommission über alle Entwürfe von Speichergenehmigungen, die Anträge auf eine Genehmigung und die sonstigen Unterlagen, die die zuständige Behörde bei Annahme ihres Entscheidungsentwurfs berücksichtigt hat, in Kenntnis. Binnen sechs Monaten nach ihrer Vorlage bei der Kommission kann diese zu den Genehmigungsentwürfen Stellung nehmen.

2. Die zuständige Behörde teilt der Kommission die endgültige Entscheidung mit und begründet etwaige Abweichungen vom Standpunkt der Kommission.“

<sup>36</sup> Nähere Bestimmungen hierzu werden in Art. 11 des Richtlinienentwurfs getroffen, der lautet: „Änderungen, Überprüfung, Aktualisierung und Entzug von Speichergenehmigungen

1. Der Betreiber unterrichtet die zuständige Behörde über geplante Änderungen im Betrieb der Speicherstätte. Gegebenenfalls aktualisiert die zuständige Behörde die Speichergenehmigung oder die Genehmigungsauflagen.

- Auflagen hinsichtlich der Leistung finanzieller Sicherheiten.

**b) Betrieb von Speicherstätten (Art. 12 ff.)**

Regelungen über die Einzelheiten des Betriebs der Speicherstätten sind in den Art. 12 ff. des Richtlinienentwurfs enthalten. Art. 12 Abs. 1 des Richtlinienentwurfs bestimmt, dass ein CO<sub>2</sub>-Strom überwiegend aus Kohlendioxid bestehen muss und dass die Mitgliedstaaten demzufolge sicherzustellen haben, dass keine Abfälle oder anderen Stoffe zwecks Entsorgung hinzugefügt werden. Ein CO<sub>2</sub>-Strom darf jedoch zufällig anfallende Stoffe aus der Quelle oder aus dem Abscheidungs- oder Injektionsverfahren enthalten. Die Konzentrationen solcher Stoffe dürfen ein Niveau nicht überschreiten, das die Integrität der Speicherstätte und der einschlägigen Transportinfrastruktur beeinträchtigen und ein wesentliches Risiko für die Umwelt darstellen oder gegen geltendes Gemeinschaftsrecht verstößen würde (Art. 12 Abs. 1 Satz 4).

Diese Regelung muss sich an der völkerrechtlichen Verpflichtung zur Minimierung zwangsläufiger Beimengungen messen lassen, wie sie durch Anhang 1 Nr. 4.2 zum Londoner Protokoll aufgestellt wird.<sup>37</sup> An diese Verpflichtung sind die EG-Mitgliedstaaten, soweit sie Vertragsparteien des Londoner Übereinkommens und des Londoner Protokolls sind, unmittelbar völkerrechtlich gebunden. Da die Umsetzung dieser Verpflichtung aufgrund der Übertragung von Hoheitsrechten der Mitgliedstaaten gem. Art. 175 EGV durch Gemeinschaftsrecht erfolgt, müssen die Mitgliedstaaten im Legislativverfahren der EG dafür Sorge tragen, dass Art. 12 Abs. 1 des Richtlinienentwurfs KOM (2008) 18 endg. der völkerrechtlichen Verpflichtung entspricht, wobei eine strengere Regelung freilich nicht schädlich wäre. Ein Vergleich des

2. Die Mitgliedstaaten sorgen dafür, dass keine wesentliche Änderung vorgenommen wird, ohne dass eine neue Speichergenehmigung gemäß dieser Richtlinie ausgestellt wird.

3. Die zuständige Behörde prüft und aktualisiert oder entzieht erforderlichenfalls die Speichergenehmigung,

- (a) wenn ihr wesentliche Unregelmäßigkeiten oder Leckagen gemäß Artikel 16 Absatz 1 gemeldet wurden;
- (b) wenn aus den gemäß Artikel 14 vorgelegten Berichten oder aus den gemäß Artikel 15 durchgeführten Umweltinspektionen hervorgeht, dass die Genehmigungsauflagen nicht beachtet wurden oder dass das Risiko wesentlicher Unregelmäßigkeiten oder Leckagen besteht;
- (c) wenn ihr ein anderer Verstoß des Betreibers gegen die Genehmigungsauflagen bekannt ist;
- (d) unbeschadet der Buchstaben a bis c alle fünf Jahre.

4. Nach dem Entzug einer Genehmigung gemäß Absatz 3 stellt die zuständige Behörde entweder eine neue Speichergenehmigung aus oder sie schließt die Speicherstätte gemäß Artikel 17 Absatz 1 Buchstabe c. Bis zur Ausstellung einer neuen Speichergenehmigung übernimmt die zuständige Behörde die Verantwortung für die Speicherstätte, einschließlich aller damit verbundenen rechtlichen Verpflichtungen. Soweit möglich fordert die zuständige Behörde etwa verauslagte Kosten vom früheren Betreiber zurück.”

<sup>37</sup> Vgl. dazu 1. Kapitel, B 2. a) bb) und cc).

Wortlauts von Art. 12 Abs. 1 des von der Kommission vorgelegten EG-Richtlinienentwurfs mit der Bestimmung des Nr. 4.2 im Anhang 1 zum Londoner Protokoll zeigt, dass es sich bei der vorgeschlagenen EG-Regelung bereits um eine wortlautidentische Umsetzung der für die EG-Mitgliedstaaten unmittelbar und für die EG mittelbar bestehenden, völkerrechtlichen Verpflichtung handelt.<sup>38</sup> Art. 12 Abs. 1 Satz 4 des EG-Richtlinienentwurfs konkretisiert die völkerrechtliche Verpflichtung aus dem Londoner Protokoll dabei kraft gemeinschaftsrechtlicher Verbindlichkeit gegenüber den Mitgliedstaaten in zulässiger Weise. Bei der Umsetzung der gemeinschaftsrechtlichen Vorgaben in nationales Recht müssen die Mitgliedstaaten im Übrigen die Richtlinien nach dem Londoner Protokoll<sup>39</sup> kraft eigener, unmittelbarer völkerrechtlicher Bindung beachten und bei der Ausgestaltung und Anwendung ihrer zukünftigen, einschlägigen nationalen Bestimmungen ergänzend heranziehen.

Des Weiteren müssen die Mitgliedstaaten sicherstellen, dass der Betreiber der Speicherstätte spätestens im Zeitpunkt der ersten Einspeisung durch eine geeignete Dokumentation nachweist, dass die Speicherstätte den konkret in Frage stehenden CO<sub>2</sub>-Strom aufnehmen und in Übereinstimmung mit den in der Erlaubnis festgesetzten Bestimmungen speichern kann und dass der Betreiber einen Nachweis über Menge und Zusammensetzung des eingespeisten CO<sub>2</sub>-Stroms (Herkunft, chemische Zusammensetzung) sowie über die Identität der Produzenten des CO<sub>2</sub> und der Transportpersonen führen kann (vgl. Art. 12).

Hinzuweisen sei an dieser Stelle auch auf die schon Monitoring- und Berichtspflichten des Betreibers in Art. 13 und 14 des Richtlinienentwurfs, bezüglich derer Einzelheiten auf den Wortlaut dieser Vorschriften genommen wird.<sup>40</sup>

<sup>38</sup> Anlage 1 Nr. 4 lautet:

„Carbon dioxide streams referred to in paragraph 1.8 may only be considered for dumping, if : [...]”

2. they consist overwhelmingly of carbon dioxide. They may contain incidental associated substances derived from the source material and the capture and sequestration process used [...]”

Art. 12 Abs. 1 des Richtlinientwurfs KOM(2008) 18 endg. lautet in englischer Sprache:

„A CO<sub>2</sub> stream shall consist overwhelmingly of carbon dioxide. [...] However, a CO<sub>2</sub> stream may contain incidental associated substances from the source, capture or injection process. Concentrations of those substances shall be below levels that would adversely affect the integrity of the storage site and relevant transport infrastructure and pose a significant risk to the environment or breach the requirements of applicable Community legislation.” [Hervorhebungen nicht im Original]

<sup>39</sup> Siehe oben, 1. Kapitel, B 2. a) cc) (3) (g).

<sup>40</sup> Dieser lautet: „Artikel 13 - Überwachung

1. Die Mitgliedstaaten sorgen dafür, dass der Betreiber die Injektionsanlagen, den Speicherkomplex (einschließlich, soweit möglich, der CO<sub>2</sub>-Fahne) und gegebenenfalls das unmittelbare Umfeld zu folgenden Zwecken überwacht:

Art. 15 und 16 sehen schließlich regelmäßige, mindestens jährliche, Inspektionen der Speicherstätten durch die zuständigen Behörden der Mitgliedstaaten vor und verpflichten letztere, für den Fall bedeutender Störungen oder Leckagen geeignete Sicherungs- und Abwehrmaßnahmen vorzusehen und diese auch zu ergreifen.

Bezüglich der Einzelheiten hinsichtlich der Versiegelung und der Überwachung der versiegelten Speicherstätte, die in Art. 17 reguliert werden, wird Bezug genommen auf den Wortlaut und Inhalt dieser Vorschrift.<sup>41</sup>

---

- (a) Vergleich zwischen dem tatsächlichen und dem modellierten Verhalten des CO<sub>2</sub> in der Speicherstätte;
- (b) Feststellung der Migration von CO<sub>2</sub>;
- (c) Feststellung von CO<sub>2</sub>-Leckagen;
- (d) Feststellung wesentlicher Beeinträchtigungen der näheren Umgebung, von Bevölkerungsgruppen oder von Nutzern der umliegenden Biosphäre;
- (e) Bewertung der Wirksamkeit von gemäß Artikel 16 getroffenen Abhilfemaßnahmen;
- (f) Bewertung, ob das gespeicherte CO<sub>2</sub> für unabsehbare Zeit vollständig zurückgehalten wird.

2. Der Überwachung liegt ein Überwachungsplan zugrunde, den der Betreiber nach den Kriterien in Anhang II aufgestellt hat und der der zuständigen Behörde gemäß Artikel 7 Nummer 5 vorgelegt und gemäß Artikel 9 Nummer 5 von dieser genehmigt wurde. Der Plan wird nach den Kriterien in Anhang II, in jedem Fall jedoch alle fünf Jahre aktualisiert, um der technischen Entwicklung Rechnung zu tragen. Aktualisierte Pläne werden der zuständigen Behörde zur Genehmigung unterbreitet.

#### Artikel 14 – Berichterstattung

Der Betreiber übermittelt der zuständigen Behörde in Zeitabständen, die von dieser festzulegen sind, mindestens jedoch einmal jährlich

- (1) alle im Berichtszeitraum ermittelten Ergebnisse der Überwachung gemäß Artikel 13;
- (2) die gemäß Artikel 12 Absatz 2 Buchstabe b aufgezeichneten Mengen und Merkmale der im Berichtszeitraum gelieferten CO<sub>2</sub>-Ströme mit Angabe der Herkunft, der Zusammensetzung und des Namens der Unternehmen, die die CO<sub>2</sub>-Ströme erzeugt und transportiert haben;
- (3) den Nachweis der Aufrechterhaltung der finanziellen Sicherheit gemäß Artikel 19 und Artikel 9 Nummer 9;
- (4) alle weiteren Angaben, die die zuständige Behörde für die Zwecke der Überprüfung der Einhaltung der Genehmigungsauflagen und Verbesserung der Erkenntnisse über das Verhalten des CO<sub>2</sub> in der Speicherstätte für sinnvoll hält.

#### <sup>41</sup> Artikel 17 – Schließung und Nachsorgeverpflichtungen

- 1. Eine Speicherstätte oder ein Teil davon wird geschlossen,
  - (a) wenn die entsprechenden, in der Genehmigung genannten Bedingungen erfüllt sind;
  - (b) vorbehaltlich der Erlaubnis der zuständigen Behörde: wenn der Betreiber dies wünscht;
  - (c) wenn die zuständige Behörde dies nach Entzug einer Speichergenehmigung gemäß Artikel 11 Absatz 3 beschließt.

2. Nach der Schließung einer Speicherstätte gemäß Absatz 1 Buchstabe a oder b bleibt der Betreiber so lange für die Wartung, Überwachung, Kontrolle, Berichterstattung und Abhilfemaßnahmen nach dieser Richtlinie sowie für alle damit verbundenen Verpflichtungen aus anderen einschlägigen EU-Rechtsvorschriften verantwortlich, bis gemäß Artikel 18 Absätze 1 bis 4 die Verantwortung für die

Festgehalten werden muss abschließend noch, dass wie bereits erwähnt, auch die Inbetriebnahme bzw. der Betrieb von Speicherstätten als solche künftig gem. des zu ändernden Anhangs I zur UVP-Richtlinie 85/337/EG einer gemeinschaftsrechtlichen UVP-Pflicht unterliegen (vgl. oben, A. und B.).

#### **IV. Zusammenfassung und Ausblick**

##### **A. Zusammenfassung des Regelungsgehaltes des CCS-Richtlinienvorschlags KOM(2008) 18 endg. vom 23. Januar 2008.**

Mit dem *Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über die geologische Speicherung von Kohlendioxid, KOM(2008) 18 endg.*, wird unter Beachtung und weitreichender Kongruenz mit den im 1. Kapitel besprochenen völkerrechtlichen Vorgaben, die sich z.T. auch unmittelbar an die EG als in Europa insofern für die Umsetzung zuständige Vollzugsebene richten, ein selbständiger und kohärenter Regelungsrahmen für CCS geschaffen.

Dieser verpflichtet – vorbehaltlich seiner Annahme durch die Rechtsetzungsorgane der EG und etwaiger, im legislativen Verfahren der EG noch zu erwartender Änderungen – die EU-Mitgliedstaaten zur Umsetzung der Inhalte in ihr nationales Recht und damit letztlich auch zur Schaffung eines eigenen CCS-Regimes. Dabei verbleibt den Mitgliedstaaten freilich der durch Art. 249 Abs. 3 EGV eingeräumte Spielraum bei der Umsetzung in nationales Recht. Hinsichtlich des räumlichen Geltungsbereichs gestaltet sich der Richtlinienentwurf als deckungsgleich mit den erörterten, seevölkerrechtlichen Übereinkommen; er bezieht sich auch auf die Bereiche von AWZ und Festlandsockel der EU-Mitgliedstaaten.

---

Speicherstätte der zuständigen Behörde übertragen wird. Der Betreiber trägt auch die Verantwortung für die Abdichtung der Speicherstätte und den Abbau der Injektionsanlagen.

3. Die in Absatz 2 genannten Verpflichtungen werden auf der Grundlage eines vom Betreiber nach bewährten Verfahren konzipierten Nachsorgeplans in Einklang mit Anhang II Ziffer 2 erfüllt. Ein vorläufiger Nachsorgeplan wird der zuständigen Behörde gemäß Artikel 7 Nummer 7 vorgelegt und gemäß Artikel 9 Nummer 7 von dieser genehmigt. Vor der Schließung einer Speicherstätte gemäß Absatz 1 Buchstabe a oder b wird der vorläufige Nachsorgeplan

- (a) erforderlichenfalls und besonders im Hinblick auf bewährte Verfahren aktualisiert;
- (b) der zuständigen Behörde vorgelegt; und
- (c) von der zuständigen Behörde als der endgültige Nachsorgeplan angenommen.

4. Nach Schließung einer Speicherstätte gemäß Absatz 1 Buchstabe c trägt die zuständige Behörde weiterhin die Verantwortung für die Wartung, Überwachung, Kontrolle und Abhilfemaßnahmen nach dieser Richtlinie sowie für alle damit verbundenen Verpflichtungen aus anderen einschlägigen EU-Rechtsvorschriften. Die Nachsorgeanforderungen gemäß dieser Richtlinie werden auf der Grundlage des vorläufigen Nachsorgeplans erfüllt, der der zuständigen Behörde gemäß Artikel 7 Nummer 7 vorgelegt und von dieser gemäß Artikel 9 Nummer 7 angenommen wurde und der erforderlichenfalls aktualisiert wird.

Die gemeinschaftsrechtliche Regelung überlagert kraft des Vorrangs des Gemeinschaftsrechts die erörterten völkerrechtlichen Verpflichtungen der Mitgliedstaaten zum Teil und trifft inhaltlich sogar teilweise strengere Regelungen.

Die gemeinschaftsrechtliche Regelung grenzt den rechtlichen Rahmen gegenüber anderen umweltrelevanten Regelungsbereichen, z.B. gegenüber dem Abfallrecht, ausdrücklich und klar ab und schafft so ein in sich geschlossenes, spezifisches Regime für CCS.

Das angestrebte CCS-Regime der EG verfolgt das übergeordnete Ziel des Klima- und Umweltschutzes und folgt in seiner Struktur dem dreigliedrigen Verfahrensablauf von CCS: Abscheidung-Transport-Speicherung.

Abscheidung und Transport von Kohlendioxid werden durch eine ausdrückliche Änderung bzw. Anpassung des geltenden EG-Rechts den gemeinschaftsrechtlichen IVU- oder/und UVP-Pflichten unterworfen.

Die Speicherung von Kohlendioxid wird nunmehr einem eigenen, spezifischen Regelungsrahmen sowie ebenfalls einer gemeinschaftsrechtlichen UVP-Pflicht unterworfen.

Das Speicherungsregime folgt einem ordnungsrechtlichen Ansatz, der grundsätzlich nicht zwischen terristrischer und mariner Speicherung von Kohlendioxid unterscheidet und an die Grundsätze von Vorsorge und Gefahrvermeidung anknüpft.

CO<sub>2</sub>-Speicherung zu wissenschaftlichen Zwecken wird privilegiert und bleibt außerhalb des Anwendungsbereichs des gemeinschaftsrechtlichen Rechtsrahmens.

Der Begriff der „Speicherstätte“ steht sachlich im Zentrum der getroffenen Regelungen.

Das wichtigste Instrument der Regelungen stellt der Erlaubnisvorbehalt für die Durchführung von CO<sub>2</sub>-Speicherung dar; das Verfahren der Erlaubniserteilung wird detailliert und umfassend reguliert und damit EU-weit unter einheitliche, strenge Voraussetzungen gestellt.

Der Grundsatz der Betreiberverantwortlichkeit findet in den einzelnen Regelungen des Richtlinienentwurfs starken Niederschlag: Er wird umfassend behandelt und bezieht sich sowohl auf die Phase der Erforschung geeigneter Speicherstätten, die Phase ihres Betriebs als auch auf die nachgelagerte Phase der Versiegelung und etabliert weitreichende Monitoring-, Überwachungs- und Sicherungspflichten des Betreibers in allen Phasen.

Der Grundsatz der Betreiberverantwortlichkeit wird flankiert und verstärkt durch Kontrollrechte und -pflichten der Mitgliedstaaten sowie durch ein EU-weites Registrierungs- und Berichtssystem, in welchem der Kommission eine wichtige Rolle zukommt.

**B. Ausblick: Perspektiven für einen rechtlichen Mindestrahmen bei der künftigen Umsetzung in das nationale Recht der Bundesrepublik Deutschland**

Gemäß Art. 249 Abs. 3 EGV sind die Mitgliedstaaten – und damit auch die Bundesrepublik Deutschland – im Fall der Verabschiedung des beschriebenen Richtlinievorschlags *über die geologische Speicherung von Kohlendioxid* verpflichtet, die dargelegten Inhalte in ihr nationales Recht innerhalb einer noch festzusetzenden Frist umzusetzen. Hierzu könnte in der Bundesrepublik Deutschland, geht man von dem soeben dargestellten, derzeitigen Stand der gemeinschaftsrechtlichen Regelungsvorhaben aus, ggf. die Änderung einer Reihe von sachlich einschlägigen Gesetzen des Bundes und/oder der Länder notwendig werden. Auf die Frage, welche Gesetze im Einzelnen und inwieweit von einem derartigen Änderungsbedarf betroffen sein könnten, soll an dieser Stelle nicht näher eingegangen werden, da der Richtlinievorschlag KOM(2008) endg. zum einen das legislative Verfahren der EG noch nicht vollständig durchlaufen hat und somit noch Änderungen erfahren kann<sup>42</sup> und weil zum anderen die den Mitgliedstaaten durch Art. 249 Abs. 3 EGV eingeräumte Ausgestaltungsfreiheit hinsichtlich der Anpassung ihres nationalen Rechtsrahmens an die Inhalte einer künftigen CCS-Richtlinie nicht präjudiziert werden soll.

Auf der Basis der hier angestellten Erörterungen können aber bereits bei gegenwärtig noch nicht abgeschlossenem Rechtsetzungsverfahren der EG einige grundsätzliche Aussagen und Prognosen darüber getroffen werden, welche gemeinschaftsrechtlichen Vorgaben die Mitgliedstaaten der EU bei der Umsetzung einer CCS-Richtlinie künftig mit großer Wahrscheinlichkeit zu erfüllen haben werden.<sup>43</sup>

**1) Mehrschichtige Einengung der Spielräume bei der legislativen Umsetzung in der Bundesrepublik Deutschland**

Vor allem anderen ist festzuhalten, dass bei der Schaffung eines ordnungsrechtlichen Sicherheitsregimes für die Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund nicht nur die aus dem Ge-

---

<sup>42</sup> Bis zum Zeitpunkt der letzten Redaktion des vorliegenden Forschungsberichts im November 2008 stand der Richtlinievorschlag im Rat der Europäischen Union (Umwelt) zuletzt in der 2898. Sitzung am 20. Oktober 2008 auf der Tagesordnung. Im Europäischen Parlament lag er zu diesem Zeitpunkt zur Behandlung in Erster Lesung vor. Der aktuelle Stand des Legislativverfahrens der EG ist im Internet abrufbar unter <http://www.europarl.europa.eu/oeil/file.jsp?id=5588432>

<sup>43</sup> Zu möglichen Perspektiven bei der Schaffung eines nationalen Regelungsrahmens für CCS im deutschen Recht vgl. jedoch u.a.: Dietrich, CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Ablagerung (CAA) im deutschen und europäischen Energieumweltrecht“, Baden-Baden 2007; Much, ZUR 2007, 130.

meinschaftsrecht folgenden Maßgaben zu beachten sein werden, sondern dass *in mehrererlei Hinsicht* Beschränkungen für die Spielräume des deutschen Gesetzgebers bestehen.

**a) Beschränkung durch sachlich-inhaltliche Bindung an Vorgaben des Völkerrechts und europäischen Gemeinschaftsrechts**

Die Bundesrepublik Deutschland ist bei ihrer legislativen Tätigkeit im Rahmen der Schaffung eines künftigen, nationalen deutschen Ordnungsrahmens für die CO<sub>2</sub>-Speicherung im Meeresuntergrund sowohl an die im 1. Kapitel festgehaltenen Vorgaben des einschlägigen Völkerrechts<sup>44</sup> als auch – unter dem Vorbehalt des Wirksamwerdens des EG-Richtlinienvorschlags – an die aus dem gemeinschaftsrechtlichen Rahmen für CCS resultierenden Bestimmungen<sup>45</sup> gebunden und hat diese bei der Wahl und inhaltlichen Ausgestaltung der regulativen Instrumente zu beachten.

Dabei kommt im Zweifel oder Kollisionsfall zwischen den völkerrechtlichen Bindungen und den künftig aus dem Gemeinschaftsrecht folgenden Vorgaben letzteren grundsätzlich der Vorrang zu, weil die völkervertragliche Verpflichtung, die gem. Art. 59 Abs. 2 GG innerhalb der nationalen Rechtsordnung „lediglich“ im Range einfachen Gesetzesrechts steht, durch den Grundsatz des Vorrangs des Gemeinschaftsrechts, der auch gegenüber deutschem Verfassungsrecht gilt, überlagert wird. Wie im vorausgehenden Kapitel dargestellt wurde, besteht jedoch eine weitreichende Kongruenz zwischen den völkerrechtlichen Bindungen bei der Regulierung geologischer CO<sub>2</sub>-Speicherung im Meeresuntergrund und der geplanten Ausgestaltung durch das Gemeinschaftsrecht.<sup>46</sup> Soweit die gemeinschaftsrechtliche Regelung allerdings strengere Vorgaben als das einschlägige Völkervertragsrecht trifft, sind auch diese von der Bundesrepublik Deutschland bei der Schaffung ihres nationalen Ordnungsrahmens einzuhalten. Andererseits führt der Vorrang des Gemeinschaftsrechts nicht dazu, dass die Bundesrepublik Deutschland von der Einhaltung und Umsetzung einer daneben bestehenden, strengeren völkervertraglichen Bindung entbunden wird. Sofern die Inhalte des Gemeinschaftsrechts der Umsetzung einer völkervertraglichen Pflicht nicht entgegenstehen und die gemeinschaftsrechtliche Bestimmung nicht in ihrer konkreten Gestalt zwingend ist, muss auch eine gegenüber dem Gemeinschaftsrecht strengere völkerrechtliche Verpflichtung in nationales deutsches Recht umgesetzt werden. Dies bedeutet im vorliegenden Fall, in dem die Wertungen der

<sup>44</sup> Vgl. die Zusammenfassung zum 1. Kapitel des 2. Teils, dort V.

<sup>45</sup> Siehe oben, III.

<sup>46</sup> Siehe oben, I.

im Zusammenhang mit CCS relevanten, völkerrechtlichen Verträge grundsätzlich mit denen des Gemeinschaftsrechts übereinstimmen und sogar eine weit reichende Kongruenz der Regelungsinhalte besteht, dass bei der Schaffung eines künftigen nationalen Rechtsrahmens für CCS die jeweils strengerer Vorgaben zu beachten sind, ungeachtet dessen, ob sie aus völkervertraglicher oder gemeinschaftsrechtlicher Bindung der Bundesrepublik Deutschland entstehen. Sowohl die im 1. Kapitel erörterten, internationalen Verträge als auch der EG-Richtlinienvorschlag KOM(2008) 18 endg. stellen in Bezug auf den Rechtsrahmen für CCS Mindeststandards dar, von denen die Staaten im Sinne des jeweiligen Regelungs- und Schutzzwecks auch zugunsten strengerer Voraussetzungen abweichen können.

#### **b) Seerechtlich bedingte Beschränkung der deutschen Rechtsetzungsbefugnis in AWZ und Festlandsockel-Bereich**

Die zweite Dimension der Beschränkung bei der Ausgestaltung eines künftigen nationalen Ordnungsrahmens für die CO<sub>2</sub>-Speicherung im Meeresuntergrund ist durch die Spezifität des Seerechts bedingt und folgt aus dem Umstand, dass die Speicherstätten für die geologische CO<sub>2</sub>-Speicherung im Meeresuntergrund in verschiedenen, durch das Seerecht unterschiedlich regulierten Bereichen gelegen sein können<sup>47</sup>, für welche eine sachlich unbegrenzte Befugnis zur Rechtsetzung durch den deutschen Gesetzgeber nicht ohne nähere Erörterung vorausgesetzt werden kann.

##### **aa) Rechtsetzungsbefugnis im deutschen Staatsgebiet einschließlich des Küstenmeeres**

Eine sachlich unbegrenzte Befugnis zur Gesetzgebung besteht grundsätzlich nur im deutschen Hoheitsgebiet. Es ist aber darauf hinzuweisen, dass die Bundesrepublik Deutschland darüber hinaus auch auf der Grundlage des Personalitätsprinzips und des Flaggenprinzips Regelungen für Sachverhalte außerhalb des deutschen Hoheitsgebietes treffen kann. Im Kontext der CO<sub>2</sub>-Speicherung ist vor allem die räumliche Erstreckung der Hoheitsgewalt der Bundesrepublik Deutschland auf die verschiedenen Bereiche der See von Bedeutung und bedarf der näheren Betrachtung:

Das deutsche Hoheitsgebiet umfasst in völkerrechtlicher wie staatsrechtlicher Hinsicht neben dem Territorium (Landgebiet) auch das maritime Aquitorium der Bundesrepublik Deutschland, d. h. die dem Territorium vorgelagerten Gewässer bis zur seewärtigen Grenze des Kü-

---

<sup>47</sup> Vgl. dazu auch die Ausführungen und Schlussfolgerungen zu den meeresökologischen und geologischen Grundlagen oben, 1. Teil.

tenmeeres einschließlich des Luftraums über und des Grundes und Untergrundes unter allen Teilen dieses Gebiets.<sup>48</sup> Bestandteile des deutschen Hoheitsgebietes sind damit die sog. „inneren Gewässer“ sowie das Küstenmeer.<sup>49</sup> Die inneren Gewässer werden in den Bestimmungen von Art. 5 ff. des Seerechtsübereinkommens (SRÜ)<sup>50</sup> definiert. Nach Art. 8 SRÜ gehören die landeinwärts der Grund- oder Basislinie des Küstenmeeres gelegenen Wasserflächen zu den inneren Gewässern. Bei der Basislinie handelt es sich um die Niedrigwasserlinie entlang der Küste gemäß Art. 5 SRÜ.<sup>51</sup> Zur Landseite hin finden die inneren Gewässer neben der natürlichen Grenze des trockenen Landes ihr Ende an der Süßwassergrenze.

Art. 2 Abs. 1 und 2 SRÜ bestimmen, dass sich die Souveränität eines Küstenstaates auch jenseits seiner inneren Gewässer auf einen angrenzenden Meeresstreifen einschließlich des darüber liegenden Luftraums, des Meeresbodens und des Meeresuntergrunds erstreckt.<sup>52</sup> Dieses sog. Küstenmeer darf maximal eine Breite von 12 Seemeilen (22,224 km) aufweisen.<sup>53</sup> Durch Proklamation vom 11. November 1994 hat die Bundesrepublik ihre bis dahin 3 Seemeilen umfassende Küstenmeerzone auf die maximal zulässige Breite von 12 Seemeilen ausgedehnt.<sup>54</sup> Innerhalb dieses genannten Bereiches besitzt die Bundesrepublik Deutschland die volle Hoheitsgewalt, so dass sie bei der Schaffung und Ausgestaltung ihres nationalen Ordnungsrahmens für die CO<sub>2</sub>-Speicherung im Untergrund des Küstenmeeres vorbehaltlich der unter A. dargelegten, sachlich-inhaltlichen Beschränkungen grundsätzlich frei ist.

### **bb) Rechtsetzungsbefugnis im Bereich von AWZ und Festlandsockel**

In see- und völkerrechtlicher Hinsicht sind neben dem Bereich der inneren Gewässer und des Küstenmeeres, die vollumfänglich der staatlichen Souveränität unterfallen, weitere Meereszonen zu unterscheiden, in denen die Rechtsetzungsbefugnis der Küstenstaaten durch die Bestimmungen des SRÜ sachlich begrenzt wird.

Dies gilt insbesondere für die ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) sowie den Festlandsockel (Art. 76 ff. SRÜ). Die AWZ ist das seewärts des Küstenmeeres (vgl. oben) liegende Ge-

<sup>48</sup> Vgl.: Graf Vitzthum, in: ders., Handbuch des Seerechts, Kapitel 2, Rn. 42.

<sup>49</sup> Ders., a.a.O., Kapitel 2, Rn. 3 ff. (42 ff.); Rn. 96 ff. (102 ff.).

<sup>50</sup> Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen vom 10. Dezember 1982, BGBl. 1994 II S. 1799.

<sup>51</sup> Vgl. dazu im Einzelnen: Graf Vitzthum, a.a.O., Kapitel 2, Rn. 12 ff.

<sup>52</sup> Vgl.: Graf Vitzthum, a.a.O., Rn. 96 ff.

<sup>53</sup> Art. 3 SRÜ.

<sup>54</sup> *Proclamation of 25. November 1994 by the Federal Republic of Germany concerning the extension of the breadth the German territorial sea.*

biet. In der Ausschließlichen Wirtschaftszone übt der Küstenstaat einzelne Rechte und Hoheitsbefugnisse aus. Die Breite dieser Zone ist auf 200 Seemeilen, gemessen von der Basislinie aus, limitiert (Art. 57 SRÜ).

Von größerer Bedeutung sind im Zusammenhang mit Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund allerdings die Bestimmungen des Teils VI SRÜ über den Festlandsockel, da die auf die AWZ bezogenen Regelungen des SRÜ nur die Wassersäule selbst, nicht aber den Meeresboden und den Meeresuntergrund betreffen. Wie dargelegt ist die Einbringung von CO<sub>2</sub> in die Wassersäule sowohl völkerrechtlich als gemeinschaftsrechtlich verboten<sup>55</sup>, so dass für die weitere Untersuchung die aus den Art. 6 ff. SRÜ folgenden Beschränkungen über die Regelungsbefugnis der Küstenstaaten betreffend den Festlandsockel und den dortigen Meeresuntergrund einschlägig sind.

Der Festlandssockel wird in Art. 76 Abs. 1 Seerechtsübereinkommen definiert als

- a) entweder die gesamte natürliche Verlängerung des Landgebietes jenseits des Küstenmeeres „bis zur äußeren Kante des Festlandrandes“, also dem tatsächlich vorhandenen geologischen Festlandsrand, der selbst bereits an der Strandlinie bzw. der Süßwassergrenze beginnt,
- b) oder beginnend ab der Außengrenze des Küstenmeeres, der Meeresboden und der Meeresuntergrund bis zu einer Grenze von maximal 200 Seemeilen (370,4 km), gemessen seewärts der Basislinie.<sup>56</sup>

Wegen der geologischen Voraussetzungen und der technischen Gegebenheiten im Rahmen der Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund vor der deutschen Küste, nach denen die Speicherung von CO<sub>2</sub> in der Praxis regelmäßig im Festlandsockelbereich in Frage kommen wird<sup>57</sup>, gewinnt im Folgenden die Frage nach der räumlichen Erstreckung und der damit verbundenen sachlichen Begrenzung der Regelungsbefugnis des deutschen Gesetzgebers im Bereich des deutschen Festlandsockels Bedeutung.

Wie bereits im völkerrechtlichen Teil der vorliegenden Studie ausführlich dargelegt, hat die Bundesrepublik Deutschland aus verschiedenen völkerrechtlichen Kompetenznormen das

---

<sup>55</sup> Siehe oben, Fn. 1 und 2.

<sup>56</sup> Lagoni, in: Handbuch des Seerechts, Rn. 64 ff.. Zur Erstreckung des deutschen Festlandsockels vgl. auch: Beckert/Breuer, Öffentliches Seerecht, Rn. 44 ff. und Rn. 1492 f. mit entspr. Kartenmaterial.

<sup>57</sup> Auf die Ungewissheit, wo sich in Zukunft die geeigneten Speicherstätten für CO<sub>2</sub> vor der deutschen Küste befinden werden, weist auch Schlacke, EurUP 2007, 87 (91), hin. Vgl. dazu auch die Ausführungen im 1. Teil der vorliegenden Studien hinsichtlich der geologischen Voraussetzungen.

Recht, im Bereich des deutschen Festlandsockels die Speicherung von CO<sub>2</sub> durchzuführen und dementsprechend auch die Befugnis, diese im Einzelnen zu regeln und alle damit verbundenen, erforderlichen sachlichen Regelungen zu treffen.

### c) Grundsätzliches Einbringungsverbot im deutschen Recht *de lege lata*

Gegenwärtig besteht im deutschen Recht, welches die Nutzung des Meeres, seines Bodens und des Untergrundes regelt, ein prinzipielles Einbringungsverbot für jede Art von Stoffen.

In § 4 des *Gesetzes über das Verbot der Einbringung von Abfällen und anderen Stoffen und Gegenständen in die Hohe See* (Hohe-See-Einbringungsgesetz)<sup>58</sup> verbietet grundsätzlich das Einbringen von allen Abfällen (d.h.: Abfällen i.S.d. KrW-/AbfG) und sonstigen Stoffen und Gegenständen in die Hohe See. Dabei ist der Begriff der Hohen See i.S.d. Gesetzes nicht identisch mit demselben Begriff des SRÜ (Art. 86 ff.), sondern diesem gegenüber weiter gefasst. § 2 Abs. 1 des Hohe-See-Einbringungsgesetzes erstreckt das Einbringungsverbot auf alle Meeresgewässer mit Ausnahme des Küstenmeeres unter deutscher Souveränität sowie der Küstenmeere unter der Souveränität anderer Staaten. Die „Hohe See“ i.S.d. Hohe-See-Einbringungsgesetzes umfasst auch die ausschließlichen Wirtschaftszonen sowie den Meeresboden und den zugehörigen Meeresgrund unter diesen Gewässern. Der Bereich des Küstenmeeres unter deutscher Souveränität wird durch das Wasserrecht (WHG und Wassergesetze der Länder) reguliert.

Der Begriff des Einbringens umfasst – unter Geltung des Flaggen- und des Personalprinzips – nach § 3 Abs. 1 Nr. 3 des Hohe-See-Einbringungsgesetzes auch jede Lagerung von Abfällen oder sonstigen Stoffen auf dem Meeresboden und im Meeresuntergrund, welche von Schiffen, Luftfahrzeugen, Plattformen oder sonstigen auf der Hohen See i.S.d. Gesetzes errichteten Anlagen (vgl. § 2 Abs. 2) ausgeht.

Dieses prinzipielle Einbringungsverbot außerhalb des Küstenmeeres stellt in seiner derzeit geltenden Form ein absolutes rechtliches Hindernis für die Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund des bezeichneten Bereiches dar.

Da das Hohe-See-Einbringungsgesetz die Verpflichtungen aus dem Londoner Übereinkommen und dem Londoner Protokoll von 1996 in deutsches Recht umsetzt<sup>59</sup>, ist nunmehr eine Anpassung an die Änderung des Londoner Protokolls im Sinne der im 1. Kapitel dieses Teils

---

<sup>58</sup> Vom 25.8.1998, BGBl. 1998 I S. 2455, zuletzt geändert durch Art. 20 des Gesetzes vom 21.6.2005, BGBl. 2005 I S. 1818.

<sup>59</sup> Siehe oben, 1. Kapitel, III. B.

bereits umfassend dargestellten Regelungen angezeigt und auch erforderlich. Es wird insoweit auf die einschlägigen Ausführungen unter III. B. 2 des 1. Kapitels verwiesen.

## **2) Anknüpfung an hergekommene Regime des Ordnungsrechts bei der Schaffung eines nationalen Rechtsrahmens für CCS**

Für die Ausarbeitung eines nationalen Ordnungsrahmens für die Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund in Deutschland bietet es sich an, unter Berücksichtigung der in den vorausgegangenen Abschnitten identifizierten und herausgearbeiteten, bindenden Vorgaben für die nähere Ausgestaltung an bereits bestehende ordnungsrechtliche und umweltrelevante Regelungsregime des deutschen Rechts anzuknüpfen.

Hierfür könnten grundsätzlich mehrere bestehende Regime des deutschen Rechts in Frage kommen. Wegen des besonderen Sachbezugs können dabei u.a. das Anlagenrecht oder das Abfallrecht in Frage kommen.<sup>60</sup> Beachtlich sind in diesem Zusammenhang darüber hinaus aber auch weitere Vorgaben aus anderen Rechtsgebieten wie dem Naturschutzrecht, dem Wasserrecht oder dem Raumplanungsrecht, welche bei der Ausgestaltung des Rechtsrahmens im Einzelnen an unterschiedlichen Stellen eine Rolle spielen können.

## **3) Regelungsziel: Umwelt- und Klimaschutz**

Der Gestaltung des rechtlichen Ordnungsrahmens ist das mit der CCS-Technologie verfolgte Ziel voranzustellen. Wie bereits dargelegt, müssen die Entwicklung und die Durchführung von CCS vornehmlich als Instrument des Umwelt- und Klimaschutzes begriffen werden<sup>61</sup>, so dass vor diesem Hintergrund bei Wahl und Ausgestaltung der einzelnen Regelungsinstrumente stets das Ziel der Klimaeffizienz und darüber hinaus auch die Beachtung weiterer, berechtigter Umweltaspekte im Auge behalten werden müssen.

## **4) Prämissen: Ausgestaltung der Einzelheiten des Verfahrens nur nach Maßgabe der untersuchten völkerrechtlichen und gemeinschaftsrechtlichen Vorgaben**

Dies vorausgeschickt, bleibt freilich die Bindung an die untersuchten und identifizierten völkerrechtlichen und gemeinschaftsrechtlichen Vorgaben im Einzelnen bestehen. Besondere Bedeutung wird dabei – unter dem Vorbehalt der Verabschiedung durch die Rechtsetzungsor-

---

<sup>60</sup> Dazu näher Much, ZUR 2007, 130.

<sup>61</sup> Vgl. u.a.: Scott, Geo.Int'l.Env.L.Rev. 2005 (18), 57; Haver/Bugge, JEEPL 2007, 367; Dietrich, CO<sub>2</sub> - Abscheidung und Ablagerung (CAA) im deutschen und europäischen Energieumweltrecht, S. 25 ff.; Schlacke, EurUP 2007, 87. Vgl. auch die Ausführungen im 2. Kapitel II.A. sowie die dort aufgeführten Nachweise.

gane der EG – den Regelungen des Richtlinienentwurfs der Kommission zur Ermöglichung der umweltsicheren geologischen Speicherung von Kohlendioxid in der EU zukommen.

**a) Inhalte des EG-Richtlinienentwurfs als zwingende Kernelemente des künftigen CCS-Regimes in Deutschland**

Sofern dem vorgelegten Richtlinienentwurf in seiner derzeitigen Gestalt rechtliche Bindungswirkung zukommen wird, stellt dieser die für die Gestaltung eines nationalen CCS-Ordnungsrahmens in der Bundesrepublik bereits näher beschriebenen, zwingenden und unabdingbaren Kernelemente auf.

Gemäß Art. 249 Abs. 3 EGV ist die Bundesrepublik Deutschland verpflichtet, die Ziele und materiellen Inhalten einer Richtlinie umzusetzen; die Wahl der Mittel steht ihr dabei im Rahmen des gemeinschaftsrechtlich Zulässigen grundsätzlich frei. Soweit eine Richtlinienbestimmung zwingenden Charakter hat, sind die Mitgliedstaaten allerdings nicht berechtigt, von dessen Regelungsinhalt abzuweichen.

Dem in dem Richtlinienentwurf enthaltenen Kernregime für die geologische Speicherung von CO<sub>2</sub> muss – entsprechend den Regeln juristischer Auslegung – nach Form, Gestalt und Inhalt desselben im Ergebnis der Charakter eines verbindlichen Mindeststandards, der von den Mitgliedstaaten nicht unterlaufen werden darf, beigemessen werden. Unter dem Vorbehalt der Verabschiedung auf EG-Ebene wird die Bundesrepublik Deutschland dadurch insbesondere auf die Einführung eines Erlaubnisvorbehalts mit dem entsprechend ausgeführten Verfahren<sup>62</sup>, darüber hinaus aber auf die Schaffung eines umfassenden Verantwortungs- und Kontrollregimes, das voll und ganz sämtlichen Anforderungen und Vorgaben des Richtlinienentwurfs entsprechen muss, verbindlich verpflichtet.

**b) Verpflichtende Einführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung und einer angemessenen Öffentlichkeitsbeteiligung**

Zwingend wird dann auch sowohl aufgrund völkerrechtlicher als auch aufgrund gemeinschaftsrechtlicher Verpflichtung die Einführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung für den Betrieb einer geologischen CO<sub>2</sub>-Speicherstätte. Wie festgestellt, folgt die Einführung einer UVP-Pflicht im Zusammenhang mit dem Transport und der Speicherung von CO<sub>2</sub> jedenfalls aus dem SRÜ (Art. 204 und 206) sowie in gemeinschaftsrechtlicher Hinsicht aus den Be-

---

<sup>62</sup> Siehe oben, III.

stimmungen des Richtlinienentwurfs zur Ermöglichung der umweltsicheren geologischen Speicherung von Kohlendioxid in der EU.<sup>63</sup>

Inhaltlich muss die Ausgestaltung der UVP-Pflicht dabei sowohl den Anforderungen der künftig auf CCS-Vorhaben anwendbaren Richtlinie 85/337/EG (UVP-Richtlinie), die in Deutschland durch das Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung<sup>64</sup> und durch entsprechende Anpassung der Fachgesetze, wie z.B. des BBergG oder des KrW-/AbfG, umgesetzt worden ist, wie auch den bereits erörterten völkerrechtlichen Vorgaben für eine Umweltverträglichkeitsprüfung entsprechen.<sup>65</sup>

An welcher Stelle die Pflicht zur Umweltverträglichkeitsprüfung im Zusammenhang mit Transport und Speicherung von CO<sub>2</sub> im deutschen Recht im Ergebnis geregelt wird, muss sich im Ermessen des Gesetzgebers nach Wahl und Ausgestaltung des für die Regulierung der CO<sub>2</sub>-Speicherung insgesamt geeigneten Regimes richten. Insofern empfiehlt sich eine differenzierende Betrachtung, die sich an den verschiedenen Phasen des CCS-Verfahrens orientiert: Für die Phase des Transports von Stoffen in Leitungen stehen bereits nach geltender Rechtslage die §§ 20 ff. UVPG das Erfordernis eines einheitlichen Genehmigungsverfahrens für Leitungsanlagen auf und bilden damit einen auf den Transport von *flüssigem* CO<sub>2</sub> passenden Rechtsrahmen<sup>66</sup>, der als solcher keiner wesentlichen Anpassung bedarf.

Demgegenüber empfiehlt es sich, die UVP-Pflichtigkeit bei der *Speicherung* von CO<sub>2</sub> im Zusammenhang mit dem letztlich sachlich einschlägigen Regime zu regeln. Wie bereits angeprochen, kennen z.B. sowohl das bereits geltende deutsche Bergrecht als auch das geltende Abfallrecht bereits heute Vorschriften über eine UVP-Prüfung bei bestimmten Vorhaben. Entsprechendes gilt aber gem. § 10 Abs. 10 BImSchG auch für das Anlagenrecht.<sup>67</sup>

Darüber hinaus müssen bei der Umsetzung eines nationalen Regelungsrahmens für die geologische CO<sub>2</sub>-Speicherung im Meeresuntergrund in Deutschland die dargelegten völkerrechtli-

---

<sup>63</sup> Vgl. dazu die Ausführungen im 1. Kapitel, VI. A. und im 2. Kapitel, III. A. und B.

<sup>64</sup> In der Fassung der Bekanntmachung vom 25. Juni 2005, BGBl. 2005 I S. 1757, ber. S. 2797, geändert durch Gesetz vom 24.06.2005, BGBl. 2005 I S. 1794.

<sup>65</sup> Vgl. dazu die Ausführungen im 1. Kapitel, VI. A.

<sup>66</sup> Much, ZUR 2007, 130 (132), weist zutreffend darauf hin, dass CO<sub>2</sub> aus Kostengründen regelmäßig in verflüssigtem Zustand transportiert wird und dass daher Pipelines, die zum Transport von *verflüssigtem* Kohlendioxid genutzt werden, Rohrleitungen im Sinne von Nr. 19.4 Anlage 1 zum UVPG darstellen. Gem. § 20 UVPG i.Vm. Nr. 19.4.1 Anlage 1 zum UVPG besteht zumindest für den Transport von verflüssigtem CO<sub>2</sub> in Leitungen von mehr als 40 km Länge und mit mehr als 800 mm Durchmesser eine allgemeine UVP-Pflicht.

<sup>67</sup> Vgl. dazu u.a. Dietrich, CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Ablagerung (CAA) im deutschen und europäischen Energieumweltrecht“, Baden-Baden 2007; Much, ZUR 2007, 130.

chen Verpflichtungen zur Eröffnung einer angemessenen Öffentlichkeitsbeteiligung beachtet werden.<sup>68</sup>

### c) Grenzwerte

Schließlich ist bei der Schaffung eines nationalen rechtlichen Ordnungsrahmens für die CO<sub>2</sub>-Speicherung in Deutschland grundsätzlich zu empfehlen, als Kernelement des Sicherheitsregimes für die geologische Speicherung von CO<sub>2</sub> Grenzwerte für Leckageraten einzuführen. Hierzu kann umfassend auf die einschlägigen Ausführungen des 1. Teils der vorliegenden Studie<sup>69</sup> sowie auf die entsprechenden Ausführungen zu den insofern bestehenden, internationalen Vorgaben<sup>70</sup> verwiesen werden.

Die Festsetzung von Leckage-Grenzwerten als wichtiges Instrument bei der Überwachung der – insbesondere auch langfristigen – Speichersicherheit beruht dabei nicht nur auf rein praktischen und sicherheitslogischen Erwägungen, sondern gleichermaßen auf den internationalen Vorgaben (s. oben) wie auch auf den Sicherheitserfordernissen an die geologische CO<sub>2</sub>-Speicherung, die sich aus bereits bestehenden, weiteren rechtlichen Vorgaben des deutschen Rechts ergeben. Unter Bezugnahme auf die näheren Ausführungen in Abschnitt D dieses Kapitels (s. unten) kann an dieser Stelle bereits summarisch festgehalten werden, dass wegen der bestehende Einbringungsverbote in anderen Bereichen des bestehenden deutschen Ordnungsrechts, namentlich im geltenden Wasser- und Bodenschutzrecht, der Aspekt der Vermeidung jeglicher Art von schädlichen Einwirkungen, welche auf die einschlägigen Umweltmedien von einem geologischen CO<sub>2</sub>-Speicher im Meeresuntergrund ausgehen können, besondere Bedeutung erlangt. In diesem Zusammenhang muss die Festsetzung von geeigneten Leckage-Grenzwerten mithin nicht nur den Eigenanforderungen einer sicheren CO<sub>2</sub>-Speicherung Rechnung tragen, sondern gleichermaßen den in anderen Bereichen des geltenden Ordnungsrechts entsprechen und darüber hinaus schließlich auch stets in jeder Hinsicht den geltenden Grundsätzen eines effektiven Umweltschutzes folgen.

---

<sup>68</sup> Vgl. dazu die Ausführungen im 1. Kapitel, VI. A. zum Aarhus-Übereinkommen.

<sup>69</sup> Vgl. dazu die Ausführungen zu den Grenzwerten im 1. Teil.

<sup>70</sup> Siehe oben, C.

### **3. Kapitel: CCS und der Emissionshandel in deutscher, europäischer und internationaler Perspektive\***

#### **I. Problemaufriss**

Die Technologie zur Abscheidung und Ablagerung von Kohlendioxid (*Carbon Capture and Storage – CCS*)<sup>1</sup> hat in der klimapolitischen Debatte in der jüngeren Vergangenheit zunehmend an Bedeutung gewonnen. Der Grund dafür dürfte vornehmlich in dem Umstand liegen, dass man von nutzbaren Speicherkapazitäten erheblichen Ausmaßes ausgeht, die den Einsatz von Technologie zur Abspaltung von Kohlendioxid aus dem Rauchgas von Kraftwerken und Industrieanlagen und der geologischen „Speicherung“ des Kohlendioxids zu einer ernstzunehmenden Handlungsoption im Rahmen der Minderung des Treibhausgasausstoßes zum Zwecke des Klimaschutzes macht. Zudem könnte der Einsatz der an sich relativ aufwändigen und kostspieligen CCS-Technologie aufgrund der Verschärfung der Klimaschutzziele<sup>2</sup>, der sukzessiven Verknappung der Emissionsberechtigungen und gestiegener Grenzkosten bei der Vermeidung von Treibhausgasemissionen durch den Emissionshandel<sup>3</sup>, der sich in Europa als ein zentrales internationales Instrument zum Klimaschutz durchgesetzt hat, wirtschaftlich sinnvoll werden. Die Europäische Kommission geht davon aus, dass bereits im Jahre 2020 etwa 7,4 bis 7,6 % der Emissionen aus Kraftwerken abgeschieden und abgelagert werden

---

\* Bearbeitet von Timo Hohmuth.

<sup>1</sup> Die auch hierzulande verwendete Terminologie *Carbon Capture and Storage* (CCS) wird zuweilen als *CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Speicherung* übersetzt. Dies ist jedoch ungenau, da der Begriff „Speichern“ i.d.R. keine dauerhafte Verbringung, sondern eine spätere Verwendungsabsicht impliziert, weshalb der Begriff „CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Ablagerung“ eingeführt wurde; vgl. ausführlich m.w.N. Dietrich, CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Ablagerung (CAA) im deutschen und europäischen Energieumweltrecht“, S. 21. Gleichwohl findet sich u.a. in der deutschen Übersetzung des Richtlinievorschlags über die geologische Speicherung von Kohlendioxid wiederum der Begriff „Speicherung“; vgl. Vorschlag über eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über die geologische Speicherung von Kohlendioxid und zur Änderung der Richtlinien 85/337/EWG und 96/61/EG des Rates sowie der Richtlinien 2000/60/EG, 2001/80/EG, 2004/35/EG, 2006/12/EG und der Verordnung (EG) Nr. 1013/2006, KOM(2008) 18 endg.; Ratsdok. 5835/08; vgl. BR-Drucks. 104/08 vom 31.01.2008.

<sup>2</sup> Im März 2007 hat der Europäische Rat das Ziel für die EU begrüßt, die europaweiten Treibhausgasemissionen bis 2020 um 30 % gegenüber dem Basisjahr 1990 zu senken, sofern sich andere entwickelte Länder im Rahmen eines internationalen Abkommens zu vergleichbaren Zielen verpflichten und fortgeschrittene Entwicklungsländer einen ihren Verantwortlichkeiten und jeweiligen Fähigkeiten angemessenen Beitrag leisten. Zudem soll unabhängig von einem internationalen Folgeabkommen für das Kyoto-Protokoll in der EU eine Minderung von mindestens 20 % gegenüber 1990 erreicht werden. Langfristig soll eine Reduktion im 60 bis 80 % angestrebt werden. Vgl. Schlussfolgerungen des Europäischen Rates vom 08./09.03.2007, Ratsdokument 7224/07.

<sup>3</sup> Eingeführt mit der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates, ABl. Nr. L 275 S. 32, zuletzt geändert durch Art. 1 ÄndRL 2004/101/EG vom 27.10.2004, ABl. Nr. L 338 S. 18.

können.<sup>4</sup> Ein maßgeblicher Grund für das zunehmende Interesse an der Technologie ist dem Umstand geschuldet, dass mit dem Einsatz von CCS-Verfahren der Weiterbetrieb der besonders klimaschädlichen, weil besonders CO<sub>2</sub>-emissionsträchtigen fossilen Stromversorgung durch Stein- und v.a. Braunkohlekraftwerke trotz der sukzessiven Verknappung der verfügbaren Emissionsberechtigungen durch das europäische Emissionshandelsregime gesichert werden könnte. Als Folge der Verknappung der im EU-Emissionshandelssystem ausgegebenen Emissionsberechtigungen, die den Betreibern der emissionshandelspflichtigen Anlagen zudem zukünftig nicht mehr kostenlos zugeteilt werden, sondern zu zunehmenden Anteilen veräußert bzw. versteigert werden sollen, wird mit einem erheblichen Preisanstieg für Emissionsberechtigungen gerechnet.<sup>5</sup> Dadurch werden gleichzeitig auch aufwendigere „Vermeidungstechnologien“ zunehmend attraktiv. Reizvoll könnte CCS auch dort werden, wo eine Abscheidung von Kohlendioxid ohnehin schon erfolgt, wie beispielsweise bei *Crackern* in Raffinerien.

Die CCS-Technologie ist aus verschiedenen Gründen umstritten. Zunächst ist ihr Charakter als „Vermeidungstechnologie“ zweifelhaft, da nicht die Entstehung des Treibhausgases Kohlendioxid vermieden wird, sondern lediglich die Freisetzung in die Atmosphäre und selbst dabei die Dauerhaftigkeit in Frage steht. Zudem geht der Einsatz der Technologie in erheblichem Maße zu Lasten des Wirkungsgrades eines Kraftwerks.<sup>6</sup> Dies steht im Widerspruch zu der beabsichtigten Lenkungswirkung des Emissionshandels nach dem Leitbild des Kyoto-Protokolls<sup>7</sup> und den europäischen Vorgaben zu mehr Energieeffizienz und nachhaltiger Entwicklung. Zum anderen wird die Entwicklung von einer anhaltenden naturwissenschaftlichen Diskussion um Sicherheit und Gefahren der geologischen Ablagerung von Kohlendioxid begleitet.

Die CCS-Technologie ist im Klimaschutzregime aus verschiedenen Gründen von Bedeutung. Zum einen wird der Einsatz von CCS-Technologie im Zusammenhang mit deutschen Kraftwerken diskutiert, die auf diese Weise weitgehend „klimafreundlich“ werden sollen. Beim

<sup>4</sup> Vgl. „Commission Staff Document: Annex to the Impact Assessment – Document accompanying the Package of Implementation relating to the EU's objectives on climate change and renewable energy for 2020“ vom 27.02.2008; SEC(2008) 85, Vol. II, S. 68.

<sup>5</sup> Der Finanzdienstleister *Fortis* rechnet in einem „*Special Report: Post-2012 proposal – Impact on Phase Two forecast*“ vom 25.01.2008 mittelfristig mit Preisen von bis zu 48 Euro für eine Emissionsberechtigung in der Handelsperiode 2008 bis 2012; vgl. [http://www.co2-handel.de/article102\\_7891.html](http://www.co2-handel.de/article102_7891.html).

<sup>6</sup> Es wird je nach verwandelter CCS-Technologie mit Wirkungsgradverlusten von bis zu 15 % gerechnet.

<sup>7</sup> Vgl. Gesetz zu dem Protokoll von Kyoto vom 11. Dezember 1997 zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen vom 27.04.2002, BGBl. II 2002, S. 966.

Verbrennungsprozess entstehendes Kohlendioxid kann mit unterschiedlichen Verfahren<sup>8</sup> aus dem Rauchgas entfernt, zu einer geologischen Ablagerungsstätte transportiert und dort in der geologischen Formation abgelagert werden, um eine Freisetzung des klimaschädlichen Gases zu verhindern. Die klimarechtliche Bewertung dieser Vorgehensweise ist anhand der Vorgaben der internationalen Klimaschutzabkommen der Europäischen Emissionshandelsrichtlinie (2003/87/EG) und der nationalen Umsetzungsakte (Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz, Zuteilungsgesetz, Zuteilungsverordnung) vorzunehmen. Es sind bereits Entwicklungen im Klimarecht zu beobachten, bei denen die Option CCS einbezogen wird. In dem am 23. Januar 2008 von der Europäischen Kommission vorgestellten „Paket der Durchführungsmaßnahmen für die Ziele der EU in den Bereichen Klimawandel und erneuerbare Energie bis 2020“ ist CCS ein zentraler Baustein des vorgesehenen Maßnahmenkanons für die Klimaschutzstrategie der EU.<sup>9</sup>

Zum anderen ist der Einsatz von CCS-Technologien als bilaterales Klimaschutzprojekt im Sinne der projektbasierten Mechanismen des Kyoto-Protokolls (*Joint Implementation* oder *Clean Development Mechanism*) denkbar. Die Diskussionen, ob und unter welchen Voraussetzungen ein CCS-Projekt als Klimaschutzprojekt in diesem Sinne anerkannt werden soll, dauern noch an.

Während einige Pilotprojekte zur Abscheidung und Ablagerung von Kohlendioxid bereits in Vorbereitung sind,<sup>10</sup> ist die politische Diskussion noch nicht gänzlich abgeschlossen. Auf internationaler Ebene soll über die Rolle von CCS im Klimaschutz auf der vierten Vertragsstaatenkonferenz des Klimarahmenübereinkommens nach Inkrafttreten des Kyoto-Protokolls (COP/MOP 4<sup>11</sup>) Ende 2008 entschieden werden.

---

<sup>8</sup> Erprobt werden derzeit insbesondere das so genannte *Oxyfuel*-Verfahren sowie verschiedene Verfahren der *Pre- und Post-Combustion Decarbonisation*, vgl. dazu Dietrich, a.a.O., S. 27 ff.

<sup>9</sup> Das Klima- und Energiepaket der Europäischen Kommission vom 23. Januar 2008 beinhaltet im Wesentlichen einen Vorschlag zur Änderung der Richtlinie über das EU-Emissionshandelssystem (EU ETS), KOM(2008) 16, einen Vorschlag zur Verteilung der Anstrengungen bei der Erreichung der unabhängigen Ziele der EU zur Reduktion der Treibhausgasemissionen in Bereichen, die nicht unter das EU-Emissionshandelssystem fallen (wie Verkehr, Gebäude, Dienstleistungen, kleinere Industrieanlagen, Landwirtschaft und Abfallbewirtschaftung), KOM(2008) 17, einen Vorschlag für eine Richtlinie zur Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen als Beitrag zur Erreichung der oben genannten Emissionsziele, KOM(2008) 19, sowie den Vorschlag für einen Rechtsrahmen zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung, eine Mitteilung zur Demonstration der CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung, KOM(2008) 18, und neue Leitlinien für staatliche Beihilfen im Umweltbereich. Vgl. dazu das Arbeitspapier der Kommissionsdienststellen: Folgenabschätzung – Begleitpapier zum Paket der Durchführungsmaßnahmen für die Ziele der EU in den Bereichen Klimawandel und erneuerbare Energie bis 2020“, SEK(2008) 85; [http://ec.europa.eu/environment/climat/pdf/sec\\_2008\\_85\\_ia\\_de.pdf](http://ec.europa.eu/environment/climat/pdf/sec_2008_85_ia_de.pdf).

<sup>10</sup> Übersicht Pilotprojekte unter: [http://ec.europa.eu/environment/climat/ccs/docs\\_en.htm](http://ec.europa.eu/environment/climat/ccs/docs_en.htm).

<sup>11</sup> „Conference of the Parties serving as Meeting of the Parties“.

Im Folgenden sollen der Einsatz der CCS-Technologie zunächst einmal in den „Instrumentenkanon“ des Klimaschutzregimes eingeordnet werden, sodann die juristischen Probleme der Einbeziehung von CCS in diese Materie auf nationaler und supranationaler Ebene sowie der aktuelle Diskussionsstand dargestellt werden. Schließlich sollen sachgerechte Lösungsansätze zu der Frage vorgestellt werden, ob und wie der Einsatz der CCS-Technologie dabei honoriert werden könnte.

Die davon zu trennende Frage des ordnungsrechtlichen Rahmens für CCS soll in diesem Zusammenhang hingegen nicht weiter betrachtet werden. Die Europäische Kommission hat im Januar 2008 im Rahmen ihres „Pakets der Durchführungsmaßnahmen für die Ziele der EU in den Bereichen Klimawandel und erneuerbare Energie bis 2020“ einen Vorschlag für eine CCS-Richtlinie<sup>12</sup> vorgelegt, die ergänzend zum geltenden Industrieanlagenrecht weitere ordnungsrechtliche Vorgaben für die geologische Ablagerung von Kohlendioxid treffen soll. Das „Paket der Durchführungsmaßnahmen für die Ziele der EU in den Bereichen Klimawandel und erneuerbare Energie bis 2020“ enthält auch Vorschläge für die Behandlung von CCS im Europäischen Emissionshandelssystem nach 2012. Im Folgenden soll zunächst auf die Behandlung nach geltendem Recht eingegangen werden. Daran anknüpfend werden auf die aktuellen Vorschläge der Kommission für das zu setzende Recht und die aktuellen Entwicklungen vorgestellt.

## **II. Grundlagen**

Zum besseren Verständnis der Problematik der Behandlung von CCS-Projekten sollte man sich zunächst die geltenden rechtlichen Rahmenbedingungen des Klimaschutzregimes auf nationaler und internationaler Ebene vergegenwärtigen.

Das in Deutschland geltende Recht zum Zwecke des Klimaschutzes ist in erster Linie eine völker- und europarechtlich geprägte Materie. Der Grund dafür liegt in der globalen Dimension des Klimawandels, den der Klimaschutz zu stoppen versucht. Eine Darstellung des rechtlichen Gefüges erfordert daher die Einbeziehung des völkerrechtlichen Regimes der Klimarahmenübereinkommen und des Kyoto-Protokolls und der einschlägigen europäischen Rechtsakte ebenso wie die des korrespondierenden nationalen Rechts.

---

<sup>12</sup> Vorschlag über eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über die geologische Speicherung von Kohlendioxid und zur Änderung der Richtlinien 85/337/EWG und 96/61/EG des Rates sowie der Richtlinien 2000/60/EG, 2001/80/EG, 2004/35/EG, 2006/12/EG und der Verordnung (EG) Nr. 1013/2006, KOM(2008) 18 endg.; Ratsdok. 5835/08; vgl. BR-Drucks. 104/08 vom 31.01.2008.

## A. Klimarahmenübereinkommen und Kyoto-Protokoll

Auf der dritten Vertragsstaatenkonferenz (COP 3) der Vertragsstaaten der Klimarahmenübereinkommen (UNFCCC)<sup>13</sup> in Kyoto im Jahr 1997 handelten die Vertragsstaaten erstmals eine in Prozent ausgedrückte mengenmäßige Begrenzung ihrer Treibhausgasemissionen gegenüber dem Basisjahr 1990 aus: Das daraus entstandene Kyoto-Protokoll<sup>14</sup> verpflichtet die in Annex I der UNFCCC aufgeführten Länder<sup>15</sup>, entsprechend der Angaben in Annex B einzeln oder gemeinsam ihre anthropogenen Gesamtemissionen von sechs Treibhausgasen<sup>16</sup> innerhalb des Zeitraums von 2008 bis 2012 um insgesamt 5 % im Vergleich zu dem Basisjahr 1990 zu reduzieren.<sup>17</sup> Das Kyoto-Protokoll trat am 16.02.2005 nach Ratifizierung durch Russland endgültig in Kraft.

Für die Europäische Union, die neben ihren Mitgliedstaaten in Annex B zum Protokoll selbstständig aufgeführt ist,<sup>18</sup> besteht die Verpflichtung, ihre Emissionen um 8 % zu reduzieren, um

<sup>13</sup> Auf dem Weltklimagipfel in Rio de Janeiro unterzeichnetes Übereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen vom 9. Mai 1992, ILM 1992, 849 (BGBl. II 1993, S. 1783), auch: *United Nations Framework Convention on Climate Change*, kurz: UNFCCC.

<sup>14</sup> Deutsche Ratifizierung: BGBl. 2002 II, S.966 ff.

<sup>15</sup> Dies sind 38 Industrieländer und osteuropäische Transformationsstaaten. - Die Vertragsstaaten der UNFCCC und des Kyoto-Protokolls können in vier Gruppen unterteilt werden. In Annex I der UNFCCC sind Industrie- und Transformationsländer aufgeführt, die sich u.a. zur Förderung von nationalen Politiken und Maßnahmen zur Emissionsminderung verpflichtet haben. Das Kyoto-Protokoll enthält keine über die UNFCCC hinausgehenden materiell-rechtlichen Verpflichtungen für diese Länder. In Annex II der UNFCCC finden sich alle nicht in Annex I aufgeführten Vertragsstaaten, die sich zu bestimmten Leistungen verpflichtet haben, wie z.B. zur finanziellen Hilfe für Entwicklungsländer. Darunter sind alle Annex I-Staaten mit Ausnahme der Transformationsländer wie Russland und Polen. Alle nicht in Annex I aufgeführten Vertragsstaaten, die die UNFCCC unterzeichnet und ratifiziert haben, fallen unter den Begriff der Non-Annex I-Staaten. Das sind fast alle Entwicklungs- und Schwellenländer der Welt. Alle Vertragsstaaten, die sich ein Reduktionsziel (*Quantified Emission Limitation or Reduction Commitment, QELRO*) gesetzt haben, sind im Annex B des KP aufgeführt. Die Liste ist nahezu identisch mit der des Annex I UNFCCC. Ausnahmen: So ist etwa die Türkei ein Annex I-Staat, aber kein Annex B-Land, umgekehrt Slowenien, Liechtenstein und Kroatien zwar Annex B-Staat, aber nicht Annex I-Staat sind. Vgl. Hohmuth, Emissionshandel und deutsches Anlagenrecht, S. 26.

<sup>16</sup> Die sechs erfassten Treibhausgase sind nach Annex A des Kyoto-Protokolls Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>), Methan (CH<sub>4</sub>), Distickstoffoxid bzw. „Lachgas“ (N<sub>2</sub>O), teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe (H-FKW, HFC), perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW, PFC) und Schwefelhexafluorid (SF<sub>6</sub>), wobei CO<sub>2</sub> zwar für sich am wenigsten klimaschädlich, jedoch aufgrund der ausgestoßenen Menge unter den genannten Stoffen den größten Anteil am anthropogenen Treibhauseffekt hat. Mittels des Erwärmungspotentials für 100 Jahre (*Global Warming Potential*, kurz: *GWP*) werden die übrigen Gase gemäß Art. 5 Abs. 3 Kyoto-Protokoll in eine Verrechnungseinheit auf der Basis von CO<sub>2</sub> konvertiert (so genannte „CO<sub>2</sub>-Äquivalente“). Alle sechs Kyoto-Treibhausgase werden sodann gemeinsam „in einen Korb geworfen“ und sind mithin hinsichtlich der Erfüllung der Reduktionspflichten disponibel (*Basket approach*). Das heißt also, dass die Reduktionsverpflichtung nur insgesamt und nicht für jedes jeweilige Treibhausgas gilt. Vgl. Hohmuth, Emissionshandel und deutsches Anlagenrecht, S. 32. Während der Europäische Emissionshandel zunächst nur Kohlendioxid erfasst, sind im Rahmen der Projektmechanismen auch Projekte möglich, in denen etwa Methanemissionen reduziert werden.

<sup>17</sup> Vgl. Art. 3 Abs. 1 Kyoto-Protokoll.

<sup>18</sup> Wie die UNFCCC ist auch das Kyoto-Protokoll ein so genanntes „gemischtes Abkommen“, weil die geregelte Materie nicht in den ausschließlichen Zuständigkeitsbereich der Europäischen Gemeinschaft fällt. Daher ist ne-

das Gesamtziel der 5 % zu erreichen. Durch die so genannte *Burden Sharing*-Entscheidung<sup>19</sup> über die Genehmigung des Kyoto-Protokolls und die gemeinsame Erfüllung der daraus erwachsenden Verpflichtungen hat die EU eine Lastenverteilung vorgenommen, mit der für die Mitgliedstaaten bereits vor Inkrafttreten des Kyoto-Protokolls und insoweit unabhängig davon verbindliche, der Höhe nach unterschiedliche Minderungsziele für den Zeitraum 2008 bis 2012 (sog. „Kyoto-Periode“) festgelegt worden sind. Für Deutschland bedeutet dies eine Minderung seines Ausstoßes um 21 % im Vergleich zu den Emissionen des Jahres 1990.

## B. Die Kyoto-Mechanismen

Das Kyoto-Protokoll sieht in Art.3 Abs.3 grundsätzlich zwei Ansatzpunkte vor, wie die in Annex I des Klimarahmenübereinkommens aufgeführten Staaten ihre Verpflichtung zur Senkung der Gesamtemissionen der Treibhausgase um 5 % unter diejenigen des Jahres 1990 erfüllen können: den Abbau von Treibhausgasen durch Senken und die Reduktion von Treibhausgasen aus Quellen.

Quellen sind definiert als Vorgang oder Tätigkeit, durch die oder von denen Treibhausgase emittiert wird.<sup>20</sup> Unter Senken versteht man das Entfernen von Treibhausgasen aus der Atmosphäre, also etwa die Bindung und Speicherung von Kohlenstoff in Vegetation und Boden.<sup>21</sup>

Zur Erreichung der Reduktionsziele sieht das Kyoto-Protokoll die so genannten „flexiblen Mechanismen“ (auch „Kyoto-Mechanismen“) vor. Sie haben die Aufgabe, den Klimaschutz kosteneffizient machen. Aufgrund der globalen Klimaschutzproblematik und der ubiquitären Wirkweise der Treibhausgase kommt es allein auf die absolute Summe der Emissionen an. Dieser Besonderheit werden die flexiblen Mechanismen besonders gerecht, indem sie neben einer absoluten „Deckelung“ (*Cap*) der Zielmenge der Gesamtemissionen eine Kompensationsmöglichkeit schaffen und gleichzeitig durch die Handelbarkeit (*Trade*) und das Entstehen eines Marktes für eine Kosteneffizienz der Minderungsmaßnahmen sorgen. Dadurch sollen

ben dem durch Beschluss des Rates genehmigten Abkommen auch die innerstaatliche Umsetzung durch die einzelnen Mitgliedstaaten erforderlich. Vgl. dazu m.w.N. EUDUR-Bail/Marr/Oberthür, § 54, Rn. 93.

<sup>19</sup> Entscheidung des Rates vom 25. April 2002 über die Genehmigung des Protokolls von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen im Namen der Europäischen Gemeinschaft sowie die gemeinsame Erfüllung der daraus erwachsenden Verpflichtungen (2002/358/EG), ABl. 2002 L 130/1; vgl. dazu Breier, EuZW 1999, S. 13.

<sup>20</sup> Vgl. die Definition in Art. 1 Nr. 9 UNFCCC.

<sup>21</sup> Vgl die Definition in Art. 1 Nr. 8 UNFCCC. Dabei wird im Kyoto-Protokoll unterschieden zwischen Wald nach Art. 3 Abs. 3 Kyoto-Protokoll und landwirtschaftlichen Flächen, Art. 3 Abs. 4 Kyoto-Protokoll. Diesbezügliche Projekte sind Aufforstung und Wiederaufforstung, Bewirtschaftungsmaßnahmen auf Forst-, Acker- und Grünlandflächen sowie die Begrünung von Ödland.

Emissionen dort eingespart werden, wo es am kostengünstigsten ist. Man spricht daher von einem „Cap and Trade“-System. Im Ergebnis werden externe Kosten dadurch internalisiert, dass die Emissionsberechtigungen einen Marktpreis bekommen. Klimaschützende Maßnahmen bekommen unmittelbare betriebswirtschaftliche Relevanz.

Grundsätzlich liegt dem Kyoto-Protokoll der Gedanke zugrunde, dass die Industrieländer als „Hauptverantwortliche“ für die Treibhausgasemissionen und den Klimawandel die Minde rungsziele des Vertragswerkes selbst und auf ihrem (eigenen) Staatsgebiet zu erbringen haben.<sup>22</sup> Gemäß Art. 4 des Kyoto-Protokolls ist es ihnen aber zudem erlaubt, ihre Verpflichtungen gemeinsam zu erfüllen. Sie können daher unter bestimmten Voraussetzungen untereinander Emissionsreduktionseinheiten unter Anrechnung auf ihren jeweiligen Anteil erwerben. Die Möglichkeit, eigene Reduktionsverpflichtungen durch anderweitig erbrachte Reduktions leistungen zu kompensieren bzw. zu saldieren, sorgt für die begriffsprägende Flexibilität dieser Mechanismen.

Die im Kyoto-Protokoll erwähnten flexiblen Mechanismen sind zum einen der internationale Handel mit Treibhausgasemissionsberechtigungen zwischen den Staaten (*International Emissions Trading, ET*) nach Art. 17 Kyoto-Protokoll, der Erwerb von durch Projektmaßnahmen in Entwicklungsländern erreichten und zertifizierten Emissionsreduktionen (*Clean Development Mechanism, kurz: CDM*) nach Art. 12 Kyoto-Protokoll sowie die gemeinsame Erfüllung der mengenmäßigen Emissionsreduktionsverpflichtungen (*Joint Implementation, kurz: JI*) nach Art. 6 Kyoto-Protokoll. Genau genommen sind alle drei Ausprägungen eines Emissions handelssystems, da durch die beiden letztgenannten Instrumente JI und CDM ebenfalls in einem Emissionshandelssystem handelbare Zertifikate generiert werden. Diese sind durch die Folge konferenzen der Vertragsstaaten immer weiter konkretisiert worden.

## 1) Emissionshandel

Der internationale Emissionshandel auf Staatenebene nach Art. 17 und die projektbezogenen Mechanismen JI und CDM haben einen unterschiedlichen Ansatz. Während der Emissions handel dem so genannten *Cap and Trade*-Prinzip folgt, bei dem eine starre Deckelung der zu lässigen Gesamtemissionen festgelegt und diese in einzelne handelbare Zertifikate (*Assigned Amount Units, kurz: AAU*) aufgeteilt wird, verfolgen die Projektmechanismen den Ansatz des *Baseline and Credit*. Hier werden bilaterale klimaschützende Projekte durchgeführt, deren E missionsreduktion sich an einem Referenzszenario (*Business as usual*) messen muss, durch

---

<sup>22</sup> Vgl. Art.2 des Kyoto-Protokolls.

das die Menge der eingesparten und dann zertifizierten und handelbaren Gutschriften bestimmt wird.

Der Emissionshandel nach Art. 17 Kyoto-Protokoll beruht auf der Prämisse, dass jeder beteiligte Staat ein genau beziffertes Klimaschutzziel hat, das er in einem bestimmten Zeitraum erreichen muss. Dies ist der für das Kyoto-Protokoll maßgebliche Zeitraum von 2008 bis 2012. Die nach Abzug der Reduktionsverpflichtung zugestandene Menge an AAUs bestimmt das Handelsvolumen der Emissionsberechtigungen. Jede Vertragspartei des Kyoto-Protokolls, also auch die EU insgesamt, muss jedoch eine bestimmte Menge an AAUs zurückhalten (*Commitment Period Reserve*), um einen ungedeckten Verkauf von Emissionsrechten zu verhindern und eine eigenständige Erreichung des jeweiligen Klimaschutzzieles sicherstellen zu können.<sup>23</sup> Die übrigen AAUs können die Staaten untereinander handeln. Zur Erfassung und Überwachung der Emissionsmengen (*Compliance*) werden Register bzw. Inventare geführt.<sup>24</sup> Diese sind auch dem Emissionshandel auf der Ebene der Anlagenbetreiber, so wie er in der EU seit 2005 existiert, anzupassen. Wenn Berechtigungen zwischen Anlagen innerhalb eines Mitgliedstaats gehandelt werden, ändert sich dadurch im Inventar nichts. Erwirbt hingegen ein Anlagenbetreiber Berechtigungen aus einem anderen Mitgliedstaat, so ist eine entsprechende Anpassung der Emissionsmengen in den nationalen Verzeichnissen zu erfassen.

## 2) Joint Implementation (JI)

Bei dem Instrument der gemeinsamen Projektumsetzung (*Joint Implementation*) beteiligt sich ein Annex I-Staat (i.S.d. UNFCCC) bzw. ein Unternehmen aus einem solchen an der Finanzierung eines emissionsmindernden Projekts in einem anderen Annex I-Staat. Man versteht darunter das Recht der Vertragsparteien, ihren Reduktionsverpflichtungen aus Art. 3 des Kyoto-Protokolls dergestalt nachzukommen, dass ihnen eine Übertragung bzw. der Erwerb von Reduktionseinheiten aus anderen Emissionsreduktionsprojekten ermöglicht wird. Die zusätzliche Emissionsminderung (*Emission Reduction Unit*, kurz: *ERU*) wird ab 2008 dem Investor gutgeschrieben, so dass er damit einen Teil seiner eigenen Reduktionsverpflichtungen erfüllen kann. Der Staat, von dem die Finanzierung ausgeht, erwirbt Emissionsreduktionseinheiten (bzw. genau genommen die AAUs, die in ERUs umgewandelt wurden, welche aber gleichwertig sind) von dem anderen Staat, die dann als eigene Reduktion gelten.<sup>25</sup> Wirtschaftliche

<sup>23</sup> Vgl. Hohmuth, Emissionshandel und deutsches Anlagenrecht, S. 68 f.

<sup>24</sup> Art. 5 Kyoto-Protokoll.

<sup>25</sup> Vgl. Art.3 Abs.10 und 11 des Kyoto-Protokolls.

Vorteile bringen solche JI-Projekten also immer dann, wenn die Kosten eines JI-Projekts geringer im Vergleich zu nationalen Investitionen zur Emissionsminderung sind.

Die auf der siebten Vertragsstaatenkonferenz des Klimarahmenübereinkommens (COP 7) in Marrakesch entworfenen und der COP/MOP 1 in Montreal 2005 verabschiedeten Richtlinien<sup>26</sup> für JI-Projekte sehen so genannte „Track 1“ und „Track 2“-Projekte vor. Während die Überwachung und Genehmigung von Track 1-Projekten weitestgehend den beteiligten Staaten überlassen werden, werden die Track 2-Projekte von einem dafür eingerichteten Aufsichtsausschuss beim UN-Klimasekretariat (*Joint Implementation Supervisory Committee*, kurz: *JISC*) überwacht. Der Unterschied liegt in der Erfüllung der für JI-Gastgeberstaaten bestehenden Voraussetzungen. Erfüllt ein Gastland neben den Grundvoraussetzungen (Ratifikation des Kyoto-Protokolls, Berechnung der Ausstattung mit AAUs, Vorliegen eines nationalen Registers) die zusätzlichen Voraussetzungen eines nationalen Senkenregisters, eines jährlichen Inventarberichts und die Einreichung zusätzlicher Informationen über die Ausstattung mit Emissionsberechtigungen, so gilt ein von ihm durchgeführtes Projekt als Track 1-Projekt. Erfüllt es nur die Mindestvoraussetzungen, so unterliegt es als Track 2-Projekt der Aufsicht durch das JISC. Maßgeblich ist neben den anderen Voraussetzungen die Anbindung an das internationale Register (*International Transaction Log - ITL*), die für die EU mit der Anbindung des europäischen Zentralregisters (CITL) an das ITL sichergestellt wird.

### 3) Clean Development Mechanism (CDM)

Beim *Clean Development Mechanism* beteiligt sich ein Annex I-Staat oder ein Unternehmen aus einem solchen an einem emissionsmindernden Projekt in einem Non-Annex I-Staat (Schwellen- oder Entwicklungsland), z.B. durch einen Technologietransfer, die Finanzierung von regenerativen Energieformen oder Effizienzverbesserungen bei der Stromerzeugung oder dem Energieverbrauch.<sup>27</sup> Dafür wird dem Annex I-Staat die zusätzliche Reduktionsleistung durch den CDM-Exekutivrat gutgeschrieben und eine handelbare Gutschrift generiert (*Certified Emission Reduction*, kurz: *CER*). Die Anrechnung kann rückwirkend vom Jahr 2000 an erfolgen. Anders als bei JI-Projekten werden hier neue Emissionsrechte geschaffen, da die Gastgeberländer als Non-Annex I-Länder keine Minderungsvorgaben haben und entsprechend auch nicht über AAUs verfügen, die in CERs umgewandelt werden könnten. Art. 12 Kyoto-

---

<sup>26</sup> Decision 9/CMP.1.

<sup>27</sup> Zahlreiche Beispiele finden sich auf der Internetseite der UNFCCC unter <http://cdm.unfccc.int>.

Protokoll enthält daher besondere Vorkehrungen, die sicherstellen sollen, dass den erworbenen CERs auch tatsächliche Emissionsverringerungen gegenüberstehen.<sup>28</sup>

Neben der Einsparung von Treibhausgasen soll der CDM auch dazu dienen, die nachhaltige Entwicklung in den jeweiligen Gastgeberländern zu fördern. Beide Aspekte, Förderung der nachhaltigen Entwicklung und Klimaschutz, sind als gleichwertige Ziele in Art. 12 Abs. 2 Kyoto-Protokoll verankert.

Im Gegensatz zu den Vorgaben zu JI sind die Modalitäten und Verfahren für CDM-Projekte bereits bei der COP 7 in Marrakesch in Kraft gesetzt worden. Diese sind in der Folge immer weiter konkretisiert worden und zuletzt noch einmal durch die COP/MOP 1 bestätigt worden.<sup>29</sup>

Die Genehmigung von CDM obliegt dem beim UN-Klimasekretariat eingerichteten CDM-Exekutivrat (*Executive Board*, kurz: EB). Von einem Unterorgan (*Methodology Panel*, kurz: Meth Panel) werden dort die Methodologien von neuen Projekttypen sowie Einzelprojekte, die bestehenden Methodologien folgen, auf die Zusätzlichkeit ihrer Emissionsminderungen, Nachhaltigkeit und Umweltverträglichkeit überprüft.

### C. Marrakech Accords

Auf der siebten Vertragsstaatenkonferenz (COP 7) in Marrakesch wurden 2001 die Beschlüsse von Marrakesch (die so genannten *Marrakech Accords*) verabschiedet, die u.a. ein detailliertes Regime zur Erfüllungskontrolle (*Compliance*) für das Kyoto-Protokoll enthielten. Die *Marrakech Accords* konkretisieren die Vorgaben des Kyoto-Protokolls zu den flexiblen Mechanismen.<sup>30</sup> Danach kann eine Vertragspartei am Emissionshandel teilnehmen, wenn sie das Kyoto-Protokoll ratifiziert hat, sie sich dem in Marrakesch beschlossenen *Compliance*-System unterwirft, sie ein nationales Emissionsdatenerfassungssystem i.S.v. Art. 5 des Kyoto-Protokolls etabliert hat, sie rechtzeitig und korrekt über die jährlichen Treibhausgasemissionen Bericht erstattet<sup>31</sup>, ein Senkeninventar vorgelegt hat und zusätzlich ab der zweiten Ver-

<sup>28</sup> „[...] echte, messbare und dauerhafte Vorteile für den Klimaschutz“, vgl. Art. 12 Abs. 5 b Kyoto-Protokoll.

<sup>29</sup> Decisions 2-7/CMP.1.

<sup>30</sup> Decision 15/CP.7, Principals, nature and scope of the mechanism pursuant to Articles 6, 12 and 17 of the Kyoto-Protocol, UN-Dокумент FCCC/CP/2001/13 add. 2, S. 2 ff.; Modalities and Procedures for a Clean Development Mechanism, as defined in Article 12 of the Kyoto-Protocol, UN-Dокумент FCCC/CP/2001, 13 add. 2, Seite 20 ff.; Guidelines for the implementation of Article 6 of the Kyoto-Protocol – Decision 16/CP.7.

<sup>31</sup> Vgl. Art. 7 Kyoto-Protokoll, Art. 12.1 lit a UNFCCC.

pflichtungsperiode rechtzeitig und korrekt über die Kohlenstoffeinbindung der Senken Bericht erstattet.

In den *Marrakech Accords* werden Annex I-Staaten zudem aufgefordert, im Hinblick auf Forschung und Entwicklung, Marktdurchdringung und Technologietransfer für Emissionsreduktionstechnologien sowie bei solchen, die die Abscheidung und Speicherung von Treibhausgasen bezeichnen, zu kooperieren.<sup>32</sup>

## D. EU ETS

Von dem Internationalen Emissionshandel nach Art. 17 Kyoto-Protokoll (IET), der ab 2008 auf der Ebene der Unterzeichnerstaaten stattfinden soll, ist der Emissionshandel auf der Ebene der Betreiber von Industrieanlagen zu unterscheiden, der am 1. Januar 2005 auf dem Gebiet der Europäischen Union eingeführt wurde.

Zur Einführung des Europäischen Emissionshandelssystems (*European Union Emissions Trading Scheme*, kurz: *EU ETS*) auf der Ebene einzelner Industrieanlagen in Europa erging am 13. Oktober 2003 die Europäische Emissionshandelsrichtlinie, die am 25. Oktober 2003 in Kraft trat.<sup>33</sup> Diese enthält die Vorgaben für ein europäisches Emissionshandelssystem und verpflichtet die Mitgliedstaaten in Art.11 einen Drei- und einen Fünfjahresplan für die Jahre 2005 - 2007 und 2008 - 2012 (so genannte „Nationale Allokationspläne“) zu erstellen, die die genauen Modalitäten zur Erreichung der nach der *Burden Sharing*-Entscheidung und dem Kyoto-Protokoll bestimmten Minderungsziele regeln. Erfasst werden hier ausschließlich die Kohlendioxidemissionen. In diesen von den Mitgliedstaaten zu erstellenden Nationalen Allokationsplänen (NAP), die der Europäischen Kommission zur Prüfung vorzulegen sind, werden die zuzuteilenden Gesamtmengen an Emissionszertifikaten festgelegt und die dafür maßgeblichen Regeln für die Zuteilung der Emissionsberechtigungen (*EU-Allowances*, EUAs) an die erfassten Industrieanlagen bestimmt. Zunächst ist der EU-Emissionshandel nur für die Bereiche Industrie und Energieerzeugung vorgesehen.<sup>34</sup> Eine Erweiterung auf weitere Bereiche – wie den europäischen Flugverkehr – wird auf europäischer Ebene diskutiert.

Die im Kyoto-Protokoll zur Reduktion der Treibhausgasemissionen genannten Instrumente „Joint Implementation“ (JI) in Art. 6 und „Clean Development Mechanism“ (CDM) in Art. 12

---

<sup>32</sup> Vgl. Decision5/CP.7.

<sup>33</sup> Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionen in der Gemeinschaft vom 13.10.2003.

<sup>34</sup> Art.2 EH-RL i.V.m. Anhang I EH-RL.

des Kyoto-Protokolls sind über die so genannte „Verbindungsrichtlinie“<sup>35</sup> in das Europäische Emissionshandelssystem einbezogen worden. Damit soll den vom Emissionshandel erfassten Anlagenbetreibern die zusätzliche Möglichkeit gegeben werden, in Projektmechanismen zu investieren bzw. ihre Abgabeverpflichtung durch Gutschriften aus JI oder CDM zu erfüllen. Damit sind auch die projektbezogenen Mechanismen auf unterstaatlicher Ebene Unternehmen zugänglich gemacht worden. Die generierten Emissionsberechtigungen werden an die Unternehmen weitergereicht, die mit diesen ihre emissionshandelsrechtliche Abgabepflicht erfüllen oder die Berechtigungen handeln können. Diese Möglichkeit besteht für ERUs aus JI in der zweiten Handelsperiode ab 2008, für CERs aus CDM bereits seit 2005.<sup>36</sup>

## E. Nationales Recht

Die Europäischen Emissionshandelsrichtlinie und die Verbindungsrichtlinie sind mit dem Treibhausgasemissionshandelsgesetz (TEHG) und dem Projektmechanismengesetz (Pro-MechG) in nationales Recht umgesetzt worden. Hinzu kommen als weitere für den Klimaschutz auf nationaler Ebene wichtige Rechtsakte noch der durch das Zuteilungsgesetz in Gesetzesform gefasste Nationale Allokationsplan für den Emissionshandel in Deutschland und das Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG), das die Genehmigung und den Betrieb von (Industrie-)Anlagen in Deutschland regelt. Ergänzt wird das von der Bundesregierung zum Zwecke des Klimaschutzes geschaffene „Maßnahmenbündel“ durch zahlreiche weitere Regelungen, die vom Emissionshandel abzugrenzen sind.<sup>37</sup>

### 1) Treibhausgasemissionshandelsgesetz (TEHG)

Mit dem Gesetz über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft (TEHG), das am 15.07.2004 in Kraft trat, setzte die Bundesrepublik Deutschland die Richtlinie der Gemeinschaft in nationales Recht um.<sup>38</sup> Das TEHG, das an einigen Stellen an das Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) anknüpft,<sup>39</sup> bildet die rechtliche

<sup>35</sup> Auch „Linking Directive“, RL 2004/101/EG v. 27.10.2004.

<sup>36</sup> Allerdings ist die Bedeutung von CERs in der ersten Handelsperiode aufgrund der Überallokation und des Preisverfalls von EUAs niedrig geblieben.

<sup>37</sup> Vgl. die von der Bundesregierung am 23.08.2007 in Meseberg beschlossenen „Eckpunkte für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm“ (sog. „Meseberg-Beschlüsse“).

<sup>38</sup> BGBL. 2004 I, S.1578-1590.

<sup>39</sup> So wird die immissionsschutzrechtliche Genehmigung vom TEHG aufgegriffen, da es sich bei den vom TEHG erfassten Anlagen samt um genehmigungsbedürftige Anlagen im Sinne des BImSchG handelt. Ferner werden die immissionsschutzrechtlichen Betreiberpflichten durch die Abgabe- und Berichtspflicht nach dem TEHG konkretisiert. Vgl. dazu Hohmuth, Emissionshandel und deutsches Anlagenrecht, S. 216 ff.

Grundlage für den deutschen Emissionshandel. Insbesondere regelt es nach den Vorgaben der EU-Emissionshandelsrichtlinie den Anwendungsbereich des Emissionshandelssystems, die emissionshandelsrechtlichen Betreiberpflichten (die Berichts- und Abgabepflicht nach §§ 5 und 6 Abs. 1 TEHG), die Zuständigkeiten und Vorgaben für den Ablauf des Handels und der Aufstellung des Nationalen Allokationsplans etc. Das TEHG gibt damit den rechtlichen Rahmen für den Emissionshandel in Deutschland vor und ist damit sozusagen das „Stammgesetz“ des deutschen Emissionshandelssystems.<sup>40</sup>

## **2) Zuteilungsgesetz 2008 – 2012 (ZuG 2012)<sup>41</sup>**

Das Gesetz über den nationalen Zuteilungsplan für Treibhausgas-Emissionsberechtigungen in der Zuteilungsperiode 2008 – 2012 (Zuteilungsgesetz 2012 – ZuG 2012) ist die in Gesetzesform gegossene Fassung des nach § 7 TEHG und Art. 9 der Emissionshandelsrichtlinie aufzustellenden Nationalen Allokationsplans (NAP).<sup>42</sup> Das Zuteilungsgesetz enthält die absoluten quantitativen Festlegungen für die Klimaschutzziele in den jeweiligen Handelsperioden („Cap“), also die Gesamtmenge der in der Zuteilungsperiode zuzuteilenden Berechtigungen sowie detaillierte Regeln, nach denen die Gesamtmenge der Berechtigungen an die Verantwortlichen für die einzelnen Tätigkeiten (die Anlagenbetreiber) zugeteilt und ausgegeben wird. Weitere Konkretisierungen trifft die auf Grundlage des TEHG und des Zuteilungsgesetzes ergangene Zuteilungsverordnung (ZuV 2007 bzw. ZuV 2012).<sup>43</sup> Das Zuteilungsgesetz 2007 (ZuG 2007)<sup>44</sup> hat mit Ablauf der Zuteilungsperiode die Geltung verloren und ist durch das Gesetz über den nationalen Zuteilungsplan für Treibhausgas-Emissionsberechtigungen in der Zuteilungsperiode 2008 – 2012 (Zuteilungsgesetz 2012 – ZuG 2012) ersetzt worden.<sup>45</sup>

Der nach § 7 TEHG von der Bundesregierung beschlossene Nationale Allokationsplan für die zweite Handelsperiode von 2008 - 2012 (NAP II), auf dessen Grundlage das Zuteilungsgesetz für die (zweite) Handelsperiode von 2008 bis 2012<sup>46</sup> erlassen wurde, sieht eine stärkere jährli-

<sup>40</sup> Vgl. Kobes, NVwZ 2004, S. 514, und Hohmuth, Emissionshandel und deutsches Anlagenrecht, S. 137.

<sup>41</sup> Zum Ganzen vgl. Frenz, NuR 2007, S. 513 ff. und 587 ff.; Kobes, NVwZ 2007, S. 857 ff.

<sup>42</sup> Hohmuth, Emissionshandel und deutsches Anlagenrecht, S. 179.

<sup>43</sup> BGBl. I Nr. 46, S. 2255.

<sup>44</sup> Gesetz über den nationalen Zuteilungsplan für Treibhausgas-Emissionsberechtigungen in der Zuteilungsperiode 2005 – 2007 BGBl. I Nr. 45, S. 2211.

<sup>45</sup> BGBl. I Nr. 38, S. 1788.

<sup>46</sup> Diese zweite Periode entspricht dann gleichzeitig der verbindlichen „Kyoto-Periode“, während die erste Handelsperiode weithin als „Versuchsperiode“ angesehen wurde, um sich mit dem neuen Instrument vertraut zu machen.

che Begrenzung der deutschen Kohlendioxidemissionen für den Emissionshandelssektor auf 453 Mio. t CO<sub>2</sub> p.a. vor.<sup>47</sup> Das Gesetz über den nationalen Zuteilungsplan für Treibhausgas-Emissionsberechtigungen in der Zuteilungsperiode 2008 bis 2012 (ZuG 2012) ist mit einem Artikelgesetz zur Änderung der Rechtsgrundlagen zum Emissionshandel im Hinblick auf die Zuteilungsperiode 2008 bis 2012 vom 7. August 2007 am 11. August 2007 in Kraft getreten.<sup>48</sup>

Im Gegensatz zum ZuG 2007 gibt es im ZuG 2012 keinen einheitlichen Erfüllungsfaktor<sup>49</sup> für die Zuteilung an die emissionshandelpflichtigen Anlagen mehr. Während Industrieanlagen lediglich geringe Einsparungen in Höhe von 1,25 % gegenüber den historischen Emissionsdaten („Grandfathering“) machen müssen, wird die Zuteilung an die Energieanlagen ausschließlich über „Benchmarking“ erfolgen. Danach wird der Anlage ein der besten verfügbaren Technik entsprechender produktbezogener Emissionswert sowie neueren Anlagen ein Standardauslastungswert zugeteilt, nach denen sich die Höhe der Zuteilungsmenge bestimmt. Damit ist die Zuteilungsmenge für Anlagen der Energiewirtschaft grundsätzlich unabhängig von den tatsächlichen Emissionen der Anlage. Eine erst im Rahmen des parlamentarischen Verfahren eingefügte wesentliche Änderung gegenüber dem ZuG 2007 besteht darin, dass der Bundesgesetzgeber von der ihm durch die Richtlinie eingeräumten Möglichkeit einer teilweise kostenpflichtigen Ausgabe der bislang kostenlos zugeteilten Emissionsberechtigungen Gebrauch machen wird. Emissionsberechtigungen über 40 Mio. t p.a. sollen ab 2008 von staatlicher Seite verkauft werden. Dies wird sich auf den Preis der Berechtigungen auswirken und soll einen positiven Effekt auf die Marktentwicklung haben.

Die weitere Rechtsentwicklung für die Phase nach 2012 lässt sich hinsichtlich eines Zuteilungsgesetzes oder eines Nationalen Allokationsplans noch nicht absehen. Es ist allerdings davon auszugehen, dass sich die Zuteilung zunehmend an Benchmarks und dem Stand der Technik orientieren wird. Im Einzelnen dürfte die Ausgestaltung von Emissionswerten aber maßgeblich von dem politisch vorgesehenen „Energieträgermix“ abhängen. Bereits in den Verhandlungen zum NAP II und zum ZuG 2012 war jedoch erkennbar, dass „unsaubere“ Technologien zu mehr Energieeffizienz bewegt werden sollen, weshalb es in den Zuteilungsregelungen auch keinen eigenständigen Benchmark für Braunkohleverstromung gibt. Vielmehr soll auf besonders effektive Braunkohlekraftwerke mit optimierter Anlagentechnik

<sup>47</sup> Eine stärkere Kürzung der Zuteilungsmenge erfolgte, nachdem ein erster deutscher Entwurf für den NAP II von der Europäischen Kommission im Rahmen der Notifikation noch zurückgewiesen wurde.

<sup>48</sup> BGBl. I Nr. 38, S. 1788.

<sup>49</sup> Dieser bezeichnet den Kürzungsfaktor der beantragten Zuteilungsmenge eines Anlagenbetreibers und damit gleichzeitig den von ihm getragenen Anteil an der Erfüllung des nationalen Klimaschutzzieles.

(BoAs) gesetzt werden, die Wirkungsgrade erzielen können, die mit denen von Steinkohlekraftwerken konkurrieren können.<sup>50</sup> Mit dieser politischen Entscheidung ist auch die Bedeutung der CCS-Technologie für die nationalen Energieversorger gewachsen. Ferner kann davon ausgegangen werden, dass die Zuteilung von Emissionsberechtigungen zukünftig zu größeren Teilen über eine Veräußerung oder Versteigerung erfolgen wird.<sup>51</sup> Dies geht auch aus ersten Entwürfen für eine Änderungsrichtlinie zur Europäischen Emissionshandelsrichtlinie hervor.

Was den Anwendungsbereich des Emissionshandels betrifft, so steht zu erwarten, dass der Luftverkehr mittelfristig dem europäischen Emissionshandelssystem angeschlossen wird. Über andere Erweiterungen wird gelegentlich diskutiert.<sup>52</sup> Grundsätzlich gibt die Emissionshandelsrichtlinie jedem Mitgliedstaat die Möglichkeit zusätzliche Aktivitäten (bestimmte Anlagen oder Branchen) und Treibhausgase auf nationaler Ebene in den Anwendungsbereich des Emissionshandels einzubeziehen, wenn eine hinreichend genaue Erfassung sichergestellt ist, die ökologische Integrität des Handelssystems gewährleistet ist und keine Wettbewerbsverzerrungen auftreten (so genanntes *opt in*, vgl. Art. 24 der EH-RL).<sup>53</sup>

### 3) Projektmechanismen-Gesetz (ProMechG)<sup>54</sup>

In Deutschland wurde die „Verbindungsrichtlinie“ durch das Gesetz zur Einführung der projektbezogenen Mechanismen (ProMechG) vom 22. September 2005 und entsprechende Ände-

<sup>50</sup> Der Wirkungsgrad ergibt sich aus dem Verhältnis von produzierter Strommenge zur eingesetzten Energiemenge. Der besonders hohe Wirkungsgrad eines Gas- oder Dampfturbinenkraftwerks (GuD) liegt z.B. durchschnittlich bei ca. 57,5 %, modernste Kohlekraftwerke erreichen hingegen maximal einen Wirkungsgrad von 47 % bei Stein- und 43 % bei Braunkohleeinsatz, derzeit durchschnittlich nur ca. 45 %. Ein in Dänemark nach neuestem Stand der Wissenschaft an der Küste gebautes Steinkohlekraftwerk, das in der zweiten Hälfte der neunziger Jahre in Betrieb genommen wurde, erzielte durch die Direktkühlung mit Meerwasser den Weltbestwert des Wirkungsgrades für Steinkohlekraftwerke mit 47 %. Der auf dem neuesten Stand von Wissenschaft und Technik befindliche Kraftwerkstypus für Braunkohle BoA (Braunkohlekraftwerk mit optimierter Anlagentechnik) erzielt einen Netto-Wirkungsgrad von 45,3 %. Der weltweite Durchschnittswert der Wirkungsgrade von Steinkohlekraftwerken beträgt jedoch gerade einmal 31 % (brutto), in China oder Russland liegt er durchschnittlich nur bei ca. 22 %, in den USA bei ca. 37 %, in Deutschland bei ca. 39 %. Vgl. m.w.N. Hohmuth, Emissionshandel und Anlagenrecht, S. 130 f.

<sup>51</sup> Vgl. umfassend dazu Martini/Gebauer, ZuR 2007, S. 225 ff.; Frenz, DVBl. 2007, S. 1385 ff.; krit. zur Verfassungsmäßigkeit noch Burgi, NJW 2003, S. 2491.

<sup>52</sup> Die Kommission hat sich für eine Einbeziehung von innereuropäischen Flügen ab 2011 ausgesprochen. - Teilweise wird ein *Upstream*-Ansatz auch für andere Sektoren aus dem Makroplan des Allokationsplans gefordert.

<sup>53</sup> So planen die Niederlande und Frankreich eine frühzeitige Ausweitung des Emissionshandels auf Lachgasemissionen.

<sup>54</sup> Zum Ganzen vgl. Ehrmann, EurUP 2005, S. 206 ff.; ders., ZUR 2006, S. 410 ff.; ders., in: Oldiges (Hrsg.), Immissionsschutz durch Emissionshandel, S. 101 ff.; Reuter/Löwer, RdE 2006, S. 182 ff.; Zenke/Handke, NuR 2007, S. 668 ff.

rungen am TEHG umgesetzt.<sup>55</sup> Damit ist die Erfüllung der sich aus dem Emissionshandel ergebenden Abgabepflicht auch durch Gutschriften aus den projektbezogenen Mechanismen JI (*Emission Reduction Unit*, kurz: *ERU*) und CDM (*Certified Emission Reduction*, kurz: *CER*) möglich. Nach § 6 Abs. 1b TEHG kann die Abgabeverpflichtung nach § 6 Abs. 1 TEHG in der zweiten Handelsperiode von 2008 bis 2012 auch durch CERs und ERUs erfüllt werden.<sup>56</sup> Nachdem ein von der zuständigen Stelle zugelassenes Projekt, mit dem zusätzliche Emissionsminderungen bewirkt werden, einen bestimmten Projektzyklus durchlaufen hat und entsprechend der validierten Projektdokumentation tatsächlich verifizierte Emissionsminderungen zertifiziert worden sind, werden dem Projektentwickler entsprechend der Menge der Emissionsminderung Emissionsberechtigungen ausgestellt und auf sein Konto übertragen. Dafür ist die vorherige Zustimmung<sup>57</sup> der national zuständigen Behörde zur Projektumsetzung als JI- oder CDM-Maßnahme erforderlich. Die Zustimmung ist eine Art „Zusicherung“, mit der dem Projekt die JI- oder CDM-„Tauglichkeit“ bescheinigt, das Projekt als JI- bzw. CDM-Projekt anerkannt bzw. die Durchführung durch einen privaten Projektträger gebilligt<sup>58</sup> und eine rechtsverbindliche Prognose der zu generierenden Emissionsgutschriften abgegeben wird. Wird das Projekt also auch nachgewiesenermaßen<sup>59</sup> so durchgeführt, wie ihm behördlicherseits zugestimmt wurde, so werden Emissionsgutschriften in der tatsächlichen Höhe der bewirkten Minderung ausgestellt. Insofern ist die Zustimmung als ein Verwaltungsakt zu beschreiben, mit dem unter bestimmten Voraussetzungen der Erlass eines weiteren Verwaltungsakts (in Form der Gutschrift von Emissionsberechtigungen und des Realakts der Übertragung der Berechtigungen) zugesagt wird. Im Gegensatz zu der unverbindlichen Befürwortung eines Projekts nach § 3 Abs. 6 ProMechG hat eine Zustimmung rechtliche Bindungswirkung hinsichtlich der Anerkennung der erwarteten Emissionsminderung.

<sup>55</sup> Gesetz zur Einführung der projektbezogenen Mechanismen nach dem Protokoll von Kyoto, zur Umsetzung der Richtlinie 2004/101/EG und zur Änderung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, In-Kraft seit dem 30.09.2005, BGBl. I S.2826.

<sup>56</sup> Nach § 6 Abs. 1a TEHG war das mit CERs auch in der ersten Handelsperiode bereits möglich, was aber angesichts des Überangebots von EUAs und dem damit verbundenen Preisverfall kaum genutzt worden ist. Mit ERUs sollte dies erst in der zweiten Periode möglich sein, da die Staaten erst dann über AAUs verfügen, die in ERUs umgewandelt werden können.

<sup>57</sup> *Letter of Approval* (LoA).

<sup>58</sup> Vgl. Ehrmann, in: Oldiges (Hrsg.), Immissionsschutz durch Emissionshandel, 11. Leipziger Umweltrechts-Symposion am 4./5. Mai 2006, S. 113.

<sup>59</sup> Die tatsächliche zusätzliche Emissionsminderung durch das Projekt ist durch einen Verifizierungsbericht eines unabhängigen Sachverständigen zu belegen und die Minderungsleistung zu zertifizieren sowie durch die zuständige Behörde zu bestätigen, vgl. § 6 ProMechG.

Der Projektzyklus für JI- und CDM-Maßnahmen ist in weiten Teilen gleich. Im ProMechG sind drei Fälle von Projektmechanismen mit deutscher Beteiligung geregelt. Diese sind erstens die Gemeinsame Projektumsetzung (=JI) im Bundesgebiet, zweitens außerhalb des Bundesgebiets, mit Deutschland als Gastgeber- oder Investorstaat, sowie drittens der Mechanismus für umweltverträgliche Entwicklung (=CDM), bei dem Deutschland als Industriestaat nur Investorstaat sein kann.

### a) Projektzyklus

Für eine Zustimmung im Sinne des ProMechG sind zunächst der zuständigen Stelle<sup>60</sup> Antragsunterlagen mit einer von besonders akkreditierten Sachverständigen validierten Projektdokumentation (*Projekt Design Document*, kurz: *PDD*) sowie der Validierungsbericht einzureichen, in der der Projektablauf, die zu erwartende zusätzliche Emissionsminderung durch die Projekttätigkeit und ihre Überwachung ausführlich dargestellt werden. Zuständige Stelle ist in Deutschland die Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt, vgl. § 10 Abs. 1 ProMechG. Anhand des Antrags auf Zustimmung prüft die Behörde, ob eine zusätzliche Emissionsminderung durch die Projekttätigkeit zu erwarten ist und die weiteren Voraussetzungen vorliegen.

Bedeutendster Bestandteil des PDDs ist der sog. „Referenzfall“, anhand dessen die Zusätzlichkeit (*Additionality*) der erwarteten Emissionsreduktion durch das Projekt nachzuweisen ist. Zusätzlich ist eine Emissionsminderung, soweit sie die Menge an Emissionen unterschreitet, die ohne die Projektdurchführung (in einem hypothetischen Referenzfall) entstanden wäre, vgl. § 2 Nr. 6 ProMechG.<sup>61</sup>

Ferner sind die Projektgrenzen von besonderer Bedeutung. Sie bestimmen maßgeblich den zu bildenden Referenzfall. Die Projektgrenzen müssen alle kausalen und signifikanten Emissionen aus Quellen unter der Kontrolle der Projektbeteiligten und die Emissionen durch das Projekt erfassen. Zudem sind Verlagerungen (*Leakages*) zu berücksichtigen, wenn es also außerhalb der Projektgrenzen zu kausalen und signifikanten Emissionen kommt. Schließlich muss das PDD einen geeigneten Monitoring-Plan zur Überwachung und Dokumentation des Pro-

---

<sup>60</sup> Im Rahmen des CDM ist hier von der *Designated National Authority* (DNA), im Rahmen von JI vom *Designated Focal Point* (DFP) die Rede.

<sup>61</sup> Um die teils sehr schwierige Ermittlung der Zusätzlichkeit für Projektentwickler zu vereinfachen, ist vom UN-Klimasekretariat ein entsprechender Leitfaden („*Tool for the Demonstration and Assessment of Additionality*“ – *Additionality Tool*) entwickelt worden, bei dem die Zusätzlichkeit gegenüber einem Referenzfall in mehreren Prüfungsschritten bestimmt wird.

jetablaufs enthalten. Die PDDs werden von beim UN-Klimasekretariat akkreditierten Zertifizierern (*Designated Operational Entity*, kurz: *DOE* bzw. *Accredited Independent Entity*, kurz: *AIE*) geprüft und validiert. Ferner ist die Öffentlichkeit zu beteiligen.

Die zuständige Behörde hat die Zustimmung zu erteilen, wenn die den Anforderungen entsprechende Projektdokumentation und der sach- und fachgerechte Validierungsbericht ergeben, dass die Projekttätigkeit eine zusätzliche Emissionsminderung erwarten lässt und die Projekttätigkeit keine schwerwiegenden nachteiligen Umweltauswirkungen verursacht.<sup>62</sup> Sie ist zu versagen, wenn der Projektträger keine Gewähr der Zuverlässigkeit gibt oder im Falle eines Projekts außerhalb des Bundesgebiets die Vermeidung einer Doppelzählung der Reduktionsleistung nicht sichergestellt ist bzw. bei Projekten im Inland keine reziproke Bereitschaft des Investorstaats zur Durchführung von Projekten auf seinem Staatsgebiet besteht.<sup>63</sup> Es handelt sich demnach um eine gebundene Entscheidung ohne Ermessensspielraum seitens der Behörde.

Für CDM-Projekte ist zusätzlich Voraussetzung, dass die Projekttätigkeit der nachhaltigen Entwicklung des Gastgeberstaats in wirtschaftlicher, sozialer und ökologischer Hinsicht nicht zuwiderläuft.<sup>64</sup>

Mit Zustimmung kann das Projekt dann schließlich umgesetzt werden. Während der Projektlaufzeit ist das Projekt dem im PDD angegebenen Monitoringplan entsprechend zu überwachen und die Einhaltung der Vorgaben zu dokumentieren. Zum Nachweis einer tatsächlich erbrachten Emissionsminderung durch die Projekttätigkeit in einem bestimmten Zeitraum ist ein sach- und fachgerecht erstellter Verifizierungsbericht akkreditierter Sachverständiger über die Minderungsleistung und Einhaltung der Projektmaßgaben vorzulegen. Wird dieser von der zuständigen Behörde bestätigt, so weist sie den Registerführer an, Emissionszertifikate in entsprechender Höhe auf das vom Projektträger angegebene Konto zu überweisen.

Die Zuständigkeit unterscheidet sich bei JI- und CDM-Projekten. Während bei CDM-Projekten der CDM-Exekutivrat für die Registrierung, Bestätigung des Verifizierungsberichts und Generierung der Zertifikate zuständig ist, ist dies im Rahmen von JI-Projekten grundsätzlich die national zuständige Behörde des Gastgeberstaats. Eine Ausnahme dazu besteht für sog. „Track II“-Projekte, bei denen der Gastgeberstaat nicht alle Teilnahmeveraussetzungen

<sup>62</sup> Vgl. §§ 3 Abs. 1 Satz 1 und 5 Abs. 1 Satz 1 ProMechG.

<sup>63</sup> Vgl. §§ 3 Abs. 2 und 5 Abs. 2 ProMechG.

<sup>64</sup> Vgl. § 8 Abs. 1 Nr. 3 ProMechG.

(sog. „Eligibility“) erfüllt. In diesen Fällen wird der JI-Überwachungsausschuss des Klimasekretariats ergänzend tätig.

Das ProMechG gibt Antragstellern zudem die Möglichkeit einer ersten Bewertung ihres geplanten Projekts anhand einer kurzen Projektskizze. Ist die spätere Zustimmung wahrscheinlich, so stellt sie dem geplanten Projekt eine Befürwortung (*Letter of Endorsement*) aus. Eine solche Befürwortung hat jedoch anders als die Zustimmung keine rechtliche Verbindlichkeit.

### b) Unterschiede zwischen JI und CDM

Im Unterschied zu JI-Projekten muss der Projektentwickler eines CDM-Projekts für die Erstellung des Referenzszenarios und das Monitoring eine speziell vom Exekutivrat für CDM-Projekte genehmigte Methodologie verwenden. In dieser wird ein Konzept für einen Prototyp eines Projekts hinsichtlich der Zusätzlichkeit der zu erwartenden Emissionsminderung und des Monitorings beschrieben. Vorschläge für eine Methodologie sind dem Exekutivrat vom Projektentwickler zu unterbreiten. Wenn für einen Projekttypus bereits eine anerkannte Methodologie vorliegt, kann diese verwendet werden. Die dem CDM eigene Voraussetzung, dass die nachhaltige Entwicklung des Gastgeberlandes vorangebracht werden soll, wird hingegen vom jeweiligen Gastgeberland selbst überprüft. Ein Sachverständiger validiert die PDDs und registriert sie sodann beim Exekutivrat, der die Voraussetzungen überprüft. Nach der Projektdurchführung verifiziert der Sachverständige die Emissionsreduktionen dieser, indem er ihr tatsächliches Vorliegen dem Exekutivrat schriftlich zusichert. Dieser stellt dann nach abermaliger Überprüfung die Gutschriften aus.<sup>65</sup>

Nach einer Klarstellung des Exekutivrats für CDM-Projekte im Februar 2005 sind im Rahmen des CDM-Mechanismus auch unilaterale Projekte möglich, bei denen mehrere Gastgeberstaaten (also Schwellen- und Entwicklungsländer) die Möglichkeit haben gemeinsam und ohne die Beteiligung eines Annex I-Staats ein CDM-Projekt eigenständig bis zur Umsetzung zu entwickeln und die generierten CERs auf dem Markt anzubieten. In solchen Fällen muss jedoch das Genehmigungsschreiben eines Investorlandes nachgereicht werden, wenn die CERs transferiert werden sollen. Die Abgabe von CERs aus unilateralen Projekten ist in Deutsch-

---

<sup>65</sup> 2 % der CERs werden dabei einbehalten und einem *Adaptation Fund* für die vom Klimawandel betroffenen LDCs zugeführt.

land jedoch ebenso wenig möglich wie die von CERs aus Senken oder Atomenergieprojekten.<sup>66</sup>

Ferner sind im Rahmen des CDM-Mechanismus auch so genannte „Small Scale“-Projekte<sup>67</sup> möglich, für die vereinfachte Voraussetzungen gelten. Eine weitere Option, die für JI und CDM gleichermaßen gilt, ist die Zusammenfassung von Kleinprojekten in einem programmatischen Ansatz (*Programme of Activities*, kurz: *PoA*).

Während Deutschland im Rahmen von CDM-Projekten lediglich als Investorland in Frage kommt, besteht die Möglichkeit JI-Projekte als Investor- oder auch als Gastgeberland durchzuführen. Die Anerkennung nationaler Projekte ohne ausländische Beteiligung (so genannte *Domestic Offset Projects*) ist im Rahmen des Emissionshandels bislang nicht vorgesehen.<sup>68</sup> In solchen Fällen, in denen durch ein nationales Klimaschutzprojekt Gutschriften für den Emissionshandel generiert werden sollen, wäre mit Hilfe eines entsprechenden ausländischen Projektpartners oder der Zustimmung eines ausländischen DFP aus einem Annex I-Staat die Ausgestaltung als JI-Projekt mit Deutschland als Gastgeberland zu wählen. Im *Review*-Prozess zur Weiterentwicklung des EU ETS hat man sich mit dieser Problematik zwar befasst, jedoch für die Handelsperiode 2008 – 2012 von der Einbeziehung nationaler Minde rungsprojekte bislang weiterhin abgesehen. Der *Review*-Prozess wird von der ECCP-Arbeitsgruppe jedoch fortgeführt. In Art. 28 Abs. 4 des Kommissionsvorschlags für eine Änderungsrichtlinie zur Emissionshandelsrichtlinie<sup>69</sup> vom 23. Januar 2008 wird bereits angeregt, das Gemeinschaftssystem um weitere Projekttypen zu erweitern.

<sup>66</sup> Gutschriften aus Senkenprojekten sind aus dem EU-Emissionshandel ausgeschlossen, da bei der Resorption von Treibhausgasen das Zusätzlichkeitserfordernis bezogen auf den Referenzfall nicht gegeben ist. Die Kommission hat jedoch im Rahmen des *Review*-Prozesses Vorschläge zur Einbeziehung von Gutschriften aus Senken-Projekten ab 2008 vorgelegt, wobei nicht nur der temporäre Charakter der Senken-Gutschriften, sondern auch die *Risiken im Zusammenhang mit genetisch modifizierten Arten sowie invasiven fremden Arten* zu berücksichtigen waren. Auch weiterhin ausgenommen ist Atomkraft. Besondere Regeln gelten für große Staudammprojekte über 20 MW.

<sup>67</sup> Darunter fallen Projekte mit dem Einsatz Erneuerbarer Energien bei einer Kapazität von bis zu 15 MW, Energieeffizienzprojekte mit einer Einsparung bis 60 GWh p.a. und andere Projekte, die eine jährliche Reduktion von 60.000 t CO<sub>2</sub>-Äquivalent p.a. nicht überschreiten.

<sup>68</sup> In der Beschlussfassung der Emissionshandelsrichtlinie sind derartige Projekte noch nicht geregelt, aber als Option für die Nutzung ab 2008 enthalten. Die Generierung von emissionshandelsrelevanten Gutschriften aus den projektbezogenen Mechanismen ist hingegen lediglich im Rahmen bilateraler Projekte mit anderen Annex I-Staaten des Klimarahmenübereinkommens (JI) oder Entwicklungs- und Schwellenländern (CDM) möglich. Allerdings sieht der Richtlinievorschlag der Kommission zur Änderung der Emissionshandelsrichtlinie in Art. 28 Abs. 4 die Möglichkeit vor, zusätzlich zu den in Art. 11a genannten Projekttypen (JI und CDM) weitere Projekttypen zu verwenden.

<sup>69</sup> Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlamentes und Rates zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Verbesserung und Ausweitung des EU-Systems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten vom 23. Januar 2008, KOM(2008) 16 endgültig.

Die Einbeziehung von CDM war bereits in der ersten Periode möglich, die Erfüllung mit JI-Gutschriften (ERU) hingegen erst in der zweiten Periode, also ab 2008.<sup>70</sup>

### c) Höchstgrenze

Allerdings sieht das Kyoto-Protokoll vor, dass der Erwerb von Emissionsreduktionseinheiten nationale Maßnahmen zur Erfüllung der Verpflichtungen aus dem Protokoll nur ergänzen soll.<sup>71</sup> Daher bestimmt die Europäische Emissionshandelsrichtlinie, dass die Mitgliedstaaten in ihren Allokationsplänen eine Höchstgrenze der JI-Zertifikate (ERUs) bzw. der CDM-Zertifikate (CERs) festlegen, die die Betreiber zur Deckung ihrer Pflicht zur Abgabe von Zertifikaten in Höhe ihrer jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen verwenden können. Die Bundesrepublik Deutschland hat in ihrem Plan und in § 18 ZuG 2012 für den Zeitraum 2008 – 2012 eine Höchstgrenze von 22 % vorgesehen.<sup>72</sup>

## F. Zusammenfassung

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass für die Beurteilung des Einsatzes von CCS-Technologien im Klimaschutzregime eine vielschichtige Regelungsmaterie maßgeblich ist. Grundregeln werden im Kyoto-Protokoll und den dazugehörigen Folgeentscheidungen der Gremien auf völkerrechtlicher Ebene getroffen. Die EU hat infolge des Kyoto-Protokolls ein eigenes, aber den Anforderungen des Kyoto-Protokolls angepasstes Regelungswerk gegeben. Dieses bestimmt über Richtlinien die nationale Gesetzgebung, die letztendlich für die Behandlung der CCS-Technologie in Deutschland ausschlaggebend ist.

## III. Einordnung von CCS in das internationale Klimaschutzregime

Fraglich ist zunächst, wie die CCS-Technologie in das komplexe Gefüge des internationalen Klimaschutzregimes einzuordnen ist.

<sup>70</sup> Grund dafür ist, dass die ERUs aus den AAUs des Gastgeberstaats generiert werden, die erst in der Kyoto-Periode ab 2008 existieren, weil zuvor mangels Minderungsverpflichtung keine solchen zugestandenen Emissionsmengen bestanden, während CERs nicht auf AAUs beruhen, da die Gastgeberstaaten als Entwicklungs- und Schwellenländer keine Minderungsverpflichtungen haben und entsprechend auch nicht über AAUs verfügen. CERs konnten vom Exekutivrat bereits zuvor generiert werden.

<sup>71</sup> Nach Art. 6 Abs. 1 d des Kyoto-Protokolls soll der Erwerb nur „*supplemental to domestic actions*“ sein.

<sup>72</sup> Diese Grenze bezieht sich auf die jeweilige Zuteilungsmenge für die gesamte Handelsperiode. Bei der Erfüllung der jährlichen Abgabepflicht besteht hingegen keine Begrenzung. Damit ist ein Betreiber nicht gehindert, am Anfang der Handelsperiode seine Abgabepflicht unbeschränkt mit CERs und ERUs zu erfüllen, sofern über die Zuteilungsperiode hinweg die Grenze von 22 % nicht überschritten wird. Ebenso kann ein Betreiber, der erst am Ende der Handelsperiode über CERs oder ERUs verfügt, seine Abgabeverpflichtung mit einem höheren Anteil dieser Zertifikate erfüllen. Überschüssige CERs oder ERUs können bis zu einem Gesamtvolumen von 2,5 % der AAUs in eine nachfolgende Periode übertragen werden.

Die geplante Abscheidung und dauerhafte Ablagerung von Kohlendioxid kann zur Senkung der Treibhausgasemissionen beitragen. Allerdings führt der durch CCS geleistete Beitrag zum Klimaschutz nicht ohne weiteres dazu, dass es zu einer Anrechnung der vermiedenen Treibhausgasemissionen kommt. Vielmehr ist die Anrechenbarkeit der Emissionsreduktionen durch Abscheidung und Ablagerung von Treibhausgasemissionen von verschiedenen Voraussetzungen abhängig, deren Vorliegen für CCS-Maßnahmen erst festzustellen wäre.

Im Rahmen des internationalen Klimaschutzes nach dem Kyoto-Protokoll ist zunächst die grundsätzliche Zulässigkeit von CCS als Klimaschutzmaßnahme zu testieren und sodann eine grundsätzliche Qualifizierung der Maßnahme vorzunehmen.

### **A. Klimarechtliche Zulässigkeit**

Ein grundsätzlicher Nutzen von CCS zum Zwecke des Klimaschutzes wird kaum mehr bestritten. Kontrovers diskutiert wird vielmehr, ob und unter welchen Voraussetzungen die klimaschützende Wirkung dieser Technologie auch honoriert und gefördert werden sollte.

Eine klimarechtliche Zulässigkeit lässt sich bereits aus folgendem Gesichtspunkt herleiten: Nach Art. 2 Abs. 1 lit. a) ii) Kyoto-Protokoll sind die Anlage I Staaten bei Erfüllung ihrer Reduktionsverpflichtung entsprechend ihrer nationalen Gegebenheit verpflichtet, Maßnahmen wie die Verstärkung von Speichern näher auszugestalten. Nach Art. 1 Nr. 7 Klimarahmenübereinkommen bedeutet „Speicher“ ein Bestandteil oder mehrere Bestandteile des Klimasystems, in denen ein Treibhausgas oder eine Vorläufersubstanz des Treibhausgases zurückgehalten wird, wobei die Geosphäre gemäß Art. 1 Nr. 3 Klimarahmenübereinkommen einen Bestandteil des Klimasystems darstellt. Unter Zugrundlegung dieser Definitionen handelt es sich bei Kohlendioxidablagerungsstätten demnach um Speicher, deren Anlage das Kyoto-Protokoll unterstützen will.

Dieser Befund wird insbesondere durch Art. 2 Abs. 1 lit. a) iv) Kyoto-Protokoll bestärkt, wonach die Annex I-Staaten in gleicher Weise verpflichtet sind, die Erforschung, Förderung, Entwicklung und vermehrte Nutzung von Technologien zur Bindung von Kohlendioxid umzusetzen und/oder näher auszugestalten.<sup>73</sup>

---

<sup>73</sup> Dort heißt es wörtlich: „*Research on, and promotion, development and increased use of, new and renewable forms of energy, of carbon dioxide sequestration technologies and of advanced and innovative environmentally sound technologies*“

Eine bedeutendere Frage als die Zulässigkeit von CCS ist die Frage, wo CCS in die Klimaschutzinstrumente einzuordnen ist und ob und wie eine Emissionsreduktionsleistung durch die Verwendung der CCS-Technologie honoriert wird.

## B. CCS-Technologie als Quelle oder Senke

In Art. 3 Abs. 3 unterscheidet das Kyoto-Protokoll zwei Ansatzpunkte für die Reduktion der Emission von Treibhausgasen: die Reduktion durch *Senken* oder durch die Reduktion von Treibhausgasen aus *Quellen*.

Es stellt sich nunmehr also die Frage, ob die Abscheidung und Ablagerung von Kohlendioxidemissionen im Rahmen der CCS-Technologie als eine Senke oder als Emissionsreduktion an der Quelle zu sehen ist.

### 1) Senke

Als „Senke“ wird gemäß Art. 1 Nr. 8 UNFCCC ein Vorgang, eine Tätigkeit oder ein Mechanismus, durch den ein Treibhausgas, ein Aerosol oder eine Vorläufersubstanz eines Treibhausgases aus der Atmosphäre entfernt wird, definiert. Abgeschiedenes und gespeicherte CO<sub>2</sub> würde demnach als bereits emittiert angesehen werden. Dies trifft allerdings für CCS-Projekte offensichtlich nicht zu. Das für die Sequestrierung in Frage kommende CO<sub>2</sub> soll gerade nicht in die Atmosphäre freigesetzt werden. Vielmehr soll die Freisetzung durch Abscheidung und Ablagerung verhindert werden. Zudem wird bei CCS-Technologien auch nicht bereits emittiertes Gas wieder „eingefangen“.<sup>74</sup> Dies ist aber gerade die für Senken kennzeichnende Eigenschaft.

Darüber hinaus werden infolge des Kyoto-Protokolls nur bestimmte Maßnahmen als zulässige Senke angesehen. Nach Art. 3 Abs. 3 Satz 1 Kyoto-Protokoll zählen dazu lediglich Aufforstung, Wiederaufforstung und Maßnahmen gegen Entwaldung und – durch die Beschlüsse von Marrakesch<sup>75</sup> hinzugefügt – Bewirtschaftung von Wäldern, Weideland, Kulturflächen und sonstige Begrünung von Flächen. Diese Aufzählung darf als abschließend verstanden werden. Unter die genannten Maßnahmen lässt sich CCS nicht fassen.

---

<sup>74</sup> So auch Dietrich, a.a.O., S. 241; Bode/Jung, HWWA Discussion Paper 325, S. 6.

<sup>75</sup> Beschlüsse der 7. Vertragsstaatenkonferenz der UNFCCC in Marrakesch (so genannte „Marrakech Accords“).

## 2) Quelle

Im Gegensatz zu Senken werden Quellen als Vorgang oder Tätigkeit bezeichnet, durch die ein Treibhausgas, ein Aerosol oder eine Vorläufersubstanz eines Treibhausgases in die Atmosphäre freigesetzt wird, vgl. Art. 1 Nr. 9 des Klimarahmenübereinkommens. Unter den Begriff „Quellen“ fallen etwa Kraftwerke oder andere emittierende Industrieanlagen. Prima facie lässt sich also vermuten, dass die Anlagen, die der Abspaltung und Ablagerung von CO<sub>2</sub> dienen, ebenfalls Quellen sein müssen. Allerdings soll durch die CCS-Technologie ja gerade verhindert werden, dass CO<sub>2</sub> in die Atmosphäre freigesetzt wird.

Die CCS-Technologie setzt nach der Entstehung des Treibhausgases an den Quellen an. Angesichts der generellen Leckagegefahr und des Umstands, dass die Freisetzung von Kohlendioxid nicht zu 100 % erfolgen wird, erscheint es sinnvoll, Kraftwerke, die von der CCS-Technologie Gebrauch machen, indem sie Kohlendioxid abscheiden und zur Ablagerung transportieren, per definitionem auch weiterhin unter Quellen zu fassen.<sup>76</sup> Der Einsatz der CCS-Technologie wird vor dem Hintergrund des Ziels einer dauerhaften und sicheren Ablagerung daher als eine Reduktion an Quellen im Sinne des Kyoto-Protokolls zu sehen sein. Der Weltklimarat *IPCC*<sup>77</sup> kam in seinen im April 2006 veröffentlichten Leitlinien für nationale Treibhausgasinventare zu dem gleichen Ergebnis.<sup>78</sup>

## C. Zwischenergebnis

Es ist also festzuhalten, dass die nach internationalem Klimaschutzrecht grundsätzlich zulässige Reduktion des Treibhausgasausstoßes durch den Einsatz von CCS-Technologien als eine Reduktion an Quellen i.S.v. Art. 3 Abs. 3 des Kyoto-Protokolls zu werten ist.

## IV. Anrechenbarkeit von abgelagertem CO<sub>2</sub>

Fraglich ist nun, wie durch den Einsatz von CCS-Technologie vermiedene Treibhausgasemissionen bzw. die abgeschiedenen und abgelagerten Mengen im Rahmen des dargestellten

<sup>76</sup> So im Ergebnis auch Dietrich, a.a.O., S. 241, 244.

<sup>77</sup> *Intergovernmental Panel on Climate Change*, vom Umweltprogramm der Vereinten Nationen (UNEP) und der Weltorganisation für Meteorologie (WMO) 1988 gegründet.

<sup>78</sup> IPCC, *Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*, 2006, Volume 2, Chapter 5. In der zweiten Revision der IPCC-Leitlinien für nationale Treibhausgasinventare werden die drei Prozessschritte des CCS (die Abspaltung, der Transport und die Ablagerung von CO<sub>2</sub>) dabei als eigenständige (potenzielle) Quellen gesehen, da jeweils die Gefahr eigenständiger Emission durch Leckagen besteht. Zudem wurden erste Hinweise zur Überwachung (*Monitoring*) von Leckagen gegeben. Diese Leitlinien können als erste Vorgabe für CCS-Projekte gelten. Vgl. <http://www.ipcc-nngip.iges.or.jp>.

mehrschichtigen „Klimaschutzrechts“ zu behandeln sind und ob und wie die Verhinderung der Freisetzung von Treibhausgasen im Rahmen des geltenden Rechts honoriert werden könnte und sollte. Für eine Anrechenbarkeit von Gutschriften aus CCS-Projekten im Rahmen des Emissionshandels gibt es mehrere Anknüpfungspunkte:

- Zunächst könnte eine bestehende oder neu in Betrieb genommene Anlage in Deutschland im Wege einer CCS-Technologie das verursachte CO<sub>2</sub> abscheiden, vor Ort ablagern<sup>79</sup> und gleichwohl eine an der Menge verursachten Kohlendioxids orientierte Zuteilung von Emissionsberechtigungen erhalten und/oder nur entsprechend den tatsächlichen Emissionen Emissionsberechtigungen abzugeben haben. (*dazu unter a.*)
- Ferner ist denkbar, dass abgeschiedenes CO<sub>2</sub> weitergeleitet und anderenorts in einer geeigneten Ablagerungsstätte abgelagert wird. Auch hier stellt sich die Frage, inwiefern die Verwendung von CCS im Rahmen der Zuteilung und der Abgabepflicht berücksichtigt werden würde. Zudem kommt der Transport als weiterer relevanter Aspekt hinzu (*ebenfalls unter a.*)
- Eine weitere Frage in diesem Zusammenhang ist die der Berücksichtigung von CCS-Projekten im Rahmen der so genannten projektbezogenen Mechanismen. So könnten bilaterale CCS-Projekte in Deutschland oder mit deutscher Beteiligung in anderen Ländern für die Verringerung von Treibhausgasemissionen anerkannt werden und entsprechende Gutschriften für die vermiedenen Emissionen generieren. (*dazu unter b.*)

Die genannten Möglichkeiten sollen im Folgenden näher betrachtet werden. Es stellt sich die Frage, auf welchem Wege die Reduktionsleistungen infolge des Einsatzes von CCS-Technologien anerkannt und in den Emissionshandel einbezogen werden könnten und ob dies sinnvoll erscheint.

## A. CCS im EU ETS

Es stellt sich die Frage, wie die unter Einsatz von CCS-Technologien betriebenen so genannten „kohlendioxidarmen Kraftwerke“ de lege lata und de lege ferenda im Europäischen Emissionshandelssystem (EU ETS) nach der europäischen Emissionshandelsrichtlinie bzw. nach deutschem Recht zu behandeln wären. In diesem Zusammenhang ist auch die Frage nach der

---

<sup>79</sup> Das würde voraussetzen, dass sich die Ablagerungsstätte auch am Standort des Kraftwerks befindet.

rechtlichen Behandlung der Weiterleitung von abgeschiedenem CO<sub>2</sub> von emissionshandelspflichtigen Anlagen an spezielle eigenständige Sequestrierungsanlagen und die dortige Ablagerung im EU ETS zu klären.

### **1) Emissionshandelpflichtigkeit**

Zunächst ist zu klären, ob und inwieweit Anlagen mit CCS-Technologie, soweit sie nicht lediglich der Forschung, Entwicklung oder Erprobung neuer Verfahren im Labor- oder Technikumsmaßstab dienen und deshalb nach Ziff. 1 Abs. 1 des Anhangs I zur EH-RL bzw. § 2 Abs. 4 TEHG vom Anwendungsbereich des TEHG ausgenommen sind, nach geltendem Recht überhaupt noch dem europäischen Regime des Emissionshandels unterliegen, wenn das verursachte Kohlendioxid ganz oder zum Teil abschieden und abgelagert und dadurch nicht in die Atmosphäre gelangen würde.

Zu unterscheiden sein werden grundsätzlich Kraftwerke mit integrierter CCS-Technologie sowie die so genannten „kohlendioxidfreien“ oder „-armen“ Kraftwerke und die reinen Ablagerungsanlagen<sup>80</sup>. Maßgeblich ist der immissionsschutzrechtliche Anlagenbegriff für genehmigungsbedürftige Anlagen nach § 1 der 4. BImSchV.<sup>81</sup> Soweit ein enger räumlicher und betrieblicher Zusammenhang zwischen mehreren Anlagen derselben Art besteht, diese sich etwa auf demselben Betriebsgrundstück befinden und mit gemeinsamen Betriebseinrichtungen verbunden sind, wäre von einer gemeinsamen Anlage i.S.v. § 1 Abs. 3 der 4. BImSchV bzw. § 2 Abs. 3 TEHG auszugehen. Da es sich bei einem Kraftwerk mit Abscheidungstechnik und Speicherungsanlage oder Ablagerungsstätte jedoch in der Regel um verschiedenartige Anlagen handeln dürfte, kann nicht von einer gemeinsamen Anlage i.d.S. ausgegangen werden. Wenn aber jedenfalls ein räumlicher und betrieblicher Zusammenhang der Ablagerungsanlage mit Anlagenteilen und Verfahrensschritten des Kraftwerks bestünde, könnte es sich bei der Ablagerungsanlage um eine Nebeneinrichtung i.S.v. § 1 Abs. 2 Nr. 2 der 4. BImSchV bzw. § 2 Abs. 2 Nr. 2 TEHG handeln. Besteht ein solcher Zusammenhang hingegen nicht, so wird von getrennten Anlagen auszugehen sein.

<sup>80</sup> Vgl. Much, ZUR 2007, S. 131 f.; Stevens, UPR 2007, S. 282, der jedoch davon ausgeht, dass auch eigenständige Ablagerungsanlagen als Nebeneinrichtungen des Kraftwerks nach § 1 Abs. 2 Nr. 2 4. BImSchV gelten müssen, da immer ein räumlicher und betriebstechnischer Zusammenhang bestehe. Dies kann jedenfalls für solche Ablagerungsanlagen bezweifelt werden, die nicht in der Nachbarschaft des Kraftwerks oder etwa auf See betrieben werden oder zu denen das abgeschiedene Gas erst über weite Strecken transportiert worden ist.

<sup>81</sup> Ausführlich dazu Dietrich, a.a.O., S. 66 ff.

### a) Kombinierte Anlagen mit CCS-Technologie

Anlagen, bei denen die CCS-Technologie, also die Abscheidung und des Kohlendioxids sowie die Gasspeicherung samt geologischer Ablagerung in räumlichem Zusammenhang mit dem Kraftwerk stattfindet, sind als eine (gemeinsame) Anlage anzusehen.<sup>82</sup>

Man könnte nun prima vista meinen, dass diese so genannten „kohlendioxidfreien Kraftwerke“ gar nicht mehr unter das Regelungswerk des Emissionshandels fallen, wenn infolge des Einsatzes der CCS-Technologie von ihnen keine Kohlendioxidemissionen mehr ausgehen.

Der Anwendungsbereich des Emissionshandels, also die „Emissionshandelpflichtigkeit“ einer Anlage richtet sich nach Art. 1 Abs. 1 der Emissionshandelsrichtlinie. Danach gilt die Richtlinie für Emissionen aus den in Anhang I der Richtlinie aufgelisteten Tätigkeiten. Mit dem Begriff „Tätigkeiten“ werden bestimmte Anlagetypen umschrieben. Unter anderem sind alle Feuerungsanlagen ab einer Feuerungswärmeleistung von 20 MW erfasst. Unter Emissionen ist gemäß Art. 3 lit. b die Freisetzung von Treibhausgasen in die Atmosphäre aus Quellen in einer Anlage zu verstehen. Eine Ausnahme für Anlagen mit CCS-Technologie ist nicht vorgesehen.

In Deutschland bedürfen Anlagen, in denen durch Tätigkeiten nach § 3 Abs.3 Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG<sup>83</sup>) i.V.m. Anhang 1 des TEHG Treibhausgase freigesetzt werden, gemäß § 4 Abs. 1 TEHG einer Genehmigung.<sup>84</sup> Liegt für diese Anlage eine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) vor, so ist diese zugleich die Genehmigung im Sinne von § 4 Abs.1 TEHG, § 4 Abs. 6 Satz 1 TEHG. Die Folge der emissionshandelsrechtlichen Genehmigungspflichtigkeit nach dem TEHG sind die emissionshandelsrechtlichen Betreiberpflichten aus den §§ 5 und 6 Abs. 1 TEHG.<sup>85</sup> Danach hat der verantwortliche Anlagenbetreiber die Emissionen seiner Anlage zu überwachen und Bericht zu erstatten (§ 5 TEHG), sowie eine dieser Menge entsprechende Anzahl von Emissionsberechtigungen abzugeben (§ 6 Abs. 1 TEHG).

---

<sup>82</sup> In der Praxis dürften diese Anlagen zunächst jedoch eher die Ausnahme bilden, da sich die bestehenden Kraftwerke meist nicht in unmittelbarer Nähe geeigneter Speicherstätten befinden.

<sup>83</sup> Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen (Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz), BGBl. I S. 1578 vom 08.07.2004, zuletzt geändert durch Art. 19a Nr. 3 Gesetz vom 21.12.2007, BGBl. I S. 3089.

<sup>84</sup> Ebenso wie im TEHG wird in der Richtlinie 2003/87/EG „Emission“ als „Freisetzung von Treibhausgasen in die Atmosphäre...“ bezeichnet, vgl. Art. 3 lit. b der Richtlinie.

<sup>85</sup> Zur Erfüllung der immissionsschutzrechtlichen Vorsorgepflicht nach § 5 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 BImSchG sind gemäß § 5 Abs. 1 Satz 2 BImSchG die Anforderungen der §§ 5 und 6 Abs. 1 TEHG einzuhalten.

Fraglich ist nun, ob auch bei Abscheidung und anschließender Ablagerung (Sequestrierung) des Kohlendioxids im Rahmen der CCS-Technologie weiterhin eine Freisetzung in diesem Sinne vorliegt, die den Anlagenbetrieb emissionshandelspflichtig macht.

Emission im Sinne des TEHG ist gemäß § 3 Abs. 1 TEHG „die Freisetzung von Treibhausgasen durch eine Tätigkeit im Sinne dieses Gesetzes“. Art. 3 lit. b der Emissionshandelsrichtlinie definiert „Emissionen“ als die Freisetzung von Treibhausgasen in die Atmosphäre aus Quellen in einer Anlage.

Dieser Emissionsbegriff unterscheidet sich hingegen maßgeblich von dem des § 3 Abs. 3 BImSchG. Das Emissionsverständnis des TEHG ist entsprechend enger, da es hier nur um die Freisetzung von Treibhausgasen geht, während das BImSchG auch andere Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen, Licht, Wärme, Strahlen und ähnliche Erscheinungen erfasst. Beim emissionshandelsrechtlichen Emissionsbegriff handelt sich demnach um eine Teilmenge des immissionsschutzrechtlichen Emissionsbegriffs.

Es besteht hier mithin ein bedeutsamer Unterschied. Der Immissionsschutz bezweckt den Schutz vor Immissionen, während es beim Emissionshandel ausschließlich um die Emissionen geht.<sup>86</sup> Der Immissionsschutz setzt also bei den Auswirkungen (genauer: Einwirkungen) auf den Menschen bzw. die Umweltmedien an. Ein Kernelement des BImSchG ist entsprechend auch der Nachbarschaftsschutz. Der Emissionshandel bezieht sich hingegen per definitionem nur auf die Freisetzung, also die Quelle der ausgestoßenen Schadstoffe. Nachbarschaftsschutz vor Treibhausgasen ist aufgrund ihrer ubiquitären Wirkweise in der Regel nicht erforderlich.<sup>87</sup>

Das TEHG verzichtet bei seiner Definition von „Emissionen“ gegenüber der Emissionshandelsrichtlinie auf das Freisetzen „in die Atmosphäre“.<sup>88</sup> Gleichwohl kann aber bei richtlinienkonformer Auslegung davon ausgegangen werden, dass dies als ungeschriebenes Tatbestandsmerkmal anzunehmen ist.<sup>89</sup> Wird also beim Anlagenbetrieb kein CO<sub>2</sub> in die Atmosphäre freigesetzt, weil es im Rahmen eines CCS-Verfahrens abgeschieden und gespeichert wird,

<sup>86</sup> Etymologisch: „mittere“ = lat. senden, schicken, „immittere“ = lat. einleiten, einlassen, „emittere“ = lat. freigeben, aussenden.

<sup>87</sup> So kommt es nicht zu einer Verursachung lokaler Verunreinigungen - so genannter „Hot Spots“ - durch CO<sub>2</sub>. Eine Ausnahme bei den übrigen Treibhausgasen bildet Methan, das bodennahes Ozon bilden kann. Allerdings besteht auch bei Kohlendioxid ab einer bestimmten Konzentration Erstickungsgefahr.

<sup>88</sup> Der Bundesrat wollte diesen Zusatz aus Klarstellungsgründen aufnehmen, BT-Drucks. 15/2549, 6; vgl. Dietrich, a.a.O., S. 83.

<sup>89</sup> So auch Theuer, in: Frenz, Emissionshandelsrecht, 2005 § 3 TEHG, Rn. 5; Dietrich, a.a.O., S. 83; vgl. Hohmuth, Emissionshandel und deutsches Anlagenrecht, 2006, S. 247.

so dürfte konsequenterweise weder ein „Freisetzen“ noch eine Emission im Sinne des TEHG vorliegen, so dass eine Genehmigungspflicht nach dem TEHG nicht bestünde.

Mehrheitlich wird im deutschen Recht unter „Freisetzung“ aber das Aussenden aus einem umschlossenen Raum in die Umgebung verstanden,<sup>90</sup> womit nicht notwendigerweise die Atmosphäre gemeint ist. *Vierhaus* definiert die Freisetzung analog zum Umweltstrafrecht als eine Handlung, durch die sich das Treibhausgas ganz oder teilweise unkontrollierbar in die Umwelt ausbreiten kann.<sup>91</sup> Zwar kann hier zunächst bemängelt werden, dass der Boden, in dem das Gas abgelagert werden soll, als Umweltmedium auch zu dem Begriff „Umwelt“ gehört. Daher wäre in diesem Zusammenhang die Voraussetzung der unkontrollierten Ausbreitung zu betonen. Doch auch nach dieser Definition dürfte eine Sequestrierung nicht unter den Begriff „Emission“ im Sinne des TEHG fallen, wenngleich man bei einem unverhofften Entweichen wohl von einer teilweisen Unkontrollierbarkeit sprechen könnte. Diese wäre aber eben nur die Folge einer fehlerhaften Sequestrierung. Daher kann bei einer ordnungsgemäßen (was jedoch weitergehend zu bestimmen wäre) Sequestrierung auch nach dieser Definition nicht von einer Emission gesprochen werden.<sup>92</sup>

Da im Rahmen der CCS-Technologie das Gas dauerhaft nicht aus dem zur Ablagerung bestimmten Hohlraum entweichen soll, ist also nicht von Freisetzung in diesem Sinne auszugehen. Daher dürfte für die vermiedenen Emissionen prima vista auch im Rahmen des Emissionshandels keine Pflicht zur Abgabe von Emissionsberechtigungen bestehen. Eine vollständige Ablagerung, die die Abgabe an die Atmosphäre verhindert, könnte damit also nach § 4 Abs. 1 TEHG genehmigungsfrei sein.<sup>93</sup>

Allerdings ist eine vollständige Ablagerung schon aus technischer Sicht kaum möglich und sehr aufwendig,<sup>94</sup> zumal die Abspaltung weiteren Energiebedarf verursacht und sich nachtei-

<sup>90</sup> Vgl. Kobes, NVwZ 2004, S. 1154, der die Freisetzung ähnlich bzgl. *Null-Emissions-Anlagen* auslegt; Schweer/v.Hammerstein, TEHG, 2004, § 3, Rn. 1; *Theuer*, in: Frenz, Emissionshandelsrecht, § 3 TEHG, Rn. 4 unter Verweis auf die immissionsschutzrechtliche Definition bei Jarass, BImSchG, § 3, Rn. 12; sowie Feldhaus, in: Feldhaus, BImSchG, § 4, Rn. 4.

<sup>91</sup> Vierhaus, in: Körner/Vierhaus, TEHG, § 3 TEHG, Rn. 2. Vgl. Cramer/Heine, in: Schönke/ Schröder, StGB, 2006, § 330a, Rn. 4, bzgl. der schweren Gefährdung durch Freisetzung von Giften nach § 330a StGB. Hier wird ein Gift verbreitet oder freigesetzt, indem es unkontrollierbar geworden ist, sich also nicht mehr im Gewahrsam oder Einwirkungsbereich des Täters befindet.

<sup>92</sup> Vgl. Hohmuth, Emissionshandel und deutsches Anlagenrecht, S. 247 ff.

<sup>93</sup> Vgl. Dietrich, a.a.O., S. 84; *Theuer*, in: Frenz, Emissionshandelsrecht, § 3 TEHG, Rn. 4; Schweer/v.Hammerstein, TEHG, § 3, Rn. 1; Kobes, NVwZ 2004, S. 1154, der die Freisetzung ähnlich bzgl. *Null-Emissions-Anlagen* auslegt.

<sup>94</sup> Vgl. Bode, Wirtschaftsdienst 2006, S. 64; Dietrich/Bode, HWWA Discussion Paper 327, S. 32 ff.; Dietrich, a.a.O., S. 82; Stevens, UPR 2007, S. 287.

lig auf den Wirkungsgrad von Kraftwerken auswirkt.<sup>95</sup> Praktikabel erscheint aber eine Ablagerung von 80 – 90 % der Emissionen einer Anlage.<sup>96</sup> Denn es sind insbesondere auch die CO<sub>2</sub>-Emissionen zu berücksichtigen, die im Rahmen der gesamten Prozesskette entstehen, so dass selbst bei Verwendung der so genannten „Oxyfuel“-Technologie<sup>97</sup>, bei der bis zu 99,5 % des CO<sub>2</sub> abgespalten werden können, lediglich ca. 90 % weniger CO<sub>2</sub> freigesetzt werden dürfte.<sup>98</sup> Bis auf weiteres lässt sich jedoch festhalten, dass eine vollständige Vermeidung von Emissionen beim jetzigen Stand der Technik schon aus wirtschaftlichen Gründen nicht realistisch ist. Es ist also davon auszugehen, dass es auch im Rahmen des Einsatzes von CCS-Technologien noch in erheblichem Maße zu einem Kohlendioxidausstoß kommt. Die Bundesregierung hält aus diesem Grund auch den als Schlagwort häufig verwendeten Begriff „CO<sub>2</sub>-freie“ Technik für irreführend und bevorzugt stattdessen den Begriff „CO<sub>2</sub>-arme“ Technik.<sup>99</sup> Folgerichtig erging im Dezember 2007 ein Beschluss des Landgerichts Berlin, mit dem einem führenden Stromversorger wegen der Gefahr der Irreführung für Laien die Verwendung des Begriffs „CO<sub>2</sub>-frei“ für derartige Kraftwerke untersagt wurde.<sup>100</sup>

Wenn nun also davon auszugehen ist, dass eine vollständige Ablagerung des Kohlendioxids bei einem Kraftwerk technisch schwer möglich und ökonomisch wenig sinnvoll ist, so dass es jedenfalls zu einer Restemission kommt, so bleibt es aufgrund des Anlagenbegriffs des TEHG, der sich nicht auf tatsächlich ausgestoßene Emissionsmengen bezieht,<sup>101</sup> sondern an bestimmte Leistungs- und Produktionsgrößen anknüpft, zunächst bei der Emissionshandelpflichtigkeit einer vom TEHG erfassten Anlage, auch wenn diese CCS-Technologien zur Abscheidung und Ablagerung des durch den Anlagenbetrieb verursachten

<sup>95</sup> Vgl. dazu auch die Antwort der Bundesregierung auf eine Kleine Anfrage mehrerer Abgeordneter der Bündnis 90/Die Grünen-Fraktion vom 20.04.2007, BT-Drucks. 16/5059, S. 3.

<sup>96</sup> Zu diesem Ergebnis kommen Røkke/Maurstad, (Center for International Climate and Environmental Research Oslo – CICERO), Meldung bei CO<sub>2</sub>-Handel v. 28.03.2006, vgl. [http://www.co2-handel.de/article38\\_1946.html](http://www.co2-handel.de/article38_1946.html).

<sup>97</sup> Ein derartiges Pilotprojekt betreibt beispielsweise *Vattenfall Europe* in Ketzin.

<sup>98</sup> Zu diesem Ergebnis kommt jedenfalls Fischedick in dem Arbeitspapier des Wuppertal Instituts Supersberger/Eskens/Fischedick/Schüwer, KyotoPlus-Papers: Carbon Capture and Storage – Solution to Climate Change? von September 2006, S. 4. Ferner wird darauf verwiesen, dass etwa ein uneffizientes Kohle-Kraftwerk bei einem Emissionswert von 274 g CO<sub>2</sub>/kWh mit CCS-Technologie lediglich 45 % weniger CO<sub>2</sub> freisetzt als ein effizientes GuD-Kraftwerk mit einem Emissionswert von 400 g CO<sub>2</sub>/kWh ohne CCS-Technologie.

<sup>99</sup> Vgl. die Antwort der Bundesregierung auf eine Kleine Anfrage mehrerer Abgeordneter der Bündnis 90/Die Grünen-Fraktion vom 20.04.2007, BT-Drucks. 16/5059, S. 14, so auch schon Donner/Lübbert, Kohlendioxidarme Kraftwerke, Info-Brief, Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestages, 2006, S. 7; ebenso Hellriegel, CO<sub>2</sub>-freies [sic!] Kraftwerk: Rechtsrahmen für CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Ablagerung, in: Frenz (Hg.), 10 Jahre Berg und Umweltrecht: Habitatschutz – Mineralische Abfälle – Emissionshandel, Heft 113, 2007, S. 103 f.

<sup>100</sup> LG Berlin - 97 O 297/07 -, Beschl. v. 4. Dezember 2007 (bislang nicht veröffentlicht), gegen den jedoch Rechtsmittel eingelegt worden sind.

<sup>101</sup> Vgl. § 2 Abs. 1 TEHG i.V.m. Anhang 1 zum TEHG.

Kohlendioxids einsetzt. Denn nach § 2 Abs. 1 Satz 1 TEHG gilt das Gesetz für die Emission der in Anhang 1 genannten Tätigkeiten. Bei einer vollständigen Ablagerung wäre der Anwendungsbereich des TEHG im Umkehrschluss zu § 2 Abs. 1 Satz 1 TEHG wohl nicht eröffnet, eine Emissionshandelspflichtigkeit wohl zu verneinen.<sup>102</sup> Dies kann hier jedoch aus den genannten Gründen dahingestellt bleiben.

Die grundsätzliche Geltung des Emissionshandelsregimes für eine Anlage bedeutet insbesondere, dass die emissionshandelsrechtlichen Betreiberpflichten, nämlich die Überwachungs-, Berichts- und die Abgabepflicht für Emissionsberechtigungen nach den §§ 5 und 6 Abs. 1 TEHG einzuhalten sind. Gleichzeitig besteht aber ein Anspruch auf Zuteilung von Emissionsberechtigungen nach § 9 Abs. 1 TEHG. Auf den Zuteilungsanspruch und die Abgabepflicht für Emissionsberechtigungen könnte die Sequestrierung von verursachtem Kohlendioxid durch eine emissionshandelspflichtige Anlage durchaus Einfluss haben. Dies wird in einem weiteren Schritt zu prüfen sein.

### b) Ablagerungsstätten

Die bloßen Ablagerungsstätten, also jene geologischen Speicherformationen, die lediglich der dauerhaften Aufnahme des abgeschiedenen Kohlendioxids dienen und nicht unter Anhang I der Emissionshandelsrichtlinie oder Anhang 1 zum TEHG fallen, sind hingegen de lege lata grundsätzlich nicht emissionshandelspflichtig. Das wäre nur dann der Fall, wenn eine Ablagerungsanlage mit der emissionshandelspflichtigen Anlage in einem derartigen Zusammenhang steht, dass sie als Nebeneinrichtung der Anlage i.S.v. § 2 Abs. 4 TEHG bzw. § 1 Abs. 2 Nr. 2 der 4. BImSchV anzusehen wäre.<sup>103</sup>

Danach liegt eine Nebeneinrichtung dann vor, wenn ein enger räumlicher und betrieblicher Zusammenhang mit den Anlagenteilen oder Verfahrensschritten der Anlage besteht.

Soweit einer Sequestrierungsanlage jedoch Kohlendioxid über längere Strecken mit Pipelines oder auf andere Weise zugeführt wird, dürfte es sich nicht um eine Nebeneinrichtung i.d.S. handeln.<sup>104</sup> Nach geltendem Recht sind bloße Ablagerungsanlagen nicht in den für den Anwendungsbereich des EU ETS maßgeblichen Anhängen der Emissionshandelsrichtlinie

---

<sup>102</sup> So Dietrich, a.a.O., S. 84.

<sup>103</sup> Solche Anlagen könnten mit einer Anlage aus Anhang I EH-RL oder Anhang 1 zum TEHG etwa über Pipelines in Verbindung stehen oder aber auf dem Verkehrswege zu Land oder Wasser mit dem abgeschiedenen Kohlendioxid „beliefert“ werden. Dann würde es an dem erforderlichen (engen) räumlichen Zusammenhang fehlen.

<sup>104</sup> Auch der Transport über Pipelines wäre ggf. gesondert zu betrachten.

oder des TEHG aufgeführt.<sup>105</sup> In der Europäischen Emissionshandelsrichtlinie 2003/87/EG (EH-RL) wird die CCS-Technologie (bislang) nicht erwähnt.<sup>106</sup>

Auch in der aktuellen Fassung der Leitlinien der Kommission zur Überwachung und Berichterstattung (Monitoring-Leitlinien<sup>107</sup>) wird kein Bezug auf CCS-Ablagerungsanlagen genommen. In der alten Fassung der Monitoring-Leitlinien<sup>108</sup> wurde CCS noch unter Ziff. 4.2.2.1.3. des Anhangs 1 MRG behandelt. Darin wurde ausgeführt, dass die Kommission Forschungsarbeiten zur Rückhaltung und Ablagerung von CO<sub>2</sub> fordert. Zudem war die Erarbeitung von entsprechenden Monitoring-Leitlinien im Rahmen der Ausschusstätigkeit nach Art. 23 EH-RL vorgesehen. In der aktuellen Fassung der MRG ist in Erwägungsgrund 24 der Hinweis enthalten, dass die Einbeziehung von CCS über ein *Opt-in* nach Art. 24 EH-RL erfolgen soll.<sup>109</sup>

Unabhängig von der Frage der emissionshandelsrechtlichen Genehmigungspflichtigkeit beurteilt sich freilich die Frage nach der immissionsschutzrechtlichen Genehmigungspflicht.<sup>110</sup> Eine Anlage, die im Anhang zur 4. BImSchV als grundsätzlich genehmigungsbedürftig im Sinne des BImSchG aufgeführt ist, unterliegt auch bzgl. einer Sequestrierung dem BImSchG, da die Eignung, umweltschädliche Auswirkungen hervorzurufen, auch bei einer Sequestrierung der Schadstoffe nicht grundsätzlich entfällt.<sup>111</sup> Wenn die Abscheidung, Verpressung oder Ablagerung durch eine Nebeneinrichtung erfolgt, ist diese nach Maßgabe des § 1 Abs. 2 Nr. 2 der 4. BImSchV ebenfalls genehmigungsbedürftig.<sup>112</sup> Lediglich der Genehmigungsinhalt für die (Haupt-)Anlage dürfte sich bei einer Nachrüstung verändern.<sup>113</sup>

<sup>105</sup> Allerdings gibt es Pläne diese in den Anwendungsbereich aufzunehmen, um auf sie die emissionshandelsrechtlichen Überwachungs- und Berichtspflichten anzuwenden.

<sup>106</sup> Zur Einbeziehung ins EU ETS vgl. Ausführungen unter Punkt 3.d. und 3.e.

<sup>107</sup> Entscheidung 2007/589/EG der Europäischen Kommission vom 18. Juli 2007 zur Festlegung von Leitlinien für die Überwachung und Berichterstattung betreffend Treibhausgasemissionen gemäß der Richtlinie 2003/87/EG („Guidelines for the Monitoring and Reporting of Greenhouse Gas Emissions pursuant to Directive 2003/87/EC“, kurz: *MRG*) des Europäischen Parlaments und des Rates.

<sup>108</sup> Entscheidung 2004/156/EG vom 29.01.2004.

<sup>109</sup> Dazu unter 3.d.

<sup>110</sup> Dazu vgl. Stevens, UPR 2007, S. 281, 282 ff.; Much, ZUR 2007, S. 131 ff., wobei sich die dort angestellte Untersuchung ausdrücklich ausschließlich auf Vorhaben auf dem deutschen Festland oder innerhalb der AWZ bezieht, vgl. S. 130, Fn. 10.

<sup>111</sup> Ausführlich dazu das Teilstudie zur Einordnung von CCS-Anlagen nach nationalem Recht.

<sup>112</sup> Vgl. Dietrich/Bode, a.a.O., S. 22, die eine unterschiedliche Einordnung für Verpressungs- oder Ablagerungsanlagen vornehmen, die nicht i.d.S. Nebenlagen sind, und im Ergebnis dazu kommen, sie als nicht-genehmigungsbedürftige Anlagen i.S.d. § 22 BImSchG einordnen.

<sup>113</sup> Änderungsgenehmigung für die Gesamtanlage nach den §§ 15, 16 BImSchG.

Hinsichtlich der Frage, ob eine CCS-Anlage wegen ihres Demonstrationscharakters gemäß § 2 Abs. 4 TEHG nicht unter das TEHG fällt, gilt das Gleiche wie hinsichtlich ihrer immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsbedürftigkeit. Es müsste dafür ein räumlicher und betriebstechnischer Zusammenhang bestehen, was je nach konkreter Ausgestaltung im Einzelfall unterschiedlich bewertet werden könnte. Nach § 1 Abs. 4 der 4. BImSchV bedürfen Forschungs- und Erprobungsanlagen im Labor- oder Technikumsmaßstab nicht der Genehmigung nach dem BImSchG. Davon wird jedoch in vielen Fällen nicht auszugehen sein. Dies kann nur bei kleinen Versuchsanlagen angenommen werden, die allein der Forschung, Entwicklung oder Erprobung dienen.<sup>114</sup> Die Einordnung der bloßen Ablagerungsstätte hängt von ihrer konkreten Ausgestaltung im Einzelfall ab. So könnte sie als Anlage gemäß § 3 Abs. 5 Nr. 1 oder Nr. 3 BImSchG anzusehen sein.<sup>115</sup>

Im Richtlinievorschlag der Kommission vom 23.02.2008 zur Änderung der Europäischen Emissionshandelsrichtlinie ist jedoch die Erweiterung des Anhangs I und damit des Geltungsbereichs der Richtlinie auf die „Abscheidung, Beförderung und geologische Speicherung von Treibhausgasemissionen“ vorgesehen. Damit würden dann de lege ferenda die Ablagerungsstätten, Pipelines sowie die Abscheidungsanlagen jeweils gesondert vom Emissionshandelssystem erfasst und würden den emissionshandelsrechtlichen Betreiberpflichten unterliegen. Sie müssten also einen Monitoringbericht vorlegen und ggf. in Höhe der entwichenen Treibhausgasemissionen Emissionsberechtigungen abgeben.<sup>116</sup>

### c) Zwischenergebnis

Es lässt sich im Ergebnis mithin festhalten, dass es de lege lata bei der Emissionshandelpflichtigkeit einer in Anhang 1 des TEHG aufgeführten Anlage bleibt, soweit der Treibhausgasausstoß nicht „auf Null reduziert“ wird. Da davon bis auf weiteres nicht ausgegangen werden kann, bleibt es für die Kraftwerke bei der Emissionshandelpflichtigkeit.

Reine Ablagerungsstätten, die nicht als Nebeneinrichtung einer emissionshandelpflichtigen Anlage anzusehen sind, sind nach geltendem Recht nicht vom Emissionshandelsregime

<sup>114</sup> M.w.N. Jarass, BImSchG, § 4, Rn. 25; LR-Hansmann, § 1 4.BImSchV, Rn. 13b ff.

<sup>115</sup> Zu unterscheiden wäre wohl die Verpressungsanlage an der Oberfläche, die unter § 3 Abs. 5 Nr. 1 BImSchG fallen, und die geologische Lagerstätte, die unter § 3 Abs. 5 Nr. 3 BImSchG subsumieren werden könnte. Vgl. dazu Jarass, BImSchG, § 3, Rn. 76 f. m.w.N.

<sup>116</sup> Bemerkenswert ist hier, dass in der Matrix des Anhangs I der Emissionshandelsrichtlinie anders als bei den übrigen erfassten Tätigkeiten nicht nur Kohlendioxid als erfasstes Treibhausgas aufgeführt ist, sondern „alle in Anhang II aufgelisteten Treibhausgase“.

erfasst. Allerdings ist die gesonderte Emissionshandelspflichtigkeit der Abscheidungsanlage, der zur Beförderung abgeschiedenen Treibhausgases benutzten Pipeline sowie die der Ablagerungsstätte für den Zeitraum nach 2012 vorgesehen, wie sich aus einem Richtlinienänderungsvorschlag der Kommission vom 23. Januar 2008 ergibt.

## **2) Zuteilung und Abgabepflicht bei CCS**

Soweit die Emissionshandelspflichtigkeit einer Anlage festgestellt worden ist, stellt sich weitergehend die Frage, wie es sich bei der Verwendung von CCS-Technologien mit dem Zuteilungsanspruch und der Abgabepflicht für Emissionsberechtigungen verhält, wenn dadurch der Ausstoß von Kohlendioxid durch die Anlage verringert wird.

### **a) Zuteilung**

Fraglich ist zunächst, ob die Abscheidung und Ablagerung von Kohlendioxid bei einer emissionshandelspflichtigen Anlage - also einem Kraftwerk, bei dem Teile des verursachten Kohlendioxids abgeschieden und nicht emittiert werden - Einfluss auf die Höhe des Zuteilungsanspruchs nach § 9 Abs. 1 TEHG hat. Die Höhe des Zuteilungsanspruchs richtet sich nach den Maßgaben im jeweils geltenden Zuteilungsgesetz.

Obwohl es teils gravierende Veränderungen bei den Zuteilungsregeln in den Zuteilungsgesetzen ZuG 2007 und dem für die Periode von 2008 bis 2012 vorgesehenen ZuG 2012 gegeben hat, gab es hinsichtlich der rechtlichen Behandlung des Einsatzes von CCS-Technologien keine Neuregelungen.<sup>117</sup> Es gibt im geltenden Recht keine besonderen Regelungen für die Behandlung von CCS. Dies ist wohl v.a. dem Umstand geschuldet, dass der Gesetzgeber auch in der zweiten Handelsperiode von 2008 bis 2012 nicht mit dem großtechnischen Einsatz von CCS gerechnet hat. Gleichwohl soll hier die Frage der Behandlung von CCS im Rahmen der Zuteilung nach geltendem Recht betrachtet werden.

#### **aa) Zuteilungsregeln**

Man könnte zunächst vermuten, dass sich die Zuteilungsmenge, die sich an den zu erwartenden oder tatsächlich von der Anlage ausgehenden CO<sub>2</sub>-Emissionen orientiert, mit der Verringerung des Ausstoßes infolge des Einsatzes von CCS-Technologien ebenfalls verringert. Dies trifft im Ergebnis jedoch nicht zu.

<sup>117</sup> Zu den Zuteilungsregeln des Zuteilungsgesetzes 2012 vgl. Frenz, NuR 2007, S. 513 ff. und 587 ff.; Kobes, NVwZ 2007, S. 862 ff.

Während man im Zuteilungsgesetz 2007 die Zuteilungsregeln trotz der zahlreichen Sonderregelungen und ihrer Kombinationen grob in die Zuteilung anhand historischer Emissionsdaten (so genanntes *Grandfathering*) und anlagenbezogener Emissionswerte (so genanntes *Benchmarking*) unterteilen konnte, wird im ZuG 2012 die Zuteilung anhand von *Benchmarks* stärker betont. Die Zuteilungsmenge wird im ZuG 2012 bei Neuanlagen und neueren Anlagen der Energiewirtschaft lediglich vom jeweiligen *Benchmark*, der Kapazität der Anlage und dem Standardauslastungsfaktor der Anlage abhängig gemacht, nicht von historischen, tatsächlichen oder zu schätzenden Emissionen der Anlage. Dieser *Benchmark* richtet sich ausschließlich nach dem verwendeten Brennstoff, dem dann ein standardisierter Emissionswert zugeordnet ist. Bei bestehenden Anlagen der Energiewirtschaft, die vor 2003 in Betrieb genommen worden sind, sind wie bei Industrieanlagen statt der Kapazität die Basisjahremissionen nach § 6 Abs. 2 bis 4 ZuG 2012 entscheidend.

#### **bb) Emissionswerte**

Der Gesetzgeber hatte in der ZuV 2007 verschiedene Spannen für die Emissionswerte bei bestimmten Anlagengruppen festgelegt. In der ZuV 2012 sind hier zwar Veränderungen vorgenommen worden; sie spielen in diesem Zusammenhang jedoch eine zu vernachlässigende Rolle. Die Emissionswerte sind wie auch bereits im ZuG 2007<sup>118</sup> weiterhin produktbezogen.

Im ZuG 2012 sind nunmehr für Anlagen der Energiewirtschaft (Zuteilung je nach Inbetriebnahme gemäß §§ 7 und 8 ZuG 2012) und verschiedene Neuanlagentypen (Zuteilung nach § 9 ZuG 2012) in einem Anhang 3 produktbezogene Emissionswerte aufgeführt. Für die Stromproduktion wird dabei zwischen lediglich gasförmigen (365 g CO<sub>2</sub>/kWh) und nicht-gasförmigen Brennstoffen (750 g) unterschieden. Bei den Neuanlagen differieren die Emissionswerte nach Anlagentypus (Zement, Glas, Keramik) und Produktionsmenge. Kann nach diesen Regelungen kein Emissionswert zugeordnet werden, so gilt nach § 9 Abs. 3 ZuG 2012 der Emissionswert bei Anwendung der besten verfügbaren Technik. In Anhang 4 finden sich anlagentypenbezogene Vollbenutzungsstunden, die den Standardauslastungsfaktor einer Anlage bestimmen, vgl. § 3 Abs. 2 Nr. 7 ZuG 2012. Bei Industrieanlagen trifft die Zuteilungsverordnung 2012 (ZuV 2012) Konkretisierungen für die nach § 6 ZuG 2012 zuzuteilende Menge durch die Festlegung einheitlicher Stoffwerte für Emissionsfaktoren, Heizwerte und

---

<sup>118</sup> In der Zuteilungsperiode von 2005 bis 2007 berechnete sich der Emissionswert einer Anlage gemäß § 12 Abs. 4 Satz 1 ZuV 2007 aus dem Quotienten der durchschnittlichen jährlichen Kohlendioxid-Emissionen und der zu erwartenden durchschnittlichen jährlichen Produktionsmenge der Anlage, die sich nach Satz 4 aus Kapazität und Auslastung der Anlage ableitete. Die Emissionen wurden dabei durch eine fiktive Referenzanlage nach bestimmten Kriterien veranschlagt.

Kohlenstoffgehalte für Brennstoffe, Rohstoffe und Produkte (vgl. Anhang 1 zu §§ 4 und 5 ZuV 2012).

### **cc) Beste verfügbare Techniken**

Die besten verfügbaren Techniken im Sinne von § 9 Abs. 3 ZuG 2012 werden über die Vergleichbarkeit der Anlage mit anderen Anlagentypen nach Anhang 2 ZuG 2012 ermittelt. Der für den vergleichbaren Anlagentypus unter Einsatz der besten verfügbaren Technik erreichbare Emissionswert ist dann ausschlaggebend für die Neuanlage.

Bei einer immissionsschutzrechtlichen Herangehensweise könnte diese Bestimmung der besten verfügbaren Technik nun für den Emissionswert bei der Zuteilung an Anlagen, die Teile ihrer Kohlendioxidabgase sequestrieren, zu einer Kürzung führen, wenn man davon ausgeht, dass die Sequestrierung von Kohlendioxid eine Betriebsweise in diesem Sinne ist, also bei Gewährleistung eines hohen Schutzniveaus für die Umwelt insgesamt die Emission klimawirksamer Gase, insbesondere von Kohlendioxid, bei der Herstellung eines bestimmten Produkts auf ein Maß reduziert, das unter Berücksichtigung des Kosten-/Nutzen-Verhältnisses und der unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten nutzbaren Brenn- und Rohstoffe für den Betreiber möglich ist. Fraglich wäre auch, ob bei einer Ablagerung von Kohlendioxid in unterirdischen oder unterseeischen Hohlräumen ein hohes Schutzniveau für die Umwelt insgesamt gewährleistet ist. Es sind bislang keine möglichen Schäden für Boden oder Wasser durch die Sequestrierung von Kohlendioxid bekannt, die das Schutzniveau der Umwelt gefährden würden. Die Emission von Kohlendioxid wird durch die Sequestrierung ebenfalls reduziert, und die Wirtschaftlichkeit für den Betreiber richtet sich nach den Opportunitätskosten und damit letztlich nach dem Marktpreis der Emissionsberechtigungen. Bei einem hohen Emissionswert für eine Anlage, der aufgrund eines entsprechenden Antrags zugrunde gelegt wird, wäre es also denkbar, dass dieser sich unter Berücksichtigung der Sequestrierung als beste verfügbare Technik entsprechend verringert und damit gleichzeitig die Zuteilungsmenge geringer ausfällt. Dann wäre die Sequestrierung entweder als beste verfügbare Technik oder mögliche Effizienzverbesserung entsprechend zur berücksichtigen, wodurch sich der Emissionswert für die Anlage senken könnte.<sup>119</sup>

Allerdings gibt es im Zuteilungsgesetz letztlich einen Mindestemissionswert, der auch von der zuständigen Behörde bei der Zuteilungsentscheidung nicht unterschritten werden darf. Der

---

<sup>119</sup> Vgl. Stevens, UPR 2007, S. 283 f., zur Frage der immissionsschutzrechtlichen Gebotenheit einer Nachrüstung von CCS-Technologien bei bestehenden Anlagen.

Rechtsgedanke der Benchmark-Regelung ist es, zunächst eine beste verfügbare Technik zu bestimmen, der hier aber nur als Korrektiv wirkt, um eine Zuteilung im Rahmen der jeweiligen Emissionswertspanne zu bestimmen.

#### **dd) Lösungsansätze**

*Dietrich* und *Bode* schlagen vor, im Rahmen der Sequestrierung von Kohlendioxid eigene Technikstandards für die Abscheidungs- und Ablagerungsanlagen gelten zu lassen, die im Rahmen der Benchmark-Zuteilung berücksichtigt werden.<sup>120</sup> Das würde nach geltendem Recht aber dem Gesetzeswortlaut zuwiderlaufen. Nach §§ 6 ff. ZuG 2012 ergibt sich die Zuteilungsmenge aus dem rechnerischen Produkt aus der Kapazität und dem Standardauslastungsfaktor bzw. den Basisjahremissionen der Anlage, dem Emissionswert je erzeugter Produkteinheit sowie der Anzahl der Kalenderjahre in der Zuteilungsperiode (seit Inbetriebnahme). Es wäre also eine Sonderregelung für die Kürzung der Zuteilungsmenge bei einer Sequestrierungsmaßnahme erforderlich. Eine solche gibt es nach geltendem Recht nicht. Im Falle einer Einführung einer solchen Regelung de lege ferenda hätte der Gesetzgeber den Bestandsschutz der Betreiber angemessen zu berücksichtigen, da *prima facie* nichts gegen die Vermeidung von Kohlendioxidemissionen durch die Sequestrierung spricht.

Es darf mithin im Rahmen der Zuteilung bisweilen mit der Anwendung der allgemein gelgenden Regeln gerechnet werden. Minderungen der Zuteilung infolge des Einsatzes von CCS-Technologien sind bislang nicht vorgesehen. Auf europäischer Ebene zeichnet sich ab, dass die Allokation der Emissionsberechtigungen zukünftig zunehmend über eine Veräußerung oder Versteigerung erfolgen soll. Nachdem bereits in der zweiten Handelsperiode von 2008 bis 2012 eine entgeltliche Allokation von bis zu 10 % der gesamten Zuteilungsmenge zugelassen wird,<sup>121</sup> sieht der Kommissionsvorschlag für die Änderung der Emissionshandelsrichtlinie eine weitergehende Versteigerung der Emissionsberechtigungen und eine sukzessive abnehmende kostenlose Zuteilung anhand bestimmter Zuteilungsparameter vor.<sup>122</sup> Die Versteigerung wird dort als Grundprinzip der Zuteilung angesehen,<sup>123</sup> da man auf diese Weise dem Verursacherprinzip am besten Rechnung tragen könne. Für den Stromsektor wird ab 2013 eine vollständige Versteigerung vorgeschlagen, wobei die Verwendung der CCS-Technologie

---

<sup>120</sup> Dietrich/Bode, a.a.O., S. 37.

<sup>121</sup> Vgl. Art. 10 der Emissionshandelsrichtlinie (2003/87/EG).

<sup>122</sup> Vgl. dazu Martini/Gebauer, ZUR 2007, S 225 ff.; Frenz, DVBl. 2007, S. 1385 ff.

<sup>123</sup> Vgl. Erwägungsgrund 13 des Richtlinienvorschlags der Kommission vom 23. Januar 2008, KOM(2008) 16 endgültig.

ebenfalls bereits als Regelfall angesehen wird.<sup>124</sup> Bei einer vollständigen Versteigerung der Emissionsberechtigungen hätte der CCS-Einsatz keinen Einfluss mehr auf die Allokation.

Der am 23. Januar 2008 veröffentlichte Vorschlag der Kommission für CCS-Richtlinie<sup>125</sup> vom 23. Januar 2008 sieht in Artikel 32 eine Änderung der Großfeuerungsanlagenrichtlinie (RL 2001/80/EG<sup>126</sup>) vor, wonach neue Anlagen mit einer Erzeugungskapazität von mehr als 300 MW für eine Betriebsgenehmigung „Vorratsflächen“ für die Nachrüstung mit der CCS-Technologie vorweisen müssen. In diesem Zusammenhang ist die Rede davon, neue Anlagen bereits „capture ready“ errichten zu lassen. Dies kann als Indiz dafür gewertet werden, dass eine langfristige Etablierung von CCS als Stand der Technik angestrebt wird, zunächst die „CCS-Nachrüstbarkeit“ und später den Einsatz von CCS-Technologie also zur Genehmigungsvoraussetzung für bestimmte Neuanlagen zu machen. Allerdings ist in diesem Zusammenhang zu berücksichtigen, dass nach § 5 Abs. 1 Satz 2 BImSchG für genehmigungsbedürftige Anlagen im Sinne des BImSchG, die dem Anwendungsbereich des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes unterliegen, – um solche dürfte es sich vorliegend ausschließlich handeln – zur Erfüllung der Vorsorgepflicht nach § 5 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 BImSchG die Anforderungen der §§ 5 und 6 Abs. 1 TEHG einzuhalten sind. Nach § 5 Abs. 1 Satz 2 BImSchG wird demnach die Vorsorgepflicht durch die emissionshandelsrechtlichen Betreiberpflichten konkretisiert.<sup>127</sup> Weitergehende Vorgaben hinsichtlich der Vorsorgepflicht und des Standes der Technik sollen bei solchen Anlagen gerade nicht getroffen werden können.

Vor dem Hintergrund der Gefahr möglicher Leckagen aus der geologischen Ablagerungsstätte erscheint aber die Minderung oder die Etablierung eigener CCS-Benchmarks im Rahmen des Emissionshandels sinnvoll.

Auf Initiative des Hamburger Senats wurde im Frühjahr 2008 eine Entschließung zur CCS-Technologie in den Bundesrat eingebracht, um die Bundesregierung aufzufordern, zukünftig eine Nachrüstungspflicht für CCS-Technologie bei bestehenden Kraftwerken und den Einsatz

<sup>124</sup> Vgl. Begründung zum Richtlinievorschlag der Kommission vom 23. Januar 2008, KOM(2008) 16 endgültig, S. 8.

<sup>125</sup> Vorschlag über eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über die geologische Speicherung von Kohlendioxid und zur Änderung der Richtlinien 85/337/EWG und 96/61/EG des Rates sowie der Richtlinien 2000/60/EG, 2001/80/EG, 2004/35/EG, 2006/12/EG und der Verordnung (EG) Nr. 1013/2006, KOM(2008) 18 endg.; Ratsdok. 5835/08; vgl. BR-Drucks. 104/08 vom 31.01.2008.

<sup>126</sup> Richtlinie 2001/80/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23.10.2001 zur Begrenzung von Schadstoffemissionen von Großfeuerungsanlagen in die Luft (ABl. EG L 309 S. 1); geändert durch RL 2006/105/EG, ABl. L 363 vom 20.12.2006, S. 368.

<sup>127</sup> Vgl. m.w.N. Hohmuth, Emissionshandel und deutsches Anlagenrecht, S. 262 ff.; Jarass, BImSchG, § 5, Rn. 68a.

von CCS als eine verbindliche Genehmigungsvoraussetzung für neue Kohlekraftwerke vorzuschreiben.<sup>128</sup> Die weitere Entwicklung bleibt abzuwarten.

#### **ee) CCS und Grandfathering**

Auch bei solchen Anlagen, deren Zuteilungsmenge sich nach historischen Emissionsmengen richtet, ist mit ungeminderter Zuteilung zu rechnen. Wenn einer Anlage bereits eine bestimmte Menge an Emissionsberechtigungen zugeteilt worden ist und die „Freisetzung“ von CO<sub>2</sub> im Laufe einer Zuteilungsperiode durch CCS reduziert wird, sind nur Emissionsberechtigungen in Höhe der tatsächlich freigesetzten Menge CO<sub>2</sub> abzugeben. Die übrigen Berechtigungen könnten in diesem Fall am Markt verkauft werden. Allerdings hätte dieser Modus Auswirkungen auf die Folgeperioden, soweit weiter nach historischen Emissionen in Basisjahren zuguteilt wird. Da mit einer Veränderung der jeweiligen Basisperiode zu rechnen ist,<sup>129</sup> würde die Emissionsverminderung durch Sequestrierung nur in der jeweiligen Periode zum Tragen kommen. In der Folgeperiode könnte sich die Zuteilung dann wiederum an den tatsächlichen Emissionen einer neuen Basisperiode orientieren, ohne dass die sequestrierte Menge Berücksichtigung fände.<sup>130</sup> Wenn nun der Erfüllungsfaktor auf die tatsächlichen Emissionen angewendet wird, kann es bei der Zuteilung also zu einer Unterdeckung kommen, obwohl erhebliche Mengen an Kohlendioxid sequestriert und damit vermieden worden sind. Dies ist jedoch ein grundsätzliches Problem. Da der Emissionshandel die erfassten Unternehmen fortlaufend zu Emissionsreduktionen bewegen soll, werden Einsparungen nur für einen begrenzten Zeitraum honoriert. Um frühzeitig getätigte Emissionsminderungen zu honorieren, war im ZuG 2007 eine Zuteilung für so genannte *Early Action-Maßnahmen*, die vor dem Einsetzen des Emissionshandelssystems erbracht wurden, vorgesehen.<sup>131</sup> Ob eine ähnliche Regelung für die längerfristige Begünstigung wegen der Verwendung von CCS zu rechtfertigen ist, ist jedoch zu bezweifeln. Schließlich ist auch zu erwarten, dass die historische Zuteilung zunehmend durch die Benchmark-Zuteilung ersetzt wird.

---

<sup>128</sup> Vgl. Pressemeldung der Behörde für Stadtentwicklung und Umwelt Hamburg (BSU) vom 19.02.2008. Ebenso hat sich die Betreiberin eines neu zu errichtenden Kohlekraftwerks in Hamburg-Moorburg durch einen öffentlich-rechtlichen Vertrag im Rahmen des Genehmigungsverfahrens zum Einsatz der CCS-Technologie verpflichtet, sobald dies „technisch und rechtlich möglich“ ist.

<sup>129</sup> Dietrich/Bode, a.a.O., S. 35, sprechen in diesem Zusammenhang von einer „rollierenden“ Basisperiode.

<sup>130</sup> Vgl. Dietrich/Bode, a.a.O., S. 35.

<sup>131</sup> Vgl. § 12 ZuG 2007.

#### **ff) CCS und Kleinemittenten**

Es ist ferner darauf hinzuweisen, dass im NAP II und im ZuG 2012 eine Sonderregelung für Kleinemittenten vorgesehen ist. So soll für Anlagen aller Tätigkeitsbereiche, deren CO<sub>2</sub>-Emissionen 25.000 t im Jahresdurchschnitt der Basisperiode nicht überschreiten, ein Erfüllungsfaktor von 1 angelegt werden. Das bedeutet, dass ihnen gemessen an ihrer Basisperiode eine bedarfsgerechte Zuteilung zukommt. Abweichend von anders lautenden Regeln erhalten alle diese Kleinemittenten eine Zuteilung auf der Basis ihrer historischen Emissionen („*Grandfathering*“). Auch sollen sie keiner anteiligen Kürzung unterliegen. Die Bundesregierung hat sich im *Review*-Prozess zur Emissionshandelsrichtlinie bereits dafür eingesetzt, diese Kleinemittenten zukünftig ganz aus dem Emissionshandel auszunehmen. Dies könnte dann für Anlagen, die die CCS-Technologie einsetzen, von Relevanz sein, wenn sie ihre Emissionen durch die Abscheide- und Ablagerungstechnologie unter diesen Grenzwert senken und an sie Emissionsberechtigungen aufgrund tatsächlicher oder zu erwartender Emissionen zugeteilt werden, sich die Zuteilung also nicht an Rechnungen und Emissionswerten orientiert. Es ist allerdings davon auszugehen, dass diese Regelung ratio legis nicht für große Kraftwerke gelten soll. Im Übrigen würde dies allenfalls für Folgeperioden nach 2012 relevant werden. In dem Vorschlag der Kommission für die Änderung der Emissionshandelsrichtlinie ist zudem vorgesehen, dass die Mitgliedstaaten solche Anlagen vom Emissionshandelsregime ausnehmen können, deren CO<sub>2</sub>-Emissionen 10.000 t im Jahresdurchschnitt der Basisperiode nicht überschreiten und deren Feuerungswärmeleistung unter 25 MW liegt.<sup>132</sup> Damit blieben größere Kraftwerke weiter erfasst.

#### **gg) Rückgabeverpflichtung?**

Nach § 7 Abs. 9 ZuG 2007 hatte ein Anlagenbetreiber durch „*Grandfathering*“ zugeteilte Berechtigungen zurückzugeben, soweit die Kohlendioxidemissionen eines Kalenderjahres infolge von Produktionsrückgängen weniger als 60 Prozent der durchschnittlichen jährlichen Emissionen in der Basisperiode betrugen. Eine ähnliche Nachfolgeregelung findet sich in § 10 ZuG 2012. Die Verwendung von CCS-Technologie, die die Emissionen verringern soll, stellt jedoch bereits begrifflich weder einen Produktionsrückgang, noch eine Betriebseinstellung dar, so dass diese Regelung und ihre Folgeregelungen für die Verwendung von CCS-Technologien keine Anwendung finden. Eine Rückgabeverpflichtung zugeteilter Emissions-

---

<sup>132</sup> Vgl. Art. 27 des Richtlinienvorschlags, KOM(2008) 16 endgültig.

berechtigungen bei der Nachrüstung einer Abscheidungstechnologie ergibt sich nach geltendem Recht demnach nicht.

#### **hh) Versteigerung**

Wie bereits eingangs erwähnt, ist jedoch davon auszugehen, dass die Allokation der Emissionsberechtigungen de lege ferenda sukzessive im Wege einer Versteigerung bzw. Veräußerung erfolgen wird. Soweit die Emissionsberechtigungen nicht mehr kostenlos zugeteilt, sondern staatlicherseits verkauft oder auktioniert werden, haben Anlagenparameter keinen Einfluss mehr auf die Menge an Emissionsberechtigungen, die einem Anlagenbetreiber zur Verfügung stehen, da diese dann grundsätzlich erst erworben werden müssen. Die Bedeutung der tatsächlichen Emissionen einer Anlage würde gänzlich auf die Abgabeverpflichtung verlagert. Der Vorschlag der Kommission für die Änderung der Emissionshandelsrichtlinie sieht bereits vor, dass für die Abscheidung, den Transport in Pipelines und die Ablagerung von abgeschiedenen Treibhausgasen keine kostenlose Zuteilung erfolgen soll.<sup>133</sup> Damit würde sich die Frage nach den Auswirkungen des CCS-Einsatzes auf eine Zuteilung erübrigen, da alle vom Emissionshandel erfassten Verfahrensschritte keine Zuteilung mehr erhalten sollen.

#### **b) Abgabepflicht**

Es stellt sich also die Frage, ob sich durch den Einsatz der CCS-Technologie bei emissionshandelpflichtigen Anlagen der Umfang der Abgabepflicht ändert.

Soweit sich die Zuteilung unverändert an Benchmarks und nicht an tatsächlichen Emissionen orientiert, die Abgabepflicht jedoch an den tatsächlichen Emissionen - also der Freisetzung von Treibhausgasen in die Atmosphäre - und nicht den im Rahmen des Anlagenbetriebs entstandenen Mengen an Kohlendioxid bemessen wird, könnte der Verwender von CCS-Technologie, der verursachtes Kohlendioxid abscheidet und die Freisetzung unterbindet, die Abgabe von zugeteilten Emissionsberechtigungen in Höhe dieser Differenz einsparen, müsste also weniger Berechtigungen abgeben und könnte ungenutzte Berechtigungen am Markt verkaufen. Soweit de lege ferenda von einer sukzessiven Versteigerung der Emissionsberechtigungen auszugehen ist, müsste der Anlagenbetreiber nur Emissionsberechtigungen im Umfang der tatsächlich freigesetzten Emissionen erwerben und abgeben. Fraglich ist zunächst, wie die Abgabepflicht nach geltendem Recht zu beurteilen ist.

---

<sup>133</sup> Vgl. Begründung zum Richtlinievorschlag der Kommission vom 23. Januar 2008, KOM(2008) 16 endgültig, S. 6.

Im Rahmen der Abgabepflicht wird grundsätzlich auf die in die Atmosphäre freigegebenen Emissionen und nicht auf die chemische Bildung von CO<sub>2</sub> abgestellt. Das abgeschiedene und abgelagerte CO<sub>2</sub> wäre damit bei der Berechnung der Abgabepflicht nicht heranzuziehen. Grundlage für die Abgabepflicht nach § 6 Abs. 1 TEHG ist der nach § 5 TEHG jährlich abzugebende Emissionsbericht. Der Emissionsbericht ist gemäß § 5 Abs. 1 Satz 1 TEHG nach den Maßgaben des Anhangs 2 zum TEHG Teil 1 zu erstellen. Danach erfolgt die Überwachung der Emissionen entweder durch Berechnung oder auf der Grundlage von Messungen.

Problematisch ist allerdings, dass die Emissionen der emissionshandelspflichtigen Anlagen in aller Regel nicht gemessen, sondern anhand des zugeführten Brennstoffs berechnet werden. Soweit bislang lediglich berechnet wurde, wäre dann auf Messungen umzustellen oder aber die nicht emittierte Menge an CO<sub>2</sub> von der berechneten Emissionsmenge abzuziehen. Andernfalls müssten die für die Bilanzierung der nationalen Treibhausgasinventare verwendeten *Monitoring-Guidelines* des IPCC für CCS-Technologien angepasst werden.<sup>134</sup>

Die aktuelle Fassung der Leitlinien der Kommission zur Überwachung und Berichterstattung betreffend Treibhausgasemissionen gemäß der Richtlinie 2003/87/EG (Monitoring-Leitlinien) behandelt diese Frage ebenfalls nicht.<sup>135</sup> Aufschlussreich sind in diesem Zusammenhang aber die Ausführungen der alten Fassung der Monitoring-Leitlinien der Kommission (MRG). Unter Ziff. 4.2.2.1.3. des Anhangs 1 MRG, letzter Satz des zweiten Absatzes heißt es, dass das zurückgehaltene und gespeicherte CO<sub>2</sub> aus den Emissionen von Anlagen, die unter die Richtlinie fallen, gemäß der in Art. 23 Abs. 2 der Richtlinie genannten Verfahren vorbehaltlich der Genehmigung durch die Kommission in Einklang mit diesen vorläufigen Leitlinien herausgerechnet werden kann. Zwar ist diese Regelung mit der Novellierung der Monitoring-Leitlinien weggefallen und der Wortlaut gibt lediglich die Möglichkeit der Subtraktion vor („kann“). Doch kann diese Formulierung durchaus als starkes Indiz für eine Minderung der Abgabepflicht gewertet werden.

Dem Grundsatz nach ist daher davon auszugehen, dass für Kohlendioxid, das nicht in die Atmosphäre freigesetzt wird, auch keine Emissionsberechtigungen abgegeben werden müssen.

<sup>134</sup> Das IPCC hat im April 2006 in Port Louis (Mauritius) die zweite Revision dieser Guidelines unter dem Titel „2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories“ verabschiedet (Download unter: [www.ipcc-nccc.iges.or.jp](http://www.ipcc-nccc.iges.or.jp)). Darin ist auch die Behandlung von CCS enthalten (Vol. 2, Chapter 5).

<sup>135</sup> Vgl. Peters, JEEPL 2007, S. 393, 400.

sen.<sup>136</sup> Dies entspricht auch der Sichtweise der Kommission, wie sie sich im Vorschlag für die Änderung der Emissionshandelsrichtlinie vom 23. Januar 2008 widerspiegelt. Nach Erwägungsgrund 16 soll der Anreiz zum Einsatz der CCS-Technologie gerade darin bestehen, dass für abgelagerte Emissionen keine Berechtigungen abzugeben sind.<sup>137</sup>

Problematisch erscheint in diesem Zusammenhang der Umstand, dass sich der Einsatz der CCS-Technologie infolge des aufwendigen Abscheidungsverfahrens negativ auf den Wirkungsgrad der jeweiligen Anlage auswirkt und insofern im Hinblick auf die CO<sub>2</sub>- (Entstehungs-)Bilanz kontraproduktive Wirkung hat.<sup>138</sup> Auch wird im Rahmen des EU ETS den zu befürchtenden Verlagerungen von Treibhausgasemissionen auf nicht-emissionshandelpflichtige Sektoren wie etwa auf den Verkehr – soweit z.B. abgeschiedenes Kohlendioxid mit Schiffen oder gar per Lkw<sup>139</sup> zu den Ablagerungsstätten transportiert würde – nicht Rechnung getragen. Anders als Projektemissionen, also Emissionen, die durch den Einsatz von CCS-Technologie selbst entstehen<sup>140</sup>, die bei der emissionshandelpflichtigen Anlage selbst auftreten und daher ihren Emissionen zugerechnet werden können,<sup>141</sup> werden Verlagerungen in (bislang) nicht-emissionshandelpflichtige Bereiche wie den Transportverkehr nicht berücksichtigt. Hier besteht eine eklatante Regelungslücke, die den Zweck der CCS-Technologie ad absurdum führen könnte. Daher sollte de lege ferenda eine Regelung getroffen werden, mit der solchen „Verlagerungen“ von Treibhausgasemissionen begegnet werden kann. So erscheint es sinnvoll, solche zurechenbaren Verlagerungen entweder in die zu bilanzierenden Projektgrenzen einzubeziehen oder analog zu der Behandlung von „Leakages“ im Rahmen der projektbezogenen Mechanismen zu erfassen und bei der Bilanzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Anlage, der die Emissionsminderung zu Gute käme, in Ansatz zu bringen. Da

<sup>136</sup> Zu diesem Ergebnis kommen auch Dietrich/Bode, HWWA Discussion Paper 327, S. 34; Dietrich, a.a.O., S. 84; Stevens, UPR 2007, S. 287 f., der sich hinsichtlich des Monitorings dafür ausspricht, dass die zurückgehaltenen und gespeicherten Mengen an Kohlendioxid „herauszurechnen“.

<sup>137</sup> Vgl. auch die Begründung zum Richtlinievorschlag der Kommission vom 23. Januar 2008, KOM(2008) 16 endgültig, S. 6.

<sup>138</sup> Zu begründen ist indessen, dass in dem Kommissionsvorschlag zur Änderung der Emissionshandelsrichtlinie die zu befürchtenden Mehremissionen durch den Einsatz der CCS-Technologie selbst keinen Einfluss auf die nationalen Zielvorgaben (das so genannte „Cap“) und die verfügbare Gesamtmenge an Emissionsberechtigungen haben soll. Der CCS-Einsatz ist demnach anderen Emissionsvermeidungs- und –verminderungsmaßnahmen gleichgestellt. Es wäre aber auch denkbar gewesen, das „Cap“ um den Umfang der abgeschiedenen Kohlendioxidemissionen zu kürzen, da diese ja nicht in ihrer Entstehung vermieden, sondern lediglich nicht freigesetzt werden.

<sup>139</sup> Diese Möglichkeit kommt allerdings angesichts der geringen Kapazitäten und hohen Transportkosten wohl allenfalls im Erprobungsstadium in Frage.

<sup>140</sup> Zum Überblick vgl. die *ERM-Studie von Zakkour, CO<sub>2</sub>-Capture and Storage in the EU ETS – Monitoring Guidelines for Inclusion via Article 24 of the EU ETS Directive*, S. 37 ff.

<sup>141</sup> Solche wirken sich z.B. gerade auf den Wirkungsgrad einer Anlage aus.

jedoch die Einbeziehung der Emissionen eines anderen Sektors (beispielsweise des Verkehrssektors) in den Emissionshandelssektor vor dem Hintergrund der Trennung bestimmter Sektorziele im Rahmen des Nationalen Allokationsplans nicht sachgerecht erscheint, scheidet diese Option jedenfalls solange aus, wie diese Sektoren nicht selbst einem Emissionshandelsystem unterliegen. Der Richtlinienvorschlag der Kommission zur Änderung der Emissionshandelsrichtlinie sieht die Einbeziehung des Transports durch Pipelines als Zwischenschritt in der CCS-Prozesskette an und bezieht diesen mit in den Anwendungsbereich des Emissionshandelssystems ein. Soweit es bei Pipelines zur Freisetzung von abgeschiedenem Kohlendioxid durch Leckagen kommt, wäre vom Verantwortlichen für die Pipeline für die freigesetzte Menge eine entsprechende Menge an Emissionsberechtigungen abzugeben. Transportbedingte Emissionen sind bislang hingegen nicht erfasst. Dieses Problem würde sich bezüglich des Transports von abgeschiedenem Kohlendioxid mit Schiffen erübrigen, wenn der Schiffsverkehr in den Emissionshandel einbezogen würde.

### c) Leckagen<sup>142</sup>

Fraglich bleibt aber, wie mit der Freisetzung von sequestriertem CO<sub>2</sub> durch Leckagen verfahren werden soll. Wenn für abgeschiedenes Kohlendioxid keine Abgabeverpflichtung bestehen soll, muss sichergestellt sein, dass die abgeschiedene Menge nicht an anderer Stelle freigesetzt wird und dauerhaft abgelagert ist. Daher müsste der sichere Transport und die dauerhafte, sichere Ablagerung überwacht werden. Grundsätzlich sind zwei Optionen denkbar.

Eine einfach zu handhabende Lösung könnte sein, eine Abgabepflicht für im Rahmen eines Monitorings festgestellte Freisetzung von sequestriertem CO<sub>2</sub> infolge von Leckagen zu regeln. Diese wäre dann entweder vom Betreiber der emissionshandelpflichtigen Anlage, der Emissionsberechtigungen zugeteilt worden sind, zu erfüllen oder vom Verantwortlichen für die Ablagerungsstätte bzw. die Pipeline – je nach dem, wo es zu der Leckage gekommen ist. Da der Betreiber einer bloßen Ablagerungsstätte jedoch de lege lata nicht dem Emissionshandel und den damit zusammenhängenden Betreiberpflichten unterliegt, müssten die Ablagerungsstätte und die Transportpipeline in das Emissionshandelsregime aufgenommen werden.

---

<sup>142</sup> Leckagen in diesem Sinne sind begrifflich abzugrenzen von so genannte „Leakages“ im Rahmen der Projektmechanismen JI und CDM. Während hier aus dem Speicher entweichende Mengen gemeint sind, bezeichnen „Leakages“ bei JI- und CDM-Projekten solche Emissionen, die infolge des Projekts an anderer Stelle innerhalb der Projektgrenzen auftreten. Dazu unter Gliederungspunkt 3.b.aa.(2).

Dies sieht der Richtlinievorschlag der Kommission zur Änderung der Emissionshandelsrichtlinie vom 23. Januar 2008 vor.<sup>143</sup>

Alternativ wäre jedoch auch denkbar, die Abgabepflicht für Leckagen im Innenverhältnis zwischen dem Verantwortlichen für die Ablagerungsstätte oder Pipeline und dem Betreiber der Anlage, an der das Kohlendioxid abgeschieden worden ist, zu regeln. Eine Möglichkeit wäre, für den Kraftwerksbetreiber, an dessen Anlage das Kohlendioxid abgeschieden wird, unabhängig von der Abscheidung und Speicherung für den Transport zunächst eine ungeminderte Abgabepflicht für die verursachten Kohlendioxidmengen vorzusehen, dem Verantwortlichen für die Ablagerungsstätte jedoch in Höhe der tatsächlich nachgewiesenen Mengen an abgelagertem Kohlendioxid entsprechende Gutschriften („CCS-Gutschriften“) auszustellen, die er an den Kraftwerksbetreiber weiterreicht. Dieser könnte dann mit den Gutschriften die tatsächliche Vermeidung der Kohlendioxidfreisetzung nachweisen, worüber jährlich ein entsprechender Bericht zu erstellen wäre, und müsste entsprechend weniger Emissionsberechtigungen abgeben. Diese zunächst umständlich anmutende Lösung hat gewisse Vorteile gegenüber der zuvor dargestellten Möglichkeit. Eine Verminderung der Abgabepflicht des Kraftwerkbetreibers würde erst eintreten, wenn die tatsächliche Ablagerung der abgeschiedenen Kohlendioxidmengen nachgewiesen ist. Die Ablagerungsstätten, die ihrem Charakter nach anders als die übrigen vom Emissionshandel erfassten Tätigkeiten keine Emittenten sind, müssten nicht in das Emissionshandelssystem einbezogen werden. Zudem wäre auf diese Weise sichergestellt, dass bei Leckagen keine zusätzlichen Emissionen durch die Verringerung der Abgabepflicht zugelassen würden. Außerdem könnte auch die Ablagerung von biogenem Kohlendioxid berücksichtigt werden, das eine bilanzielle Minderung der Treibhausgasemissionen bedeutet, die im Rahmen des von der Kommission favorisierten Modells nicht erfasst werden kann.<sup>144</sup> Ein Nachteil dieser Variante liegt jedoch in dem Umstand, dass bislang keine Gutschriften für die Ablagerung von Kohlendioxid vorgesehen sind und die unterbliebene Freisetzung in die Atmosphäre de lege lata keine Emission im Sinne des Emissionshandelsrecht ist, für die eine Abgabepflicht besteht. Es wären also einige rechtliche Änderungen erforderlich.

---

<sup>143</sup> Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlamentes und Rates zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Verbesserung und Ausweitung des EU-Systems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten vom 23. Januar 2008, KOM(2008) 16 endgültig. Dort wird der Anhang I der Richtlinie um die Tätigkeiten der Abscheidung, des Transport und der geologischen „Speicherung“ von Treibhausgas ergänzt.

<sup>144</sup> Biomasse wird nach Anhang IV der Emissionshandelsrichtlinie ein Emissionsfaktor von Null zugewiesen. Daher sind für biogene Kohlendioxidemissionen de lege lata keine Emissionsberechtigungen abzugeben.

Eine dritte Möglichkeit um ungedeckten Leckagen vorzubeugen wäre, bereits im Voraus Abschläge bei der Zuteilung vorzunehmen bzw. eine präventive bzw. antizierte Abgabe in einer bestimmten Höhe oder gar vom Betreiber eine bestimmte „Sicherheitsreserve“ zu verlangen, mit der eventuelle Leckagen abgedeckt werden könnten. Problematisch erscheint in diesem Zusammenhang die festzulegende Höhe eines solchen „Abwertungsfaktors“. Zudem können bei dieser Lösung unerwartete Ereignisse und daraus resultierende Leckagen kaum entsprechend berücksichtigt werden. Diskutiert wurde hier zeitweise eine Menge von 1 % als Sicherheitsreserve, die möglicherweise nach einem bestimmten Zeitraum dem Betreiber unter bestimmten Umständen auch noch nachträglich zugeteilt werden dürfe.

Das Ziel der Injektion von CO<sub>2</sub> in tief liegende geologische Schichten ist die dauerhafte Isolation des gesamten CO<sub>2</sub> von der Atmosphäre. Bei der Antragstellung für den Betrieb einer derartigen Anlage muss seitens der Betreiber ein entsprechendes Sicherheitskonzept vorgelegt werden. Genauere Vorgaben dazu trifft der CCS-Richtlinienvorschlag der Kommission. Es besteht jedoch noch weiterer Erprobungs- und Forschungsbedarf. Dieser soll zum Teil von öffentlicher Seite gefördert werden.<sup>145</sup>

<sup>145</sup> Laut der Antwort der Bundesregierung auf eine Kleine Anfrage mehrerer Abgeordneter der Bündnis 90/Die Grünen-Fraktion vom 20.04.2007, BT-Drucks. 16/5059, S. 16, ist der Bund daran folgendermaßen beteiligt: Im Rahmen des Geotechnologien-Programms des BMBF werden 7 Mio. Euro über eine Laufzeit von drei Jahren investiert. Hinzu kommen 1,5 Mio. Euro seitens der Industrie. Das BMWi fördert CCS in Deutschland mittelbar über FuE moderner Kraftwerkstechnologien. Eine eindeutige Zuordnung der finanziellen Mittel zur CCS-Forschung ist wegen Überschneidungen mit konventionellen Technologien nicht möglich. Im Haushaltsjahr 2007 werden insgesamt rund 26 Mio. Euro für die Projektförderung in moderne Kraftwerkstechnologien verausgabt. Schwerpunkt ist das COORETEC-Programm. Im Rahmen der High-Tech-Strategie der Bundesregierung wird es zu einem Mittelaufwuchs auf ca. 35 Mio. Euro bis 2010 kommen. Der Beitrag der Industrie zu FuE in diesem Bereich kann nicht beziffert werden. Es gibt keine zusätzlichen Forschungsmittel oder spezifische Umschichtungen zugunsten von CCS, jedoch enthält das in 2006 von der Bundesregierung aufgelegte 6-Mrd.-Programm zur FuE-Förderung zusätzliche Mittel für den Bereich der modernen Kraftwerkstechnologien und damit mittelbar für CCS.

Auf EU-Level werden im 6. FRP werden Projekte über ihre gesamte Laufzeit in Höhe 46,6 Mio. Euro gefördert. Für das 7. FRP sind für die erste Ausschreibung Mittel von max. 20 Mio. Euro über eine Laufzeit von 5 Jahren vorgesehen. Unter EUREKA werden 5,1 Mio. Euro investiert über eine Laufzeit von 3 Jahren. Bei der Europäischen Kommission gibt es Überlegungen im Rahmen der *Zero Emission Power Platform* den Bau von 10 bis 12 CCS-Demonstrationskraftwerken zu fördern.

Die Europäische Kommission hat angekündigt, die Errichtung und Inbetriebnahme von 12 Demonstrationsprojekten bis 2015 zu unterstützen; vgl. Mitteilung der Kommission an den Rat und das Europäische Parlament: Nachhaltige Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen, KOM(2006) 843 endgültig, und Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen: Unterstützung der frühzeitigen Demonstration einer nachhaltigen Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen, KOM(2008) 13 endgültig.

Schließlich sieht der Änderungsvorschlag zur Emissionshandelsrichtlinie vor, dass Teile der Einkünfte aus der Versteigerung der Emissionsberechtigungen für die Förderung der CCS-Technologie genutzt werden sollen, vgl. Art. 10 Abs. 3 lit. c des Änderungsvorschlags.

Hohe Bedeutung misst die Bundesregierung in diesem Zusammenhang den Ergebnissen der vom Deutschen Bundestag in Auftrag gegebenen Monitoringstudie „CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Lagerung bei Kraftwerken“ des Büros für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB) bei.<sup>146</sup>

Die Leckageraten sollten so gering wie technisch möglich und für Mensch und Natur unschädlich sein. Unabhängig vom Ergebnis der laufenden Forschungs- und Entwicklungsarbeiten erscheint aus klimapolitischer Sicht eine maximale Leckagerate von 0,01 Prozent p.a. akzeptabel. Dies entspricht der Rückhaltung von 90 % des gespeicherten CO<sub>2</sub> nach 1.000 Jahren und 40 % nach 10.000 Jahren. Damit werden Zeithorizonte erreicht, die an die natürlichen Schwankungen zwischen Kalt- und Warmzeiten in Europa heranreichen.<sup>147</sup> Problematisch erscheint indes die Mess- und Nachprüfbarkeit solcher Werte.

Hinsichtlich potentieller Schäden durch eine Leckage kann in Deutschland auf das Umweltschadensgesetz vom 10. Mai 2007<sup>148</sup> zurückgegriffen werden, mit dem die Europäische Umwelthaftungsrichtlinie<sup>149</sup> umgesetzt worden ist.

#### d) Zwischenergebnis

Im Rahmen des Zuteilungsanspruchs und der Pflicht zur Abgabe von Emissionshandelsberechtigungen im Rahmen des Emissionshandelssystems dürfte der Einsatz von CCS-Technologien nach geltendem Recht zu dem von den Anlagenbetreibern erhofften Erfolg führen, dass unvermindert zugeteilt wird, jedoch Berechtigungen nur in Höhe der tatsächlichen Emissionen abzugeben sind, so dass die Emissionsreduktion durch Abscheidung und Ablagerung von Kohlendioxidemissionen entsprechend „vergütet“ wird. Die überschüssigen Berechtigungen können dann am Markt verkauft werden. Da zukünftig mit einer vermehrten Versteigerung und nicht mehr mit kostenloser Zuteilung der Emissionsberechtigungen zu rechnen ist, wirkt sich der Einsatz der CCS-Technologie nur noch auf die Abgabepflicht aus. Jedoch müssen dann entsprechend weniger Emissionsberechtigungen zur Erfüllung der Abgabe erworben werden.

---

<sup>146</sup> Vgl. die Antwort der Bundesregierung auf eine Kleine Anfrage mehrerer Abgeordneter der Bündnis 90/Die Grünen-Fraktion vom 20.04.2007, BT-Drucks. 16/5059, S. 18.

<sup>147</sup> Vgl. die Antwort der Bundesregierung auf eine Kleine Anfrage mehrerer Abgeordneter der Bündnis 90/Die Grünen-Fraktion vom 20.04.2007, BT-Drucks. 16/5059, S. 7.

<sup>148</sup> BGBl. I S. 666.

<sup>149</sup> RL 2004/35/EG v. 21.04.2004, ABl. EG L 143, S. 56, zuletzt geändert am 15.03.2006, ABl. EG L 102, S. 15.

Dies entspricht auch der Position der Kommission, wie sie in den Richtlinienvorschlägen vom 23. Januar 2008 deutlich wird. Fraglich ist indessen, wie mit der Gefahr von Leckagen verfahren werden soll. Dazu gibt es verschiedene Vorschläge. Am einfachsten erscheint hier die auch von der Kommission favorisierte Lösung, die Ablagerungsstätten in das Emissionshandelsregime einzubeziehen und auf diese Weise die Überwachung und Berichterstattung sicherzustellen. Im Falle von Leckagen wären die für die Ablagerungsstätte Verantwortlichen zur Abgabe von Emissionsberechtigungen in Höhe des freigesetzten Kohlendioxids verpflichtet. Unabhängig davon, welcher Lösungsvariante gefolgt wird, ist es unerlässlich, an die Zulassung und Überwachung der Ablagerungsstätten und ihrer Betreiber strenge Anforderungen zu stellen.

Zudem erscheint es sinnvoll, de lege ferenda für den CCS-Einsatz eigene Technikstandards zu definieren, die Einfluss auf die Zuteilungsmenge haben. Auf diesem Wege wird der Ansatz des Stands der Technik auch im Rahmen des Emissionshandels vor dem Hintergrund der dynamischen Vorsorgepflicht des Immissionsschutzrechts, dessen Konkretisierung zu den emissionshandelsrechtlichen Betreiberpflichten zählt, in zulässiger Weise fortgeschrieben.

## B. CCS im Rahmen der projektbezogenen Mechanismen

Von besonderem Interesse ist auch die Frage der Einbeziehung von CCS-Projekten in den Emissionshandel über die Anerkennung als ein (JI- oder CDM-) Projekt im Sinne der projektbezogenen Mechanismen des Kyoto-Protokolls.<sup>150</sup> Dafür gibt es verschiedene Gründe. Insbesondere in den Entwicklungs- und Schwellenländern wird von immensen Ablagerungskapazitäten ausgegangen.<sup>151</sup> Zudem wird damit gerechnet, dass insbesondere die Transformations- und Schwellenländer mit großen Kohle-, Öl- und Gasvorkommen und steigendem Energiebedarf zukünftig verstärkt fossile Energieträger einsetzen und daher mit erheblichen Steigerungen der Treibhausgasemissionen dieser Länder zu rechnen ist. Da Schwellenländer nach dem Kyoto-Protokoll keine Minderungsziele zu erfüllen haben, könnte

<sup>150</sup> Die Berücksichtigung von Minderungsleistungen aus nationalen Projekten (so genannten *Domestic Offset Projects*) ist bislang von der europäischen Emissionshandelsrichtlinie nicht vorgesehen, so dass sich die Berücksichtigung des nationalen Einsatzes von CCS-Technologien allein nach dem TEHG und dem Zuteilungsgesetz richtet, soweit nicht ein Annex I-Staat in Form einer JI-Projektpartnerschaft eingebunden wird. Die Generierung von emissionshandelsrelevanten Gutschriften aus den projektbezogenen Mechanismen ist hingegen lediglich im Rahmen bilateraler Projekte mit anderen Annex I-Staaten des Klimarahmenübereinkommens (JI) oder Entwicklungs- und Schwellenländern (CDM) möglich. Allerdings sieht der Richtlinienvorschlag der Kommission zur Änderung der Emissionshandelsrichtlinie in Art. 28 Abs. 4 die Möglichkeit vor, zusätzlich zu den in Art. 11a genannten Projekttypen (JI und CDM) weitere Projekttypen zu verwenden.

<sup>151</sup> Das Potential der CO<sub>2</sub>-Ablagerung in Nicht-Annex I-Staaten wird auf über 580 Mio. t bis 2012 und auf bis zu 9,3 Mrd. t bis 2020 geschätzt; vgl. Philibert/Ellis/Podkanski, Carbon Capture and Storage in the CDM, S. 12.

der Einsatz der CCS-Technologie in diesen Ländern dazu eingesetzt werden, den zu befürchtenden Zuwächsen der Treibhausgasemissionen entgegenzuwirken. Zu berücksichtigen ist in diesem Zusammenhang, dass jedoch kein Anreiz zum Einsatz dieser kostenintensiven Technologie besteht, soweit es keine Minderungsziele oder andere rechtliche Vorgaben diesbezüglich gibt. Insofern besteht hier ein möglicher Anwendungsbereich für die projektbasierten Mechanismen des Kyoto-Protokolls.

Auf diesem Wege könnten durch CCS-Projekte Minderungszertifikate generiert werden, die Emissionsberechtigungen gleichwertig sind und im Europäischen Emissionshandelssystem verkauft und zur Abgabe eingesetzt werden könnten. Der Weg über die Anerkennung von CCS-Vorhaben als JI- oder CDM-Projekt, wie er von verschiedenen Staaten im Rahmen der Konferenzen der Vertragsstaaten des Kyoto-Protokolls (COP/MOP) gefordert wurde, weist jedoch noch eine Reihe verschiedenartiger Schwierigkeiten in tatsächlicher und in rechtlicher Hinsicht auf.

Ein expliziter Bezug von CCS zu den projektbasierten Mechanismen besteht allerdings bislang weder im Kyoto-Protokoll noch in den Beschlüssen der 7. Vertragsstaatenkonferenz der UNFCCC in Marrakesch (so genannte „Marrakech Accords“<sup>152</sup>). Lediglich in Art. 2 lit. a iv) des Kyoto-Protokolls wird die Erforschung und Förderung, Entwicklung und vermehrte Nutzung von Technologien zur Bindung von Kohlendioxid unter den vorgeschlagenen Maßnahmen zur Erreichung der Minderungsziele aufgeführt. Ein direkter Bezug zu den projektbasierten Mechanismen besteht hingegen nicht. Gleichwohl ist es denkbar, CCS-Projekte in den Anwendungsbereich von JI- oder CDM-Projekten einzubeziehen. Die sich dabei ergebenden Anforderungen und Schwierigkeiten sollen im Folgenden dargestellt werden. JI-Projekte und CDM-Projekte sind dabei differenziert zu betrachten, weil trotz vieler Gemeinsamkeiten erhebliche Unterschiede zwischen beiden bestehen.

## 1) Anforderungen an CCS-Projekte

Eine besondere Schwierigkeit für die Anerkennung eines CCS-Vorhabens als JI-Projekt besteht allerdings infolge des so genannten „Doppelzählungsverbots“ aus §§ 3 Abs. 2 Nr. 2, 5 Abs. 1 Satz 3 ProMechG, Art. 11b Abs. 2 EH-RL. Soweit eine Emissionsminderung durch ein CCS-Projekt Kohlendioxid aus einer dem EU-ETS unterfallenden Anlage betrifft, darf diese nicht „doppelt“ gezählt werden. Daher können mit Emissionsminderungen bei Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von 20 MW und mehr sowie der anderen unter Anhang 1 zum

---

<sup>152</sup> Decisions 1 bis 39/CP.7.

TEHG aufgeführten Anlagentypen nur dann ERUs generiert werden, wenn die dadurch bei der Abgabepflicht eingesparten EUAs gleichzeitig gelöscht werden, vgl. Art. 11b Abs. 3 und 4 EH-RL. Mithin ist das Potential für JI-Projekte mit CCS-Technologie als gering einzuschätzen, da lediglich bei nicht emissionshandelspflichtigen Anlagen tatsächlich zusätzliche Emissionsberechtigungen erzeugt werden können. Die Emissionsminderung bei emissionshandelspflichtigen Anlagen führt in diesem Bereich - wie zuvor dargestellt - jedoch auch ohne die Anerkennung als JI-Projekt zu einer Verringerung der Abgabepflicht für Emissionsberechtigungen (EUAs). Der Vorschlag der Kommission zur Änderung der Emissionshandelsrichtlinie sieht vor, alle CCS-Verfahrensschritte, also die Abscheidung, den Transport in Pipelines und die Ablagerung, in den Anwendungsbereich der Richtlinie aufzunehmen. Damit wäre vor dem Hintergrund des Doppelzählungsverbots in der EU kein Anwendungsbereich für CCS-Vorhaben als JI-Projekte gegeben. Es bliebe für JI-Projekte lediglich die Anwendungsmöglichkeit in Annex I-Staaten<sup>153</sup> außerhalb der EU, in denen kein Emissionshandelsregime besteht, das zu einer Doppelzählung der Emissionsminderungen führen würde. Zudem sind CCS-Vorhaben auch grundsätzlich im CDM denkbar.

Voraussetzung für die Anerkennung als CDM-Projekt wäre zunächst, dass eine Methodologie für die jeweilige Emissionsreduktion vom CDM-Exekutivrat des UNFCCC anerkannt würde,<sup>154</sup> da es für CCS-Projekte bislang keine anerkannten Methodologien gibt. Der Projektentwickler hat für jeden neuen CDM-Projekttypus beim CDM-Exekutivrat eine anforderungskonforme Methodologie zur Genehmigung vorzulegen. Kernelement der Methodologie ist der projektspezifische Nachweis der Zusätzlichkeit der erwarteten Emissionsminderung durch das Projekt.<sup>155</sup> Derzeit liegen dem Exekutivrat drei Methodologien für CCS-Projekte vor, über die jedoch bislang noch nicht abschließend befunden wurde.<sup>156</sup> Der Projekttypus würde einen neuen Bereich („Scope“) bilden, für den

<sup>153</sup> Also etwa Russland oder die Ukraine.

<sup>154</sup> Der Weg für ein JI-Projekt ist grundsätzlich leichter, als dass hier keine genehmigte Methodologie vorliegen muss. Es bleibt aber letztlich für eine erfolgreiche Projektdurchführung bei den gleichen Voraussetzungen an das Projekt. Zudem kann sich die nationale Vollzugsbehörde auf die Prüfungsergebnisse des CDM-Exekutivrats berufen, da grundsätzlich Konsistenz bei anerkannten Klimaschutzprojekten bestehen soll. Dies ist in Deutschland die übliche Praxis.

<sup>155</sup> Eine Methodologie hat sich an den Prüfschritte des vom Exekutivrat des UN-Klimasekretariats erstellten Prüfungsleitfadens „Tool for the demonstration and assessment of additionality“ (*Additionality Tool*, kurz: AT) in der aktuellen Version 04, zu orientieren und muss projekttypenspezifische Anforderungen aufnehmen.

<sup>156</sup> Es handelt sich dabei um zwei *Large-Scale*-Projekte und ein *Small-Scale*-Projekt: NM0167 (“The White Tiger Oil Field Carbon Capture and Storage (CCS) project in Vietnam”), NM0168 (“The capture of the CO<sub>2</sub> from the Liquefied Natural Gas (LNG) complex and its geological storage in the aquifer located in Malaysia”) und die Small-Scale-Methodologie SSC\_038 zu ozeanischer Sequestrierung. Die Erfolgsaussichten für die letztgenannte

eine besondere Befähigung bei den für Validierung, Verifizierung und Zertifizierung zuständigen Sachverständigen gefordert werden würde.<sup>157</sup> Die Voraussetzung für CDM, die nachhaltige Entwicklung des Gastgeberlandes zu unterstützen, wird dagegen vom Gastgeberland selbst überprüft.<sup>158</sup>

### a) Zusätzlichkeit

Zunächst setzt die Anerkennung als JI- oder CDM-Projekt insbesondere das Vorliegen der Zusätzlichkeit (*Additionality*) der zu erwartenden Emissionsminderung durch das jeweilige Projekt voraus. Das bedeutet, dass nur dann, wenn es im Vergleich zu einem Referenzszenario zu messbaren, zusätzlichen Emissionsreduktionen bzw. -einsparungen kommt, die Methodologie auch grundsätzlich als CDM- oder JI-taugliche Maßnahme zugelassen werden soll. Zusätzlich ist eine Emissionsminderung nötig, welche diejenige Menge an Emissionen unterschreitet, die ohne die Durchführung der Projekttätigkeit entstanden wäre (Referenzfallemissionen).<sup>159</sup> Zu berücksichtigen sind in diesem Zusammenhang andere Anreize, die dazu führen können, dass das Projekt auch ohne die Anerkennung als JI- oder CDM-Projekt durchgeführt wird. Einzelheiten ergeben sich aus dem so genannten „*Additionality Tool*“, einem von CDM-Exekutivrat erstellten Leitfaden zur Bestimmung der Zusätzlichkeit.<sup>160</sup>

Die Frage der Zusätzlichkeit erscheint v.a. bei den so genannten *Enhanced Oil Recovery*-, *Enhanced Gas Recovery*- und *Enhanced Coalbed Methane Recovery*-Verfahren<sup>161</sup> problematisch,<sup>162</sup> soweit diese den (Haupt-)Zweck haben, den Förderdruck in den Öl-, Gas- oder Grubengaslagerstätten aufrecht zu erhalten und dafür das zu verpressende CO<sub>2</sub> erst vom geförderten Öl abgespalten worden ist.<sup>163</sup> Bei CCS-Vorhaben in Schwellen- und Entwicklungsländern,

Methodologie sind eher gering, da sich abzeichnet, dass Ablagerungen in der Wassersäule, wie dort vorgesehen, nicht zugelassen werden sollen.

<sup>157</sup> Dies erscheint auch im Hinblick auf die Besonderheiten geologischer CO<sub>2</sub>-Sequestrierung geboten. Die EU hat dies im Rahmen der internationalen Verhandlungen ebenfalls gefordert.

<sup>158</sup> Vgl. Gesetzesbegründung zu § 8 ProMechG i.V.m. Ziff. 40 lit. a Annex zu Dec.17/CP.7 der UNFCCC. Insfern unzutreffend Appel, CCLR 2/2007, S. 150.

<sup>159</sup> Vgl. § 2 Nr. 6 ProMechG, Ziff. 43 Annex zu Dec. 17/CP.7.

<sup>160</sup> Zu den einzelnen Prüfschritten vgl. den Prüfungsleitfaden: UNFCCC, CDM Executive Board, Tool for the demonstration and assessment of additionality (*Additionality Tool*), in der aktuellen Version 04, EB 36, Annex 13.

<sup>161</sup> Es handelt sich um Verfahren bei denen die Förderung von Öl, Gas oder Methan durch die Einbringung von Kohlendioxid in die jeweiligen Lagerstätten optimiert werden soll.

<sup>162</sup> Vgl. Dietrich, a.a.O., S. 247.

<sup>163</sup> Diese Verfahren sind als JI- und als CDM-Projekte von großem Interesse. Als Annex I-Staaten betreiben hier insbesondere etwa Norwegen und Großbritannien, aber auch die USA die Projektforschung (zum Stand in

bei denen als CDM-Projekt Kohlendioxid etwa in salinen Aquiferen oder ehemaligen Gaslagerräten abgelagert wird, also kein Anreiz zu einer Emissionsminderung besteht, kann hingegen ohne weiteres von einer Zusätzlichkeit der Emissionsminderung ausgegangen werden.

In dem Fall der *Enhanced Oil Recovery*-, *Enhanced Gas Recovery*- und *Enhanced Coalbed Methane Recovery*-Verfahren ist es nämlich teilweise bereits erst zusätzlich entstanden, so weit es zusammen mit dem geförderten Öl aus dem Untergrund gefördert wurde und damit nicht zusätzlich vermieden worden im Sinne des Zusätzlichkeitserfordernisses an JI-/CDM-Projekte. Es handelt sich insofern bereits nicht um anthropogenes Treibhausgas aus Quellen, wie in den Beschlüssen von Marrakesch vorausgesetzt wird.

Zudem wird teilweise gefordert, dass die stärkere Nutzung der durch EOR-, ECBM- und EGR-Projekte besser verfügbar gewordenen fossilen Primärenergieträger als „*Leakage*“ im Sinne zusätzlicher Projektemissionen außerhalb der Projektgrenzen oder bloßer Emissionsverlagerungen angesehen und berücksichtigt wird, da dies schließlich zu mehr Emissionen und im Ergebnis ggf. dazu führen kann, dass ein solches Projekt eine negative CO<sub>2</sub>-Bilanz aufweist, eine Emissionsminderung also gänzlich abzulehnen oder gar eine Emissionserhöhung anzunehmen ist. Diese Sichtweise würde jedoch den Verantwortungsbereich des Projektbetreibers sehr weit ausdehnen, da die potentiellen<sup>164</sup>, zusätzlichen Emissionen in keinem unmittelbaren Zusammenhang mit dem Projekt stehen und ist daher kritisch zu sehen. Nach den Marrakesch-Beschlüssen<sup>165</sup> sind die Grenzen des Projekts so zu ziehen, dass alle erheblichen anthropogenen Emissionen von Treibhausgasen aus Quellen unter der Kontrolle der Projektteilnehmer erfasst werden, die nach vernünftigem Ermessen der CDM-Projektmaßnahme zuzurechnen sind.

Um eine passende CDM-Methodologie für CCS-Projekte zu finden, die den Besonderheiten der CCS-Technologie und ihren weit reichenden Auswirkungen Rechnung trägt, könnte möglicherweise an bereits anerkannte Methodologien angeknüpft werden. Es stellt sich jedoch immer die Frage der Vergleichbarkeit. Jedenfalls könnte aber eine CDM-

den USA vgl. Wilson/Gibbons, JEEPL 2007, S. 343 ff.). Norwegen berücksichtigt die Ablagerung von Kohlendioxid im Rahmen von EOR bereits im nationalen Treibhausgasinventar. Für Schwellen- und Entwicklungsländer kommen diese Verfahren als CDM-Projekte in Frage. Während etwa Kolumbien für Sequestrierungsprojekte im Rahmen der Erdgasförderung in Frage kommt, könnten sich in Indien und China „Enhanced Coalbed Methane“-Projekte anbieten. Als weitere Zielländer für CCS-CDM werden Mexiko und Chile genannt. Vgl. Haines/Reeves/Russell/Ribas/Varilek, Use of the Clean Development Mechanism for CO<sub>2</sub> Capture and Storage, S. 3 f.

<sup>164</sup> Zudem wäre zu berücksichtigen, dass die Verwertung des Rohöls nur z.T. zu Treibhausgasemissionen führt.

<sup>165</sup> Ziff. 52 Annex zu Dec.17/CP.7 der UNFCCC.

Methodologie an einzelne Parameter bestehender EOR- oder EGR-Verfahren angelehnt werden, die etwa die erlaubte Verpressungstiefe, den Verpressungsdruck, die Auswahlkriterien für die Verbringungshohlräume, ihre geologische Struktur, Beschaffenheit und Speicherkapazität, tektonische und seismische Stabilität, das Vorkommen relevanter Stoffe der Umgebung sowie Überwachungsvorschriften etc. regeln, um eine geringstmögliche Leckagerate zu erzielen.

Anders dürfte es sich hinsichtlich der Frage der Zulässigkeit verhalten, wenn anderenorts entstandenes Kohlendioxid angeliefert und verpresst würde. Eine zusätzliche Emissionsminderung gegenüber der Freisetzung in die Atmosphäre ließe sich prima vista leicht annehmen. Problematisch ist indessen der Umstand, dass die Verpressung in Erdöl- oder Gasfelder zur Förderoptimierung durch die bewirkte Förderdruckerhöhung erfolgt oder aber - wie im Beispiel Norwegens - eine Steuerersparnis damit einhergeht. Die Zusätzlichkeit einer Emissionsminderung setzt vereinfacht ausgedrückt voraus, dass sie nicht aufgrund einer anderen Motivation ohnehin erfolgt wäre.<sup>166</sup>

Insgesamt wirft die Prüfung der Zusätzlichkeit von CCS-Projekten noch eine Reihe von Fragen auf, die es zu beantworten gilt, um die Eignung von CCS-Vorhaben als JI- oder CDM-Projekt festzustellen.

### b) Projektgrenzen, Leckagen und Haftung

Die weiteren Probleme von CCS-Projekten liegen in der Definition der Projektgrenzen, der Behandlung von Leckagen, der Frage der Dauerhaftigkeit der Speicherung sowie der Frage, wer nach Ablauf des Kreditierungszeitraums die Verantwortung für die Ablagerung trägt. Die Anforderungen an die Anerkennung als JI- oder CDM-Projekt werden in zunehmendem Maße restriktiv ausgelegt, um sicherzustellen, dass auch nur für tatsächliche, messbare und dauerhafte Emissionsminderungen Gutschriften ausgestellt werden.

Die Antworten auf die Fragen nach den Projektgrenzen, der Dauerhaftigkeit der Speicherung und der Haftung im Falle von Leckagen stehen in einem engen Zusammenhang. Letztendlich geht es darum, wer zu haften hat, falls es zu dem Austritt abgelagerten Kohlendioxids kommt und welche Anforderungen an die Sicherheit und Dauerhaftigkeit der Speicherstätten gestellt werden. Dies müsste in einer CDM-Methodologie hinreichend abgehandelt werden.

---

<sup>166</sup> Vgl. dazu die Definition in § 2 Nr. 6 ProMechG sowie die einzelnen Prüfschritte des vom Exekutivrat des UN-Klimasekretariats erstellten Prüfungsleitfadens „Tool for the demonstration and assessment of additionality“ (*Additionality Tool*, kurz: AT) in der aktuellen Version 04.

Nach Ziff. 52 des Anhangs zu Beschluss Nr. 17 der Beschlüsse von der 7. Vertragsstaatenkonferenz von Marrakesch sind die Grenzen eines Projekts so zu ziehen, dass alle erheblichen anthropogenen Emissionen von Treibhausgasen aus Quellen unter der Kontrolle der Projektteilnehmer erfasst werden, die nach vernünftigem Ermessen der CDM-Projektmaßnahme zuzurechnen sind. Im Rahmen der Projektmechanismen ist jedoch nicht die Überwachung von Leckagen bei der Abscheidung und dem Transport, sondern die sichere und dauerhafte Ablagerung entscheidend, da erst nach erfolgter Ablagerung Zertifikate für eine bewirkte Emissionsminderung ausgestellt werden. Anders als im Rahmen emissionshandelspflichtiger Anlagen kommt es nicht zu einer geringeren Abgabepflicht, sondern zur Generierung zusätzlicher Emissionszertifikate.<sup>167</sup> Die so genannten „Projektemissionen“ wirken sich auf die Emissionsbilanz aus und sind daher im Rahmen der Bestimmung der zusätzlichen Emissionsminderung anhand des Referenzfalls zu berücksichtigen.<sup>168</sup> Sofern es im Rahmen der Projektgrenzen zu Leckagen kommt, sind diese bei der Bilanzierung der tatsächlich bewirkten „Netto“-Emissionsminderung zu berücksichtigen. Ebenso sind die Verlagerungen („*Leakages*“) von Emissionen in einen Bereich außerhalb der Projektgrenzen bei der Bilanzierung einzubeziehen.

Grundsätzlich ist eine möglichst hohe Integrität der CDM-Projekte zu fordern. Anders als bei den meisten anderen Projekttypen wird bei CCS-Projekten nicht die Entstehung von Treibhausgasen, sondern lediglich ihre Freisetzung unterbunden. Daher ist es für den zu leistenden Beitrag zum Klimaschutz entscheidend, dass eine Freisetzung auch tatsächlich und dauerhaft verhindert wird. Da nur für tatsächliche, messbare und dauerhafte Emissionsminderungen Gutschriften ausgestellt werden sollen,<sup>169</sup> sind an die Leckagesicherheit der Ablagerungsstätte hohe Anforderungen zu stellen. Diese richten sich insbesondere nach der Beschaffenheit der jeweiligen Ablagerungsstätte.<sup>170</sup>

Haftbar sollte grundsätzlich der Projektbetreiber sein. Bei mehreren Projektbeteiligten müsste die Haftung entsprechend geregelt werden.<sup>171</sup> Es erscheint aber sinnvoll, die Haftung nach

<sup>167</sup> Dies folgt bereits aus dem Unterschied des *Cap and Trade*-Ansatzes des verpflichtenden Emissionshandels zum *Baseline and Credit*-Ansatz der Projektmechanismen.

<sup>168</sup> Vgl. dazu Philibert/Ellis/Podkanski, Carbon Capture and Storage in the CDM, S. 23 f., die insbesondere auf die *Leakage*-Problematik im Rahmen von EOR-, EGR- und ECBM-Verfahren hinweisen.

<sup>169</sup> Vgl. Art. 12 Abs. 5 lit. b) Kyoto-Protokoll.

<sup>170</sup> Vgl. Philibert/Ellis/Podkanski, Carbon Capture and Storage in the CDM, S. 15.

<sup>171</sup> Zu klären ist die auch Behandlung von grenzüberschreitenden CCS-Projekten, bei denen sich ein unterirdisches oder unterseeisches Reservoir auf dem Territorium mehrerer Staaten befindet, oder multilateralen Projekten, bei denen mehr als zwei Parteien abgespaltene Treibhausgase in eine Lagerstätte Kohlendioxid einbringen

Beendigung des Projekts auf das Gastgeberland übergehen zu lassen, dessen Zustimmung für das Projekt erforderlich war.

Zur Regelung von Haftungsfragen bietet sich auch der Abschluss einer Versicherung (Deckungsvorsorge) oder die Einrichtung eines Haftungsfonds für den Fall von Leckagen an. In diesem Zusammenhang wurde z.B. die Einführung von handelbaren *Carbon Sequestration Bonds* oder die Kompensation von Ansprüchen durch einen Fonds vorgeschlagen.<sup>172</sup>

Um der Leckagegefahr Rechnung zu tragen, ist außerdem die Diskontierung der generierten Emissionszertifikate oder ihre befristete Gültigkeit vorgeschlagen worden.<sup>173</sup> Während sich bei der Diskontierung die grundlegende Frage der Höhe des Abschlags stellt, erscheint die befristete Gültigkeit der generierten Zertifikate als eine wenig praktikable Möglichkeit. Zeitlich begrenzt gültige Zertifikate sind bislang z.B. für Aufforstungsprojekte und andere Senkenprojekte vorgesehen.<sup>174</sup> Problematisch ist jedoch, dass diese zeitlich begrenzten Zertifikate gemäß Art. 11a Abs. 3 lit b der Emissionshandelsrichtlinie bzw. § 6 Abs. 1c Satz 2 TEHG im Europäischen Emissionshandel bislang keine Gültigkeit haben. Sie sind ausschließlich auf Staatenebene einsetzbar, um die Erreichung der staatlichen Minderungsziele sicherzustellen. Damit hätten die durch CCS erzielten Minderungszertifikate jedoch nur einen geringen Wert, der als Anreiz zur Durchführung von CCS-Projekten nicht ausreichen dürfte. Es ist jedoch denkbar, die Richtlinie in diesem Punkt zu ändern. Zeitlich begrenzt gültige Zertifikate könnten in „Tauschbörsen“ in CERs oder ERUs eingetauscht werden. In dem Änderungsvorschlag der Kommission vom 23. Januar 2008 findet sich eine derartige Regelung bislang nicht.

### c) Nachhaltigkeit bei CDM-Projekten

Bei der Anerkennung von CCS-Projekten als CDM-Projekt erscheint auch problematisch, ob CCS-Technologien auch die nachhaltige Entwicklung von Schwellen- und Entwicklungs-

---

würden. Hier können Schwierigkeiten entstehen, wenn bei grenzüberschreitenden Ablagerungsstätten die Jurisdiktionen mehrerer Anrainer zur Anwendung kommen. Diese Fälle müssten in der Projektdokumentation umfassend und eindeutig geregelt sein. Vgl. dazu Philibert/Ellis/Podkanski, Carbon Capture and Storage in the CDM, S. 17 ff.

<sup>172</sup> Ausführlich dazu vgl. das Teilgutachten zu Haftungsfragen bei CCS-Projekten.

<sup>173</sup> Philibert/Ellis/Podkanski, Carbon Capture and Storage in the CDM, S. 20 f.

<sup>174</sup> Mit so genannten lCER („long term certified emission reduction“) und tCERs („temporary certified emission reduction“) soll dem Umstand Rechnung getragen werden, dass bei Aufforstungsprojekten (wie auch andere Projekte aus dem Bereich „land-use, land-use change, forestry“, so genannte LULUCF-Projekte) die tatsächliche Emissionsminderung durch die Schaffung zusätzlicher Senken zwar dauerhaft stattfindet, aber regelmäßig überprüft werden muss. Vgl. Haines/Reeves/Russell/Ribas/Varilek, Use of the Clean Development Mechanism for CO<sub>2</sub> Capture and Storage, S. 4.

ländern fördern. Die Nachhaltigkeit ist eine elementare Voraussetzung für CDM-Projekte.<sup>175</sup> Gemäß § 8 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 ist die Voraussetzung für eine Zustimmung Deutschlands zu einem CDM-Projekt, dass das Projekt der nachhaltigen Entwicklung des Gastgeberstaats in wirtschaftlicher, sozialer und ökologischer Hinsicht, insbesondere vorhandenen Nachhaltigkeitsstrategien, nicht zuwiderläuft. Im Rahmen des CDM werden die Frage der Nachhaltigkeit eines Projekts jedoch in der Regel die Gastgeberstaaten beantworten.<sup>176</sup> Ungeachtet der einzelnen Definitionsmerkmale<sup>177</sup> des Begriffs der nachhaltigen Entwicklung kann die Frage der Nachhaltigkeit eines Projekts jedenfalls nur dann bejaht werden, wenn zumindest die Umweltverträglichkeit und Ungefährlichkeit der Technologie generell und im jeweiligen Einzelfall sichergestellt ist.<sup>178</sup> Dietrich hält die CCS-Technologie für grundsätzlich nachhaltig, da diese unter Art. 2 Abs. 1 lit. a Kyoto-Protokoll als nachhaltige Maßnahme zur Emissionsminderung aufgeführt wird („Technologie zur Bindung von Kohlendioxid“).<sup>179</sup>

Gleichwohl ist zu befürchten, dass die Anerkennung von CCS-Technologien im Rahmen des CDM sich negativ auf die nachhaltige Investition in erneuerbare Energien oder Energieeffizienz auswirkt, falls CCS-Projekte lukrativer erscheinen, weil durch sie größere Mengen an Treibhausgasen vermieden und mehr Emissionszertifikate generiert werden können.<sup>180</sup> Schließlich kann die Sequestrierung von CO<sub>2</sub> selbst jedoch nur als mittelfristige Lösung dienen, da sie als „End of pipe“-Technologie nicht bei der Entstehung von CO<sub>2</sub> ansetzt, sondern lediglich die Freisetzung verhindert.<sup>181</sup> Zwar mag die Speicherkapazität geeigneter Verbringungsorte immens und in ihrer Größe auch noch nicht abschließend erfasst sein, doch wird sie letztlich eine endliche Größe haben, nach deren Auslastung man dann wiederum vor dem Ausgangsproblem stehen dürfte - nämlich vor der Frage, wie man nachhaltig die Entstehung von CO<sub>2</sub> etwa bei der Energieerzeugung auf ein verträgliches Maß reduzieren kann. Das Grundproblem wird durch den Einsatz von CCS-Technologien insofern nur „vertagt“. Darin liegt allerdings auch gerade der Wert dieses Ansatzes. Da hinsichtlich

<sup>175</sup> Vgl. m.w.N. Dietrich, a.a.O., S. 242.

<sup>176</sup> Vgl. Gesetzesbegründung zu § 8 ProMechG i.V.m. Ziff. 40 lit. a Annex zu Dec.17/CP.7 der UNFCCC. Insofern unzutreffend Appel, CCLR 2/2007, S. 150.

<sup>177</sup> Begriffsprägend war v.a. die Umschreibung im Rahmen des so genannten Brundtlandt-Berichts der UN-Kommission für Umwelt und Entwicklung (UNCED) „Unsere gemeinsame Zukunft“ aus dem Jahre 1987; deutsche Version: Hauff (Hrsg.), Unsere gemeinsame Zukunft, Geven 1987.

<sup>178</sup> So auch Dietrich, a.a.O., S. 242 f.

<sup>179</sup> Dietrich, a.a.O., S. 242.

<sup>180</sup> Vgl. m.w.N. Philibert/Ellis/Podkanski, Carbon Capture and Storage in the CDM, S. 12 f.

<sup>181</sup> Vgl. die Vorbemerkung der Fragesteller zur Kleinen Abfrage mehrerer Abgeordneter der Bündnis 90/Die Grünen-Fraktion, BT-Drucks. 16/4968.

des Klimawandels schnelles Handeln erforderlich ist und die Hindernisse technischer, ökonomischer und politischer Art kurzfristig schwer lösbar erscheinen, könnte sich der Einsatz von CCS-Technologien als pragmatischer Ansatz im Sinne einer „Brückentechnologie“ erweisen.<sup>182</sup> Auf diese Weise könnte relativ kurzfristig jedenfalls zu einer Verlangsamung des Klimawandels beigetragen werden und das Dilemma zwischen der Notwendigkeit fossiler Energieerzeugung zur Versorgungssicherheit und dem Bedürfnis nach gleichzeitigem Klimaschutz vorübergehend entschärft werden. Sofern angemessene Vorsorgemechanismen in der Reglementierung der CCS-Projekte das von CCS-Ablagerungsstätten ausgehende Gefahrenrisiko gering halten, könnte man damit die Schwächen angesichts der Anforderungen an die Nachhaltigkeit als CDM-Maßnahme als kompensiert ansehen. Gleichwohl ist die CCS-Technologie, die den Fortbetrieb emissionsintensiver Energieerzeugung unter Verschlechterung der Wirkungsgrade der Kraftwerke vorübergehend sichern kann, nicht als nachhaltige Technologie anzusehen und es muss sichergestellt werden, dass die Weiterentwicklung nachhaltiger Ansätze zur Emissionsminderung nicht durch den Einsatz von CCS-Technologien behindert wird. Da die Frage der Nachhaltigkeit bei CDM-Projekten jedoch von den jeweiligen nationalen Behörden des Gastlandes im Einzelfall zu beurteilen ist, besteht aus deutscher Sicht hier ohnehin nur eine geringere Einflussnahmemöglichkeit. Im Rahmen der Anerkennung einer CDM-Methodologie für CCS-Projekte wäre jedoch darauf zu achten, dass bei CCS-Projekten ein erhöhtes Maß an Integrität hinsichtlich der übrigen Voraussetzungen gefordert wird.

### C. Verschiedene Interessenlagen

Die Akzeptanz des Einsatzes der CCS-Technologie als CDM-Projekttypus ist zwischen den Staaten umstritten.<sup>183</sup> Die EU, Norwegen, Kanada, China, Indien, Japan, Südafrika und besonders die OPEC-Staaten sprachen sich zuletzt grundsätzlich für die Anerkennung von CCS als neuem CDM-Projekttypus aus. Die AP6 (*Asia-Pacific Partnership on Clean Development and Climate*), bestehend aus den USA, Australien, Japan, China, Indien und Südkorea, die zusammen für fast die Hälfte der weltweiten Treibhausgasemissionen verantwortlich sind, legen sogar großen Wert auf den Einsatz von CCS-Technologien, denen eine zentrale Rolle in ihren Klimaschutzbemühungen zukommen soll. Der chinesischen Energiewirtschaft könnte die An-

<sup>182</sup> Vgl. etwa die Studie des Wuppertal Instituts: Fischedick/Esken/Luhmann/Schüwer/Supersberger, Geologische CO<sub>2</sub>-Speicherung als klimapolitische Handlungsoption, S. 23 ff. Dieser Auffassung sind auch einige Nicht-regierungsorganisationen, wie z.B. der WWF Deutschland.

<sup>183</sup> Vgl. Studie des Wuppertal Instituts: Fischedick/Esken/Luhmann/Schüwer/Supersberger, Geologische CO<sub>2</sub>-Speicherung als klimapolitische Handlungsoption, S. 29.

erkennung der CCS-Technologie als CDM-Methodologie einen maßgeblichen Anreiz geben, Klimaschutz im Bereich der Energieerzeugung zu betreiben. Dies ist vor allem von Bedeutung, da es mittelfristig einen erheblichen Bedarf an zusätzlichen Kraftwerken geben wird. Erhebliche Bedenken äußerten hingegen die *Least Developed Countries* (LDCs), die *Alliance of Small Island States* (AOSIS) und das Schwellenland Brasilien hinsichtlich der generellen Eignung für den Klimaschutz und des Entwicklungsstands von CCS-Projekten.

Die hinter den Interessenbekundungen stehenden Motive lassen sich leicht erahnen. Während die CCS-Technologie eine immense Reduktion der Treibhausgasemissionen durch deren unterirdische oder unterseeische Ablagerung verspricht, fallen die durch die meisten (anderen) JI- oder CDM-Projekte oder Energieeffizienzbemühungen bewirkten Einsparungen eher klein aus. Die bislang betriebenen Projekte kleineren Umfangs dürften rasch weiter an Bedeutung verlieren und die Länder, denen die Möglichkeiten einer Ablagerung von Kohlendioxid gegeben sind, stark profitieren. Inwiefern durch ein Vorantreiben der Berücksichtigung von CCS im Rahmen des CDM eine nachhaltige Entwicklung gefördert wird, bleibt offen. Inwiefern die Klimaschutzziele – wie mancherorts behauptet – nur unter Einsatz von CCS-Technologien in großem Stil erreicht werden können, mag dahingestellt bleiben. Dass sie - wenn auch möglicherweise als bloße „Brückentechnologie“ - einen großen Beitrag zur Reduzierung der weltweiten Treibhausgasemissionen leisten können, wenn die Gefahr einer Leckage weitgehend ausgeschlossen werden kann, ist hingegen unbestritten.

#### **D. Vorübergehende Lösungsansätze**

Um gleichwohl auf EU-Ebene<sup>184</sup> eine Berücksichtigung von CCS-Technologien<sup>185</sup> bereits kurzfristig zu ermöglichen, hat die Europäische Kommission vorläufig einen Weg über die *Opt-in*-Möglichkeit nach Art. 24 der Emissionshandelsrichtlinie angeboten.<sup>186</sup> Ein diesbezüglicher Hinweis findet sich auch in der aktuellen Fassung der Monitoring-Leitlinien.<sup>187</sup> Danach ist den Mitgliedstaaten die einseitige Einbeziehung zusätzlicher Tätigkeiten und Gase in das Emissionshandelssystem erlaubt. Auf diese Weise können CCS-Anlagen zusätzlich in das Emissionshandelssystem eines Mitgliedstaates aufgenommen

<sup>184</sup> Zu regulatorischen Überlegungen auf EU-Ebene vgl. Coninck/Anderson/Curnow et. al., JEEPL 2007, S. 402 ff.

<sup>185</sup> Nach Angaben der Kommission könnten in der EU bis 2015 bereits 12 bis 15 große CCS-Anlagen bereit für einen kommerziellen Einsatz sein.

<sup>186</sup> UK hatte laut des NAP 2005-2007 zunächst ein Opt-in für 2012, Norwegen bereits für 2009 geplant; vgl. Peters, JEEPL 2007, S. 400, Fn. 3. Derzeit wird jedoch kurzfristig nicht mehr mit einem Opt-in gerechnet.

<sup>187</sup> Vgl. Erwägungsgrund 24 der Entscheidung 2007/589/EG.

werden. Ein solches *Opt-in* erfordert jedoch die Erarbeitung diesbezüglicher Monitoring- und Berichtsleitlinien nach Art. 24 Abs. 3 EH-RL (*MRG*), in denen geregelt wird, auf welche Weise die Vermeidung der Emissionen überwacht und hierüber berichtet wird, da CCS in der aktuellen Fassung der Richtlinie nicht behandelt wird. Diese Leitlinien müssten von der EU im Komitologieverfahren angenommen werden.<sup>188</sup> Dabei dürfte es maßgeblich auf die Bestimmungen zum Risiko- und Haftungsmanagement ankommen. Zudem müssen bei einem *Opt-in* die Abspaltung, der Transport und die Ablagerung in einer Tätigkeit zusammengefasst werden (so genannter „*Bubble*-“ oder „*Glockenansatz*“), da ihre einzelne Einbeziehung in das europäische Emissionshandelssystem aufgrund der Richtlinienbestimmungen *de lege lata* nicht vorgesehen ist.

Allerdings sieht der am 23. Januar 2008 veröffentlichte Vorschlag der Kommission für eine Änderungsrichtlinie zur Europäischen Emissionshandelsrichtlinie vor,<sup>189</sup> den in Anhang I zur Richtlinie aufgelisteten Anwendungsbereich um die Abscheidung, den Transport und die geologische „Speicherung“ von Treibhausgasemissionen zu erweitern, wobei neben den Abscheidungsanlagen und Speicherstätten auch Pipelines für die Beförderung von Treibhausgasen erfasst werden. Zudem sind in Spalte 2, anders als bei den übrigen Anlagentypen des Anhangs I, nicht nur die Kohlendioxidemissionen, sondern alle Treibhausgase des Anhangs II aufgeführt, obwohl die CCS-Technologie bislang ausschließlich für Kohlendioxid diskutiert wurde.

Bereits Ende 2007 ist ein erster Entwurf eines CCS-Richtlinievorschlags von der Kommission vorgelegt worden,<sup>190</sup> der jedoch keine Regelungen hinsichtlich der Behandlung von CCS-Einsatz im Emissionshandelsregime trifft. Es enthält allerdings Anforderungen an

---

<sup>188</sup> Einen im November 2007 der Kommission vorgestellten Entwurf im Auftrag des Britischen Wirtschaftsministeriums (*BERR*) hat die Beraterfirma *ERM* geschaffen: *Zakkour, CO<sub>2</sub>-Capture and Storage in the EU ETS – Monitoring Guidelines for Inclusion via Article 24 of the EU ETS Directive*, Nov. 2007.

<sup>189</sup> Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlamentes und Rates zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Verbesserung und Ausweitung des EU-Systems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten vom 23. Januar 2008, KOM(2008) 18.

<sup>190</sup> Vorschlag über eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über die geologische Speicherung von Kohlendioxid und zur Änderung der Richtlinien 85/337/EWG und 96/61/EG des Rates sowie der Richtlinien 2000/60/EG, 2001/80/EG, 2004/35/EG, 2006/12/EG und der Verordnung (EG) Nr. 1013/2006, KOM(2008) 18 endg.; Ratsdok. 5835/08; vgl. BR-Drucks. 104/08 vom 31.01.2008.

die Genehmigung, Betreiberpflichten und (vage<sup>191</sup>) Vorgaben hinsichtlich des Leckagerisikos sowie der Haftung.<sup>192</sup>.

## E. Derzeitiger Stand

Der am 23. Januar 2008 als Folge des so genannten *Review-Prozesses*<sup>193</sup> vorgelegte Vorschlag der Kommission für eine Änderungsrichtlinie zur Europäischen Emissionshandelsrichtlinie enthält erste Tendenzen, die für die Einbindung der CCS-Technologie in das Europäische Emissionshandelssystem für den Zeitraum nach 2012 von Bedeutung sind. So soll die kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen für die Folgezeiträume nach 2012 nur noch die Ausnahme darstellen. Zum Regelfall wird nach den Plänen der Kommission hingegen die entgeltliche Versteigerung (Art. 10 ÄndRL-Vorschlag). Ausnahmen sollen nur bei Industriezweigen gemacht werden können, bei denen eine Benachteiligung im internationalen Wettbewerb droht. Eine kostenfreie Zuteilung für Abscheidungsanlagen, Pipelines für die Beförderung oder Speicherstätten von Treibhausgasemissionen ist hingegen nicht vorgesehen (Art. 10a Abs. 2 ÄndRL-Vorschlag). Jedoch sollen nach Art. 10 Abs. 3 lit.c ÄndRL-Vorschlag 20 % des Erlöses aus der Versteigerung der Emissionsberechtigungen u.a. für die CCS-Technologie verwendet werden.

Dem CDM-Exekutivrat sind bislang drei CDM-Methodologien zur *Baseline*-Bestimmung und dem Monitoring beim Einsatz von CCS-Technologien zur Genehmigung vorgelegt worden.<sup>194</sup> Einzelne Fragen werden dort derzeit noch vom *Methodology Panel* geklärt, nachdem ihm diese Aufgabe durch die COP/MOP 1 im Dezember 2005 in Montreal zugewiesen worden ist. Am 22.05.2006 wurde in Bonn durch eine entsprechende Arbeitsgruppe die Möglichkeit der

<sup>191</sup> So wird bislang lediglich formuliert, dass kein erhebliches Leckagerisiko (*no significant risk of leakage*) bestehen darf, was in dieser Unbestimmtheit den zu stellenden Anforderungen kaum genügen dürfte.

<sup>192</sup> Hier kann Bezug auf die Regelungen der Europäischen Umwelthaftungsrichtlinie (RL 2004/35/EG) genommen werden, die in Deutschland mit dem Umweltschadensgesetz v. 10.05.2007 umgesetzt worden ist.

<sup>193</sup> Um eine umfassendere Einbindung der Interessengruppen und hochwertige Beiträge zur Überarbeitung der Emissionshandelsrichtlinie zu gewährleisten, führt die EU-Kommission im Rahmen des Europäischen Programms zum Klimawandel (ECCP), das zur Entwicklung des EU ETS und anderer Klimaschutzmaßnahmen beigetragen hat, in einer eigenen Arbeitsgruppe zur Überarbeitung des EU ETS weitere Konsultationen durch. Ihr Bericht geht in den Revisionsprozess zur Richtlinie ein. Im Mittelpunkt des Überprüfungsprozesses in der ECCP-Gruppe stehen die strategischen Fragen zur Weiterentwicklung des EU ETS, wozu auch die Frage nach dem „Ob“ und dem Maß der Einbindung von CCS-Technologien gehört. Die Arbeitsgruppe untersucht, in welchem Ausmaß CCS im EU ETS anzuerkennen sind, wobei sie die Notwendigkeit der Vergleichbarkeit von Tätigkeiten ohne oder mit geringen CO<sub>2</sub>-Emissionen und gleicher Voraussetzungen für die Investitionen in CCS-Technologien sowohl für die verschiedenen CCS-Optionen als auch über die EU hinweg berücksichtigen wird.

<sup>194</sup> NM0167 (“The White Tiger Oil Field Carbon Capture and Storage (CCS) project in Vietnam”), NM0168 (“The capture of the CO<sub>2</sub> from the Liquefied Natural Gas (LNG) complex and its geological storage in the aquifer located in Malaysia”) und die Small-Scale-Methodologie SSC\_038 zu ozeanischer Sequestrierung.

Anerkennung von CCS-Projekten als CDM-Maßnahmen diskutiert, die die Anforderungen hinsichtlich der Projektgrenzen, der Speicherungssicherheit, Haftungsfragen etc. weiter konkretisierte.<sup>195</sup> Zwar sollten erste Ergebnisse dazu bereits auf der COP/MOP 2 in Nairobi vorgestellt werden, man einigte sich jedoch schließlich vorläufig auf die weitere Beobachtung und auf einen weiteren Verhandlungsprozess für die kommenden zwei Jahre bis zur COP/MOP 3 in Bali Ende 2007 beim *Subsidiary Body for Scientific and Technological Advice* (SBSTA), der nach Art. 9 UNFCCC der Vertragsstaatenkonferenz durch Erteilung von wissenschaftlichem und technologischem Rat zuarbeitet. Es wurden zwischenstaatliche und nichtstaatliche Einrichtungen eingeladen, bis zum 31.05.2007<sup>196</sup> Informationen über bestimmte Aspekte von CCS zu übermitteln.<sup>197</sup> Eine weitere Frist lief bis zum 21.09.2007. Bis zu diesem Zeitpunkt konnten die Vertragsparteien Stellungnahmen über die Einbeziehung von CCS in die CDM-Projekte unter Bezugnahme auf die bis Ende Mai eingegangenen Informationen und Eingaben einschließlich der dort aufgeworfenen Probleme abgeben.<sup>198</sup> Zur 27. Sitzung des SBSTA, die parallel zur COP/MOP 3 im Dezember 2007 stattfand, sind Vorschläge und Eingaben zusammengestellt und an die Verhandlungsführer weitergeleitet worden. Die SBSTA-Vorschläge sind auf der Klimakonferenz in Bali im Dezember 2007 (COP/MOP 3) weiter diskutiert worden und sollen auf der COP/MOP4 (2008) einer Entscheidung zugeführt werden.

Es gibt demnach noch keine endgültige Entscheidung zur Anerkennung von CCS-Technologien im Rahmen des geltenden Klimaschutzregimes. Auch die UN-Klimaschutzkonferenz in Bali hat keine nennenswerten Fortschritte gebracht. Im Fokus stand vornehmlich die Weiterschreibung des internationalen Klimaschutzes nach 2012. Die Entwicklungen im Bereich von CCS sind weiter abzuwarten.<sup>199</sup> Aus technischer Sicht ist ohnehin in der bevorstehenden zweiten Phase des EU ETS von 2008 bis 2012 noch nicht mit einer relevanten CCS-Projektaktivität zu rechnen. Eine Ausnahme könnten lediglich die EOR- oder

---

<sup>195</sup> Bericht der Arbeitsgruppe „CCS als CDM-Aktivitäten“ vom 15.08.2006, Abruf unter: <http://cdm.unfccc.int>.

<sup>196</sup> Bis zum 11. Mai waren insgesamt 512 Eingaben bei SBSTA eingegangen. Die überwiegende Mehrheit davon stand CCS positiv gegenüber. Viele halten den Einsatz von CCS für den Klimaschutz dabei für notwendig. Insbesondere aus Großbritannien, den Niederlanden und Norwegen kommen die meisten Befürworter. Die Stellungnahmen der NGOs sind ambivalent.

<sup>197</sup> Ziff. 21 Dec. 1/CMP.2 (Further guidance relating to the clean development mechanism).

<sup>198</sup> Ziff. 22 Dec. 1/CMP.2 (Further guidance relating to the clean development mechanism).

<sup>199</sup> Der Status der vorgelegten Methodologien lässt sich unter <http://cdm.unfccc.int/methodologies> einsehen, wo die drei Methodologien als NM 0167, NM 0168 und SSC\_038 geführt werden. Es handelt sich um Projekte in Vietnam und Malaysia.

EGR-Projekte darstellen.<sup>200</sup> Endgültige Entscheidungen über die Anerkennung von CCS-Technologien im Rahmen der CDM-Methodologien sind erst für die COP/MOP 4 Ende 2008 zu erwarten.<sup>201</sup> Es zeichnet sich jedoch langsam ab, dass spätestens ab 2013 auch CCS-Projekte als CDM-Projekte akzeptiert werden. In diesem Zusammenhang ist jedoch noch einmal in Erinnerung zu rufen, dass es für den Zeitraum nach 2012, zu dem die verbindliche Reduktionsphase nach dem Kyoto-Protokoll endet, auch nach den Absichtserklärungen von Bali weiterhin keine verbindlichen Klimaschutzziele auf internationaler Ebene gibt.<sup>202</sup> Falls es 2008 tatsächlich zu einer Entscheidung über die Behandlung von CCS kommt, ist nach Auffassung der NGO *Germanwatch* allenfalls noch mit einem oder zwei Pilotprojekten vor 2012 und damit in dem für das Kyoto-Protokoll maßgeblichen Zeitraum zu rechnen.<sup>203</sup> Es ist allerdings davon auszugehen, dass eine Regelung der CCS-Technologien erst nach 2012 im Rahmen von CDM-Maßnahmen erfolgen wird. Zudem erscheint es angesichts des Widerstands einiger Entwicklungsländer, in denen Kohletechnologie keine Rolle spielt, schon fraglich, ob es bereits 2008 tatsächlich zu einer abschließenden Entscheidung kommt.

## V. Fazit und Ausblick

Das Vorhaben, die CCS-Technologie in das Klimaschutzregime einzubinden, und insbesondere ihre Berücksichtigung im Rahmen der Kyoto-Mechanismen erweisen sich juristisch nicht als problematisch. Die anhaltende politische Diskussion über die Sinnhaftigkeit der Technologie und auch weiterhin bestehende naturwissenschaftliche Unsicherheiten hinsichtlich der von ihr ausgehenden Gefahren erschweren eine rechtliche Bewertung zusätzlich. Das bestehende Recht zum Klimaschutz behandelt CCS bislang nicht explizit. Die Rechtsentwicklung ist noch im Fluss. Die Vorschläge der Kommission vom 23. Januar 2008 geben jedoch bereits klare Tendenzen vor.

Die kommerzielle Nutzung neuer CCS-Anlagen wird in der EU für 2020 angestrebt. Nach Plänen der Kommission sollen nur noch fossil befeuerte Kraftwerke mit CCS-Technologie zugelassen und bestehende Kraftwerke nachgerüstet werden. Initiativen zur Erprobung von CCS-Technologien gehen zurzeit insbesondere von der Internationalen Energieagentur (IEA) und solchen Industrieländern mit Vorkommen an fossilen Energieträgern aus. Insbesondere

<sup>200</sup> Dazu Much, ZUR 2007, S. 131.

<sup>201</sup> Voraussichtlich Nov./Dez. im polnischen Poznan.

<sup>202</sup> Zwar gilt die Europäische Emissionshandelsrichtlinie mangels Befristung zunächst fort, doch ist diese maßgeblich an internationalen Vorgaben orientiert.

<sup>203</sup> Vgl. Germanwatch, Hintergrundpapier zum Klimagipfel 2006, S. 23.

dort, wo EOR- und EGR-Techniken bereits praktiziert werden, drängt man auf eine baldige Einbeziehung. Anderenorts zeigt sich noch erheblicher Forschungs- und Erprobungsbedarf. Die Ergebnisse dürften ausschlaggebend für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit des CCS-Einsatzes sein. Teilweise werden daher auch bereits Anreizmodelle zum Einsatz und zur Erprobung von CCS-Technologien, vergleichbar denen der erneuerbaren Energien, gefordert. Ein großes Interesse an der Einbindung der CCS-Technologie in die internationale Klimaschutzstrategie besteht auf Seiten der fossilen Energiewirtschaft.

Grundsätzlich sollte die CCS-Technologie als Reduktion an Quellen im Sinne des Kyoto-Protokolls eingeordnet werden, wobei jeder einzelne Prozessschritt (Abscheidung, Transport und Ablagerung) als eigene Quelle anzusehen sein wird.

Die weitere Einordnung ist schwieriger. Während für Industriestaaten die Option der CCS-Projektierung als JI-Maßnahme in Frage kommt, könnte die CCS-Technologie für Schwellen- und Entwicklungsländer, die über entsprechende Strukturen zur unterirdischen oder unterseelischen Ablagerung von Kohlendioxid verfügen, ein reizvoller neuer CDM-Projektypus sein. Die Zulassung von CCS-Projekten als CDM-Maßnahmen wird noch wesentlich von der Methodologie abhängen, die ihrerseits von den Anforderungen an die Sicherheit und der Klärung haftungsrechtlicher Fragen sowie der Ausrichtung auf eine nachhaltige Entwicklung und der Zusätzlichkeit von Emissionsreduktionen abhängt. Lösungsansätze zeigen sich mit der nur zeitlich begrenzten Gültigkeit der generierten handelbaren Gutschriften oder deren Abwertung sowie der Vorsorge vor Kompensationsansprüchen durch verschiedentlich diskutierte Modelle. Die Anforderungen an CCS-Projekte sollten angesichts der Gefahren hoch sein. Auch die Anforderungen an die Methodologie, das *Monitoring* und die Sachverständigen sollten entsprechend ausgestaltet werden. Für die Akkreditierung von Sachverständigen für CCS-Projekte sollte zudem ein CCS-spezifischer *Scope* vorgesehen werden, der den Besonderheiten dieser Technologie Rechnung trägt.

Im Rahmen des Europäischen Emissionshandelssystems erscheint die Einbindung von CCS-Technologien weniger problematisch, wobei hier die konkrete Ausgestaltung des Emissionshandels nach 2012 noch abzuwarten bleibt. Es wäre sinnvoll, für solche Anlagen, die von der CCS-Technologie Gebrauch machen und in dessen Folge Emissionsberechtigungen sparen bzw. am Markt verkaufen können, eigenständige Technikstandards zu entwickeln. In diese Richtung könnten die Vorgaben der geplanten CCS-Richtlinie gehen. Dabei sollte insbesondere der Leckagegefahr und Rechnung getragen werden, solange die Dauerhaftigkeit und Langzeitwirkung der Ablagerung von Kohlendioxid nicht abschließend erforscht ist, sowie

möglichen Emissionsverlagerungen. Regelungsbedarf besteht noch hinsichtlich zu befürchtender Emissionsverlagerungen, die im Rahmen der Emissionsbilanz einer Anlage, die von der CCS-Technologie Gebrauch macht, nicht erfasst werden. Soweit es durch den Einsatz von CCS-Technologie zu zurechenbaren Emissionen an anderer Stelle im nicht-emissionshandelspflichtigen Bereich kommt, sollten diese im Rahmen der Bilanzierung der Emissionen in Ansatz gebracht werden.

Vor 2012 ist nicht mit größeren als mit Pilot- und Demonstrationsanlagen zu rechnen. Diese sind derzeit zwar nicht ausdrücklich von den rechtlichen Regelungen zum Emissionshandel erfasst, doch finden die geltenden Bestimmungen auch auf solche Anlagen weiterhin Anwendung, die dem Emissionshandel unterfallen und die das Potential haben, zukünftig CCS-Technologien einzusetzen.<sup>204</sup> Der Umstand, dass es bereits einen Entwurf zu einer Europäischen CCS-Richtlinie gibt, zeigt jedoch, dass in der EU mit dem Einsatz von CCS-Technologien gerechnet wird.

Gewisse Unsicherheit besteht grundsätzlich auch nach den Teilerfolgen der internationalen Verhandlungen im Rahmen der COP/MOP 3 im Dezember 2007 auf Bali im Hinblick auf die noch ausstehende Fortschreibung des Klimaschutzregimes nach dem Auslaufen des Kyoto-Protokolls 2012. Angesichts der zunehmenden Bemühungen darf jedoch von einer Fortschreibung des internationalen Klimaschutzes nach dem Kyoto-Protokolls ausgegangen werden. Unklar ist jedoch die Ausgestaltung im Einzelnen. Es ist aber damit zu rechnen, dass der Einsatz von CCS-Technologien dabei eine nicht unbedeutende Rolle spielen wird, da die Technologie einflussreiche Fürsprecher hat. Auf der nächsten COP/MOP Ende 2008 wird das Thema weiter behandelt werden. Dieser Diskussionsprozess darf noch nicht als abgeschlossen erachtet werden.

---

<sup>204</sup> Vgl. dazu die Ausführungen von Stevens, UPR 2007, S. 281 ff., der die bestehenden Regeln bereits für ausreichend hält.

## **4. Kapitel: CCS und Haftung\***

### **I. Einleitung**

#### **A. Aufgabenstellung und Rahmen der Untersuchung**

Bei der Speicherung von Kohlendioxyd ( $\text{CO}_2$ ) im Untergrund des Meeres geht es um dessen dauerhafte Einlagerung in jeglichem Aggregatzustand (gasförmig, flüssig, fest). Gespeichert werden soll in Industrieanlagen und insbesondere in Kraftwerken in großem Maßstab abgeschiedenes  $\text{CO}_2$ , das aus Gründen des Klimaschutzes nicht in die Atmosphäre gelangen soll. Als Speicher im Meeresuntergrund kommen saline Aquifere, Öl- oder Gaslagerstätten, Kohleflöze oder speicherfähige Sediment- oder Gesteinsschichten in Betracht. Mit dem Meeresuntergrund ist der Untergrund der inneren Gewässer und des Küstenmeeres sowie des Festlandsockels und der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) gemeint. Innere Gewässer und Küstenmeer zusammen werden gesetzlich als Küstengewässer bezeichnet. In der Bundesrepublik Deutschland sind der Festlandsockel und die AWZ räumlich deckungsgleich.

Eine Untersuchung von Haftungsregelungen im Zusammenhang mit einer möglichen  $\text{CO}_2$ -Speicherung im Meeresuntergrund bedarf indes weiterer sachlich gebotener Eingrenzungen:

- Nicht berücksichtigt werden soll eine Speicherung von  $\text{CO}_2$  in der *Wassersäule*, da diese Möglichkeit aus Gründen des Umweltschutzes nicht in Betracht zu ziehen ist.
- Als theoretische Möglichkeit könnte erwogen werden, das  $\text{CO}_2$  im Meeresuntergrund des „*Gebiets jenseits der Grenzen nationaler Hoheitsgewalt*“ zu speichern. Dies wäre nach dem Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen von 1982 (SRÜ) zwar nicht ausgeschlossen, dürfte angesichts der technischen Probleme, die sich bereits aus der großen Wassertiefe der Hohen See über dem „Gebiet“ ergeben, vorerst aber kaum als realistisch angesehen werden. Daher wird im Folgenden nicht näher auf diese Möglichkeit eingegangen.
- Bei der Einspeisung von  $\text{CO}_2$  in *Öl- oder Gaslagerstätten während des laufenden Betriebes* zur Gewinnung der entsprechenden Ressourcen, um sich des in der Lagerstätte enthaltenen  $\text{CO}_2$ s wieder zu entledigen und/oder den Grad der Ausbeutung durch Erhöhung des Lagerstättendrucks zu verbessern (sog. EGR-Verfahren)<sup>1</sup>, handelt es sich auch dann um ei-

---

\* Bearbeitet von Rainer Lagoni.

<sup>1</sup> Enhanced Gas Recovery (EGR)-Verfahren. Ein Beispiel bietet die Praxis des Statoil Konzerns im Sleipner Feld auf dem norwegischen Festlandsockel.

nen Vorgang des Bergbaus, wenn das CO<sub>2</sub> aus einer anderen Quelle herangeführt wird. Innerstaatlich unterliegt dieser Vorgang dem Bergrecht, völkerrechtlich bildet er eine besondere Art der Verschmutzung<sup>2</sup>. Da die Speicherung des CO<sub>2</sub>s in diesen Fällen lediglich einen Nebeneffekt für den Klimaschutz hat, während im Vordergrund das Bergbauinteresse an der Gewinnung der Ressourcen steht, soll hier nicht weiter auf dieses Verfahren eingegangen werden. Berücksichtigt wird hingegen eine CO<sub>2</sub>-Speicherung in ausgebeuteten Öl- oder Gaslagerstätten.

- Unberücksichtigt bleiben auch Schäden, die beim *Transport* von CO<sub>2</sub> mit Produktentankern oder durch Rohrleitungen vom Land zum Ort des submarinen Speichers auftreten können. Dabei wird angenommen, dass der Transport mit der Einleitung des CO<sub>2</sub>s in eine stationäre Pumpstation bzw. in den Kopf eines Bohrlochs am Meeresboden endet.

Es kann nicht ausgeschlossen werden, dass bei der Speicherung von CO<sub>2</sub>, wie bei allen industriellen Vorhaben, Schäden auftreten können. Daher ist auch in diesem Zusammenhang nach Haftungsregelungen zu fragen. Indes fehlen bisher tatsächliche Erfahrungen mit Schäden infolge einer solchen Speicherung im Meeresuntergrund. Daher sollen den folgenden Ausführungen zwei hypothetische, aber nicht ganz unrealistische Schadenszenarien zugrunde gelegt werden:

- Zum einen das allmähliche Austreten von CO<sub>2</sub> aus dem Speicher in andere Schichten des Meeresuntergrundes und in die Wassersäule sowie schließlich in die Atmosphäre. Dies kann in geringer Menge geschehen, bei einer zunehmenden Konzentration aber zu einer lokalen oder regionalen Versauerung des Meerwassers und damit einer Beeinträchtigung von Fauna und Flora des Meeresgrundes und -untergrundes sowie der bodennahen Wasserschichten führen.<sup>3</sup>
- Zum anderen ist nicht auszuschließen, dass das unter hohem Druck stehende CO<sub>2</sub> eruptionsartig aus dem Speicher austritt („*blow out*“) und dabei nicht nur die Meeresumwelt beeinträchtigt, sondern auch Leben, Körper, Gesundheit und/oder Eigentum betroffener Personen verletzt. Ein solches Szenario ist insbesondere auch beim Einspeisen des CO<sub>2</sub>s in den Speicher vorstellbar, zu dem auch das vom Meeresgrund hinabführende Bohrloch gehört.

---

<sup>2</sup> Verschmutzung durch Tätigkeiten auf dem Meeresboden, die unter nationale Hoheitsbefugnisse fallen, Art. 208 SRÜ.

<sup>3</sup> Vgl. oben, 1. Teil, Zusammenfassung.

In beiden Fällen geht es also vor allem um Schäden, die durch Leckagen aus dem CO<sub>2</sub>-Speicher verursacht worden sind oder einzutreten drohen. Dies schließt indes nicht aus, dass im Zusammenhang mit dem Vorgang der Speicherung auch andere Schäden entstehen können, die nicht auf eine Leckage zurückzuführen sind. Als Beispiel wäre etwa an Schäden an geschützten Tier- bzw. Pflanzenarten zu denken, die durch die Errichtung einer Speicheranlage eintreten können. Derartige Sonderfälle sollen hier unberücksichtigt bleiben.

Über die Wahrscheinlichkeit, mit der Schäden durch Leckagen eintreten können, lässt sich indes schwerlich etwas Bestimmtes sagen. Man kann nach allgemeiner Erfahrung lediglich vermuten, dass kleine Leckagen eher an der Tagesordnung sein dürften als große „blow outs“.

Angesichts der möglichen Schadensszenarien befassen sich die folgenden Ausführungen mit der Haftung für Personen-, Sach- und Vermögensschäden sowie mit Umweltschäden und der Pflicht zur Beseitigung bestimmter Umweltschäden, die durch eine CO<sub>2</sub>-Speicherung im Meeresuntergrund verursacht werden können. Klimaschäden durch aus einem Speicher austretendes CO<sub>2</sub> bleiben als Schäden im Sinne einer Veränderung des Klimas unberücksichtigt, weil Rechte am Klima nicht bestehen. Aber auch Schäden, die sich infolge eines im Zusammenhang mit der Klimaveränderung auftretenden Unwetters ergeben können, werden hier nicht näher in den Blick genommen, weil die Kausalität zwischen der Leckage und dem mittelbaren Schaden nicht nachzuweisen ist. Nicht Schadensersatz, sondern die Rückgabe von Treibhausgasemissionszertifikaten für das entwichene CO<sub>2</sub> erscheint als die geeignete Reaktion auf die mögliche Beeinträchtigung des Klimas<sup>4</sup>

Die Breite des hier behandelten Fragenbereichs, dem bisher noch keine praktischen Erfahrungen zugrunde liegen, zwingt trotz der erwähnten Einschränkungen der Darstellung auf Schäden infolge von Leckagen des CO<sub>2</sub>-Speichers zu einigen allgemeinen Annahmen: Es soll davon ausgegangen werden, dass die Speicherung als solche durch einen deutschen Betreiber, d.h. durch eine natürliche Person mit deutscher Staatsangehörigkeit oder eine juristische Person mit Sitz in der Bundesrepublik unternommen wird und in Übereinstimmung mit den geltenden Gesetzen erfolgt<sup>5</sup>. Dazu sollen alle erforderlichen Genehmigungen erteilt worden sein,

---

<sup>4</sup> Vgl. dazu die Präambel, Erwägungsgrund 23, des Vorschlags für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über die geologische Speicherung von Kohlendioxid und zur Änderung der Richtlinien 85/337/EWG und 96/61/EG des Rates sowie der Richtlinien 2000/60/EG, 2001/80/EG, 2004/35/EG, 2006/12/EG und der Verordnung (EG) Nr. 1013/2006, KOM(2008) 18 endgültig vom 23.1.2008.

<sup>5</sup> Bisher ist das Einbringen von Stoffen in den Meeresuntergrund der ausschließlichen Wirtschaftszone, d.h. in den Festlandsockel, nach § 4 Satz 1 Hohe-See-Einbringungsgesetz (BGBl. 1998 I 2455) verboten.

einschließlich der wasser- und (sofern es sich bei dem CO<sub>2</sub> um Abfall handelt)<sup>6</sup> abfallrechtlichen Genehmigungen<sup>7</sup>. Für die Zwecke dieser Untersuchung über die Haftung soll also angenommen werden, dass es sich bei der Speicherung um einen rechtmäßigen Vorgang handelt, der nach dem Stand von Wissenschaft und Technik und guter fachlicher Praxis erfolgt. Diese Annahme erscheint bei einer behördlich genehmigten CO<sub>2</sub>-Speicherung im Meeresuntergrund in industriellem Maßstab als durchaus vertretbar.

Fragen einer Handlungs- oder Störerhaftung oder von Ansprüchen aus Ersatzvornahmen des allgemeinen Polizeirechts sowie Amts- und Staatshaftungsansprüche, die im Zusammenhang mit der CO<sub>2</sub>-Speicherung auftreten können, sollen im Folgenden unberücksichtigt bleiben, weil sie nur mittelbar mit der Speicherung zusammenhängen.

Schließlich sei generell vorausgeschickt, dass sich die in der Überschrift erwähnte *Zurechenbarkeit* des schädigenden Verhaltens, sei dies ein Tun oder Unterlassen, als wesentliches Element jeder Haftungsregelung bzw. Beseitigungspflicht bei Umweltschäden in den einzelnen Rechtsverhältnissen unterschiedlich darstellt und daher in dem jeweiligen Zusammenhang zu betrachten ist.

Die Darstellung geht vom geltenden Recht aus. Sie ist indes nicht auf dieses beschränkt, da sie gerade auch Einschätzungen bieten und Vorschläge zur Rechtsentwicklung machen soll.

## B. Die anwendbare Rechtsordnung

Die Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund könnte in den deutschen Küstengewässern oder im deutschen Festlandsockel erfolgen. Mit dessen ausdrücklicher vorheriger Genehmigung könnte auch ein Ort in den entsprechenden Meereszonen eines anderen Staates bestimmt werden. Die geographische Lage des Speichers ist insofern von Bedeutung, als sich die auf die Frage der Zurechenbarkeit und Haftung anwendbare Rechtsordnung nach diesem Ort richtet. Da gegenwärtig noch für kein Projekt unter deutscher Hoheitsgewalt der Ort eines solchen Unterfangens bestimmt worden ist, soll hier ein Überblick über die möglichen Rechtsordnungen gegeben werden. Dabei ist zwischen Fällen unter inländischer Hoheitsgewalt und solchen mit Auslandsberührungen sowie Fällen einer völkerrechtlichen Haftung zu unterscheiden:

---

<sup>6</sup> Siehe dazu unten Abschnitt II 2.

<sup>7</sup> Dies schließt Genehmigungen nach der Abfallverbringungsverordnung Nr. 1013/2006/EG und dem Abfallverbringungsgesetz ein, wenn das CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund des Festlandsockels gespeichert werden soll.

- Auf Schäden in den *Küstengewässern* findet grundsätzlich das Recht des Küstenstaates Anwendung, da sie ein Teil des Staatsgebiets<sup>8</sup> sind. Dies gilt auch für fremde Schiffe oder Plattformen, von denen aus CO<sub>2</sub> in den Meeresuntergrund der Küstengewässer eingespeist wird. Zu den Küstengewässern gehören die sog. inneren Gewässer landseitig der vor der Küste verlaufenden Ausgangs- oder Basislinie und das sich seewärts dieser Linie erstreckende Küstenmeer. Dieses ist in der Bundesrepublik Deutschland, wo dies geographisch möglich ist, heute wie in den meisten Staaten bis zu 12 Seemeilen (sm) breit.
- An das Küstenmeer schließt sich der aus dem Meeresgrund und dem Meeresuntergrund bestehende *Festlandsockel* an. Die Bundesrepublik hat darüber hinaus in der Wassersäule über ihrem Festlandsockel in Nord- und Ostsee eine ausschließliche Wirtschaftszone errichtet. Am Festlandsockel und der AWZ hat der Küstenstaat zwar lediglich bestimmte souveräne Rechte und Hoheitsbefugnisse, diese Meereszonen sind aber kein Bestandteil seines Staatsgebiets. Zu seinen Hoheitsbefugnissen in der AWZ gehört nach Art. 56 Abs. 1 Buchst. b) i) SRÜ die Errichtung und Nutzung von Anlagen und Bauwerken. Nach Art. 60 Abs. 1 Buchst. b) SRÜ hat der Küstenstaat in der AWZ zudem das ausschließliche Recht zur Errichtung sowie zur Genehmigung und Regelung der Errichtung, des Betriebs und der Nutzung von Anlagen und Bauwerken „und für andere wirtschaftliche Zwecke“, als die in Art. 56 SRÜ genannten ressourcenbezogenen Zwecke. Das Speichern von CO<sub>2</sub> dient neben ökologischen durchaus auch wirtschaftlichen Zwecken, weil es um die Beseitigung von Gas geht, das im Produktionsprozess anfällt. Dazu kann der Küstenstaat eine transportierbare Anlage oder ein Bauwerk auf oder im Meeresboden verwenden.
- Da der Festlandsockel und die AWZ nicht zu seinem Staatsgebiet gehören, finden die öffentlich-rechtlichen Gesetze des Küstenstaates räumlich dort nur soweit Anwendung, wie er dies ausdrücklich angeordnet hat oder wie es sich aus dem Zusammenhang ergibt. Dies ist jeweils im Einzelfall zu klären.
- Fälle mit *Auslandsberührung* können sich bei einer CO<sub>2</sub>-Speicherung recht unterschiedlich darstellen, so etwa als eine Speicherung in einem fremden Küstenmeer oder Festlandsockel unter Verwendung einer ausgebeuteten Öl- oder Gaslagerstätte. Auf diese findet grundsätzlich das Recht einschließlich des Haftungsrechts des jeweiligen Küstenstaates Anwendung. Eine Auslandsberührung liegt auch bei einem Entweichen des Gases über eine Grenze vor.

---

<sup>8</sup> Die Ausnahme fremder Schiffe auf friedlicher Durchfahrt durch das Küstenmeer von der küstenstaatlichen Hoheitsgewalt spielt in dem hier interessierenden Zusammenhang keine Rolle, da Bohrarbeiten oder das Speichern von CO<sub>2</sub> im Küstenmeer das Recht auf friedliche Durchfahrt nach Art. 19 Abs. 2 Buchst. I) SRÜ beseitigen würden.

Bei einer Schädigung von Ausländern auf dem Festlandsockel bestimmt sich das anwendbare Haftungsrecht nach dem Internationalen Privatrecht.

Ist die räumlich anwendbare nationale Rechtsordnung bestimmt, muss nach dem jeweiligen Rechtsverhältnis, d.h. den Rechtsbeziehungen zwischen den beteiligten Rechtssubjekten gefragt werden, in dem der Schaden geltend gemacht werden soll:

*Personen- oder Sachschäden und Vermögensschäden*, die natürliche oder juristische Personen des Privatrechts durch austretendes CO<sub>2</sub> aus dem Speicher erleiden, sind auf der Grundlage des Privatrechts auszugleichen. Die Vermeidung und Sanierung von *Umweltschäden* ist innerstaatlich hingegen in gewissem Umfang durch öffentlich-rechtliche Vorschriften geregelt. Keiner nationalen Rechtsordnung, sondern teilweise oder ganz dem *Völkerrecht* unterliegen in diesem Zusammenhang hingegen bestimmte Sachverhalte, die sich in den zwischenstaatlichen Rechtsverhältnissen ergeben können. Auf sie ist gesondert einzugehen (siehe unten IV).

## II. Privatrechtliche Haftung des Betreibers

### A. Schadensersatz nach § 823 BGB

a) Haftungsbegründende Norm für Ansprüche auf Schadensersatz im Falle des Austretens von CO<sub>2</sub> aus einem Speicher im Meeresuntergrund unter deutscher Hoheitsgewalt könnte § 823 Abs. 1 BGB sein. Wenn der Fall vor einem deutschen Gericht anhängig ist, gilt die Vorschrift aufgrund der Gebietshoheit in den deutschen Küstengewässern nach der *lex loci delicti commissi* auch, wenn ein Ausländer oder ein Schiff unter fremder Flagge durch das austretende CO<sub>2</sub> einen Schaden erlitten hat. Befindet sich der CO<sub>2</sub>-Speicher im deutschen Festlandsockel, kann die Anknüpfung auf die souveränen Rechte und Hoheitsbefugnisse der Bundesrepublik zurückgeführt werden. Ist der Fall vor einem ausländischen Gericht anhängig gemacht worden, können auch die Flagge des Schiffes oder die Staatsangehörigkeit des Verletzten als Anknüpfungspunkte in Betracht kommen.

§ 823 Abs. 1 BGB findet nur im Falle einer widerrechtlichen und schuldhaften Handlung oder Unterlassung Anwendung. Ist das Speichern, wie eingangs angenommen, nach den Vorschriften der Bundesrepublik erfolgt, scheidet die erwähnte Vorschrift als Anspruchsgrundlage schon mangels Verschuldens aus. Sie kommt indes für solche Handlungen oder Unterlassungen in Betracht, die nicht unmittelbar das Speichern und die Kontrolle des Speichers betreffen und doch in einem Zusammenhang mit diesem stehen.

Der erlittene Schaden muss vorsätzlich oder fahrlässig, d.h. unter Verletzung der im Verkehr üblichen Sorgfalt verursacht worden sein. Ein bei Anwendung des gegenwärtigen technischen Standards nicht vorhersehbarer Schadenseintritt führt nicht zur Haftung.

Eine Haftung nach § 823 Abs. 1 BGB setzt des Weiteren voraus, dass das Leben, der Körper, die Gesundheit, die Freiheit, das Eigentum oder ein sonstiges Recht eines anderen verletzt worden ist. Bei *allmählichem Austreten* des CO<sub>2</sub>s in die Wassersäule und die Atmosphäre kommt als verletztes Recht nach § 823 Abs. 1 BGB in erster Linie das Eigentum in Betracht. Für eine Verletzung des Eigentums kommt es jedoch darauf an, ob überhaupt ein Schaden anzunehmen ist. So kann es zweifelhaft sein, ob eine lokal und zeitlich begrenzte Veränderung der chemischen Verhältnisse des Meeresgrundes und der Wassersäule (Versauerung) durch das Austreten des CO<sub>2</sub>s als Beeinträchtigung des Eigentums anzusehen ist. Es kommt wohl auf den Grad der Beeinträchtigung an. Ein geringfügiger Anstieg des CO<sub>2</sub>-Gehaltes im Meeresswasser ist kaum als Beeinträchtigung des Eigentums anzusehen. Falls eine Eigentumsverletzung anzunehmen ist, können zwar die Kosten zur Vermeidung und Sanierung als Schaden geltend gemacht werden, im Unterschied zu einer Ölverschmutzung ergeben sich hier in der Praxis indes wohl keine Säuberungsarbeiten, da das CO<sub>2</sub> nicht aus der Wassersäule zu entfernen ist, sondern durch natürliche Prozesse weichen muss. Ferner ist in diesem Zusammenhang nach den Eigentumsverhältnissen zu fragen. Die Küstengewässer stehen als Bundeswasserstraße im Eigentum des Bundes<sup>9</sup>; die Wassersäule über dem Festlandsockel ist jedoch frei von Eigentum. Ein Recht eines anderen besteht an der Wassersäule oder an der Atmosphäre nicht. Insbesondere besteht zivilrechtlich kein Recht an der Umwelt als solcher, das nach § 823 Abs. 1 BGB geschützt wäre.

Im seltenen Falle eines eruptionsartigen „blow out“ von unter hohem Druck stehendem CO<sub>2</sub> können jedoch Leben, Körper, Gesundheit und/oder Eigentum betroffener Personen verletzt sein. Ist dies der Fall, besteht nach § 249 Abs. 1 BGB ein Anspruch auf Herstellung des Zustandes, der bestehen würde, wenn der zum Ersatz verpflichtende Umstand nicht eingetreten wäre. Nach § 249 Abs. 2 BGB kann Geldersatz verlangt werden. Nach § 252 BGB ist auch der entgangene Gewinn zu ersetzen. Dies schließt aber bloße Gewinnchancen nicht ein. Immaterielle Schäden können nach § 253 BGB ersetzt werden. Ein Ersatz für Schäden an der Natur oder der Landschaft, bei denen es sich nicht um Vermögensschäden handelt, kann nach § 253 Abs. 1 BGB nur in den gesetzlich vorgesehenen Fällen, also insbesondere nach dem

---

<sup>9</sup> Gesetz über die vermögensrechtlichen Verhältnisse der Bundeswasserstraßen, § 1.

Umwelthaftungsgesetz, gefordert werden. Eine gesetzliche Begrenzung der Haftung auf bestimmte Beträge sieht das BGB nicht vor.

b) Eine Verpflichtung zum Schadensersatz trifft nach § 823 Abs. 2 BGB aber auch denjenigen, der gegen ein den Schutz eines anderen bezweckendes Gesetz verstößt. Ist das Speichern des CO<sub>2</sub>s im Meeresuntergrund behördlich genehmigt und entspricht es guter fachlicher Praxis, verstößt es als solches grundsätzlich nicht gegen die Gesetze. Sollte sich durch das aus dem Speicher austretende CO<sub>2</sub> dennoch ein Schaden ergeben, kommt es darauf an, ob durch das Austreten ein Schutzgesetz im Sinne des § 823 Abs. 2 BGB verletzt ist. Die Ersatzpflicht tritt nach § 823 Abs. 2 Satz 2 BGB aber nur im Falle eines Verschuldens ein, auch wenn das Schutzgesetz selbst kein Verschulden vorsieht.

Wie zu zeigen ist, dürfte es aber schwierig sein, in dem hier interessierenden Zusammenhang ein für eine Schutzgesetzverletzung erforderliches Verschulden für das Entweichen und ein Schutzgesetz anzunehmen:

- Im Bereich der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone bzw. dem Festlandsockel findet zwar das Hohe-See-Einbringungsgesetz Anwendung. Als ein Schutzgesetz im Sinne des § 823 Abs. 2 BGB ist es aber nicht anzusehen, da sein gesetzliches Ziel nicht in dem Schutz Einzelner, sondern nach dessen § 1 in der „Erhaltung der Meeresumwelt sowie deren Schutz vor Verschmutzung durch das Einbringen von [...] Stoffen [...]“ besteht.
- Das in den deutschen Küstengewässern geltende Wasserhaushaltsgesetz (WHG) ist nach der Rechtsprechung zwar dann ein Schutzgesetz im Sinne des § 823 Abs. 2 BGB, wenn ein durch eine Bewilligung nach § 8 WHG gewährtes Recht verletzt ist, das dem Betroffenen eine materielle Rechtsstellung eingeräumt hat<sup>10</sup>. Diese Lage dürfte im Küstenmeer aber kaum gegeben sein.

Daher kommt § 823 Abs. 2 BGB in dem hier behandelten Zusammenhang nur in seltenen Fällen als Anspruchsgrundlage für Schadensersatz in Betracht.

## **B. Schadensersatz nach dem Umwelthaftungsgesetz**

Das Umwelthaftungsgesetz (UmwelHG) vom 10.12.1990<sup>11</sup> in der Fassung des Änderungsgesetzes vom 19.4.2006<sup>12</sup> hat nach seinem § 1 für bestimmte Anlagen eine zivilrechtliche Anla-

<sup>10</sup> BGH 69, 1; BayOLG 80, 169.

<sup>11</sup> BGBl. 1990 I 2634.

<sup>12</sup> BGBl. 2006 I 866.

genhaftung bei solchen Umwelteinwirkungen eingeführt, die zu einem Schaden führen. Das Gesetz hat die Haftung über bereits früher bestehende Haftungsregelungen<sup>13</sup> hinaus ausgedehnt. Zum Schadensersatz verpflichtet ist der Inhaber der Anlage, wenn jemand durch die Umwelteinwirkung getötet, sein Körper oder seine Gesundheit verletzt oder eine Sache beschädigt wird.

Die Pflicht zum Ersatz des Schadens besteht nach § 1 UmweltHG bei einer Umwelteinwirkung, die „von einer im Anhang 1 genannten Anlage ausgeht.“ Ein Verschulden ist nicht Haftungsvoraussetzung. Es handelt sich um eine Gefährdungshaftung. Die Ersatzpflicht ist ausgeschlossen, wenn der Schaden durch höhere Gewalt, etwa durch ein Erdbeben, verursacht wurde (§ 4 UmweltHG). Bei Sachschäden besteht für bestimmungsgemäß betriebene Anlagen eine Bagatellgrenze, „wenn die Sache nur unwesentlich oder in einem Maße beeinträchtigt wird, das nach den örtlichen Verhältnissen zumutbar ist“ (§ 5 UmweltHG). Es besteht eine gesetzliche Ursachenvermutung (§§ 6, 7 UmweltHG).

„Anlagen“ im Sinne des Gesetzes sind „ortfeste Einrichtungen, wie Betriebsstätten und Lager“ (§ 3 Abs. 2 UmweltHG). Zweifel, ob ein CO<sub>2</sub>-Speicher im Meeresuntergrund als ein „Lager“ anzusehen ist – aus einem Lager können die eingebrachten Stoffe gewöhnlich wieder entnommen werden – sind zurückzustellen, wenn ein solcher Speicher einer der im Anhang 1 zu § 1 des Gesetzes genannten Anlagen zuzuordnen ist. Nach einer im Schrifttum vertretenen Ansicht handelt es sich bei einem terrestrischen CO<sub>2</sub>-Speicher um eine Anlage nach Anhang I Nr. 75 UmweltHG<sup>14</sup>. Dies sind „ortsfeste Anlagen im Sinne des § 4 des Abfallgesetzes zum Lagern, Behandeln oder Ablagern von Abfällen im Sinne des § 2 Abs. 2 des Abfallgesetzes.“ Dies ist bei einem Speicher im Untergrund des Meeres nicht anders zu sehen. Auch dieser kann nur über eine technische Vorrichtung gefüllt, verschlossen und kontrolliert werden, die sich als Anlage auf dem Meeresgrund oder im Meeresuntergrund befindet und mit der der eigentliche Speicher in einem räumlichen und betriebstechnischen Zusammenhang steht.

Voraussetzung ist allerdings, dass es sich bei dem zu speichernden CO<sub>2</sub> um „Abfälle“ handelt. Zwar handelt es sich bei CO<sub>2</sub> in gasförmigem Zustand nicht um eine bewegliche Sache; anders ist dies wohl schon dann, wenn sich das Gas in einem festen oder flüssigen Aggregatzustand befindet und nicht in die Atmosphäre abgeleitet wird. Das zu speichernde CO<sub>2</sub>-Gas muss zum Zweck des Speicherns in einem Behältnis (Tank, Rohrleitung) gefasst sein. Ge-

---

<sup>13</sup> § 823 BGB, § 906 BGB, § 14 BImSchG, § 22 WHG.

<sup>14</sup> Dietrich, CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Ablagerung (CAA) im deutschen und europäischen Energieumweltrecht, Baden-Baden 2007, S. 228.

wicht und Volumen des CO<sub>2</sub>s sind bestimmbar und es wird als eine Sache transportiert. Daher ist anzunehmen, dass es sich bei dem CO<sub>2</sub> in jeglichem Aggregatzustand jedenfalls bis zur erfolgten Speicherung um eine im Anhang I des Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetzes aufgeführte bewegliche Sache handelt, derer sich der Besitzer entledigen will, indem er sie im Sinne des Anhangs II A (D 7) des genannten Gesetzes durch Einbringen in den Meeresboden der Beseitigung zuführt<sup>15</sup>. Die Abfalleigenschaft des CO<sub>2</sub>s im Sinne des Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetzes kann also nach der hier und einer in der Literatur vertretenen Ansicht<sup>16</sup> angenommen werden.

Zutreffend weist Dietrich außerdem darauf hin, dass es auf „die weitere Anwendbarkeit des Abfallrechts [...] keine Auswirkungen [hat], wenn die beseitigten Stoffe nach dem Beseitigungsvorgang die Abfalleigenschaft verlieren.“<sup>17</sup> Diese Eigenschaft kann das CO<sub>2</sub> in der Tat verlieren, wenn es sich nach der Speicherung mit dem umgebenden Meeresuntergrund verbindet und demnach Bestandteil einer unbeweglichen Sache wird.

Auch der Vorschlag des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. Januar 2008 für eine CCS-Richtlinie schließt nicht aus, dass es sich bei dem CO<sub>2</sub> um Abfall handeln kann. Dementsprechend will er die Richtlinie 2006/12/EG über Abfälle und die Verordnung (EG) Nr. 1013/2006 über die Verbringung von Abfällen klarstellend dahingehend ändern, dass die Abfallvorschriften keine Anwendung auf Kohlendioxid finden, das für Zwecke der Speicherung abgeschieden und transportiert wird<sup>18</sup>. Damit wäre aber die Anwendung des Umwelthaftungsgesetzes fraglich, da es sich bei der Speicheranlage nicht mehr um eine Anlage nach Anhang I Nr. 75 UmweltHG handeln würde. Indes ist in Betracht zu ziehen, dass der Betrieb von Speicherstätten in die Anlage III der Richtlinie 2004/35/EG über Umwelthaftung zur Vermeidung und Sanierung von Umweltschäden eingefügt werden soll<sup>19</sup>. Wenn demnach eine öffentlich-rechtliche Pflicht zur Vermeidung und Sanierung bestimmter Umweltschäden durch die Speicherung von CO<sub>2</sub> geschaffen wird, empfiehlt es sich, auch eine privatrechtliche Haftung nach dem Umwelthaftungsgesetz zu regeln. Das Gesetz müsste entsprechend geändert werden.

<sup>15</sup> Ausführlich dazu Dietrich (Anm. 14), S. 128-139.

<sup>16</sup> Vgl. dazu auch die Ausführungen im 3. Kapitel, II. C. 3) c).

<sup>17</sup> Dietrich (Anm. 14), S. 143.

<sup>18</sup> Präambel Erwägungsgrund Nr. 36 und Art. 34, Art. 35 des Richtlinienvorschlags (s.o. Anm. 4).

<sup>19</sup> Art. 33 des Richtlinienvorschlags (s.o. Anm. 4).

Die Haftung nach dem Umwelthaftungsgesetz für Tötung, Körper- und Gesundheitsverletzung einerseits sowie für Sachbeschädigung andererseits ist der Höhe nach jeweils auf 85 Millionen Euro begrenzt (§ 15 UmweltHG). Allerdings ist eine Einschätzung, ob die bestehenden Höchstbeträge für Schäden im marinen Bereich als ausreichend anzusehen sind, ange-sichts des Fehlens realistischer Schadensszenarien zur Zeit noch nicht möglich. Der Inhaber von Anlagen, auf die das Gesetz Anwendung findet, hat eine Deckungsvorsorge zu erbringen (§ 19 UmweltHG). Als Deckungsvorsorge sieht das Gesetz eine Haftpflichtversicherung oder eine Bürgschaft des Bundes bzw. eines Landes oder eine Bankbürgschaft vor, die einer Haftpflichtversicherung entspricht.

Problematisch bei dem Austreten von CO<sub>2</sub> aus einem Speicher im Untergrund des Meeres ist indes der Begriff des „Schadens“. Nach § 3 Abs. 1 UmweltHG entsteht ein Schaden durch eine „Umwelteinwirkung“, „wenn er durch Stoffe, Erschütterungen, Geräusche, Druck, Strahlen, Gase, Dämpfe, Wärme oder sonstige Erscheinungen verursacht wird, die sich in Boden, Luft oder Wasser ausgebreitet haben.“ Das eruptionsartige Austreten von CO<sub>2</sub> aus einem Speicher im Meeresuntergrund könnte als Umwelteinwirkung kausal einen Personen-, Sach- oder Vermögensschaden bewirken. Aber auch bereits ein allmähliches Austreten von CO<sub>2</sub> aus dem Speicher im Meeresuntergrund könnte in einem bestimmten Gebiet einen solchen Schaden verursachen, z.B. indem Fischereirechte oder Rechte an Muschelbänken beeinträchtigt werden.

Fraglich ist indes, ob das Umwelthaftungsgesetz auch auf solche Sach-, Personen- oder Vermögensschäden anzuwenden ist, die durch eine Umwelteinwirkung auf dem Festlandsockel bzw. in der AWZ eingetreten sind. Das Gesetz trifft in der AWZ bzw. auf dem Festlandsockel keine öffentlich-rechtlichen Regelungen, sondern sieht eine privatrechtliche Haftung vor. Insofern wäre eine Erstreckung seines Anwendungsbereichs über das Staatsgebiet hinaus auf diese Zonen durch den Gesetzgeber nicht erforderlich<sup>20</sup>. Mit öffentlich-rechtlichen Regelungen seewärts seines Küstenmeeres schafft der Küstenstaat rechtliche Grundlagen für die Anwendung seiner Hoheitsgewalt außerhalb seines Staatsgebietes. Dies bedarf der parlamentarischen Legitimation. Beim Privatrecht hingegen wird durch das Kollisionsrecht die Möglichkeit einer Auswahlentscheidung zwischen mehreren Rechtsordnungen geschaffen. So wäre anzunehmen, dass das Umwelthaftungsgesetz nach den Regeln des Internationalen Privat-

---

<sup>20</sup> Anders wohl Risch, Windkraftanlagen in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (2006), S. 167, der auch für das Privatrecht eine Erstreckungsklausel für notwendig hält. Dagegen zu Recht Wurmnest, Windige Geschäfte? Zur Bestellung von Sicherheitsrechten an Offshore-Windkraftanlagen, RabelsZ 2008, Heft 2, Abschnitt IV 2 c) bb).

rechts auch bei Schäden in der AWZ und auf dem Festlandsockel gilt, wenn sich dafür ein Anknüpfungspunkt ergibt. Als ein solcher bieten sich nach Art. 40 EGBGB im deutschen Kollisionsrecht das Recht des Deliktsortes oder des Erfolgsortes an. Als Deliktsort in entsprechendem Sinne können der Festlandsockel bzw. die AWZ angesehen werden, auch wenn der CO<sub>2</sub>-Speicher nicht im Staatsgebiet liegt, da es sich bei ihm um eine Anlage für wirtschaftliche Zwecke im Sinne der Art. 80, 60 Abs. 1 SRÜ handelt, über die der Küstenstaat nach Art. 60 Abs. 2 SRÜ ausschließliche Hoheitsbefugnisse hat<sup>21</sup>.

Ansprüche wegen eines Schadens an der Wassersäule, dem Meeresgrund und dem Untergrund selbst durch eine Umwelteinwirkung können sich jedoch nur in den Küstengewässern ergeben, da Eigentum des Bundes an der Bundeswasserstraße, wie bereits erwähnt, nur dort besteht<sup>22</sup> und das den Maßstab für eine Schädigung bietende Wasserhaushaltsgesetz räumlich auch nur in diesen Gewässern gilt<sup>23</sup>, nicht aber in der AWZ und dem Festlandsockel. Aber auch dort, wo die Wassersäule und der Meeresgrund in staatlichem Eigentum stehen, stellt sich die schon erwähnte Frage, bei welchem Grad der Versauerung des Meeres überhaupt ein Schaden anzunehmen ist und wie die Höhe des ein Schadensersatzes zu berechnen wäre, weil eine Wiederherstellung des früheren Zustandes praktisch ausgeschlossen sein dürfte. Die Natur muss sich selbst regenerieren, indem sich die Meeresgewässer vermischen und das CO<sub>2</sub> in die Atmosphäre entweicht oder im Meeresboden gebunden wird.

Bei Beschädigung einer Sache, die auch eine Beeinträchtigung der Natur oder Landschaft darstellt, sind nach § 16 UmweltHG auch Aufwendungen des Geschädigten für Wiederherstellungsmaßnahmen nach § 251 Abs. 2 BGB zu ersetzen. Diese Aufwendungen sind im Unterschied zum Schadensersatz der Höhe nach nicht begrenzt. Sie sind nicht allein deswegen unverhältnismäßig, weil sie den Wert der Sache übersteigen.

Da es sich bei ihnen nicht um Sachen handelt, die im Eigentum einer natürlichen oder juristischen Person oder des Staates stehen, sind Beeinträchtigungen der Natur oder Landschaft vom Umwelthaftungsgesetz also nur dann erfasst, wenn sie eine Folge einer Sachbeschädigung sind. Die Umwelt als solche wird insofern nur mittelbar geschützt. Ähnlich wie beim Schadensersatz ergibt sich aber auch bei diesem Aufwendungsersatz wiederum das Problem, dass es einen möglichen Geschädigten mit dem Bund nur für die Küstengewässer gibt, nicht

<sup>21</sup> Ähnlich Wurmnest (Anm. 20), Abschnitt IV 2 c) cc), allerdings hinsichtlich der Anwendung des Sachenrechts in der ausschließlichen Wirtschaftszone bzw. auf dem Festlandsockel.

<sup>22</sup> S.o. Anm. 9.

<sup>23</sup> § 1 Abs. 1 Nr. 1a WHG.

aber für die AWZ und den Festlandsockel. Auf eine CO<sub>2</sub>-Speicherung im Festlandsockel, durch die sich eine Beeinträchtigung der Natur in der AWZ bzw. auf dem Festlandsockel selbst ergibt, ist das Umwelthaftungsgesetz nach der geltenden Rechtslage also nicht anwendbar.

Ansprüche nach dem Umwelthaftungsgesetz verjährn entsprechend den Vorschriften des BGB für unerlaubte Handlungen (§ 17 UmweltHG). Dies sind nach § 199 BGB in der Regel 30 Jahre, beginnend mit dem Ablauf des Jahres, in dem der Anspruch entstanden ist und der Gläubiger von den den Anspruch begründenden Umständen und der Person des Schuldners Kenntnis erlangt hat oder ohne grobe Fahrlässigkeit erlangt haben müsste. Schuldner des Anspruchs ist der jeweilige Inhaber der Speicheranlage, bei wechselnden Inhabern derjenige, der zum Zeitpunkt der Entstehung des Anspruchs Inhaber war. Wird der CO<sub>2</sub>-Speicher nicht mehr als Anlage betrieben, haftet nach § 2 Abs. 2 UmweltHG derjenige, der im Zeitpunkt der Einstellung des Betriebes Inhaber der Anlage war. Zu ergänzen ist indes, dass der Entwurf einer CCS-Richtlinie besondere Regeln für die Schließung und Nachsorgeverpflichtung der Speicherstätte (Art. 17) und die Übertragung der Verantwortung für die geschlossene Stätte auf die zuständige Behörde (Art. 18) enthält.

### C. Schadensersatz nach dem Wasserhaushaltsgesetz

Das Wasserhaushaltsgesetz gilt für die Küstengewässer, die aus dem Meer zwischen der seewärtigen Begrenzung der oberirdischen Gewässer und der seewärtigen Begrenzung des Küstenmeeres bestehen (§ 1 Abs. 1 Nr. 1a Wasserhaushaltsgesetz – WHG). Außerdem gilt es für das Grundwasser (§ 1 Abs. 1 Nr. 2 WHG). Auf den Festlandsockel bzw. die AWZ findet das Gesetz keine Anwendung.

Das Wasserhaushaltsgesetz enthält in seinem § 22 eine Haftungsvorschrift für die Änderung der Beschaffenheit des Wassers. Nach § 22 Abs. 2 WHG ist der Inhaber einer Anlage zum Ersatz des daraus einem anderen entstehenden Schadens verpflichtet, wenn aus der Anlage, die dazu bestimmt ist, Stoffe zu lagern oder abzulagern, derartige Stoffe in ein Gewässer gelangen, ohne dass sie in das Gewässer eingeleitet oder eingebracht worden sind. Ein solches Entweichen ist bei einer Leckage aus einem CO<sub>2</sub>-Speicher im Meeresuntergrund der Küstengewässer anzunehmen.

Fraglich ist indes, ob es sich bei dem unterirdischen Speicher um eine „Anlage zum Lagern wassergefährdender Stoffe“ im Sinne des § 19g Abs. 1 WHG handelt. Dies ist dann anzunehmen, wenn der Speicher durch bestimmte technische Vorkehrungen (Pumpstationen, Lei-

tungen, Kontrollanlagen) für das Gas zugänglich gemacht werden muss. Auch handelt es sich bei dem Kohlendioxid um einen „wassergefährdenden Stoff“ im Sinne des § 19g Abs. 5 Satz 1 WHG.

Im Ergebnis kann sich also im Zusammenhang mit der Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresboden der Küstengewässer eine Haftung nach § 22 Abs. 2 WHG ergeben. Die Ersatzpflicht ist bei höherer Gewalt ausgeschlossen (§ 22 Abs. 2 Satz 2 WHG).

#### **D. Schadensersatz nach dem Bundesberggesetz?**

Da, wie eingangs erwähnt, in diesem Zusammenhang nicht näher auf die Einspeisung von CO<sub>2</sub> im Rahmen des laufenden Betriebes der Ausbeutung einer Öl- oder Gaslagerstätte (EGR-Verfahren) eingegangen werden soll, geht es hier nur noch um die Verwendung einer ausgebeuteten Lagerstätte als Speicher für das Kohlendioxyd. Das Errichten und Betreiben von Untergrundspeichern zum Einbringen oder Einleiten von CO<sub>2</sub> unterliegt als Bergbaubetrieb dem Bundesberggesetz (§ 2 Abs. 2 Nr. 2 BBergG)<sup>24</sup>. Das Gesetz gilt nach Maßgabe seines § 2 Abs. 3 auch für Untergrundspeicher im Meeresuntergrund des deutschen Küstenmeeres und des Festlandsockels. Nach § 114 BBergG besteht im Falle der Tötung, Körperverletzung oder Sachbeschädigung infolge des Bergbaubetriebs ein zivilrechtlicher Schadensersatzanspruch, der im Falle einer unerlaubten Handlung jedoch nach § 117 BBergG gewissen Einschränkungen unterliegt. Die Regelungen über den Ersatz des Bergschadens finden nach § 126 Abs. 1 BBergG jedoch keine Anwendung auf die Untergrundspeicherung und damit auf Schäden, die sich ergeben können, wenn CO<sub>2</sub> aus dem Speicher entweicht. Insofern ist hier nicht näher auf die bergrechtliche Haftung einzugehen.

#### **E. Schadensersatz nach dem Lugano-Übereinkommen?**

Das vom Europarat am 21.6.1993 in Lugano angenommene Übereinkommen über die zivilrechtliche Haftung für Schäden durch umweltgefährdende Tätigkeiten (sog. Lugano-Übereinkommen) hat in diesem Zusammenhang keine unmittelbare praktische Bedeutung für das innerstaatliche Recht. Sein Anwendungsbereich wird weitgehend vom Umwelthaftungsgesetz abgedeckt. Außerdem ist es noch nicht in Kraft getreten, obwohl es dazu lediglich der Erklärung von drei Staaten bedarf, durch das Übereinkommen gebunden zu sein<sup>25</sup>.

<sup>24</sup> BGBl. 1980 I 1310.

<sup>25</sup> Art. 32 Abs. 3 Lugano-Ü. Das Übereinkommen liegt nach Abs. 1 auch für Nichtmitgliedstaaten, die an seiner Ausarbeitung beteiligt waren, und für die EG zur Unterzeichnung auf; andere Nichtmitgliedstaaten können nach Art. 33 zum Beitritt eingeladen werden. Es ist von 9 Staaten unterzeichnet und von 1 Staat ratifiziert worden.

Gleichwohl soll es als Modell einer zeitgemäßen internationalen Regelung hier kurz erwähnt werden, weil es auch Umweltschäden innerhalb eines Staates betrifft und sich im Unterschied zu anderen völkerrechtlichen Regelungen nicht auf grenzüberschreitende Beeinträchtigungen beschränkt.

Nach seinem Inkrafttreten soll das Lugano-Übereinkommen für die Mitgliedstaaten der EU subsidiär gelten (Art. 25 Abs. 2 Lugano-Ü). Ob es dann in einzelnen Punkten weitergehende Regelungen als das bestehende EG-Recht enthält, bedürfte gesonderter Prüfung.

Das Übereinkommen soll angemessenen Ersatz für Schäden gewährleisten, die aus umweltgefährdenden Tätigkeiten entstehen; ferner sieht es Mittel zur Schadensverhütung und Wiederherstellung vor (Art. 1 Lugano-Ü). Räumlich soll es gelten, wenn ein schädigendes Ereignis im Hoheitsgebiet einer Vertragspartei eintritt oder die Kollisionsnormen auf das Recht der Vertragspartei verweisen (Art. 3 Lugano-Ü). Sachlich würde die Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund eine berufsmäßig ausgeübte „gefährliche Tätigkeit“ nach Art. 2 Abs. 1 Buchst. a Lugano-Ü sein, da das zur Speicherung notwendigerweise unter hohem Druck stehende und hoch konzentrierte CO<sub>2</sub> ein „gefährlicher Stoff“ ist mit Eigenschaften, die „eine erhebliche Gefahr für den Menschen, die Umwelt oder Sachen darstellen“ (Art. 2 Abs. 2 Buchst. a Lugano-Ü)<sup>26</sup>. Dabei könnte ein „Ereignis“ ein plötzlich auftretendes oder andauerndes Austreten des CO<sub>2</sub>s oder eine Reihe solcher Geschehnisse sein, die einen Schaden verursachen oder einen schweren Schaden zu verursachen drohen (Art. 2 Abs. 11 Lugano-Ü).

Zur Haftung verpflichtet ist der Betreiber einer gefährlichen Tätigkeit, d.h. die Person, welche die Kontrolle über die gefährliche Tätigkeit ausübt, wobei der Begriff der „Person“ umfassend ist und außer natürlichen oder juristischen Personen auch Körperschaften des öffentlichen und privaten Rechts einschließlich eines Staates und seiner Gebietskörperschaften einschließt (Art. 2 Abs. 5 und 6 Lugano-Ü).

Es handelt sich um eine strenge Haftung (Gefährdungshaftung) unter Berücksichtigung des Verursacherprinzips (Präambel). Allerdings haftet der Betreiber nach dem Übereinkommen unter anderem dann nicht, wenn er nachweist, dass der Schaden durch eine „nach den maßgeblichen örtlichen Verhältnissen hinnehmbare Verschmutzung verursacht worden ist“ (Art. 8 Buchst. d Lugano-Ü).

Der Begriff des zu ersetzenen „Schadens“ beinhaltet neben Tod, Körperverletzung und Sachbeschädigung auch den „Verlust oder Schaden durch Beeinträchtigung der Umwelt“,

---

<sup>26</sup> Zum Begriff des „gefährlichen Stoffes“ im Sinne des Chemikaliengesetzes siehe unten Anm. 32.

wobei „der Ersatz für die Beeinträchtigung der Umwelt – ausgenommen der durch diese Beeinträchtigung entgangenen Gewinne – [...] jedoch auf die Kosten der tatsächlich ergriffenen oder noch zu ergreifenden Wiederherstellungsmaßnahmen beschränkt“ ist (Art. 2 Abs. 7 Buchst. c Lugano-Ü). Auch die Kosten von Verhütungsmaßnahmen sind zu ersetzen sowie jeder durch Verhütungsmaßnahmen entstandene Verlust oder Schaden (Art. 2 Abs. 7 Buchst. d Lugano-Ü). Nach Art. 12 Lugano-Ü müssen die Vertragsparteien sicherstellen, dass die Betreiber das Risiko ihrer Haftung nach diesem Übereinkommen absichern.

Ferner enthält Kapitel IV des Lugano-Übereinkommens Vorschriften für Schadensersatzklagen und sonstige Forderungen, insbesondere zu Verjährungsfristen (Art. 17 Lugano-Ü), Antragsrechte von Umweltschutzorganisationen (Art. 18 Lugano-Ü) zum Gerichtsverfahren (Art. 19-22 Lugano-Ü) und zur Anerkennung und Vollstreckung von Urteilen (Art. 23, 24 Lugano-Ü). Ein aus den Vertretern der Vertragsparteien zu bildender Ständiger Ausschuss soll u.a. an ihn überwiesene Fragen der Auslegung oder Durchführung des Übereinkommens prüfen und Empfehlungen annehmen (Art. 26, 27 Lugano-Ü).

### **III. Öffentlich-rechtliche Pflicht des Verantwortlichen zur Vermeidung und Sanierung von Umweltschäden**

In Abweichung von der herkömmlichen zivilrechtlichen Haftung hat die EU mit der Umwelthaftungsrichtlinie (Richtlinie 2004/35/EG)<sup>27</sup> den Weg einer öffentlich-rechtlichen Pflicht zur Beseitigung von Umweltschäden beschritten. Die Richtlinie sollte bis zum 30. April 2007 umgesetzt werden. Das deutsche Gesetz zur Umsetzung der Richtlinie (Umweltschadensgesetz – USchadG) wurde am 10. Mai 2007 verabschiedet<sup>28</sup>. Es ist am 14. November 2007 in Kraft getreten, Umweltschäden sind jedoch rückwirkend seit dem 30. April 2007 erfasst.

Es ist fraglich, auf welche Umweltschäden, die durch austretendes CO<sub>2</sub> hervorgerufen werden, das Umweltschadensgesetz angewendet werden kann. Das Gesetz definiert den „Umweltschaden“ in seinem § 2 Nr. 1 anhand von Regelungen in drei Fachgesetzen als eine Schädigung von Arten und natürlichen Lebensräumen nach Maßgabe des § 21a des Bundesnaturschutzgesetzes, eine Schädigung der Gewässer nach Maßgabe des § 22a des Wasserhaushaltsgesetzes – beides sind neue Regelungen – oder eine Schädigung des Bodens durch eine

<sup>27</sup> Richtlinie 2004/35/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 21. April 2004 über Umwelthaftung zur Vermeidung und Sanierung von Umweltschäden, ABl. EU Nr. L 143 S. 56.

<sup>28</sup> Gesetz zur Umsetzung der Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über die Umwelthaftung zur Vermeidung und Sanierung von Umweltschäden, BGBl. 2007 I 666 geändert durch BGBl. 2007 I 1462.

Beeinträchtigung der Bodenfunktionen im Sinne des § 2 Abs. 2 des Bundes-Bodenschutzgesetzes.

Die Anwendung des Umweltschadensgesetzes geht im marinen Bereich nicht weiter als die sachliche und räumliche Geltung der in Bezug genommenen Fachgesetze. Die nach § 21a Bundesnaturschutzgesetz *geschützten Arten*<sup>29</sup> und *natürlichen Lebensräume*<sup>30</sup> sind nicht nur in den deutschen Küstengewässern, sondern „im Rahmen der Vorgaben des Seerechtsüber-einkommens“ auch in der ausschließlichen Wirtschaftszone bzw. auf dem Festlandsockel ge-schützt, sofern sich die entsprechenden Natura 2000-Schutzgebiete dort befinden (§ 3 Abs. 2 USchadG)<sup>31</sup>. Die Vorschrift enthält zum einen die bei öffentlich-rechtlichen Regelungen er-forderliche Ausdehnungserklärung des Gesetzgeber, zum anderen beschränkt sie die Geltung des Gesetzes aber auf Maßnahmen, die Deutschland als Küstenstaat auf seinem Festlandso-ckel völkerrechtlich wahrnehmen darf. Dies schließt nach Art. 80, 60 Abs. 1 SRÜ die Errich-tung und den Betrieb von CO<sub>2</sub>-Speichern im Festlandsockel ein, da es sich dabei um Anlagen für wirtschaftliche Zwecke handelt.

Für die Anwendung des Gesetzes auf Umweltschäden, die sich durch Leckagen von CO<sub>2</sub> in *Gewässern* ergeben können, ist der Geltungsbereich des Wasserhaushaltsgesetzes (WHG) ausschlaggebend. Dies sind im Meer die „Küstengewässer“ bis zur seawärtigen Begrenzung des Küstenmeeres (§ 1 Abs. 1 Nr. 1a WHG) sowie das in unmittelbarer Berührung mit dem Untergrund stehende Grundwasser (Nr. 2). Der Festlandsockel liegt demnach in dieser Hin-sicht außerhalb des Geltungsbereichs des Gesetzes. Gleichwohl wäre *de lege ferenda* zu er-wägen, ob ein Schaden an Küstengewässern, aufgrund einer CO<sub>2</sub>-Speicherung im deutschen Festlandsockel verursacht wird, durch eine Ergänzung des Gesetzes auch in dessen Geltungs-bereich einbezogen werden sollte. Dafür spricht, dass auch die Speicherung im Festlandsockel mit Genehmigung der deutschen Behörden erfolgt und der deutschen Hoheitsgewalt unter-liegt.

Bei einer Schädigung des *Bodens* muss die Beeinträchtigung der Bodenfunktionen durch eine „direkte oder indirekte Einbringung von Stoffen [...] auf, in oder durch den Boden hervorge-rufen“ sein „und Gefahren für die menschliche Gesundheit“ verursachen. Dies kommt im Zu-

---

<sup>29</sup> Der Schutz der wildlebenden Vogelarten ist gemeinschaftsrechtlich in der Vogelschutz-RL 79/409/EWG vom 2.4.1979, zuletzt geändert durch RL 97/49/EG, vorgegeben.

<sup>30</sup> Die Erhaltung der natürlichen Lebensräume sowie der wildlebenden Tiere und Pflanzen sieht die FFH-RL 92/43/EWG vom 21.5.1992, geändert durch RL 97/62/EG, vor.

<sup>31</sup> Vgl. dazu Lagoni, Völkerrechtliche Vorgaben für die Anwendung des Umweltschadensgesetzes in der Aus-schließlichen Wirtschaftszone und auf dem Festlandsockel, Baden-Baden 2007, S. 33-40.

sammenhang mit der CO<sub>2</sub>-Speicherung im Untergrund des Meeres allerdings bereits deshalb nicht in Betracht, weil das Bundes-Bodenschutzgesetz nach seinem § 2 Abs. 1 nicht für Gewässerbetten gilt und demnach auch nicht für den Meeresgrund und -untergrund.

Als einen *Schaden oder eine Schädigung* definiert das Umweltschadensgesetz allgemein „eine direkt oder indirekt eintretende feststellbare Veränderung“ von Arten, natürlichen Lebensräumen oder Gewässern (bzw. des Bodens) oder die Beeinträchtigung ihrer Funktion (§ 2 Nr. 2 USchadG). Genauer bestimmt das Wasserhaushaltsgesetz die „Schädigung des Gewässers“ unter anderem als „erhebliche nachteilige Auswirkungen“ auf den ökologischen oder chemischen Zustand des Küstengewässers oder den chemischen Zustand des Grundwassers (§ 22a Abs. 1 Nr. 1, 3 WHG). Sachlich ist es durchaus nicht ausgeschlossen, dass sich derartige Umweltschäden ergeben, wenn CO<sub>2</sub> aus einem Speicher im Untergrund des Meeres austritt. Dabei dürften lokale Schäden, bei denen es sich nicht nur um bloße Bagatellschäden handelt, für die Anwendung des Gesetzes ausreichen. Denn es kann nicht darauf ankommen, dass eine ganze Art oder ein gesamter Lebensraum bzw. das gesamte Küstengewässer oder Grundwasser geschädigt worden ist. Ob dabei erhebliche nachteilige Auswirkungen anzunehmen sind, ist indes eine Frage der Beurteilung des Einzelfalls.

Das Gesetz wendet sich an den „Verantwortlichen“. Dies ist nach der Definition des § 2 Nr. 3 USchadG „jede natürliche oder juristische Person, die eine berufliche Tätigkeit ausübt oder bestimmt, einschließlich der Inhaber einer Zulassung oder Genehmigung für eine solche Tätigkeit oder der Person, die eine solche Tätigkeit anmeldet oder notifiziert, und dadurch unmittelbar einen Umweltschaden oder die unmittelbare Gefahr eines solchen Schadens verursacht hat“. Im Falle der CO<sub>2</sub>-Speicherung ist es also der Inhaber der Speicherungsgenehmigung und damit im Regelfall der Betreiber der Speicheranlage.

Das Umweltschadensgesetz findet auf „berufliche Tätigkeiten“ Anwendung, die Umweltschäden oder die unmittelbare Gefahr solcher Schäden verursachen (§ 3 Abs. 1 Nr. 1 USchadG). Zu den beruflichen Tätigkeiten gehören nach der Anlage 1 zum Gesetz die genehmigungspflichtige Einbringung, Einleitung oder sonstige Einträge von Schadstoffen in Oberflächengewässer oder Grundwasser (Nr. 3 und 4) sowie die Lagerung und/oder Freisetzung gefährlicher Stoffe im Sinne des Chemikaliengesetzes in die Umwelt (Nr. 7 a)<sup>32</sup>. In diesem Sinne lässt sich die CO<sub>2</sub>-Speicherung auch jetzt schon als „berufliche Tätigkeit“ im Sinne des

---

<sup>32</sup> Gefährliche Stoffe im Sinne des § 3a Abs. 1 Chemikaliengesetz sind umweltgefährliche Stoffe, die nach Abs. 2 „selbst oder deren Umwandlungsprodukte geeignet sind, die Beschaffenheit des Naturhaushalts, von Wasser, Boden oder Luft, Klima, Tieren, Pflanzen oder Mikroorganismen derart zu verändern, dass dadurch sofort oder später Gefahren für die Umwelt herbeigeführt werden können.“ Dies trifft für CO<sub>2</sub> in großer Menge zu.

Umweltschadensgesetzes ansehen. Allerdings hat die Kommission hier eine Klarstellung zur Beseitigung diesbezüglicher Zweifel für geboten erachtet: Wie bereits erwähnt sieht der Vorschlag einer CCS-Richtlinie in seinem Art. 33 vor, dass der Anwendungsbereich der Richtlinie 2004/35/EG über Umwelthaftung zur Vermeidung und Sanierung von Umweltschäden um den Betrieb von CCS-Speicherstätten ergänzt werden soll. Bei der Schädigung von Arten und natürlichen Lebensräumen durch Leckagen des CO<sub>2</sub>-Speichers findet das Gesetz ungeachtet seines § 3 Abs. 1 Nr. 2<sup>33</sup> auch dann Anwendung, wenn der Verantwortliche nicht vorsätzlich oder fahrlässig gehandelt hat.

Im Falle nicht klar abgegrenzter Verschmutzungen durch mehrere Verantwortliche muss ein ursächlicher Zusammenhang zwischen dem Schaden und den Tätigkeiten jedes einzelnen Verantwortlichen festgestellt werden (§ 3 Abs. 4 USchadG).

Im Unterschied zum Umwelthaftungsgesetz sieht das Umweltschadensgesetz keinen Schadensersatz<sup>34</sup> vor, sondern legt bestimmte Pflichten des Verantwortlichen fest. Dieser hat bei Eintreten oder unmittelbarer Gefahr eines Umweltschadens unverzüglich die zuständige Behörde zu informieren (§ 4 USchadG), die erforderlichen Vermeidungsmaßnahmen (§ 5 USchadG) sowie Sanierungsmaßnahmen zu ergreifen und die erforderlichen Schadensbegrenzungsmaßnahmen vorzunehmen (§ 6 USchadG). Die Behörde überwacht die Maßnahmen und kann sie näher bestimmen (§§ 7, 8 USchadG).

Die Kosten der Vermeidungs- und Sanierungsmaßnahmen trägt der Verantwortliche selbst (§ 9 USchadG). Einzelheiten der Kostenregelung einschließlich der Möglichkeit einer Kostenbefreiung sollen die Länder regeln (§ 9 Abs. 1 USchadG). Diese können vorsehen, dass der Verantwortliche die Kosten der Sanierung unter bestimmten, im Gesetz erwähnten Voraussetzungen nicht zu tragen hat.

Das Umweltschadensgesetz findet nach seinem § 3 Abs. 3 unter anderem keine Anwendung auf Umweltschäden oder die unmittelbare Gefahr solcher Schäden, die durch ein außergewöhnliches, unabwendbares und nicht beeinflussbares Naturereignis, etwa ein Erdbeben, verursacht werden. Ferner ist es unanwendbar auf Vorfälle, bei denen die Haftung oder Entschädigung durch eines der in Anlage 2 zum Gesetz genannten internationalen Übereinkommen

---

<sup>33</sup> Ausnahmsweise ist indes vorsätzliches oder fahrlässiges Handeln dann erforderlich, wenn eine Schädigung von Arten und natürlichen Lebensräumen durch eine berufliche Tätigkeit verursacht wird, die nicht in Anlage 1 des Gesetzes aufgeführt ist (§ 3 Abs. 1 Nr. 2 USchadG).

<sup>34</sup> Schon die Richtlinie 2004/35/EG gilt nach Art. 3 Abs. 3 nicht für Ansprüche von Privatpersonen auf Schadensersatz wegen eines Umweltschadens. Sie gilt auch nicht für Personenschäden, Schäden an Privateigentum oder wirtschaftliche Verluste; siehe dazu die Präambel, Erwägungsgrund 14.

geregelt ist, soweit diese in Deutschland gelten. Dabei handelt es sich um Übereinkommen über die Haftung für Schäden, die im Zusammenhang mit dem Transport gefährlicher Güter verursacht worden sind.

In seinem § 13 Abs. 2 enthält das Gesetz eine zeitliche Begrenzung für seine Anwendung: Es gilt nicht mehr für Schäden, die vor mehr als 30 Jahren verursacht worden sind, sofern die Behörde in dieser Zeit keine Maßnahmen gegen den Verantwortlichen ergriffen hat.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass das Umweltschadensgesetz statt privatrechtlicher Haftungsvorschriften öffentlich-rechtliche Pflichten zur Beseitigung bestimmter Umweltschäden vorsieht, die auch im Zusammenhang mit der Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresboden auftreten können. Auf ein Verschulden des Verantwortlichen kommt es bei der Schadensverursachung grundsätzlich nicht an. Allerdings ist das Gesetz in der AWZ nur auf Biodiversitätsschäden beschränkt, in den Küstengewässern ist es aber auch auf Schäden an den Gewässern, etwa infolge einer erheblichen Versauerung, anwendbar.

## **IV. Verantwortlichkeit und Haftung des Küstenstaates für grenzüberschreitende Schädigung**

### **A. International rechtswidrige Handlungen**

#### **1) Völkerrechtliche Grundlagen**

„Die Staaten sind für die Erfüllung ihrer internationalen Verpflichtungen betreffend den Schutz und die Bewahrung der Meeresumwelt verantwortlich.“ Diese lapidare Feststellung in Art. 235 Abs. 1 Satz 1 SRÜ entspricht dem in der Staatenpraxis, internationalen Rechtsprechung und Völkerrechtslehre anerkannten allgemeinen Grundsatz, dass jede völkerrechtswidrige Handlung eines Staates seine völkerrechtliche Verantwortlichkeit zur Folge hat<sup>35</sup>. Artikel 235 Abs. 1 SRÜ fährt in Satz 2 fort: „Sie [die Staaten] haften in Übereinstimmung mit dem Völkerrecht.“ Das Seerechtsübereinkommen regelt aber an keiner Stelle die Rechtsfolgen der Verantwortlichkeit und die Voraussetzungen der Haftung im Detail. Es stellt in Art. 304 SRÜ lediglich fest, dass seine Bestimmungen „nicht die Anwendung geltender Regeln und die Entwicklung weiterer Regeln über die Verantwortlichkeit und Haftung“ berühren.

Diese Regeln finden sich bisher nur im Völker gewohnheitsrecht. Daher hat die Völkerrechtskommission (*International Law Commission – ILC*) der Generalversammlung der Vereinten

---

<sup>35</sup> Vgl. K. Ipsen, Völkerrecht, 5. Aufl. 2004, S. 617, Rn. 1; Meinhard Schröder, in: Graf Vitzthum, Völkerrecht, 4. Aufl. 2007, Rn. 6.

Nationen sie in ihrem Kodifikationsentwurf über „Verantwortlichkeit der Staaten für völkerrechtswidriges Handeln“ von 2001<sup>36</sup> niedergelegt und weiterentwickelt. Die Generalversammlung hat den Entwurf zwar nicht im Wege einer diplomatischen Konferenz zum Kodifikationsvertrag ausgestaltet, sondern nur in Form einer Resolution<sup>37</sup> angenommen. Es besteht aber Einigkeit darüber, dass der ILC-Entwurf mit den weiteren Voraussetzungen und Rechtsfolgen der Staatenverantwortlichkeit und Haftung auch Völkergewohnheitsrecht enthält<sup>38</sup> und im Übrigen ein wichtiges Hilfsmittel zur Bestimmung dieses Rechts ist<sup>39</sup>.

Artikel 1 des ILC-Entwurfs enthält den schon erwähnten Grundsatz der Verantwortlichkeit der Staaten für völkerrechtswidriges Handeln. Bei der völkerrechtlichen Verantwortlichkeit eines Staates geht es also um seine Rechtsbeziehungen zu anderen Staaten. Verpflichtete und Berechtigte sind nur Staaten, bei der CO<sub>2</sub>-Speicherung also nicht die speichernden Unternehmen oder geschädigte Privatrechtssubjekte. Voraussetzung für die Verantwortlichkeit eines Staates ist, dass der Schaden durch eine völkerrechtswidrige Handlung verursacht wurde, die ihm zuzurechnen ist. Die Handlung kann in einem Tun oder Unterlassen bestehen (Art. 2 ILC-Entwurf).

Die Verletzung einer Völkerrechtsnorm löst nach heute ganz vorherrschender Ansicht Rechtsbeziehungen zwischen dem völkerrechtswidrig Handelnden und den betroffenen Völkerrechtssubjekten<sup>40</sup> aus, aus denen sich bestimmte Rechtsfolgen ergeben. Keine Voraussetzung für die völkerrechtliche Verantwortlichkeit ist das Vorliegen eines Schadens. Ist indes ein Schaden eingetreten, so stellt sich die Frage nach der völkerrechtlichen Haftung. Als wichtigste Rechtsfolge ist der verantwortliche Staat verpflichtet, „volle Wiedergutmachung für den durch die völkerrechtswidrige Handlung verursachten Schaden zu leisten“ (Art. 31 Abs. 1 ILC-Entwurf)<sup>41</sup>. Die Wiedergutmachung erfolgt durch Restitution, Schadensersatz oder Genugtuung (Art. 34 ILC-Entwurf). Nach Art. 31 Abs. 2 des ILC-Entwurfs umfasst der Schaden „jeden materiellen oder immateriellen Schaden, der durch die völkerrechtswidrige Handlung eines Staates verursacht worden ist“, wobei der Schadensersatz „jeden finanziell messbaren Schaden“ umfasst (Art. 36 Abs. 2 ILC-Entwurf). Der Schaden ist der Höhe nach

<sup>36</sup> Responsibility of States for Internationally Wrongful Acts, Official Records of the General Assembly, Fifty-sixth Session, Supplement No. 10 (A/56/10), paragraph 77.

<sup>37</sup> General Assembly Resolution 56/83 vom 12.12.2001.

<sup>38</sup> Vgl. Schröder (Anm. 35), Rn. 7.

<sup>39</sup> Vgl. Ipsen (Anm. 35), S. 618, Rn. 2.

<sup>40</sup> Vgl. Ipsen (Anm. 35), S. 617, Rn. 7; Schröder (Anm. 35), Rn. 9f.

<sup>41</sup> Übersetzung des ILC-Entwurfs durch den deutschen Übersetzungsdiensst bei den VN, in: Sartorius II Nr. 6.

nicht begrenzt. Er kann auch lange nach der völkerrechtswidrigen Handlung geltend gemacht werden, falls er erst dann erkennbar wird bzw. überhaupt erst eintritt und der kausale Zusammenhang zwischen Handlung und Schaden nachweisbar ist.<sup>42</sup>

„Um eine umgehende und angemessene Entschädigung für alle durch Verschmutzung der Meeresumwelt verursachten Schäden zu gewährleisten“, sollen die Staaten indes nach Art. 235 Abs. 3 SRÜ bei der Anwendung des geltenden Völkerrechts „bezüglich der Bewertung von Schäden, der Entschädigung und der Beilegung damit zusammenhängender Streitigkeiten“ zusammenarbeiten. Insofern gilt das dem Seerechtsübereinkommen insgesamt zugrunde liegende Prinzip der Zusammenarbeit auch für die Verantwortlichkeit und Haftung.

In dem hier interessierenden Zusammenhang könnte eine CO<sub>2</sub>-Speicherung solche völkerrechtlichen Pflichten verletzen, die unmittelbar den Vorgang der Speicherung des CO<sub>2</sub>s betreffen oder sich infolge einer Leckage ergeben. Ein Schaden kann im Zusammenhang mit der CO<sub>2</sub>-Speicherung als grenzüberschreitender Schaden in einem anderen Staat eintreten. Er kann sich aber auch auf dem Festlandsockel des Küstenstaates selbst ergeben, in dem sich der CO<sub>2</sub>-Speicher befindet, z.B. wenn eine fremde Rohrleitung durch das austretende Gas eine verstärkte Korrosion aufweist oder vertragliche Fischereirechte fremder Fischer beeinträchtigt werden.

In beiden Situationen muss der Schaden einen anderen Staat oder die Staatengemeinschaft als Ganze betreffen. Eine lediglich interne Auswirkung des ausgetretenen CO<sub>2</sub>s im Gebiet nationaler Hoheitsbefugnisse des genehmigenden Küstenstaates löst grundsätzlich keine Staatenverantwortlichkeit aus.

Bei einem Umweltschaden infolge einer CO<sub>2</sub>-Speicherung sind nur die finanziellen Aufwendungen für dessen Verhütung und Folgenbeseitigung sowie für Ersatzmaßnahmen zu erstatten, nicht jedoch der finanziell nicht messbare Schaden an der Umwelt als solcher, der z.B. dadurch entsteht, dass eine geschützte Art geschädigt oder vernichtet wird.

Schäden von Privatrechtssubjekten können im Rahmen der Haftung für völkerrechtswidriges Verhalten von Staaten nur im Wege des diplomatischen Schutzes geltend gemacht werden.

---

<sup>42</sup> Allerdings kann ein den Beteiligten bekannter Schaden nach dem gewohnheitsrechtlichen Grundsatz der „*acquiescence*“ nicht mehr geltend gemacht werden, wenn der Geschädigte zu erkennen gegeben hat, dass er den Schaden nicht geltend machen will und der Schädiger *bona fide* auf eine solche Duldung vertrauen konnte.

## 2) Haftung für Schäden infolge der CO<sub>2</sub>-Speicherung im Einzelnen

Die Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund wird voraussichtlich nicht durch den Küstenstaat selbst, sondern mit behördlicher Genehmigung durch Unternehmen erfolgen. Diese Genehmigung ergeht in Deutschland als Verwaltungsakt. Ein solcher wäre der Bundesrepublik zuzurechnen, unabhängig davon, welches Staatsorgan des Bundes oder eines Landes ihn erlassen würde (vgl. Art. 4 Abs. 1 ILC-Entwurf). Da das Unternehmen als Privatrechtssubjekt nicht dem Völkerrecht unterliegt, stellt sich die Frage, welche Völkerrechtsnormen der Küstenstaat mit dem Erlass eines solchen Verwaltungsakts verletzt haben könnte.

Bei der Speicherung können verschiedene völkerrechtliche Pflichten aus Vertrags- und Gewohnheitsrecht verletzt werden, von denen hier die für die CO<sub>2</sub>-Speicherung besonders Relevanten erwähnt werden sollen:

### a) Seerechtsübereinkommen

Das Speichern von CO<sub>2</sub> im Untergrund des Meeres ist als „Einbringen (dumping)“ im Sinne des *Seerechtsübereinkommens* zu sehen, da es sich um eine vorsätzliche Beseitigung von „sonstigen Stoffen“<sup>43</sup> von Schiffen, Luftfahrzeugen, Plattformen oder sonstigen auf See errichteten Bauwerken handelt und dabei nicht einem anderen Zweck als der Beseitigung, z.B. der wissenschaftlichen Meeresforschung dient (Art. 1 Abs. 1 Nr. 5 Buchst. a) i) und Buchst. b) ii) SRÜ)<sup>44</sup>. Nicht erfasst sind Einbringungen durch Rohrleitungen vom Lande aus, denn dabei handelt es sich nicht um Dumping, sondern um Verschmutzung vom Lande<sup>45</sup> und damit um eine andere Art der Meeresverschmutzung.

Das Seerechtsübereinkommen selbst enthält indes kein Einbringungsverbot, sondern sieht die Schaffung nationaler Gesetze und Vorschriften sowie weltweiter und regionaler Regeln, Normen und empfohlener Gebräuche und Verfahren zu Verhütung, Verringerung und Überwachung der Meeresverschmutzung durch Einbringen vor (Art. 210 Abs. 1 SRÜ). Das Einbringen innerhalb des Küstenmeeres und der AWZ oder auf dem Festlandsockel darf nach Art. 210 Abs. 5 SRÜ nur mit ausdrücklicher vorheriger Genehmigung des Küstenstaates erfolgen. Zudem stellt Art. 194 Abs. 3 Buchst. a) SRÜ klar, dass die von den Staaten im Zu-

---

<sup>43</sup> Ob es sich dabei auch um „Abfälle“ im Sinne des SRÜ handelt, kann bei dieser Definition dahingestellt bleiben.

<sup>44</sup> Räumlich gilt die Definition für das Einbringen auch im Meeresuntergrund der Flussmündungen, da diese nach Art. 1 Abs. 1 Nr. 4 zur Meeresumwelt gehören, siehe auch Art. 194 Abs. 3 Buchst. a) SRÜ.

<sup>45</sup> Art. 207 SRÜ.

sammenhang mit dem Einbringen zu ergreifenden Maßnahmen darauf gerichtet sein müssen, das Freisetzen von giftigen oder schädlichen Stoffen oder von Schadstoffen durch Einbringen „soweit wie möglich auf ein Mindestmaß zu beschränken.“ Diese Pflicht betrifft auch die CO<sub>2</sub>-Speicherung im Meeresuntergrund. Zudem muss der Küstenstaat bei der Genehmigung des Einbringens alle erforderlichen Maßnahmen „zum Schutz und zur Bewahrung seltener oder empfindlicher Ökosysteme sowie des Lebensraums gefährdeter, bedrohter oder vom Aussterben bedrohter Arten und anderer Formen der Tier- und Pflanzenwelt des Meeres“ ergreifen (Art. 194 Abs. 5 SRÜ). Eine Verletzung dieser als Nebenpflichten zu charakterisierenden Pflichten stellt sich als Verletzung des Seerechtsübereinkommens dar. Diese kann von einer besonders betroffenen Vertragspartei oder allen Vertragsparteien des Übereinkommens gemeinsam geltend gemacht werden.<sup>46</sup>

### b) Londoner Protokoll von 1996

Das *Londoner Protokoll* (LP) von 1996<sup>47</sup>, welches das Londoner Übereinkommen von 1972 (LC)<sup>48</sup> zwischen den Vertragsparteien ersetzt, enthält in seinem Art. 15 eine besondere Regelung für die Verantwortlichkeit und Haftung. Diese weicht aber nicht von den Prinzipien des ILC-Entwurfs ab, da das Protokoll in Art. 15 LP von der Staatenverantwortlichkeit und Haftung „im Einklang mit den Grundsätzen des Völkerrechts über die Haftung von Staaten für Schäden an der Umwelt anderer Staaten oder in anderen Umweltbereichen“ ausgeht. Nach der Vorschrift verpflichten sich die Vertragsparteien des Londoner Protokolls „Verfahren bezüglich der Haftung für Schäden zu entwickeln, die durch das Einbringen [...] von Abfällen oder sonstigen Stoffen auf See entstehen.“ Mit ihr erstarkt die allgemeine Bemühensklausel in Art. 210 Abs. 4 SRÜ zur vertraglichen Verpflichtung der Staaten. Aber auch Art. 15 LP selbst geht offenbar davon aus, dass es solche Verfahren bezüglich der Haftung für durch das Einbringen entstandene Schäden auf internationaler Ebene noch nicht gibt.

Das Londoner Protokoll stellt in der Definition des Einbringens klar, dass diese Handlung „jede in die See erfolgende vorsätzliche Beseitigung von Abfällen oder sonstigen Stoffen von

<sup>46</sup> Vgl. die parallele Regelung der Beendigung oder Suspendierung eines mehrseitigen Vertrages infolge einer Vertragsverletzung in Art. 60 Abs. 2 Wiener Vertragsrechtskonvention von 1969 (BGBl. 1985 II 929), die als Gewohnheitsrecht angesehen werden kann.

<sup>47</sup> Protokoll vom 7.11.1996 zum Übereinkommen über die Verhütung der Meeresverschmutzung durch das Einbringen von Abfällen und anderen Stoffen von 1972 (BGBl. 1998 II 1349); vgl. dazu den frühen und unveröffentlichten Entwurf eines Teilberichts von Friederike Lehmann, Michael Müller, Sven Mißling, Peter-Tobias Stoll, B 3.

<sup>48</sup> Übereinkommen vom 29.12.1972 über die Verhütung der Meeresverschmutzung durch das Einbringen von Abfällen und anderen Stoffen (BGBl. 1977 II 165, 180).

Schiffen, Luftfahrzeugen, Plattformen oder sonstigen auf See errichteten Bauwerken aus“<sup>49</sup> erfasst, wobei der Ausdruck „See“ alle Meeresgewässer sowie deren Meeresboden und seinen Untergrund mit Ausnahme der inneren Gewässer von Staaten umfasst<sup>50</sup>. Damit werden durch das Londoner Übereinkommen gelegentlich geäußerte Zweifel beseitigt, ob auch die Lagerung im Meeresuntergrund in den Geltungsbereich des Protokolls eingeschlossen ist. Ausgeschlossen vom Anwendungsbereich sind jedoch unterhalb des Meeresbodens gelegene Deposits, die vom Lande aus zugänglich sind. Wie im Seerechtsübereinkommen unterliegt die Einbringung vom Lande aus durch Rohrleitungen nicht dem Londoner Protokoll.

Das nach Art. 4 LP von den Vertragsparteien zu erlassende allgemeine Verbot des Einbringens von Abfällen und sonstigen Stoffen, d.h. Gegenständen und Stoffen jeder Art und Form und jeden Typs<sup>51</sup>, enthält in Anlage 1 zum Protokoll unter der Nummer 1 aber eine Liste von Stoffen, die ausnahmsweise eingebbracht werden dürfen. Mit Wirkung vom 10. Februar 2007 enthält die Liste in Nr. 8 als einen weiteren Stoff auch „*carbon dioxide streams from carbon dioxide capture processes for sequestration*“<sup>52</sup>. Damit ist die CO<sub>2</sub>-Speicherung als solche nach dem Londoner Protokoll grundsätzlich nicht völkerrechtswidrig, so dass die Regeln über die Verantwortlichkeit für völkerrechtswidrige Handlungen keine Anwendung finden.

Allerdings ist das Einbringen von CO<sub>2</sub> nach Art. 4 Nr. 2 LP an bestimmte Voraussetzungen gebunden, die in Anhang 1 Nr. 4 und Anhang 2 zu dem genannten Artikel geregelt sind. Da sie oben ausführlich beschrieben worden sind<sup>53</sup>, sollen sie hier nicht erneut analysiert werden. Indes wird man annehmen können, dass ihre Verletzung nur dann als eine Völkerrechtsverletzung anzusehen ist, wenn sie nach ihrem Wortlaut eine verbindliche Pflicht enthalten, die im Verhältnis zu anderen Vertragsstaaten des Londoner Protokolls besteht.

Als solche Pflichten wird man, ungeachtet der weichen Formulierung „*may only*“, die grundlegende Bestimmung in Anhang 1 Nr. 4 LP annehmen können, dass CO<sub>2</sub> nur in geologische Formationen im Meeresuntergrund eingelagert werden darf. Eine Einbringung im Rahmen eines EGR-Verfahrens zur Ausbeutung natürlicher Ressourcen fällt nicht unter das Londoner Protokoll; auch bei ihr handelt es sich nicht um Dumping, sondern, wie oben bereits erwähnt, um Verschmutzung durch Tätigkeiten auf dem Meeresboden, die unter nationale Hoheitsbe-

<sup>49</sup> Art. 1 Ziff. 4.1.1 LP.

<sup>50</sup> Art. 1 Nr. 7 LP.

<sup>51</sup> Art. 1 Nr. 8 LP; das schließt zweifelsohne auch CO<sub>2</sub> in jeglichem Aggregatzustand ein.

<sup>52</sup> Vgl. dazu Lehmann/Müller/Mißling/Stoll (Anm. 47), 3 d ii.

<sup>53</sup> Siehe Lehmann/Müller/Mißling/Stoll (Anm. 47), 3 f.

fugnisse fallen<sup>54</sup>. Ferner sieht die Vorschrift vor, dass die CO<sub>2</sub>-Ströme überwiegend aus Kohlendioxid bestehen sollen, denen weder Abfälle noch andere Stoffe zum Zweck der Entsorgung beigefügt worden sind. Eine Verletzung des Beimengungsverbots lässt die Ausnahme vom Einbringungsverbot entfallen, so dass die Speicherung von mit Abfällen vermischt CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund völkerrechtswidrig ist. Ein Schaden, der durch eine völkerrechtswidrige Speicherung verursacht worden ist, ist zu ersetzen, auch wenn er nicht auf die unzulässigerweise beigemengten Abfälle zurückzuführen ist.

Eine Vertragspartei, die eine Speicherung von CO<sub>2</sub> genehmigt, soll nach Art. 4 Nr. 2 LP verwaltungsrechtliche und gesetzliche Regeln schaffen, die sicherstellen, dass die Genehmigungen und Genehmigungsbedingungen mit den in Anhang 2 LP enthaltenen Vorschriften (*provisions*) übereinstimmen. Dabei ist auch mit Blick auf eine mögliche Verantwortlichkeit der Staaten zu berücksichtigen, dass die Bestimmungen des Londoner Protokolls und der dazu erlassenen weiteren Vorschriften einen unterschiedlichen Verpflichtungsgrad bzw. unterschiedliche Umsetzungsspielräume aufweisen. So bringt die Bezeichnung „*shall*“ in den Vorschriften des Protokolls und seines Anhangs 2 eine unbedingte Verpflichtung der Staaten zum Ausdruck, während bei der Verwendung „*should*“ den Staaten ein erheblicher Spielraum im Hinblick darauf zugewiesen wird, auf welche Weise und in welchem Umfang sie tätig werden, um einer entsprechenden Vorgabe nachzukommen. Dies gilt auch für die Bestimmungen der zu Anhang 2 beschlossenen allgemeinen und besonderen Leitlinien, die darüber hinaus im Ganzen nur eine konkretisierende Wirkung haben.<sup>55</sup>

### c) OSPAR-Übereinkommen

Das regionale *OSPAR-Übereinkommen* vom 22.9.1992 zum Schutz der Meeresumwelt des Nordostatlantiks<sup>56</sup> gilt räumlich unter anderem in der Nordsee, nicht aber in der Ostsee. Das Übereinkommen ist auf der Sitzung der OSPAR-Kommission im Juni 2007 in Oostende in seiner Art. 3 Abs. 2 seiner Anlage II dahingehend geändert worden, dass nach dem Inkrafttreten der Änderung<sup>57</sup> die vorsätzliche Beseitigung von „*carbon dioxide streams from carbon dioxide capture processes for storage*“ in unterirdischen geologischen Formationen innerhalb

<sup>54</sup> Art. 208 SRÜ.

<sup>55</sup> Siehe oben, 1. Kapitel, III. B. 2.

<sup>56</sup> BGBl. 1994 II 1355, 1369.

<sup>57</sup> Art. 15 und Art. 17 OSPAR-Ü.

des Meeresgebietes unter bestimmten Voraussetzungen für die Vertragsparteien zulässig ist<sup>58</sup>. Zum OSPAR-Meeresgebiet gehören auch die inneren Gewässer der Vertragsparteien.

Die Voraussetzungen des OSPAR-Übereinkommens entsprechen im Wesentlichen jenen des Londoner Protokolls, hier gilt hinsichtlich der Verantwortlichkeit und Haftung das oben dazu Gesagte. Allerdings fügt Anlage II Art. 3 Abs. 2 Buchst. f unter iv als weitere Voraussetzung hinzu, dass die betreffenden CO<sub>2</sub>-Ströme in der Absicht eingebracht werden sollen, dass sie dauerhaft in diesen Formationen verbleiben und nicht zu signifikant nachteiligen Folgen für die marine Umwelt, menschliche Gesundheit und andere rechtmäßige Nutzungen des Meeresgebietes führen. Die OSPAR-Kommission hat dazu Grundsätze für die Genehmigung und Regelung der CO<sub>2</sub>-Speicherung durch die Vertragsparteien aufgestellt<sup>59</sup>. Deren Verletzung löst dann die internationale Verantwortlichkeit aus, wenn sie die Genehmigung der Speicherung als völkerrechtswidrig erscheinen lässt. Dies wird man im Einzelfall nicht bei kleineren Verstößen nicht annehmen können, sondern nur dann, wenn die Genehmigung nach innerstaatlichem Recht nichtig wäre.

Die OSPAR-Kommission hat 2007 ferner unverbindliche Leitlinien für die Risikobewertung und das Risikomanagement<sup>60</sup> beschlossen. Ihre Nichtbeachtung kann für die Verantwortlichkeit nur mittelbar von Bedeutung sein, insofern als sie die Verpflichtung der Vertragsparteien zur Vermeidung erheblicher nachteiliger Folgen für die marine Umwelt, die menschliche Gesundheit und für andere rechtmäßige Meeresnutzungen konkretisieren.

#### d) Helsinki-Übereinkommen

Das *Helsinki-Übereinkommen* vom 9.4.1992 über den Schutz der Meeresumwelt des Ostseegebietes<sup>61</sup> erlaubt bisher nicht die Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund. Die Vertragsparteien sollen das Einbringen im Ostseegebiet nach Art. 11 Abs. 1 Helsinki-Ü verbieten. Damit steht die ökologisch besonders empfindliche Ostsee einschließlich der inneren Gewässer vorerst für die Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund rechtlich nicht zur Verfügung, da der gesamte Meeresgrund der Ostsee der Hoheitsgewalt der jeweiligen Küstenstaaten unterliegt. Eine Genehmigung der CO<sub>2</sub>-Speicherung im Ostseegebiet würde einen Verstoß ge-

<sup>58</sup> OSPAR-Ü Anlage II Art. 3 Abs. 2 Buchst. f.

<sup>59</sup> OSPAR Decision 2007/2 on the Storage of Carbon Dioxide Streams in Geological Formations. Näheres dazu bei Lehmann/Müller/Mißling/Stoll (Anm. 47), 5 b.

<sup>60</sup> Zu den OSPAR-Guidelines for Risk Assessment and Management of Storage of CO<sub>2</sub> Streams in Geological Formations, siehe Lehmann/Müller/Mißling/Stoll (Anm. 47), 5 b.

<sup>61</sup> BGBI. 1994 II 1937.

gen das Völkerrecht darstellen, der die Verantwortlichkeit des genehmigenden Staates und im Falle von Schäden auch seine Haftung auslösen würde.

Allerdings stellt sich die Frage, ob sich eine Vertragspartei des Helsinki-Übereinkommens, die zugleich Vertragspartei des Londoner Protokolls von 1996 ist, auf das Protokoll berufen kann, wenn sie CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund des Ostseegebietes speichern lassen möchte<sup>62</sup>. Artikel 29 Helsinki-Ü stellt zwar fest, dass dieses Übereinkommen nicht die Rechte und Pflichten der Vertragsparteien aus künftigen Übereinkommen zur Förderung und Entwicklung von Bestimmungen zur Verhütung der Verschmutzung der Meeresumwelt berührt, jedoch fördert und entwickelt die Ergänzung der einzubringenden Stoffe in Anlage 1 Nr. 1.8 LP nicht das Verbot der CO<sub>2</sub>-Speicherung im Ostseegebiet, sondern beseitigt es. Die Regel des Art. 29 Helsinki-Ü findet in diesem Zusammenhang daher keine Anwendung. Das Einbringungsverbot des Art. 11 Helsinki-Ü für CO<sub>2</sub> bleibt weiterhin bestehen. Ein Küstenstaat der Ostsee könnte sich bei einem Verstoß gegen das Verbot also zur Rechtfertigung seines Handelns nicht auf das Londoner Protokoll berufen.

#### e) Espoo-Übereinkommen

Weitere völkerrechtliche Pflichten, die zwar nicht das Einbringen von CO<sub>2</sub> regeln, aber doch in einem unmittelbaren Zusammenhang mit der Speicherung und ihrer möglichen Auswirkungen auf bestehende Rechte und die Umwelt stehen, können ebenfalls verletzt werden und demnach die Staatenverantwortlichkeit und Haftung auslösen. Hier ist insbesondere das *Espoo-Übereinkommen* vom 25.2.1991 über die Umweltverträglichkeitsprüfung im grenzüberschreitenden Rahmen mit der Änderung vom 27.2.2001<sup>63</sup> zu nennen. Vertragsparteien des Übereinkommens sind die Mitgliedstaaten der UN-Wirtschaftskommission für Europa (ECE) und die EG. Anwendung findet es auf geplante Projekte, zu denen nach seinem Anhang I Nr. 16 „größere Anlagen“ zur Lagerung von „chemischen Erzeugnissen“ gehören. Dazu können auch Anlagen zur Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund gerechnet werden. Die Parteien des Espoo-Übereinkommens sind verpflichtet, jede ihres Erachtens möglicherweise betroffene andere Vertragspartei von einem Projekt zu benachrichtigen, das „voraussichtlich erhebliche grenzüberschreitende nachteilige Auswirkungen hat“ (Art. 3 Abs. 1 Espoo-Ü). Als „Auswirkungen“ definiert das Übereinkommen „jede Wirkung eines geplanten Projekts auf die

<sup>62</sup> In der Kieler Bucht befinden sich zwei Öl-Lagerstätten, deren Ausbeutung eingestellt worden ist. Ob sich diese als CO<sub>2</sub>-Speicher eignen könnten, kann hier allerdings nicht festgestellt werden.

<sup>63</sup> BGBl. 2002 II 1406.

Umwelt, u.a. auf die Gesundheit und Sicherheit des Menschen, auf Flora und Fauna, auf Boden, Luft und Wasser, auf das Klima, die Landschaft“ sowie auf andere Rechtsgüter (Art. 1 Nr. 7 Espoo-Ü). „Grenzüberschreitend“ ist „jede nicht nur globale Auswirkung eines geplanten Projekts innerhalb des Zuständigkeitsbereichs einer Partei, deren realer Ursprung ganz oder teilweise im Zuständigkeitsbereich einer anderen Partei liegt“ (Art. 1 Nr. 8 Espoo-Ü). Dies schließt z.B. Auswirkungen auf eine fremde Rohrleitung auf dem eigenen Festlandsockel ein. Die zuständigen Behörden der Ursprungspartei sollen eine Dokumentation zur Umweltverträglichkeitsprüfung vorlegen und die Ursprungspartei soll nach deren Fertigstellung mit der betroffenen Partei in Konsultationen eintreten (Art. 4, 5 Espoo-Ü). Bei der endgültigen Entscheidung sollen die Stellungnahmen und das Ergebnis der Konsultationen berücksichtigt werden (Art. 6 Espoo-Ü), und es sollen Nachkontrollen hinsichtlich der Durchführung vorgenommen werden (Art. 7 Espoo-Ü).

#### f) Völker gewohnheitsrecht

Ferner ist nicht ausgeschlossen, dass der Küstenstaat im Zusammenhang mit der CO<sub>2</sub>-Speicherung einen grenzüberschreitenden Schaden verursacht, der gegen andere völkerrechtliche Normen verstößt. Hier kommt insbesondere der *völker gewohnheitsrechtliche* Grundsatz in Betracht, dass ein Staat sein Gebiet nicht so nutzen darf, dass von ihm eine erhebliche Schädigung eines fremden Territoriums ausgeht. Dieser auf das gemeinrechtliche Nachbarrecht<sup>64</sup> zurückgehende Grundsatz hat in Prinzip 21 der Stockholmer Erklärung von 1972<sup>65</sup> Eingang gefunden und ist in Prinzip 13 der Rio Deklaration über Umwelt und Entwicklung von 1992<sup>66</sup> enthalten. Er ist inhaltlich jedoch recht unbestimmt. Darauf wird an entsprechender Stelle näher eingegangen (s.u. 2 a), b)).

Unbestritten ist jedenfalls, dass der grenzüberschreitende Schadenseintritt nicht nur von dem entsprechenden Staat selbst, sondern auch von einem Privatunternehmen in seinem Hoheitsgebiet verursacht werden kann. Den Staat, von dessen Gebiet er ausgeht, trifft aber eine Verhinderungspflicht. So hat es 1941 ein Schiedsgericht in dem amerikanisch-kanadischen *Trail*

---

<sup>64</sup> Dort galt der Grundsatz: sic utere tuo ut alienum non laedas.

<sup>65</sup> Report of the United Nations Conference on the Human Environment, Stockholm, 5-16 June 1972; Principle 21: „*States have [...] the responsibility to ensure that activities within their jurisdiction or control do not cause damage to the environment of other States or of areas beyond the limits of national jurisdiction.*“

<sup>66</sup> The Rio Declaration on Environment and Development, Rio de Janeiro, 3-14 June 1992, Principle 13: „*States shall also cooperate [...] to develop further international law regarding liability and compensation for adverse effects of environmental damage caused by activities within their jurisdiction or control to areas beyond their jurisdiction.*“

*Smelter-Fall*<sup>67</sup> entschieden, in dem es um grenzüberschreitende Auswirkungen der Abgase einer kanadischen Zink- und Bleihütte ging<sup>68</sup>. Der dem *Trail Smelter-Fall*, einer Leitentscheidung des internationalen Umweltrechts<sup>69</sup>, zugrunde liegende Grundsatz der Einschränkung der eigenen Gebietshoheit ist nicht nur auf Luftverschmutzung beschränkt. Er ist auch auf andere grenzüberschreitende Auswirkungen, wie schädliche Auswirkungen des aus einem Speicher im Meeresuntergrund austretenden CO<sub>2</sub>s, anzuwenden.

Voraussetzung für die Anwendung des Grundsatzes ist in jedem Fall, dass es sich um eine *Schädigung* des benachbarten Territoriums handelt. Durch CO<sub>2</sub>-Leckagen aus einem Speicher im Meeresuntergrund können die Umwelt in Form von Flora und Fauna, Boden, Luft und Wasser, Leben und Gesundheit von Menschen sowie andere Rechtsgüter geschädigt werden. Die Schädigung muss indes *erheblich* sein. Wann dies anzunehmen ist, lässt sich abstrakt schwer bestimmen. Erheblich ist eine Schädigung sicherlich, wenn sie mehr als eine übliche, sich ohne besondere Maßnahmen wieder zu beseitigende Beeinträchtigung ist; andererseits muss es sich nicht um einen seltenen, mit großem Aufwand oder überhaupt nicht zu beseitigenden Schaden handeln.

Es ist allerdings fraglich, ob der erwähnte Grundsatz nur auf erhebliche Schädigungen anzuwenden ist, die vom Staatsgebiet, also den inneren Gewässern oder dem Küstenmeer eines Staates, ausgehen und die Umwelt oder sonstige Rechte im Staatsgebiet eines anderen Staates schädigen. Es gibt jedoch keinen ersichtlichen Grund, die Pflicht eines Staates zur Vermeidung erheblicher grenzüberschreitender Schädigungen auf sein Hoheitsgebiet zu beschränken und sie nicht entsprechend auf den Festlandsockel anzuwenden. Wenn ein Staat bei der Wahrnehmung seiner souveränen Rechte am Festlandsockel erhebliche Schädigungen an einem fremden Staatsgebiet oder an souveränen Rechten eines anderen Staates verursacht, handelt er zwar nicht auf der Grundlage seiner Gebietshoheit, sondern seiner souveränen Rechte zu ihrer wirtschaftlichen Ausbeutung nach Art. 56 Abs. 1 Buchst. a) SRÜ. Diese Rechte sind gegenüber seiner Gebietshoheit in ihrem Umfang zwar ein *minus*, in ihrer Rechtsnatur aber kein *alterius*, denn sie gehen auch auf die Souveränität über das Landgebiet zurück, dessen natürliche Fortsetzung unter dem Meer der Festlandsockel bildet.

Bei realistischer Betrachtung scheint eine solche erhebliche grenzüberschreitende Schädigung durch die Leckage eines CO<sub>2</sub>-Speichers im Meeresuntergrund in tatsächlicher Hinsicht fern

<sup>67</sup> *Trail Smelter Arbitration (U.S. v. Canada)*, Reports of International Arbitral Awards III, S. 1905.

<sup>68</sup> Vgl. dazu Heintschel von Heinegg, in: Ipsen (Anm. 35), S. 1046, Rn. 12.

<sup>69</sup> Vgl. Heintschel von Heinegg (Anm. 68), S. 1048, Rn. 16.

zu liegen. Es wäre jedoch denkbar, dass das CO<sub>2</sub> in einer *grenzüberschreitenden* Lagerstätte gespeichert wird<sup>70</sup>. Die Speicherung müsste dann auf der Grundlage einer Vereinbarung der beteiligten Staaten erfolgen, da das CO<sub>2</sub> innerhalb einer solchen Lagerstätte über die Grenze wandert. Der Rahmen für die Haftung muss daher völkerrechtlich zwischen den benachbarten Staaten vereinbart werden.

## B. Völkerrechtmäßige aber gefährliche Tätigkeiten

Nach Art. 235 Abs. 3 SRÜ sollen die Staaten auch bei der *Weiterentwicklung* des Völkerrechts hinsichtlich der Verantwortlichkeit und Haftung bezüglich der Bewertung von Schäden und der Entschädigung „sowie gegebenenfalls bei der Entwicklung von Kriterien und Verfahren für die Leistung einer angemessenen Entschädigung, wie etwa Pflichtversicherung oder Entschädigungsfonds“, zusammenarbeiten<sup>71</sup>. In der Tat kennt das Völkerrecht schon seit einiger Zeit neben den überkommenen Regeln der Verantwortlichkeit und Haftung der Staaten für völkerrechtswidrige Handlungen auch Regeln über eine Haftung für *völkerrechtmäßige aber gefährliche Tätigkeiten*, durch die ein Schaden entsteht. Eine solche unbedingte Haftung der Staaten ist vertraglich im Weltraumrecht<sup>72</sup> geregelt. Ferner enthält das Völkerrecht auch Übereinkommen über die zivilrechtliche Haftung von Betreibern atomarer Anlagen<sup>73</sup> sowie von Reedern<sup>74</sup> für Ölverschmutzungs- und andere von ihnen Schiffen ausgehende Schäden. In letzteren Fällen handelt es sich um eine der Höhe nach beschränkte Gefährdungshaftung. Auch hat die *International Law Commission (ILC)* in diesem Bereich 2001 einen Entwurf von 19 Artikeln und 2006 einen Entwurf von 8 Prinzipien vorgelegt. Allerdings sind international noch keine speziellen Kriterien und Verfahren für die Leistung einer angemessenen Entschädigung im Falle der grenzüberschreitenden Schädigung durch CO<sub>2</sub>-Speicherung entwickelt

<sup>70</sup> Dies könnte eine nicht mehr ausgebautete Öl- oder Gaslagerstätte sein. Grenzüberschreitende Lagerstätten gibt es im Bereich der Nordsee z.B. in der Emsmündung zwischen der Bundesrepublik und den Niederlanden und in mehreren Feldern zwischen dem Vereinigten Königreich und Norwegen.

<sup>71</sup> Eine entsprechende Zusammenarbeit sehen Prinzip 22 der Stockholm Deklaration (Anm. 65) und, ergänzt um eine Pflicht zur Entwicklung des betreffenden innerstaatlichen Rechts, auch Prinzip 13 der Rio Deklaration (Anm. 66) vor.

<sup>72</sup> Weltraumvertrag vom 27.1.1967, Art. VII; Übereinkommen vom 29.3.1972 über die völkerrechtliche Haftung für Weltraumgegenstände, Art. II und III.

<sup>73</sup> Pariser Übereinkommen vom 29.7.1960 über die Haftung gegenüber Dritten auf dem Gebiet der Kernenergie und Zusatzprotokoll vom 28.1.1964 und Zusatzübereinkommen vom 31.1.1963; Übereinkommen vom 25.5.1962 über die Haftung der Inhaber von Reaktorschiffen; Übereinkommen vom 17.12.1971 über die zivilrechtliche Haftung bei der Beförderung von Kernmaterial auf See.

<sup>74</sup> Dies sind folgende Übereinkommen der Internationalen Seeschifffahrts-Organisation (IMO): CLC 1969 mit Prot. 1976, 1992; FUND Prot. 1976, 1992, 2000, 2003; HNS Convention 1996 (nicht in Kraft); Bunkers Convention 2001 (nicht in Kraft).

worden. Die Frage, ob dies erforderlich ist, soll in der abschließenden Einschätzung beantwortet werden (siehe unten V).

### **1) Vermeidung grenzüberschreitender Schädigung durch gefährliche Tätigkeiten**

Angesichts des mit dem Anwachsen gefährlicher Tätigkeiten insbesondere der modernen Industrie gestiegenen Bedürfnisses, über die vorhandenen beschränkten Bereiche hinaus allgemeine internationale Regeln zu schaffen, hat die ILC 2001 einen kommentierten Entwurf von 19 Artikeln über die Verhütung grenzüberschreitender Schädigung durch gefährliche Tätigkeiten<sup>75</sup> vorgelegt. Diese *Draft Articles* sollen indes kein neues Haftungsregime schaffen, sondern die Pflicht der Staaten hinsichtlich der *Vermeidung* grenzüberschreitender Schädigungen vertraglich konkretisieren und ergänzen. Es geht also primär um Vorbeugung, nicht um Heilung. Letztere finden erst dann Berücksichtigung, wenn eine bindende Pflicht zur Vorbeugung verletzt ist und infolgedessen die oben dargestellten Regeln über die Staatenverantwortlichkeit und Haftung Anwendung finden.

Die Artikel des Entwurfs sind unverbindlich und lassen bestehende Verpflichtungen des Vertrags- und Gewohnheitsrechts unberührt (Art. 18)<sup>76</sup>. Die ILC beansprucht nicht, mit ihnen eine Kodifikation geltenden Gewohnheitsrechts vorgelegt zu haben. Jedoch sind verschiedene in den Artikeln vorgesehene Pflichten auch in bestehenden Verträgen oder im Gewohnheitsrecht enthalten.

Im Hinblick auf die Vermeidung von grenzüberschreitender Schädigung durch CO<sub>2</sub>-Speicher im Untergrund des Meeres bieten die *Draft Articles* der ILC einen geeigneten Orientierungsrahmen für die Schaffung regionaler internationaler Regelungen, aber auch gemeinschaftsrechtlicher Vorschriften und innerstaatlicher Gesetze. Insofern soll ihr Inhalt hier kurz dargestellt werden.

Die Artikel finden auf völkerrechtlich nicht verbotene Tätigkeiten Anwendung, die das Risiko beinhalten, durch ihre körperliche Wirkung erheblichen grenzüberschreitenden Schaden zu verursachen (Art. 1). Gemeint ist ein Personen-, Sach- oder Umweltschaden. Das Schadensrisiko muss erheblich (*significant*) sein, was etwas mehr als „erkennbar“, aber nicht „schwer oder substanzial“ bedeutet. Grenzüberschreitend ist auch ein Schaden, der in einem Gebiet

<sup>75</sup> Draft Articles on Prevention of Transboundary Harm from Hazardous Activities with commentaries, 2001, Official Records of the General Assembly, Fifty-sixth Session, Supplement No. 10 (A/56/10), paragraph 98; auch in: Yearbook of the International Law Commission, 2001, vol. II, Part Two.

<sup>76</sup> Die in diesem Abschnitt ohne nähere Bezeichnung genannten Artikel sind solche des erwähnten ILC-Entwurfs über die Vermeidung grenzüberschreitender Schädigung durch gefährliche Tätigkeiten.

unter der Hoheitsgewalt oder Kontrolle eines Staates außerhalb seines Staatsgebiets, also auf seinem Festlandsockel oder in seiner AWZ (Art. 2) eintritt. Der Ausgangsstaat soll alle geeigneten Maßnahmen zur Vermeidung solcher Schäden oder ggf. zur Verminderung ihres Risikos ergreifen (Art. 3). Als Maßstab soll der Grundsatz der gebührenden Sorgfalt (*due diligence*) dienen, wie sie von einer guten Regierung erwartet werden kann. Hierin liegt eine Konkretisierung der oben erwähnten gewohnheitsrechtlichen Pflicht zur Vermeidung grenzüberschreitender Schädigung.

Die betreffenden Staaten sollen nach Treu und Glauben zusammenarbeiten und, sofern nötig, die Unterstützung zuständiger internationaler Organisationen<sup>77</sup> zur Vermeidung und ggf. Verminderung des erheblichen grenzüberschreitenden Schadens suchen (Art. 4). Wie schon erwähnt, ist die Pflicht zur Zusammenarbeit ein alle Verhältnisse bestimmender Grundsatz des Völkerrechts. Die betreffenden Staaten sollen diese Artikel einschließlich geeigneter Überwachungsverfahren in ihr innerstaatliches Recht umsetzen (Art. 5); entsprechende Überwachungspflichten sieht auch Art. 204 Abs. 2 SRÜ vor. Sie sollen die betreffenden Tätigkeiten von einer vorherigen Genehmigung abhängig machen (Art. 6), was bei der CO<sub>2</sub>-Speicherung nach deutschem Recht der Fall wäre. Eine Risikoeinschätzung hinsichtlich des möglichen grenzüberschreitenden Schadens einschließlich einer Umweltverträglichkeitsprüfung sieht Art. 7 vor; entsprechende Verpflichtungen ergeben sich allgemein auch aus Art. 206 SRÜ und bestehen insbesondere unter dem Espoo-Übereinkommen<sup>78</sup>. Die in Art. 8 des Entwurfs enthaltene Verpflichtung zur Benachrichtigung und Information über das bloße Risiko eines Umweltverschmutzungsschadens entspricht der zugrunde liegenden Konzeption der Zusammenarbeit zur Vermeidung grenzüberschreitender Schädigung (Art. 4) und geht über die in Art. 17 des Entwurfs geregelte Pflicht zur unverzüglichen Benachrichtigung und umfassenden Information der möglicherweise betroffenen Staaten in einem Notfall hinaus. Letztere Pflicht dürfte dem Gewohnheitsrecht entsprechen. Sie ist bereits in Art. 198 SRÜ kodifiziert worden. Im Lichte der Zusammenarbeit sind auch die Konsultationen über Maßnahmen zur Vermeidung (Art. 9), der gerechte Ausgleich der Interessen (Art. 10), das Verfahren bei fehlenden Informationen (Art. 11), der Austausch von Informationen (Art. 12) und die Veröffentlichung derselben (Art. 13) einschließlich des Sicherheits- und Geheimnisvorbehalts (Art. 14) zu sehen. Das Gebot der Notfallplanung (Art. 16) betrifft wiederum unmittelbar

---

<sup>77</sup> Zuständig für das Londoner Protokoll ist die IMO und für das OSPAR-Übereinkommen die OSPAR-Kommission.

<sup>78</sup> S.o. IV A. 2) e).

auch die CO<sub>2</sub>-Speicherung und entspricht den Pflichten hinsichtlich von Seeunfällen<sup>79</sup>. Das Diskriminierungsverbot (Art. 15) und eine Regelung zur Streitbeilegung entsprechen im Übrigen herkömmlicher Vertragspraxis.

## 2) Zuweisung von Verlusten bei grenzüberschreitender Schädigung

Ein grenzüberschreitender Umweltschaden kann auch dann eintreten, wenn ein Staat alle seine internationalen Verpflichtungen zu dessen Vermeidung erfüllt. Das heißt, der Staat muss sich bei einem erheblichen (signifikanten) Schadensrisiko mit der von einer guten Regierung zu erwartenden gebührenden Sorgfalt (*due diligence*) vergeblich um die Vermeidung des Schadens bemüht haben. Für den Fall, dass trotzdem ein erheblicher Schaden eintritt, hat die ILC 2006 einen kommentierten Entwurf von 8 Prinzipien (*Draft principles*)<sup>80</sup> über die Zuweisung (*allocation*) von Verlusten im Fall grenzüberschreitender Schädigung durch gefährliche Tätigkeit vorgelegt, die nicht vom Völkerrecht verboten sind. Diese unverbindlichen Prinzipien sollen den Staaten als Leitlinien für die Entwicklung des internationalen wie auch ihres innerstaatlichen Rechts dienen<sup>81</sup>. Insofern ergänzen sie die *Draft Articles* und haben den gleichen sachlichen Anwendungsbereich (Prinzip 1 Prinzipienentwurf).

Grundlage des Prinzipienentwurfs<sup>82</sup> ist das Prinzip 16 der Rio Deklaration<sup>83</sup>, nach dem sich die staatlichen Behörden um die Internalisierung der Umweltkosten und die Verwendung ökonomischer Instrumente bemühen und den Verursacheransatz unter Berücksichtigung des öffentlichen Interesses berücksichtigen sollen, ohne dabei den internationalen Handel und die Investitionen zu stören. Ein entsprechender Ansatz findet sich in der auch auf die CO<sub>2</sub>-Speicherung anwendbaren, jedoch weniger differenzierten Regelung des Art. 2 Abs. 2 Buchst. b) OSPAR-Ü. Danach wenden die Vertragsparteien als Grundsatz an: „das Verursacherprinzip, nach dem die Kosten der Maßnahmen zur Verhütung, Bekämpfung und Verringerung der Verschmutzung vom Verursacher zu tragen sind.“

<sup>79</sup> Internationales Übereinkommen vom 30.11.1990 über Vorsorge, Bekämpfung und Zusammenarbeit auf dem Gebiet der Ölverschmutzung (OPPC 1990) (BGBl. 1994 II 3798).

<sup>80</sup> Draft principles on the allocation of loss in the case of transboundary harm arising out of hazardous activities, with commentaries, 2006, Yearbook of the International Law Commission, 2006, vol. II, Part Two.

<sup>81</sup> Die Präambel des Prinzipienentwurfs verweist auf Prinzip 13 der Rio Deklaration (Anm. 66).

<sup>82</sup> Die Präambel des Prinzipienentwurfs verweist auch auf Prinzip 16 der Rio Deklaration (Anm. 66).

<sup>83</sup> „Principle 16: National authorities should endeavour to promote the internationalization of environmental costs and the use of economic instruments, taking into account the approach that the polluter should, in principle, bear the costs of pollution, with due regard to the public interest and without distorting international trade and investment.“

Im Hinblick auf die Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund sind ferner folgende Prinzipien von Interesse: Nach der Begriffsdefinition in Prinzip 2 Buchst. a) des Prinzipienentwurfs gehören zum erheblichen (*significant*) Schaden neben Personen- und Sachschaden auch (iii) ein Verlust oder Schaden durch Umweltbeeinträchtigung, (iv) die Kosten für angemessene (*reasonable*) Maßnahmen zur Wiederherstellung des Eigentums oder der Umwelt einschließlich der natürlichen Ressourcen und (v) die Kosten für angemessene Abwehrmaßnahmen. Die Umwelt beinhaltet dabei abiotische und biotische natürliche Ressourcen wie Luft, Wasser, Boden, Fauna und Flora und das Zusammenwirken dieser Faktoren als Ökosystem; außerdem die charakteristischen Aspekte der Landschaft (Buchst. b). Das Prinzip definiert als Opfer (*victim*) jede natürliche oder juristische Person oder den Staat, die oder der Schaden erleidet (Buchst. f). Als Betreiber (*operator*) definiert es jede Person, die zur Zeit des Schadenseintritts über die schädigende Tätigkeit verfügt oder Kontrolle über sie hat (Buchst. g).

Als doppelten Zweck des Prinzipienentwurfs nennt Prinzip 3 zum einen die umgehende und angemessene Entschädigung der Opfer eines grenzüberschreitenden Schadens sowie zum anderen die Umwelt im Falle eines solchen Schadens, insbesondere durch Schadensminderung und Wiederherstellung zu erhalten und zu schützen. Die Modalitäten einer solchen umgehenden und angemessenen Entschädigung sind in Prinzip 4 des Prinzipienentwurfs näher bestimmt. Danach soll die Haftung dem Betreiber oder einer anderen geeigneten Person oder Einheit auferlegt werden. Es sollte sich um eine Gefährdungshaftung handeln. Bedingungen, Beschränkungen oder Ausnahmen bezüglich dieser Haftung sollen mit dem Zweck der Entschädigung vereinbar sein. Zudem sollten die notwendigen Maßnahmen zur Erlangung der umgehenden und angemessenen Entschädigung dem Betreiber auferlegen, für finanzielle Sicherheiten, etwa in Form von Versicherungsschutz, Bürgschaften oder anderen finanziellen Garantien zu sorgen, um Schadensersatzansprüche befriedigen zu können. Reichen die erwähnten Maßnahmen nicht aus, sollte der Ursprungsstaat der grenzüberschreitenden Verschmutzung zusätzliche Finanzmittel bereitstellen.

Auf die Möglichkeit besonderer internationaler Regime wird in Prinzip 7 des Prinzipienentwurfs Bezug genommen. Dazu wird für besondere Arten gefährlicher Tätigkeiten der Abschluss spezifischer weltweiter, regionaler oder bilateraler Übereinkommen empfohlen, welche die Vereinbarungen über die Entschädigung, die in Prinzip 5 näher beschriebenen Abwehrmaßnahmen und die in Prinzip 6 vorgesehenen internationalen und innerstaatlichen Rechtsmittel enthalten. Ferner sollten solche Vereinbarungen, sofern angemessen, Übereinkünfte über ergänzende Mittel der Industrie und/oder des Staates für den Fall enthalten, dass die finanziellen Ressourcen des Betreibers einschließlich seiner finanziellen Sicherheiten in

einem Schadensfall nicht ausreichen sollten. Solche Mittel können dazu bestimmt sein, die Mittel der Industrie zu ergänzen oder zu ersetzen. Hier hat offensichtlich das Modell der Ölhaftung im Schifffahrtsbereich mit dem Ölschadensfonds<sup>84</sup> als Vorbild gedient.

Abschließend ist also festzuhalten, dass der Prinzipienentwurf der ILC von 2006 inhaltlich sehr weitgehende Vorgaben für ein zukünftiges Haftungsregime für grenzüberschreitende Schäden bietet, die auch infolge einer CO<sub>2</sub>-Speicherung im Meeresuntergrund eintreten können. Diese Prinzipien sind unverbindlich, sie haben verschiedentlich jedoch vertragliche und gewohnheitsrechtliche Regelungen aufgenommen.

## V. Zusammenfassung und Einschätzung

### A. Gegenstand und Schranken der Darstellung

Die Darstellung beschränkt sich auf die innerstaatlichen und völkerrechtlichen Haftungsregelungen für Personen-, Sach- und Vermögensschäden sowie für Umweltschäden, die infolge der CO<sub>2</sub>-Speicherung im Meeresuntergrund der deutschen Küstengewässer und des Festlandsockels eintreten können. Unberücksichtigt bleiben Schäden im Zusammenhang mit der Einspeisung von CO<sub>2</sub> in eine Öl- oder Gaslagerstätte während des laufenden Betriebes der Ausbeutung (sog. EGR-Verfahren) sowie der Einspeisung durch eine Rohrleitung vom Lande aus und Schäden, die im Zusammenhang mit dem Transport des CO<sub>2</sub>s zum Speicher verursacht werden.

### B. Hypothetische Schadensszenarien

Mangels tatsächlicher Erfahrungen mit der CO<sub>2</sub>-Speicherung im Meeresuntergrund und den Schäden, die in diesem Zusammenhang auftreten können, werden dieser Darstellung zwei Schadensszenarien zugrunde gelegt: Schäden, die durch ein allmähliches Entweichen verursacht werden und Schäden infolge eines plötzlichen Austretens von CO<sub>2</sub> aus dem Speicher (*blow out*). Erstere würden vor allem die Umwelt betreffen; insgesamt dürften sie bei Anwendung der besten verfügbaren Technik und ständiger Überwachung jedoch nicht sehr häufig auftreten. Ein „*blow out*“, der auch zu Personen-, Sach- und Vermögensschäden führt, dürfte daneben als ein eher selenes Ereignis einzustufen sein. In beiden Fällen setzen die Haftungsvorschriften aber einen erheblichen Schaden und nicht nur eine geringe, den Umständen nach im Lichte von Treu und Glauben hinzunehmende Beeinträchtigung voraus.

---

<sup>84</sup> Siehe Internationales Übereinkommen von 1992 über die Errichtung eines Internationalen Fonds zur Entschädigung von Ölverschmutzungsschäden (BGBl. 1994 II 1150), Art. 4.

### C. Umwelthaftungsgesetz

Nach deutschem innerstaatlichem Recht ist die Frage der privatrechtlichen (Anla-gen-) Haftung für Schäden, die durch eine CO<sub>2</sub>-Speicherung im Meeresuntergrund verursacht werden, durch das Umwelthaftungsgesetz von 1990 in wesentlichen Punkten, nicht aber in allen Einzelheiten hinreichend gelöst.

Das Gesetz sieht für bestimmte Anlagen, zu denen nach der hier vertretenen Ansicht auch CO<sub>2</sub>-Speicher im Meeresuntergrund zählen, eine Gefährdungshaftung mit gesetzlicher Ursachenvermutung vor. Indes ist eine Anwendung des Gesetzes auf Schäden und Beeinträchtigungen durch CO<sub>2</sub>-Speicher im Meeresuntergrund hinsichtlich des Anlagenbegriffs nicht ganz eindeutig. Daher empfiehlt sich, Anhang 1 zu § 1 UmweltHG an geeigneter Stelle um folgende Formulierung zu ergänzen:

Ortsfeste Anlagen zum Ablagern (Speichern) von Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) im Rahmen von Sequestrationsprojekten im Boden einschließlich des Meeresuntergrundes unter deutschen Hoheitsbefugnissen.

Auf diesem Wege wären Zweifel an der sachlichen Anwendbarkeit des Gesetzes auf Umwelt einwirkungen, die von solchen CO<sub>2</sub>-Speichern ausgehen, beseitigt und seine räumliche Anwendung auf dem deutschen Festlandsockel und in der AWZ wäre gewährleistet.

Wird das Gesetz auf eine CO<sub>2</sub>-Speicherung angewendet, dürften sich angesichts der detaillierten, insgesamt ausgewogenen Ursachenvermutung in § 6 UmweltHG keine besonderen Nachweisprobleme für Schäden ergeben, die infolge der Speicherung auftreten. Eine zusätzliche Regelung zur Beweislastumkehr wäre überflüssig. Auch die dreißigjährige Verjährungsfrist entspricht der privatrechtlichen Natur des Schadensersatzanspruchs und dürfte den Bedürfnissen der Praxis entsprechen.

Bei Schadensersatz für Tötung, Körper- und Gesundheitsverletzung einerseits sowie für Sachbeschädigung andererseits ist die Haftung der Höhe nach auf jeweils 85 Millionen Euro beschränkt. Der Inhaber der Anlage hat eine Deckungsvorsorge zu erbringen. Da im Voraus nicht sicher festgestellt werden kann, ob die Haftungsobergrenze im Falle der CO<sub>2</sub>-Speicherung im Meeresuntergrund für alle theoretisch möglichen Schadensszenarien ausreicht, stellt sich die Frage, ob die in § 19 Abs. 2 UmweltHG vorgesehene Deckungsvorsorge durch eine Haftpflichtversicherung oder staatliche oder private Bürgschaften für die CO<sub>2</sub>-Speicherung als hinreichend angesehen werden kann. Versicherungen und Bürgschaften sind auf die Höhe der Haftungsobergrenze beschränkt, sie decken die übersteigenden Schäden also nicht ab. Außerdem entfällt u.U. die Deckungsvorsorge, wenn der Inhaber der Anlage aus-

fällt, etwa weil der Schuldner als juristische Person aufgelöst wird (zur Frage eines Haftungsfonds s.u.).

Das Umwelthaftungsgesetz nennt in seinem § 1 die Umwelt als solche nicht als geschütztes Gut. Stellt aber die Beschädigung einer Sache auch die Beeinträchtigung der Natur oder der Landschaft dar, sind dem Geschädigten die von ihm gemachten Aufwendungen für die Wiederherstellung des früheren Zustandes nach § 16 UmweltHG unbeschränkt zu ersetzen. Zwar dürfte eine Beeinträchtigung der Natur oder der Landschaft im Meeresraum durch eine CO<sub>2</sub>-Speicherung im Meeresuntergrund tatsächlich schwer vorstellbar sein, gleichwohl ist sie rechtlich nicht gänzlich auszuschließen. Beeinträchtigungen der Natur oder der Landschaft in der AWZ oder auf dem Festlandsockel sind bisher aber rechtlich nicht erfasst, da es nach geltender Rechtslage dort bisher keinen Geschädigten gibt. Soll auch eine Beeinträchtigung der Natur oder der Landschaft in der AWZ oder auf dem Festlandsockel unter das Gesetz fallen, empfiehlt sich eine Ergänzung des § 16 UmweltHG in folgendem Sinne:

Bei einer Beeinträchtigung der Natur oder der Landschaft im Bereich der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone ist der Bund Ersatzberechtigter.

#### **D. Umweltschadensgesetz**

Neben die zivilrechtliche Haftung des Betreibers bestimmter Anlagen für Schäden nach dem Umwelthaftungsgesetz treten bei CO<sub>2</sub>-Speichern im Meeresuntergrund nach dem Umweltschadensgesetz von 2007 öffentlich-rechtliche Pflichten des Verantwortlichen für bestimmte berufliche Tätigkeiten zur Information, Gefahrenabwehr und Sanierung von Umweltschäden und der unmittelbaren Gefahren solcher Schäden. Die zuständige Behörde wird zur Durchsetzung der Sanierungspflichten von Amts wegen tätig. Die Kosten der Vermeidungs-, Schadensbegrenzungs- und Sanierungsmaßnahmen trägt grundsätzlich der Verantwortliche. Verantwortlicher ist jede natürliche oder juristische Person, die eine in der Anlage 1 zum Gesetz aufgelistete berufliche Tätigkeit ausübt; dies schließt nach der hier vertretenen Ansicht den Inhaber einer Genehmigung zur Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund ein. Indes empfiehlt sich auch beim Umweltschadensgesetz eine klarstellende Ergänzung der Anlage 1, aus der eindeutig hervorgeht, dass die CO<sub>2</sub>-Speicherung im Meeresuntergrund zu den „beruflichen Tätigkeiten“ im Sinne des § 3 Abs. 1 USchadG gehört.

Umweltschäden sind a) eine Schädigung von Arten und natürlichen Lebensräumen nach Maßgabe des Bundesnaturschutzgesetzes, b) eine Schädigung der Gewässer nach Maßgabe des Wasserhaushaltsgesetzes und c) eine Schädigung des Bodens durch eine Beeinträchtigung

der Bodenfunktionen im Sinne des Bundes-Bodenschutzgesetzes bei Verursachung von Gefahren für die menschliche Gesundheit. Das Umweltschadensgesetz gilt räumlich auch im Bereich der deutschen AWZ und auf dem Festlandsockel, jedoch nur soweit, wie dort die erwähnten Fachgesetze Anwendung finden. Dies ist nur beim Bundesnaturschutzgesetz der Fall, in den Küstengewässern auch beim Wasserhaushaltsgesetz, nicht jedoch beim Bundes-Bodenschutzgesetz. Eine räumliche Erweiterung des Anwendungsbereichs dieser Pflichten im Meeresraum ist nicht möglich, da sie auf völkerrechtliche Schranken der küstenstaatlichen Hoheitsgewalt treffen würde. Das Gesetz gilt im Falle der CO<sub>2</sub>-Speicherung für die Zukunft; es gilt jedoch nicht für Schäden, bei denen die Behörde nicht innerhalb von 30 Jahren Maßnahmen gegen den Verantwortlichen ergriffen hat.

## E. Haftung für völkerrechtswidriges Handeln

Das Völkerrecht unterscheidet zwischen der Verantwortlichkeit und Haftung für Schäden, die durch international rechtswidrige Handlungen verursacht werden und solchen Handlungen, die nicht völkerrechtswidrig sind, aber als gefährliche Handlungen zu Schäden führen. Voraussetzung für einen völkerrechtlichen Anspruch eines Staates auf Schadensersatz ist eine grenzüberschreitende Schädigung. Grenzüberschreitend ist eine Schädigung in dem hier behandelten Zusammenhang, wenn Schäden in einer Meereszone verursacht werden, die unter der Hoheitsgewalt eines anderen Staates steht. Aber auch Schäden an einer Sache, die unter der Hoheitsgewalt eines fremden Staates steht, z.B. an einer fremden Rohrleitung auf dem eigenen Festlandsockel, löst die völkerrechtliche Verantwortlichkeit und Haftung aus. Berechtigte und Verpflichtete eines völkerrechtlichen Schadensersatzanspruchs sind nur Staaten; Schäden Privater können nur im Wege des diplomatischen Schutzes geltend gemacht werden. Werden durch die CO<sub>2</sub>-Speicherung im Meeresuntergrund völkerrechtliche Verpflichtungen zum den Schutz und zur Bewahrung der Meeressumwelt oder andere Pflichten verletzt und erleidet ein anderer Staat dadurch einen erheblichen Schaden, kann dieser nach Art. 235 Abs. 1 SRÜ in Verbindung mit den gewohnheitsrechtlichen Grundsätzen des Völkerrechts von dem Staat, der die Speicherung genehmigt hat, Schadensersatz verlangen. Zu diesen Grundsätzen des Völkerrechts hat die ILC 2001 einen Entwurf über die Verantwortlichkeit der Staaten für völkerrechtswidriges Handeln vorgelegt, der hier zugrunde gelegt worden ist.

Völkerrechtlich ist die Speicherung von CO<sub>2</sub> eine Form des Einbringens (*dumping*) von Stoffen in den Meeresuntergrund. Das Seerechtsübereinkommen verbietet dieses nicht, sondern erteilt den Staaten in Art. 206 SRÜ einen Regelungsauftrag für ihre nationale Gesetzgebung und enthält zudem eine Bemühensklausel hinsichtlich weltweiter und regionaler internationa-

ler Regeln. Diese wurde für den Nordost-Atlantik einschließlich der Nordsee im Londoner Protokoll von 1996 und dem OSPAR-Übereinkommen von 1992 verwirklicht. Nach deren Änderung im Jahre 2007 ist die Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund dieser Meeresgebiete völkerrechtlich zulässig, nicht aber nach dem Helsinki-Übereinkommen von 1992 im Ostseegebiet.

Diese Zulässigkeit ist jedoch an bestimmte Voraussetzungen geknüpft, deren Nichtbeachtung die Speicherung von CO<sub>2</sub> im Einzelfall völkerrechtswidrig machen kann. Ferner bestehen nach den genannten, aber auch anderen Übereinkommen, wie insbesondere dem Espoo-Übereinkommen von 1991 und vor allem nach dem gewohnheitsrechtlichen Verbot erheblicher grenzüberschreitender Schädigungen weitere Pflichten des Staates, der die CO<sub>2</sub>-Speicherung genehmigt. Deren Verletzung löst ebenfalls seine völkerrechtliche Verantwortlichkeit und im Falle eines Schadens seine unbeschränkte und zeitlich nicht begrenzte Haftung gegenüber dem geschädigten Staat aus.

#### F. Vermeidung grenzüberschreitender Schädigung

Auch wenn die Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund als solche völkerrechtlich zulässig ist, bildet sie gleichwohl eine gefährliche Tätigkeit, die zu einer grenzüberschreitenden Schädigung führen kann. Für diesen Fall hat die ILC ebenfalls 2001 einen kommentierten Entwurf von 19 Artikeln vorgelegt, welche die gewohnheitsrechtliche Pflicht zur Vermeidung grenzüberschreitender Schädigung vertraglich konkretisieren sollen. Eine Verletzung dieser Pflicht führt wieder zur herkömmlichen Staatenverantwortlichkeit und Haftung für völkerrechtswidriges Handeln.

Im Zusammenhang mit der CO<sub>2</sub>-Speicherung im Meeresuntergrund werden von dem Entwurf nur erhebliche (*significant*) grenzüberschreitende Personen-, Sach- oder Umweltschäden erfasst. Der genehmigende Staat soll bei der Genehmigung den Grundsatz der gebührenden Sorgfalt (*due diligence*) walten lassen und die betreffenden Staaten sollen nach Treu und Glauben zur Vermeidung und ggf. Verminderung des grenzüberschreitenden Schadens zusammenarbeiten. Diese Zusammenarbeit ist unverzichtbar, wenn ein Staat das CO<sub>2</sub> in einer grenzüberschreitenden Lagerstätte speichern will. In dieser Situation ist ein vorheriges Einvernehmen mit dem benachbarten Staat herzustellen. Weitere Pflichten, die sich teilweise auch schon aus internationalen Übereinkommen ergeben, sind unter anderem die Speicherung einer staatlichen Genehmigung zu unterwerfen, die Durchführung von Risikoabschätzungen und Umweltverträglichkeitsprüfungen, die Informationspflicht bei drohenden und eingetretenen Schäden sowie die Pflicht zu Konsultationen. Diese und weitere Pflichten entsprechen

ähnlichen Pflichten, die im innerstaatlichen Recht, z.B. im Umweltschadensgesetz, enthalten sind und die hier völkerrechtlich um die grenzüberschreitende Dimension ergänzt werden.

### **G. Zuweisung von Verlusten**

Wenn ein Staat alles Erforderliche zur Vermeidung einer grenzüberschreitenden Schädigung unternommen hat, diese aber dennoch eingetreten ist, stellt sich die Frage, wer den Schaden zu tragen und ggf. für die Wiederherstellung der Natur aufzukommen hat. Die ILC hat dazu 2006 acht Prinzipien empfohlen, welche die Staaten in ihren internationalen Beziehungen und auch innerstaatlich leiten sollen. Der kommentierte Prinzipienentwurf geht insgesamt von dem schon in Prinzip 16 der Rio Deklaration von 1992 enthaltenem Verursacheransatz aus, nach dem der Betreiber einer Anlage die Kosten tragen soll. Opfer einer Schädigung können neben Staaten, auch natürliche oder juristische Personen sein. Für die CO<sub>2</sub>-Speicherung im Meeresuntergrund relevant ist unter anderem, dass auch ein Verlust oder Schaden durch eine Umweltbeeinträchtigung sowie die Kosten für eine angemessene Wiederherstellung der Umwelt einschließlich der natürlichen Ressourcen und für angemessene Abwehrmaßnahmen zu ersetzen sind. Für den Betreiber sollte eine Gefährdungshaftung mit finanzieller Sicherheit und ergänzender Absicherung durch den Staat vorgesehen werden. Für besondere Arten gefährlicher Tätigkeiten, hier etwa für die CO<sub>2</sub>-Speicherung in grenzüberschreitenden Lagerstätten, sollen die Staaten besondere Regime mit Haftungsfonds zur finanziellen Sicherheit vereinbaren. Aus der Sicht des bestehenden deutschen Rechts bieten die von der ILC empfohlenen Prinzipien indes keine entscheidenden Neuerungen, da sie bereits weitgehend im Umwelthaftungsgesetz und im Umweltschadensgesetz enthalten sind.

### **H. Eigenständiges Haftungsregime für die CO<sub>2</sub>-Speicherung?**

Angesichts der dargelegten Rechtslage stellt sich die Frage, ob die Speicherung von CO<sub>2</sub> im Untergrund des Meeres eines eigenständigen Haftungsregimes bedarf oder ob die Haftung für Schäden, die durch die in dieser Untersuchung berücksichtigten Aktivitäten verursacht werden können, besser durch eine Anpassung des geltenden Rechts zu regeln ist. Die Antwort hängt davon ab, ob das geltende Recht bestimmte Bedingungen erfüllt, die für ein Haftungsregime für die CO<sub>2</sub>-Speicherung unabdingbar sind. Als Eckpfeiler eines solchen Regimes wäre aus der Sicht des innerstaatlichen Rechts eine vom Verschulden unabhängige zivilrechtliche Haftung des Betreibers einer Anlage anzusehen, die der Höhe nach begrenzt und mit einer Deckungsvorsorge verbunden ist. Zu ersetzen sind Personen-, Sach- und Vermögensschäden sowie Aufwendungen für die Beseitigung tatsächlicher oder drohender Beeinträchtigungen

der Natur<sup>85</sup>, die infolge von Leckagen aus CO<sub>2</sub>-Speichern im Meeresuntergrund unter deutscher Hoheitsgewalt auftreten können. Diese Haftung ist durch gewisse Ergänzungen des *Umwelthaftungsgesetzes* zu erreichen (s.o.V. C), so dass dieses Gesetz auch auf den Ersatz von Aufwendungen bei Umweltschäden infolge einer CO<sub>2</sub>-Speicherung im deutschen Festlandsockel anwendbar wäre.

Kein Zweifel besteht daran, dass der Antragsteller einer Genehmigung zur Einrichtung eines CO<sub>2</sub>-Speichers eine *finanzielle Sicherheit* zu leisten hat, aus der alle finanziellen Verpflichtungen einschließlich möglicher Haftungsansprüche beglichen werden sollen, die sich im Zusammenhang mit der Speicherung ergeben können. Die Bestimmung der Art und Weise einer solchen finanziellen Sicherheit (Versicherung, Bürgschaft, Hinterlegung eines Betrages) soll nach Art. 19 des Entwurfs einer CCS-Richtlinie dem Küstenstaat überlassen bleiben. Ebenso wenig scheinen Zweifel daran zu bestehen, dass eine solche finanzielle Sicherheit in ihrer Höhe beschränkt sein muss.

Fraglich bleibt indes, ob die Gefahr eines Übersteigens der Haftungsobergrenze oder eines Ausfalls der Deckung durch die Errichtung eines Haftungsfonds vermieden werden könnte. Ein solcher Fonds könnte nach dem Verursacherprinzip aus Beiträgen der CO<sub>2</sub> abscheidenden Industrie gespeist werden. Es müsste sich um einen innerstaatlichen Fonds handeln, wie er beispielsweise in dem amerikanischen sog. *Superfund* existiert<sup>86</sup>. Dieser aus einer Steuer der Erdöl- und Chemieindustrie gespeiste Fonds dient allerdings zur Beseitigung aufgegebener oder unkontrollierter Schadstoffdeponien und ist daher primär kein dem Schadensersatz dienender Haftungsfonds, sondern dient in erster Linie der Finanzierung öffentlicher Umweltaufgaben. Um einen Haftungsfonds im eigentlichen Sinne handelt es sich hingegen bei dem Internationalen Entschädigungsfonds für Ölverschmutzungsschäden<sup>87</sup>. Zu dessen Errichtung als internationale Institution haben aber die ganz besonderen haftungsrelevanten Verhältnisse der Tankerschifffahrt geführt. Bei einer CO<sub>2</sub>-Speicherung im Meeresuntergrund handelt es sich um eine kleine Zahl von ortsfesten, von den küstenstaatlichen Behörden kontrollierten Gefahrenquellen und nicht um fremde Schiffe, die jederzeit in aller Welt Schäden verursachen können und dabei gewöhnlich nicht unter der Hoheitsgewalt des betroffenen Küstenstaates stehen.

<sup>85</sup> Vgl. § 16 Abs. 1 UmweltHG.

<sup>86</sup> Siehe Comprehensive Environmental Response, Compensation, and Liability Act (CERCLA) vom 11. Dezember 1980, 42 U.S.C. § 9606.

<sup>87</sup> Siehe Anm. 84.

Gegen einen besonderen Haftungsfonds für Schäden aus der CO<sub>2</sub>-Speicherung sprechen aber gewichtige Gründe. Ein solcher Fonds würde langfristig Investitionskapital binden, die Energiekosten weiter erhöhen und einen zusätzlichen Verwaltungsaufwand verursachen, während ein Deckungsausfall bei einem durch eine CO<sub>2</sub>-Speicherung verursachten Schaden oder eine Überschreitung der Haftungsobergrenze erheblich seltener eintreten dürfte als etwa bei Öltankern. Auch die dreißigjährige Verjährungsfrist (§ 17 UmweltHG) in Verbindung mit dem Prinzip der Nachhaltigkeit gebietet den Umständen nach nicht die Errichtung eines besonderen Haftungsfonds. Denn die Erhebung von Abgaben für einen solchen Fonds, der möglicherweise und zudem bei heute noch unklarer, wohl eher geringer Wahrscheinlichkeit erst in dreißig Jahren in Anspruch genommen wird, wäre unverhältnismäßig.

Sollte jedoch die Praxis zeigen, dass die in § 15 UmweltHG vorgesehene Haftungsgrenze von 85 Millionen Euro mit entsprechender Deckungsvorsorge für die Schäden nicht ausreicht, könnten entsprechend der Empfehlung in Prinzip 4 des oben dargestellten Prinzipienentwurfs der ILC für grenzüberschreitende Verschmutzungen durch die CO<sub>2</sub>-Speicherung genehmigenden Staates zusätzliche Finanzmittel bereitgestellt werden. Ein staatlicher Beitrag zur Finanzierung zeichnet sich bereits in § 19 Abs. 2 UmweltHG mit der Möglichkeit einer Bürgschaft durch den Bund oder ein Land ab. Ob indes eine Auffangregelung für Schäden, welche die Haftungsobergrenze überschreiten, ausdrücklich in das Umwelthaftungsgesetz aufgenommen werden soll, ist eine Frage des gesetzgeberischen Ermessens, deren Beantwortung unter anderem von Haushaltsgesichtspunkten abhängen dürfte.

Neben dem ergänzten Umwelthaftungsgesetz kann nach einer gewissen klarstellenden Anpassung (s.o. V. D) zusätzlich auch das *Umweltschadensgesetz* auf CO<sub>2</sub>-Speicheranlagen Anwendung finden. Es ergänzt die Haftung um bestimmte öffentlich-rechtliche Pflichten des Verantwortlichen zur Vermeidung und Sanierung der Umweltschäden.

Im Ergebnis ist also festzuhalten, dass die Errichtung eines eigenständigen Haftungsregimes (mit oder ohne einen Fonds) für Schäden, die infolge der CO<sub>2</sub>-Speicherung eintreten können, nicht geboten erscheint. Stattdessen empfiehlt sich eine entsprechende Anpassung des Umwelthaftungsgesetzes und des Umweltschadensgesetzes. Diese Lösung hat insbesondere auch den Vorzug, eine weitere Zersplitterung des Haftungsrechts im Bereich der Umwelt zu vermeiden.

Auch auf völkerrechtlicher Ebene ist vorerst die Schaffung eines besonderen Haftungsregimes für CO<sub>2</sub>-Speicherungen im Meeresraum nicht erforderlich. Bei einer grenzüberschreitenden Schädigung haftet Deutschland als genehmigender gegenüber dem geschädigten Staat, wenn

die Genehmigung gegen eine völkerrechtliche Pflicht verstößt. Da die CO<sub>2</sub>-Speicherung im Meeresuntergrund eine zulässige aber gefährliche Tätigkeit ist, haben die Behörden bei der Genehmigung die gebührende Sorgfalt (*due diligence*) walten zu lassen und verschiedene völkerrechtliche Pflichten zu beachten, die sich entsprechend aber auch aus dem innerstaatlichen Recht ergeben. Ferner sollte bei der Zuweisung von Verlusten das Verursacherprinzip Anwendung finde. Bei einer Speicherung in einer grenzüberschreitenden Lagerstätte sind vorherige Konsultationen und ggf. *ad hoc* der Abschluss einer speziellen bilateralen oder regionalen Haftungsvereinbarung geboten.

Abschließend ist anzumerken, dass Fragen einer innerstaatlichen oder völkerrechtlichen Haftung in den Vorschlag der EU-Kommission von 2005 für eine Meeresstrategie-Richtlinie<sup>88</sup> keinen Eingang gefunden haben. Die Anwendung von Haftungsvorschriften als Folge einer Schädigung ist eine repressive Maßnahme, die rechtlich auf einer anderen Ebene liegt als die in dem Richtlinienentwurf vorgesehenen präventiven Maßnahmen zur Schaffung eines guten Umweltzustandes in den europäischen Meeresgewässern bis zum Jahre 2021. Haftungsvorschriften widersprechen den Zielen der Meeresstrategie-Richtlinie aber auch nicht. Im Gegen teil, ihre konsequente Durchsetzung dürfte zur Erreichung dieser Ziele beitragen.

---

<sup>88</sup> Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Meeresumwelt (Meeresstrategie-Richtlinie), Brüssel, den 24.10.2005; KOM(2005) 505 endgültig.

## Literaturverzeichnis\*

- Ansolabehere, S./ Beer, J./ Deutch, J./ Ellerman, A.D./ Friedmann, S.J./ Herzog, H./ Jacoby, H.D./ Joskow, P.L./ Mcrea, G./ Lester, R./ Moniz, E.J./ Steinfeld, E./ Katzer, J.* (2007), The Future of Coal, Options for a Carbon-Constrained World, <http://web.mit.edu/coal/>.
- Appel, Markus*, Approval of JI and CDM Projects with Germany as Host and Investor Country – An Analysis of the German Project Mechanisms Act, in: CCLR 2007, 139 – 151.
- Archer, D.* (2005), Fate of fossil fuel CO<sub>2</sub> in geologic time, in: J. Geophys. Res., **110**, C09S05, doi:10.1029/2004GC002625.
- Arts, R./ Eiken, O./ Chadwick, A./ Zweigel, P./ van der Meer, B./ Kirby, G.* (2004a), Monitoring of CO<sub>2</sub> injected at Sleipner using time-lapse seismic data, in: Energy, **29**, 1383-1392.
- Arts, R./ Eiken, O./ Chadwick, A./ Zweigel, P./ van der Meer, B./ Kirby, G.* (2004b), Seismic monitoring at the Sleipner underground CO<sub>2</sub> storage site (North Sea), in: Geol. Soc. Spec. Publ., **233**, 181-191.
- Audigane, P./ Gaus, I./ Czernichowski-Lauriol, I./ Pruess, K./ Xu, T.* (2007), Two-dimensional reactive transport modeling of CO<sub>2</sub> injection in a saline aquifer at the Sleipner Site, North Sea, in: Amer. J. Sci., **307**, 974-1008.
- Bachu, S./ Bonijoly, D./ Bradshaw, J./ Burruss, R./ Holloway, S./ Christensen, N.P./ Mathiasen, O.M.* (2007), CO<sub>2</sub> storage capacity estimation: Methodology and gaps, in: Int. J. Greenhouse Gas Control, **1**, 430-443.
- Bachu, S./ Gunter, W.D.* (2004), Acid-gas injection in the Alberta basin, Canada: a CO<sub>2</sub>-storage experience, in: Geol. Soc. Spec. Publ., **233**, 225-234.
- Baines, S.J./ Worden, R.H.* (2004), The long-term fate of CO<sub>2</sub> in the subsurface: natural analogues for CO<sub>2</sub> storage, in: Geol. Soc. Spec. Publ., **233**, 59-83.
- Barlet-Gouedard, V./ Rimmele, G./ Goffe, B./ Porcherie, O.* (2006), Mitigation strategies for the risk of CO<sub>2</sub> migration through wellbores, Proc. IADC/SPE Drilling Conference, Miami. SPE 98924.
- Bear, L.* (1972), Dynamics of Fluids in Porous Media, Elsevier.
- Beckert, Erwin/ Breuer, Gerhard*, Öffentliches Seerecht, Berlin, New York 1991.

---

\* Mit Blick auf die unterschiedliche Zitierweise im naturwissenschaftlichen und juristischen Teil der Untersuchung ist die Literatur in den jeweils unterschiedlichen Formaten nachgewiesen.

- Berner, R. A.* (1980), Early Diagenesis - A Theoretical Approach, Princeton.
- Bickle, M./ Chadwick, A./ Huppert, H. E./ Hallworth, M./ Lyle, S.* (2007), Modelling carbon dioxide accumulation at Sleipner: Implications for underground carbon storage, in: Earth and Planetary Science Letters **255**, 164-176.
- Bissig, P./ Goldschneider, N./ Mayoraz, J./ Surbeck, H./ Vuataz, F.-D.* (2006), Carbogaseous spring waters, coldwater geysers and dry CO<sub>2</sub> exhalations in the tectonic window of the Lower Engadine Valley, Switzerland, in: Eclogae geol. Helv., **99**, 143-155.
- Blackford, J.C./ Gilbert, F.J.* (2007), pH variability and CO<sub>2</sub> induced acidification in the North Sea, in: J. Marine Syst., **64**, 229-241.
- BMW&, BMU & BMBF*, Entwicklungsstand und Perspektiven von CCS-Technologien in Deutschland. Gemeinsamer Bericht des BMW&, BMU und BMBF für die Bundesregierung, 2007.
- Bode, Sven*, CO<sub>2</sub>-Ablagerung und Wettbewerb im EU-Emissionshandelssystem, in: Wirtschaftsdienst 2006 [1], 62 – 66.
- Bode, Sven/ Jung, Martina*, Carbon Dioxide Capture and Storage, HWWA Discussion Paper 325, Hamburg 2005.
- Borm, G./ Schilling, F.* (2007), CO<sub>2</sub>SINK - In-situ Test Site for Geological Storage of CO<sub>2</sub>, in: Geotechnologien Science Report, **9**, 19-26.
- Boudreau, B. P.* (1997), Diagenetic Models and Their Implementation, Berlin.
- Bradshaw, J./ Bachu, S./ Bonijoly, D./ Burruss, R./ Holloway, S./ Christensen, N.P./ Mathiasen, O.M.* (2007), CO<sub>2</sub> storage capacity estimation: Issues and development of standards, in: Int. J. Greenhouse Gas Control, **1**, 62-68.
- Brandt, Edmund/ Gaßner, Hartmut*, Seeanlagenverordnung, Kommentar, Berlin 2002.
- Brandt, Edmund/ Reshöft, Jan*, in: Beck, Hans-Peter (Hg), Handbuch Energiemanagement, Loseblatt, München, Stand: 06/2001.
- Breier, Siegfried*, Die geschlossene völkerrechtliche Vertretung der Gemeinschaft am Beispiel der 3. Vertragsstaatenkonferenz der Klimarahmenkonvention in Kyoto, in: EuZW 1999, 11 – 16.
- Brewer P. G./ Friederich G./ Peltzer E. T./ Orr Jr. F. M.* (1999), Direct experiments on the ocean disposal of fossil fuel CO<sub>2</sub>, in: Science **284**, 943-945.

- Brewer, P.G./ Peltzer, E./ Aya, I./ Haugan, P./ Bellerby R./ Yamane, K./ Kojima, R./ Walz, P./ Nakajima, Y. (2004), Small scale field study of an ocean CO<sub>2</sub> plume, in: J. Oceanogr., **60**, 751-758.
- Bruant, R. G./ Guswa, A. J./ Celia, M. A./ Peters, C. A. (2002), Safe storage of CO<sub>2</sub> in deep saline aquifers, in: Environmental Science & Technology, June 1, 240-245.
- Brunet, F./ Corvisier, J./ Barlet-Gouedart, V./ Rimmele, G./ Fabbri, A./ Schubnel, A./ Porcherie, O./ Goffe, B. (2007), Well-bore integrity: cement - fluid interaction under supercritical CO<sub>2</sub> conditions (model and experiment), in: Geotechnologien, Science Report, **9**, 39-46.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Wasserwirtschaft in Deutschland, Teil 2 – Gewässergüte. 130 S., Berlin 2006.
- Burdige, D. A. (2007), Preservation of Organic Matter in Marine Sediments: Controls, Mechanisms, and an Imbalance in Sediment Organic Carbon Budgets?, in: Chem. Rev., **107**, 467-485.
- Burgi, Martin, Die Rechtsstellung der Unternehmen im Emissionshandelssystem, in: NJW 2003, 2486 – 2492.
- Caldeira, K./ Akai, M. (2005) Ocean storage, in: IPCC Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage, 279-317.
- Canadell, J.G./ Le Quere, C./ Raupach, M.R./ Field, C.B./ Buitenhuis, E.T./ Ciais, P./ Conway, T.J./ Gillett, N.P./ Houghton, R.A./ Marland, G. (2007), Contributions to accelerating atmospheric CO<sub>2</sub> growth from economic activity, carbon intensity, and efficiency of natural sinks, in: PNAS, **104**, 18866-18870.
- Carey, J.W./ Wigand, M./ Chipera, S.J./ Wolde Gabriel, G./ Pawar, R./ Lichtner, P.C./ Wehner, S.C./ Raines, M.A./ Guthrie, G.D. (2007), Analysis and performance of oil well cement with 30 years of CO<sub>2</sub> exposure from the SARCROC Unit, West Texas, USA, in: Int. J. Greenhouse Gas Control, **1**, 75-85.
- Celia, M.A./ Bachu, S./ Nordbotten, J.M./ Gasda, S.E./ Dahle, H.K. (2004), Quantitative estimation of CO<sub>2</sub> leakage from geological storage: Analytical models, numerical models, and data needs, Proc. 7th Int. Conf. Greenhouse Gas Control Technologies, Vol. 1, Vancouver.
- Chadwick, R. A./ Arts, R./ Eiken, O./ Williamson, P./ Williams, G. (2006), Geophysical monitoring of the CO<sub>2</sub> plume at Sleipner, North Sea, in: Nato Sci. Ser. IV, **65**, 303-314.

- Chadwick, R. A./ Arts, R./ Bernstone, C./ May, F./ Thibeau, S./ Zweigl, P.* (2007), Best Practice for the Storage of CO<sub>2</sub> in Saline Aquifers, Observations and guidelines from the SACS and CO2STORE projects, [www.co2store.org](http://www.co2store.org).
- Chadwick R. A./ Holloway, S./ Brook, M.S./ Kirby, G.A.* (2004a), The case for underground CO<sub>2</sub> sequestration in northern Europe, in: Geol. Soc. Spec. Publ., **233**, 17-28.
- Chadwick, R. A./ Zweigl, P./ Gregersen, U./ Kirby, G. A./ Holloway, S./ Johannessen, P. N.* (2004b), Geological reservoir characterizations of a CO<sub>2</sub> storage site: The Utsira Sand, Sleipner, northern North Sea, in Energy **29**, 1371-1381.
- Clay, C. S./ Medwin, H.* (1977) Acoustical oceanography: Principles and Applications. Wiley Interscience, New York.
- de Coninck, Helen/ Anderson, Jason/ Curnow, Paul/ Flach, Todd/ Groenenberg, Heleen/ Norton, Christopher/ Reiner, David/ Shackley, Simon/ Sigurthorsson, Guðmundur,* Is CO<sub>2</sub> capture and storage ready to roll?, in: JEEPL 2007, 402 – 414.
- DeLong, E.F.* (2004), Microbial Life Breathes Deep, in: Science, **306**, 2198-2200.
- Diamond, L. W./ Akinfiev, N. N.* (2003) Solubility of CO<sub>2</sub> in water from -1.5 to 100°C and from 0.1 to 100 MPa: evaluation of literature data and thermodynamic modelling, in: Fluid Phase Equilibria **208**, 265-290.
- Dietrich, Lars,* CO<sub>2</sub> -Abscheidung und Ablagerung (CAA) im deutschen und europäischen Energieumweltrecht, Baden-Baden 2007.
- Dietrich, Lars/ Bode, Sven,* CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Ablagerung (CAA): Ordnungsrechtliche Aspekte und ökonomische Implikationen im Rahmen des EU-Emissionshandels, HWWA Discussion Paper 327, Hamburg 2005.
- Donner, Susanne/ Lübbert, Daniel,* Kohlendioxid-arme Kraftwerke, Wissenschaftliche Dienste des Bundestages, Info-Brief WF VIII G – 096/2005, Berlin 2006.
- Duan, Z. H./ Sun, R.* (2006), A model to predict phase equilibrium of CH<sub>4</sub> and CO<sub>2</sub> clathrate hydrate in aqueous electrolyte solutions, in: Amer. Mineral. **91**(8-9), 1346-1354.
- Duan, Z. H./ Zhu, C./ Chou I.-M.* (2006), An improved model for the calculation of CO<sub>2</sub> solubility in aqueous solutions containing Na<sup>+</sup>, K<sup>+</sup>, Ca<sup>2+</sup>, Mg<sup>2+</sup>, Cl<sup>-</sup>, and SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>, in: Marine Chemistry **98**, 131-139.
- Duguid, A./ Radonjic, M./ Scherer, G.* (2005), Degradation of well cements exposed to carbonated brine, Fourth Annual Conference on Carbon Capture & Sequestration, Alexandria.

- Ehrmann, Markus*, Das ProMechG, in: EurUP 2005, 206 – 212.
- Ehrmann, Markus*, Das ProMechG, in: Oldiges, Martin (Hrsg.), Immissionsschutz durch Emissionshandel, 11. Leipziger Umweltrechts-Symposion am 4./5. Mai 2006, Baden-Baden 2007, 101.
- Feldhaus, Gerhard* (Hrsg.), BImSchG – Kommentar, 13. Aufl., Heidelberg 2000.
- Fischedick, Manfred/ Esken, Andrea/ Luhmann, Hans-Jochen/ Schüwer, Dietmar/ Supersberger, Nikolaus*, Geologische CO<sub>2</sub>-Speicherung als klimapolitische Handlungsoption, Wuppertal 2007.
- Förstner, U./ Wittmann, G. T. W.* (1983), Metal Pollution in the Aquatic Environment, Berlin.
- Frank, Veronica*, The European Community and Marine Environmental Protection in the International Law of the Sea, Leiden 2007.
- Frenz, Walter*, Emissionshandelsrecht – Kommentar, Berlin 2005.
- Frenz, Walter*, Die Zuteilungsregeln für die zweite Emissionshandelsperiode, NuR 2007, 513-520 (Teil 1) und 587 – 594 (Teil 2).
- Frenz, Walter*, Staatliche Veräußerung von Emissionszertifikaten und Finanzverfassung, in: DVBl. 2007, 1385 ff..
- Frenz, Walter* (Hrsg.), 10 Jahre Berg und Umweltrecht: Habitatschutz – Mineralische Abfälle – Emissionshandel, Heft 113, Clausthal-Zellerfeld 2008.
- Friedlingstein, P.* (2008), A steep road to climate stabilization, in: Nature, **451**, 297-298.
- Friedmann, S.J.* (2007), Geological Carbon Dioxide Sequestration, in: Elements, **3**, 179-184.
- Friedrich, Jürgen*, Carbon Capture Storage: A New Challenge for International Environmental Law, in: ZaöRV 2007, 211-227.
- Gasda, S. E./ Bachu, S./ Celia, M. A.* (2004), Spatial characterization of the location of potentially leaky wells penetrating a deep saline aquifer in a mature sedimentary basin, in: Environmental Geology, **46**, 707-720.
- Gaus, I./ Azaroual, M./ Czernichowski-Lauriol, I.* (2005), Reactive transport modelling of the impact of CO<sub>2</sub> injection on the clayey cap rock at Sleipner (North Sea) in: Chemical Geology **217**, 319-337.
- Germanwatch*, Hintergrundpapier zum Klimagipfel, Bonn 2006.

- Gladkikh, M./ Bryant, S.* (2003), Prediction of interfacial areas during imbibition in simple porous media, in: *Advances in Water Resources*, **26**, 609-622.
- Goel, N.* (2006), In situ methane hydrate dissociation with carbon dioxide sequestration: Current knowledge and issues, in: *J. Petrol. Sci. Eng.*, **51**, 169-184.
- Graf Vitzthum, Wolfgang*, Maritimes Aquitorium und Anschlusszone, Kapitel 2, in: *Graf Vitzthum, Wolfgang* (Hg.), *Handbuch des Seerechts*, München 2006.
- Guinotte, J.M./ Orr, J./ Cairns, S./ Freiwald, A./ Morgan, L./ George, R.* (2006), Will human-induced changes in seawater chemistry alter the distribution of deep-sea scleractinian corals?, in: *Front. Ecol. Environ.*, **4**, 141-146.
- Haeckel, M./ Suess, E./ Wallmann, K./ Rickert, D.* (2004), Rising methane gas-bubbles form massive hydrate layers at the seafloor, in: *Geochimica et Cosmochimica Acta*, **68**, 4335-4345.
- Haeckel, M.* (2006), A transport-reaction model of the hydrological systems of the Costa Rica subduction zone, in: A. Klaus, J. Morris und H. Villinger (Hg.), *Proceedings of the Ocean Drilling Program, Scientific Results*, **205**, Ocean Drilling Program, College Station, TX, 1-26.
- Hafner, Gerhard*, Meeresumweltschutz, Meeresforschung und Technologietransfer, Kapitel 5, in: *Graf Vitzthum, Wolfgang* (Hg.), *Handbuch des Seerechts*, München 2006.
- Haines, M./ Reeves, D./ Russell, D./ Ribas, A./ Varilek, M.*, Use of the Clean Development Mechanism for CO<sub>2</sub> Capture and Storage, 2004.
- Hauff, Volker*, Unsere gemeinsame Zukunft. Der Brundtlandbericht der Weltkommission für Umwelt und Entwicklung, Geven 1987.
- Haugan, P. M., Joos, F.* (2004), Metrics to assess the mitigation of global warming by carbon capture and storage in the ocean and in geological reservoirs, in: *Geophysical Research Letters*, **31**, L18202, doi:10.1029/2004GL020295.
- Haver, Gustav/ Bugge, Hans Christian*, Transboundary chains for CCS: Allocation of rights and obligations between the state parties within the climate regime, in: *JEPL* 2007, 367 – 377.
- Heintschel von Heinegg, Wolff*, Internationales öffentliches Umweltrecht, Kapitel 14, in: *Ipsen, Knut*, Völkerrecht, 5. Aufl., München 2004.

- Hellriegel, Mathias*, CO<sub>2</sub>-freies Kraftwerk: Rechtsrahmen für CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Ablagerung, in: Frenz, Walter (Hg.), 10 Jahre Berg und Umweltrecht: Habitatschutz – Mineralische Abfälle – Emissionshandel, Heft 113, 2007, 103 – 122.
- Hensen, C./ Wallmann, K./ Ranero, C. R./ Suess, E.* (2004), Fluid expulsion related to mud extrusion off Costa Rica - a window to the subducting slab, in: *Geology* **32**(3), 201-204.
- Hillgruber, Christian*, Der Nationalstaat in der überstaatlichen Verpflichtung, in: Isensee, Josef/ Kirchhof, Paul (Hg.), *Handbuch des Staatsrechts*, Bd. 2, 2. Aufl., Heidelberg 2004, § 32.
- Hinga, K. R.* (2002), Effects of pH on coastal marine phytoplankton, in: *Mar. Ecol. Progr. Ser.*, **238**, 281-300.
- Hoegh-Guldberg, O./ Mumby, P. J./ Hooten, A. J./ Steneck, R. S./ Greenfield, P./ Gomez, E./ Harvell, C. D./ Sale, P. F./ Edwards, A. J./ Caldeira, K., et al.* (2007), Coral Reefs Under Rapid Climate Change and Ocean Acidification, in: *Science*, **318**, 1737-1742.
- Hohmuth, Timo*, Emissionshandel und Anlagenrecht, Köln et al. 2006.
- Holloway, S.* (2001), Storage of fossil fuel-derived carbon dioxide beneath the surface of the earth, in: *Annu. Rev. Energy Environ.*, **26**, 145-166.
- Holloway, S./ Vincent, C. J./ Bentham, M. S./ Kirk, K. L.* (2006), Top-down and bottom-up estimates of CO<sub>2</sub> storage capacity in the United Kingdom sector of the Southern North Sea basin, in: *Environmental Geosciences*, **13**, 71-84.
- House, K. Z./ Schrag, D. P./ Harvey, C. F./ Lackner, K. S.* (2006), Permanent carbon dioxide storage in deep-sea sediments, in: *Proc. Nat. Acad. Sci.*, **103** (33), 12291-12295.
- Houston, S. J.* (2007), Rapid fluid-rock interaction in oilfield reservoirs, in: *Geology*, **35**, 1143-1146.
- Hu, J./ Duan, Z./ Zhu, C./ Chou, I.-M.* (2007), PVTx properties of the CO<sub>2</sub>-H<sub>2</sub>O and CO<sub>2</sub>-H<sub>2</sub>O-NaCl system, in: *Chemical Geology* **238**, 249-267.
- Inagaki, F./ Kuypers, M. M. M./ Tsunogai, U./ Ishibashi, J./ Nakamura, K./ Treude, T./ Ohkubo, S./ Nakaseama, M./ Gena, K./ Chiba, H./ Hirayama, H./ Nunoura, T./ Takai, K./ Jørgensen, B. B./ Horikoshi, K./ Boetius, A.* (2006), Microbial community in a sediment-hosted CO<sub>2</sub> lake of the southern Okinawa Trough hydrothermal system, in: *Proc. Nat. Acad. Sci.*, **103**(38), 14164-14169.

*Intergovernmental Panel on Climate Change* (2005), Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge.

*Intergovernmental Panel on Climate Change* (2007a), Climate Change 2007: The Physical Science Basis, Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.

*Intergovernmental Panel on Climate Change* (2007b), Climate Change 2007: Climate Change Impacts, Adaptations, and Vulnerabilities, Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.

*International Energy Agency* (IEA) (2006), Key world energy statistics. Organization for Economic Cooperation and Development, [www.iea.org](http://www.iea.org).

*International Energy Agency* (IEA), Greenhouse Gas R&D Programme (IEA GHG) (2006), 2nd Well Bore Integrity Network Meeting, Report **2006/12**, September 2006.

*International Energy Agency* (IEA), Greenhouse Gas R&D Programme (IEA GHG) (2007), Environmental Assessment for CO<sub>2</sub> Capture and Storage, in: Technical Study, Report **2007/1**, März 2007.

*International Maritime Organization* (IMO), Report of the Twenty-Second Meeting of the Scientific Group to the London Convention, 1999.

*Ipsen, Knut*, Völkerrecht, 5. Aufl., München 2004.

*Ishida, H./ Watanabe, Y./ Fukuhara, T./ Kaneko, S./ Furusawa, K./ Shirayama, Y.* (2005), In situ enclosure experiment using a benthic chamber system to assess the effect of high concentration of CO<sub>2</sub> on deep-sea benthic communities, in: *J. Oceanogr.*, **61**, 835-843.

*Jadhawar, P./ Mohammadi, A. H./ Yang, J./ Tohidi, B.* (2006), Subsurface carbon dioxide storage through clathrate hydrate formation, in: Lombardi, S. et al. (Hg.), *Advances in the Geological Storage of Carbon Dioxide*, Nato Sci. Ser. IV, **65**, 111-126.

*Jarass, Hans D.*, Bundesimmissionsschutzgesetz, Kommentar, 5. Aufl., München 2002.

*Jasmund, K./ Lagaly, G.* (1993), Tonminerale und Tone, Darmstadt.

*Kaszuba, J. P./ Janecky, D. R./ Snow, M. G.* (2005), Experimental evaluation of mixed fluid reactions between supercritical carbon dioxide and NaCl brine: Relevance to the integrity of a geologic carbon repository, in: *Chemical Geology*, **217**, 277-293.

- Kawahata, H./ Suzuki, A./ Goto, K. (1997), Coral reef ecosystems as a source of atmospheric CO<sub>2</sub>: evidence from PCO<sub>2</sub> measurements of surface waters, in: *Coral Reefs*, **16**, 261-266.
- Kharaka, Y. K./ Cole, D. R./ Hovorka, S. D./ Gunter, W. D./ Knauss, K. G./ Freifeld, B. M. (2006a), Gas-water-rock interactions in Frio Formation following CO<sub>2</sub> injection: Implications for the storage of greenhouse gases in sedimentary basins, in: *Geology*, **34**, 577-580.
- Kharaka, Y. K./ Cole, D. R./ Thordsen, J. J./ Kakouras, E./ Nance, H. S. (2006b), Gas-water-rock interactions in sedimentary basins: CO<sub>2</sub> sequestration in the Frio Formation, Texas, USA, in: *Journal of Geochemical Exploration*, **89**, 183-186.
- Kleypas, J. A./ Buddemeier, R. W./ Archer, D./ Gattuso, J-P./ Langdon C./ Opdyke B. N. (1999), Geochemical Consequences of Increased Atmospheric Carbon Dioxide on Coral Reefs, in: *Science*, **284**, 118-120.
- Knauss, K. G./ Johnson, J. W./ Steefel, C. I. (2005), Evaluation of the impact of CO<sub>2</sub>, co-contaminant gas, aqueous fluid and reservoir rock interactions on the geologic sequestration of CO<sub>2</sub>, in: *Chemical Geology*, **217**, 339-350.
- Kobes, Stefan, Grundzüge des Emissionshandels in Deutschland, in: NVwZ 2004, 513 – 520.
- Kobes, Stefan, Zuteilungsgesetz 2007, in: NVwZ 2004, 1153 – 1161.
- Kobes, Stefan, Zuteilungsgesetz 2008 – 2012, in: NVwZ 2007, 857 – 867.
- Körner, Raimund/ Vierhaus, Hans-Peter, TEHG – Kommentar, Berlin 2005.
- Krauthausen, B. (2007), Neuerschließung eines Kaltwassergeysirs bei Andernach, in: GMIT, **29**, 17-18.
- Kutchko, B. G./ Strazisar, B. R./ Dzombak, D. A./ Lowry, G. V./ Thaulow, N. (2007), Degradation of wellbore cement by CO<sub>2</sub> under geologic sequestration conditions, in: *Environ. Sci. Technol.*, **41**(13), 4787-4792.
- Kvamme, B./ Graue, A./ Buanes, T./ Kuznetsova, T./ Ersland, G. (2007), Storage of CO<sub>2</sub> in natural gas hydrate reservoirs and the effect of hydrate as an extra sealing in cold aquifers, in: *Int. J. Greenhouse Gas Control*, **1**, 236-246.
- Lackner, K. S. (2003), A guide to CO<sub>2</sub> sequestration, in: *Science*, **300**, 1677-1678.
- Lagoni, Rainer/ Proelß, Alexander, Festlandsockel und ausschließliche Wirtschaftszone, Kapitel 3, in: Graf Vitzthum, Wolfgang (Hg.), *Handbuch des Seerechts*, München 2006.

- Lagoni, Rainer*, Völkerrechtliche Vorgaben für die Anwendung des Umweltschadensgesetzes in der Ausschließlichen Wirtschaftszone und auf dem Festlandsockel, Baden-Baden 2007.
- Landmann, Robert von/ Rohmer, Gustav*, in: Beckmann, Martin (Hg.), Umweltrecht – Kommentar, Loseblatt München, Stand: 2007.
- Lasaga, A. C.* (1998), Kinetic Theory in the Earth Sciences, Princeton.
- Linke, P./ Wallmann, K./ Suess, E./ Hensen, C./ Rehder, G.* (2005), In situ benthic fluxes from an intermittently active mud volcano at the Costa Rica convergent margin, in: Earth & Planetary Science Letters, **235**, 79-95.
- Lombardi, S./ Altunian, L. K./ Beaubien, S. E.* (2006), Advances in the Geological Storage of Carbon Dioxide, in: Nato Sci. Ser. IV, **65**, Berlin.
- Lupton, J./ Butterfield, D./ Lilley, M./ Evans, L./ Nakamura, K./ Chadwick, W./ Resing, J./ Embley, R./ Olson, E./ Proskurowski, G./ Baker, E./ de Ronde, C./ Roe, K./ Greene, R./ Lebon, G./ Young, C.* (2006), Submarine venting of liquid carbon dioxide on a Marina Arc volcano, in: Geochim. Geophys. Geosyst., **7**, Q08007, doi:10.1029/2005GC001152.
- Martini, Mario/ Gebauer, Jochen*, „Alles umsonst?“ – Zur Zuteilung von CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikaten, in: ZUR 2007, 225 – 235.
- Mcfarlane, A. M.* (2007), Energy: The Issue of the 21st Century, in: Elements, **3**, 165-170.
- Middelburg, J. J./ Vlug, T./ van der Nat, F. J. W. A.* (1993) Organic matter mineralization in marine systems, in: Global and Planetary Change **8**, 47-58.
- Much, Susanna*, Rechtsfragen der Ablagerung von CO<sub>2</sub> in unterirdischen geologischen Formationen, in: ZUR 2007, 130 - 135.
- Nordquist, Myron H.* (Hg), United Nations Convention on the Law of the Sea, 1982: a commentary, Vol. IV, Den Haag, London, New York 1991.
- Nozaki Y.* (1997), A fresh look at element distribution in the North Pacific Ocean, in: EOS, **78**, 221.
- Oppermann, Thomas*, Europarecht, 3. Aufl., München 2005.
- Orr, J.C./ Fabry, V.J./ Aumont, O./ Bopp, L./ Doney, S.C./ Feely, R.A. et al.* (2005), Anthropogenic ocean acidification over the twenty-first century and its impact on calcifying organisms, in: Nature, **437**, 681-686.

- Pacala, S./ Socolow, R.* (2004), Stabilization wedges: Solving the climate problem for the next 50 years with current technologies, in: *Science*, **305**, 968-972.
- Palandri, J. L./ Kharaka, Y. K.* (2005), Ferric iron-bearing sediments as a mineral trap for CO<sub>2</sub> sequestration: Iron reduction using sulfur-bearing waste gas, in: *Chem. Geol.*, **217**, 351-364.
- Palandt, Otto †*, BGB, Kommentar, 67. Aufl., München 2008.
- Pearce, J. M.* (2006), What can we learn from natural analogues?, in: Lombardi, S. et al. (Hg.) *Advances in the Geological Storage of Carbon Dioxide*, Nato Sci. Ser. IV, **65**, 129-139.
- Peters, Emily*, What can be done to help the development of a UK CCS industry?, in: *JEEPL* 2007, 393 – 401.
- Petersen, W./ Hong, J./ Willamowski, C./ Wallmann, K. (1996), Release of trace contaminants during reoxidation of anoxic sediment slurries in oxic water, in: *Arch. Hydrobiol.*, **47**, 295-305.
- Pfannkuche, O./ Linke, P.* (2003), GEOMAR landers as long-term deep-sea observatories, in: *Sea Technology*, **44**, 50-55.
- Pfannkuche, O. et al.* (2007), Gas seeps in the Central and Northern North Sea, Cruise Report Alkor 290, Leibniz-Institut für Meereswissenschaften, Kiel.
- Philibert, Cédric/ Ellis, Jane/ Podkanski, Jacek*, Carbon Capture and Storage in the CDM, OECD/IEA, Paris 2007.
- Pichler, T./ Heikoop, J. M./ Risk, M. J./ Veizer, J./ Campbell, I. L.* (2000), Hydrothermal effects on isotope and trace element records in modern reef corals: A study of *Porites lobata* from Tutum Bay, Ambitle Island, Papua New Guinea, in: *Palaios*, **15**, 225-234.
- Pichler, T./ Veizer, J./ Hall, G. E. M.* (1999), The chemical composition of shallow-water hydrothermal fluids in Tutum Bay, Ambitle Island, Papua New Guinea and their effect on ambient seawater, in: *Marine Chem.*, **64**, 229-252.
- Pörtner, H.-O.* (2006), Auswirkungen von Temperaturerhöhung und CO<sub>2</sub>-Eintrag auf die marine Biosphäre, Expertise im Auftrag des WBGU, Berlin, [www.wbgu.de/wbgu\\_sn2006\\_ex04.pdf](http://www.wbgu.de/wbgu_sn2006_ex04.pdf).
- Purdy, Ray*, Geological Carbon Dioxide Storage and the Law, in: Simon Shackley und Clair Gough (Hg.), *Carbon Capture and its Storage*, Ashgate 2006, 87-139.

- Purdy, Ray/ Ian Havercroft*, Carbon Capture and Storage: Developments under European Union and International Law, in: JEEPL 2007, 353 – 366.
- Raistrick, M./ Mayer, B./ Shevalier, M./ Perez, R. J./ Hutcheon, I./ Perkins, E./ Gunter, B.* (im Erscheinen), Using chemical and isotopic data to quantify ionic trapping of injected carbon dioxide in oil field brines, in: Environmental Science & Technology.
- Regnault, O./ Lagneau, V./ Catalette, H./ Schneider, H.* (2005), Étude expérimentale de la réactivité du CO<sub>2</sub> supercritique vis-à-vis de phases minérales pures. Implications pour la séquestration géologique de CO<sub>2</sub>, in: Comptes Rendus Geoscience **337**, 1331-1339.
- Riddiford, F. A./ Wright, I./ Bishop, C. D./ Espie, A. A./ Torqui, A.* (2005), Monitoring geological storage: the in Salah gas CO<sub>2</sub> Storage Project, Proc. 7th International conference on Greenhouse Gas Control Technologies, 2, 1353-1359.
- Riebesell, U.* (2004), Effects of CO<sub>2</sub> enrichment on marine plankton, in: J. Oceanogr., **60**, 719-729.
- Risch, Jessica*, Windenergieanlagen in der Ausschließlichen Wirtschaftszone: Verfassungsrechtliche Anforderungen an die Zulassung von Windenergieanlagen in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ), Berlin 2006.
- Roberts, J. M./ Wheeler, A. J./ Freiwald, A.* (2006), Reefs of the Deep: The Biology and Geology of Cold-Water Coral Ecosystems, in: Science, **312**, 543-547.
- Rosenbauer, R. J./ Koksalan, T./ Palandri, J. L.* (2005), Experimental investigation of CO<sub>2</sub>–brine–rock interactions at elevated temperature and pressure: Implications for CO<sub>2</sub> sequestration in deep-saline aquifers, in: Fuel Processing Technology **86**, 1581-1597.
- Ruppel, C.* (2007), Tapping Methane Hydrates for Unconventional Natural Gas, in: Elements, **3**, 193-199.
- Rengeling, Hans-Werner* (Hg.), Handbuch zum europäischen und deutschen Umweltrecht (EUDUR), Köln et al. 1998.
- Reuter, Alexander/ Löwer, Thomas*, Das Projekt-Mechanismen-Gesetz, in: RdE 2006, 182 – 191.
- Sands, Philippe*, Principles of International Environmental Law, 2. Aufl., Cambridge 2003.
- Schönke, Adolf/ Schröder, Horst*, StGB – Kommentar, 27. Aufl., München 2006.
- Stevens, Berthold*, Das CO<sub>2</sub>-emissionsarme Kraftwerk, in: UPR 2007, 281 ff..

- Supersberger, Nikolaus/ Esken, Andrea/ Fischedick, Manfred/ Schüwer, Dietmar*, KyotoPlus-Papers: Carbon Capture and Storage – Solution to Climate Change?, Wuppertal 2006.
- Schweer, Carl-Stephan/ Hammerstein, Christian von*, TEHG – Kommentar, Köln et al. 2004.
- Saripalli, P./ McGrail, P.* (2002), Semi-analytical approaches to modeling deep well injection of CO<sub>2</sub> for geological sequestration, in: Energy Conversion and Management **43**, 185-198.
- Saylor, B. Z./ Zerai, B.* (2004), Injection and trapping of carbon dioxide in deep saline aquifers, in: Geol. Soc. London Spec. Publ., **236**, 285-296.
- Schlacke, Sabine*, Klimaschutz durch CO<sub>2</sub>-Speicherung im Meeresboden – völkerrechtliche Anforderungen und europarechtliche Herausforderungen, in: EurUP 2007, 87-95.
- Schneider von Deimling, J./ Brockhoff, J./ Greinert, J.* (2007), Flare imaging with multibeam systems: Data processing for bubble detection at seeps, in: Geochemistry, Geophysics, Geosystems, **8**, Q06004, doi:10.1029/2007/GC001577.
- Schrag, D. P.* (2007), Confronting the Climate-Energy Challenge, in: Elements, **3**, 171-178.
- Schröder, Meinhard*, Verantwortlichkeit, Völkerstrafrecht, Streitbeilegung und Sanktionen, in: Graf Vitzthum, Wolfgang (Hg.), Völkerrecht, 4. Aufl., Berlin 2007.
- Scott, Karen*, The Day After Tomorrow: Ocean CO<sub>2</sub> Sequestration and the Future of Climate Change, in: Georgetown International Environmental Law Review 2005 (18), 57 ff.
- Seibel, B. A./ Walsh P. J.* (2001), Potential Impacts of CO<sub>2</sub> Injection on Deep-Sea Biota, in: Science, **294**, 319-320.
- Service, R. F.* (2004), The Carbon Conundrum, in: Science, **305**, 962-963.
- Sommer, S./ Türk, M./ Kriwanek, S./ Pfannkuche, O.* (2008), Gas exchange system for extended in situ benthic chamber flux measurements under controlled oxygen conditions. First application – Sea bed methane emission measurements at Captain Arutyunov mud volcano, in: Limnology & Oceanography: Methods, **6**, 23-33.
- Stangeland, A.* (2007), A model for the CO<sub>2</sub> capture potential, in: Int. J. Greenhouse Gas Control, **1**, 418-429.
- Stevens, S./ Kuuskraa, V./ O'Donnell, J.* (1999), Enhanced Oil Recovery Scoping Study, EPRI, Palo Alto CA, TR-113836.
- Stumm, W./ Morgan, J. J.* (1996), Aquatic Chemistry: Chemical Equilibria and Rates in Natural Waters, J. Wiley & Sons, Inc.

- Teng H./ Yamasaki A. (1998), Can CO<sub>2</sub> hydrate deposited in the ocean always reach the sea-bed?, in: Energy Convers. Mgmt., **39**, 1045-1051.
- Thomas, H./ Bozec, Y./ Elkayal, K./ De Baar, H. J. W. (2004), Enhanced open ocean storage of CO<sub>2</sub> from shelf sea pumping, in: Science **304**, 1005-1008.
- Tishmack, J. K./ Burns, P. E. (2004), The chemistry and mineralogy of coal and coal combustion products, in: Geol. Soc. London, Spec. Publ., **236**, 223-246.
- Turekian, K. K./ Wedepohl, K. H. (1961), Distribution of the elements in some major units of the Earth's crust, in: Geol. Soc. Amer. Bull., **72**, 175-192.
- Turley, C./ Nightingale, P./ Riley, N./ Widdicombe, S./ Joint, I./ Gallienne, C./ Lowe, D./ Goldson, L./ Beaumont, N./ Mariotte, P./ Groom, S./ Smerdon, G./ Rees, A./ Blackford, J./ Owens, N./ West, J./ Land, P./ Woodason, E. (2004), Literature Review: Environmental impacts of a gradual or catastrophic release of CO<sub>2</sub> into the marine environment following carbon dioxide capture. (DEFRA: MARP 30 (ME2104)), 31 March 2004.
- Wallmann, K. (1992), Die Löslichkeit und Bindungsformen von Spurenelementen in anaeroben Sedimenten, in: Vom Wasser, **78**, 1-20.
- Wallmann, K./ Linke, P./ Suess, E./ Bohrmann, G./ Sahling, H./ Schlüter, M./ Dählmann, A./ Lammers, S./ Greinert, J./ von Mirbach, N. (1997), Quantifying fluid flow, solute mixing, and biogeochemical turnover at cold vents of the eastern Aleutian subduction zone, in: Geochimica et Cosmochimica Acta, **61**(24), 5209-5219.
- Wallmann, K./ Drews, M./ Aloisi, G./ Bohrmann, G. (2006), Methane discharge into the Black Sea and the global ocean via fluid flow through submarine mud volcanoes, in: Earth Planet. Sci. Lett., **248**, 544-559.
- Wallmann, K./ Aloisi, G./ Haeckel, M./ Tishchenko, P./ Pavlova, G./ Greinert, J./ Kutterolf, S./ Eisenhauer, A. (2008), Silicate weathering in anoxic marine sediments, in: Geochim. Cosmochim. Acta, im Erscheinen.
- Wenzhöfer, F./ Adler, M./ Kohls, O./ Hensen, C./ Strotmann, B./ Boehme, S./ Schulz, H.D. (2001), Calcite dissolution driven by benthic mineralization in the deep-sea: In situ measurements of Ca<sup>2+</sup>, pH, pCO<sub>2</sub> and O<sub>2</sub>, in: Geochim. Cosmochim. Acta, **65**, 2677-2690.
- Whitman, W.B./ Coleman, D.C./ Wiebe, W.J. (1998), Prokaryotes: The unseen majority, in: Proc. Natl. Acad. Sci. USA, **95**, 6578-6583.

Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (WBGU, Hg.), Die Zukunft der Meere – zu warm, zu hoch, zu sauer, 2006, 114 ff.

*Wilson, Elizabeth J./ Gibbons, Andrew J.*, Deploying Carbon Capture and Storage in Europe and the United States: A Comparative Analysis, in: *JEEPL* 2007, 343-352.

*Wurmnest, Wolfgang*, Windige Geschäfte? Zur Bestellung von Sicherheitsrechten an Offshore-Windkraftanlagen, in: *RabelsZ* 2008, Heft 2.

*Xu, T./ Apps, J. A./ Pruess, K.* (2005), Mineral sequestration of carbon dioxide in a sandstone-shale system, in: *Chemical Geology*, **217**, 295-318.

*Xu, T./ Sonnenthal, E./ Spycher, N./ Pruess, K.* (2006), TOUGHREACT - A simulation program for non-isothermal multiphase reactive geochemical transport in variably saturated geological media: Applications to geothermal injectivity and CO<sub>2</sub> geological sequestration, in: *Computers & Geosciences* **32**, 145-165.

*Xu, T./ Apps, J. A./ Pruess, K./ Yamamoto, H.* (2007), Numerical modeling of injection and mineral trapping of CO<sub>2</sub> with H<sub>2</sub>S and SO<sub>2</sub> in a sandstone formation, in: *Chemical Geology*, **242**, 319-346.

*Zakkour, Paul*, CO<sub>2</sub>-Capture and Storage in the EU ETS – Monitoring Guidelines for Inclusion via Article 24 of the EU ETS Directive, London 2007.

*Zeebe, R./ Wolf-Gladrow, D.* (2001), CO<sub>2</sub> in Seawater: Equilibrium, Kinetics and Isotopes, Elsevier.

*Zenke, Ines/ Handke, Alexander*, Das Projekt-Mechanismen-Gesetz – Eine erste und kritische Bewertung, in: *NuR* 2007, 668 – 674.

*Zhu, Q./ Aller, R./ Fan, Y.* (2006), Two-dimensional pH distribution and dynamics in bioturbated marine sediments, in: *Geochim. Cosmochim. Acta*, **70**, 4933-4949.



## Zusammenfassung

Zunehmend dringlich stellt sich die Aufgabe, den Klimawandel und seine anthropogenen Ursachen zu kontrollieren. Eine der wesentlichen Aufgaben liegt dabei darin, die Konzentration klimawirksamer Gase in der Atmosphäre abzubauen. Eines dieser Gase ist Kohlendioxid, das insbesondere bei der Verbrennung fossiler Energieträger freigesetzt wird. Die Industrie hat in der letzten Zeit Möglichkeiten und Methoden entwickelt, dieses Gas abzuscheiden und es so zu speichern, dass es nicht in die Atmosphäre gelangt. Da nicht zuletzt dank der neuen Instrumente des Klimaschutzes einschließlich des Emissionshandels erhebliche Investitionsmittel zur Verfügung stehen, ist die Entwicklung solcher Technologien und der Rahmenbedingungen ihres Einsatzes in letzter Zeit rasch vorangeschritten. Bei der Suche nach geeigneten Lagerstätten nimmt der Meeresuntergrund eine wesentliche Rolle ein.

Die vorliegende Untersuchung geht aus naturwissenschaftlicher (1. Teil) und juristischer Sicht (2. Teil, Kapitel 1-2) der Frage nach, wie eine sichere Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund zu gewährleisten ist. Sie spricht auch die Rahmenbedingungen solcher Projekte, nämlich den Emissionshandel (Kapitel 3) und die Haftung (Kapitel 4) an.

### *Die naturwissenschaftliche Sicht (Teil 1)*

CO<sub>2</sub> kann bedingt durch seine chemischen und physikalischen Eigenschaften in unterschiedlichen Formen im Meeresboden gespeichert werden. Speicher, die in geringen Wassertiefen angelegt werden (<200 m), enthalten gasförmiges, superkritisches oder flüssiges CO<sub>2</sub>, das aufgrund seiner geringen Dichte einen beträchtlichen Auftrieb entwickelt und ohne ein geeignetes Deckgestein in den Ozean entweichen würde. Das Deckgestein muss eine durchgehend niedrige Permeabilität aufweisen, um CO<sub>2</sub>-Leckagen zu verhindern. In großen Wassertiefen (>300 m) kann CO<sub>2</sub> dagegen als immobiler eisartiger Festkörper (CO<sub>2</sub>-Hydrat) oder als flüssiges CO<sub>2</sub> (>3000 m) deponierte werden, das eine höhere Dichte als das überstehende Meerwasser hat und somit keinen Auftrieb entwickelt. Die Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresboden ist also bei großen Wassertiefen mit einem deutlich geringeren Leckagerisiko verbunden.

Unabhängig von der Wassertiefe und vom Aggregatzustand wird das eingebrachte CO<sub>2</sub> nach einiger Zeit im Formationswasser gelöst. Dieser Prozess benötigt je nach Speichertyp mehrere Jahrzehnte bis Jahrhunderte. Die entstehenden CO<sub>2</sub>-reichen Lösungen haben eine höhere Dichte als Meerwasser, so dass das Leckagerisiko mit der Zeit abnimmt. Mächtige und permeable Speicherschichten begünstigen die rasche konvektive Lösung von CO<sub>2</sub>. Das Leckagerisiko nimmt daher mit steigender vertikaler Ausdehnung und Porosität der Speicherhorizonte

ab. Abhängig von der Reaktionsfreudigkeit und Beschaffenheit der Speichergesteine und der Deckschichten wird das gelöste CO<sub>2</sub> im Laufe von Jahrhunderten bis Jahrtausenden in Hydrogencarbonat umgewandelt oder in Mineralien gebunden und dadurch weitgehend neutralisiert. Die Auflösung von Carbonatgesteinen durch CO<sub>2</sub> erhöht die Permeabilität der Deckschichten während die Permeabilität durch die CO<sub>2</sub>-induzierte Umwandlung von reaktiven Silikaten in Tonminerale erniedrigt wird. Vor diesem Hintergrund ist es sinnvoll, Standorte und Gesteine für die CO<sub>2</sub>-Speicherung zu wählen, die durch hohe Gehalte an reaktiven Silikaten (Feldspäte, vulkanische Aschen, etc.) gekennzeichnet sind, da so das langfristige Leckagerisiko minimiert werden kann.

Um dauerhaft unschädlich zu bleiben, muss CO<sub>2</sub> für einige Jahrtausende gespeichert werden. Erfahrungen mit natürlichen und anthropogenen CO<sub>2</sub>-Speichern zeigen, dass unter günstigen Bedingungen eine Speichersicherheit für diesen Zeitraum gewährleistet ist. Das größte Sicherheitsrisiko stellen alte, ungenügend versiegelte Bohrungen dar, die potentielle Wegsamkeiten für CO<sub>2</sub>-Leckagen bieten. Erfahrungen mit der CO<sub>2</sub>-Beständigkeit von Bohrlochversiegelungen gibt es nur für Zeiträume von wenigen Jahrzehnten. Weiterhin muss der Druckanstieg im Speichergestein, der durch das eingebrachte CO<sub>2</sub> verursacht werden kann, in engen Grenzen gehalten werden, um eine mechanische Beeinträchtigung der Deckschichten zu vermeiden. Zur Risikoabschätzung sollte primär auf Erfahrungen mit bestehenden natürlichen und anthropogenen CO<sub>2</sub>-Speichern zurückgegriffen werden. Bestehende anthropogene Speicher liegen allerdings noch weit unter der für eine signifikante CO<sub>2</sub>-Emissionsreduzierung notwendigen Größenordnung von >100 Mt gespeichertem CO<sub>2</sub>. Extrapolationen auf größere Speicherkapazitäten sind nicht einfach durchzuführen. Aufgrund der Skalierungsprobleme können gesicherte Erkenntnisse zur CO<sub>2</sub>-Migration im Untergrund und zu großräumigen CO<sub>2</sub>-Leckagen letztendlich nur in der industriellen Praxis gewonnen werden.

Erfahrungen mit natürlichen CO<sub>2</sub>-Austritten an Land zeigen, dass es lokal zu ökologischen Beeinträchtigungen kommen kann, wenn die Austritte Gas in hoher Konzentration fördern. Im marinen Bereich sind ökologische Beeinträchtigungen durch CO<sub>2</sub>-Leckagen schwer abschätzbar. Wir gehen davon aus, dass der natürliche CO<sub>2</sub>-Fluss im Meeresboden durch Leckagen aus CCS-Speichern um nicht mehr als 10 % erhöht werden sollte. Damit ergibt sich für die kontinentalen Schelfbereiche ein maximal tolerierbarer Leckagefluss von 10 t CO<sub>2</sub> pro km<sup>2</sup> und Jahr. Dieser Fluss schließt auch eine Beeinträchtigung der Ökosysteme in der Wassersäule aus. Für marine Standorte mit großer Speicherdichte ergibt sich hiermit ein Grenzwert, der deutlich niedrigerer ist, als die für die klimawirksame Sequestrierung als ausreichend erachtete Leckagerate von 0.01 % pro Jahr.

*Der rechtliche Ordnungsrahmen für eine langfristig sichere Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund (Teil 2)*

Die Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund bedarf einer rechtlichen Ordnung, die den Schutz der Umwelt, vor allem der durch Versauerung vorbelasteten Meeresökosysteme auf extrem lange Frist sichert und die erforderliche Investitionssicherheit für Vorhaben der Speicherung gewährleistet. Die neuartige Problematik der Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund berührt dabei unterschiedliche Rechtsbereiche mit z.T. ebenenspezifisch unterschiedlicher Systematisierung. Dazu gehören auf völkerrechtlicher (Kapitel 1) bzw. europäischer (Kapitel 2) und nationaler Ebene der Meeresumweltschutz, das Naturschutzrecht, das Recht der Nutzung von Meeresuntergrund und besonders des Festlandsockels und das Recht des Emissionshandels (Kapitel 3) sowie das Haftungsrecht (Kapitel 4). Die Betrachtung muss wesentlich auch die aktuellen Rechtsentwicklungen in den Blick nehmen, die sich auf allen diesen Ebenen vollziehen.

*Seevölkerrecht und internationaler Meeresschutz (Kapitel 1)*

Vorhaben der Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund unterliegen dem internationalen Seerecht und damit grundsätzlich zunächst dem Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen (SRÜ). Es spricht eine generelle Umweltpflichtigkeit der Staaten aus. Art. 194 Abs. 3 i.V.m. Art. 207ff SRÜ sieht besondere Pflichten im Hinblick auf die Verhütung, Verringerung und Überwachung der Meeresumweltverschmutzung vor. Aus den Vorschriften des SRÜ lässt sich auch eine Pflicht ableiten, Vorhaben mit wesentlichen Auswirkungen auf die Meeresumwelt einer Umweltverträglichkeitsprüfung zu unterwerfen.

Das Seerechtsübereinkommen sieht eine Konkretisierung seiner Gebote durch besondere globale und regionale Übereinkommen zum Schutz der Meeresumwelt vor. Unter anderem konkretisieren das Londoner Übereinkommen mit seinem Protokoll und das OSPAR-Übereinkommen die Vorgaben des SRÜ. Die genannten Übereinkommen beziehen sich von ihrem räumlichen Anwendungsbereich her auch auf den Meeresuntergrund. Im Falle des Londoner Protokolls und des OSPAR-Übereinkommens wird dies im Text der Übereinkommen ausdrücklich klargestellt.

Im Sinne eines Regel-Ausnahme-Systems verbieten die genannten Übereinkommen grundsätzlich verschiedene Modalitäten der Einbringung von Stoffen in das Meer und den Meeres-

untergrund. Hervorzuheben ist allerdings, dass bestimmte Bereiche von vornehmerein aus dem Anwendungsbereich einzelner Bestimmungen herausfallen. Dazu zählen hier zunächst Tätigkeiten zur Erschließung und Ausbeutung von Ressourcen, insbesondere von Erdgas und Erdöl. Dies ist deswegen von Bedeutung, weil CO<sub>2</sub> dazu benutzt werden kann und auch schon benutzt wird, die Förderung von Öl und Gas zu unterstützen. Außerdem fallen Forschungstätigkeiten aus dem Anwendungsbereich der Regelungen heraus.

Soweit sie unter ihren Anwendungsbereich fallen, wurden CCS-Vorhaben durch Änderungen sowohl des Londoner Protokolls (2006) als auch des OSPAR-Übereinkommens (2007), nicht aber des Londoner Übereinkommens, ermöglicht. Dies geschah in der Weise, dass CO<sub>2</sub> bzw. genauer: CO<sub>2</sub>-Ströme in die Ausnahmeregelung mit einer Reihe von einschränkenden Bedingungen aufgenommen wurden. Danach darf die Einleitung nur in geologische Formationen im Meeresuntergrund und damit auf keinen Fall in die Wassersäule selbst erfolgen, was im Rahmen des OSPAR-Übereinkommens ergänzend durch einen klarstellenden Beschluss noch besonders hervorgehoben wird. Außerdem ist vorgesehen, dass der CO<sub>2</sub>-Strom ganz überwiegend („overwhelmingly“) aus CO<sub>2</sub> bestehen muss und deshalb im Sinne eines Minimierungsgebotes möglichst wenige Nebenstoffe enthalten soll, die aus dem Abscheidungsvorgang herrühren bzw. nachträglich für technische Zwecke der Einleitung bzw. Lagerung zugesetzt werden. Ausdrücklich wird darauf hingewiesen, dass die CO<sub>2</sub>-Einleitung und Speicherung nicht zur Abfallbeseitigung benutzt werden darf.

Zur weiteren Konkretisierung sind in beiden Vertragssystemen Leitlinien für die erforderlichen nationalen Genehmigungsverfahren beschlossen worden, die unter anderem auch Elemente einer Art Umweltverträglichkeitsprüfung vorsehen. Im Hinblick auf eine gut mögliche Anwendung beider Leitlinien in einem Genehmigungsfall empfiehlt sich eine Harmonisierung.

Die Einführung von Grenzwerten für Leckagen von CO<sub>2</sub>-Lagerungen im Meeresuntergrund als auch im Hinblick auf den Anteil von Neben- und Begleitstoffen an dem CO<sub>2</sub>-Strom ist nicht zuletzt im Hinblick auf die Ergebnisse des naturwissenschaftlichen Teils empfehlenswert.

Auch wenn nach den Leitlinien die besondere Schutzbedürftigkeit von bestimmten Meeresteilen und -ökosystemen bei der Frage der Genehmigung von Speicherungsvorhaben ausdrücklich angesprochen wird empfiehlt es sich, die Realisierung entsprechender Vorhaben in marinen Schutzgebieten, wie z.B. den FFH-Schutzgebieten, durch die Einführung eines Verbotes in den Nutzungsordnungen auszuschließen.

Ferner wäre mit Blick auf die kritischen ökologischen Verhältnisse der Ostsee, die Speicherung von CO<sub>2</sub> im baltischen Meeresuntergrund im Rahmen des Helsinki-Übereinkommens klarstellend ausdrücklich auszuschließen.

### *Die Perspektive des Europäischen Gemeinschaftsrechts (Kapitel 2)*

In der europäischen Gemeinschaft liegt mit dem Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über die geologische Speicherung von Kohlendioxid, KOM(2008) 18 endg., ein schon weit fortgeschrittener Entwurf für einen europäischen Regelungsrahmen vor. Der Vorschlag entspricht den im 1. Kapitel erläuterten völkerrechtlichen Vorgaben, die zum Teil nicht nur für die Mitgliedstaaten, sondern auch für die EG selbst verbindlich sind, wo letztere selbst Mitglied der entsprechenden internationalen Übereinkommen ist.

Die gemeinschaftsrechtliche Regelung grenzt den rechtlichen Rahmen gegenüber anderen umweltrelevanten Regelungsbereichen, z.B. gegenüber dem Abfallrecht, ausdrücklich und klar ab und schafft so ein in sich geschlossenes, spezifisches Regime für CCS.

Das angestrebte CCS-Regime der EG verfolgt insbesondere das übergeordnete Ziel des Klima- und Umweltschutzes und folgt in seiner Struktur dem dreigliedrigen Verfahrensablauf von CCS: Abscheidung-Transport-Speicherung.

Abscheidung und Transport von Kohlendioxid werden durch eine ausdrückliche Änderung bzw. Anpassung des geltenden EG-Rechts den gemeinschaftsrechtlichen IVU- oder/und UVP-Pflichten unterworfen.

Die Speicherung von Kohlendioxid wird nunmehr einem eigenen, spezifischen Regelungsrahmen sowie ebenfalls einer gemeinschaftsrechtlichen UVP-Pflicht unterworfen. Das Speicherungsregime folgt einem ordnungsrechtlichen Ansatz, der grundsätzlich nicht zwischen terrestrischer und mariner Speicherung von Kohlendioxid unterscheidet und an die Grundsätze von Vorsorge und Gefahrvermeidung anknüpft. Die CO<sub>2</sub>-Speicherung zu wissenschaftlichen Zwecken wird dadurch privilegiert, dass sie außerhalb des Anwendungsbereichs des gemeinschaftsrechtlichen Rechtsrahmens bleibt.

Das wichtigste Instrument der Regelungen stellt der Erlaubnisvorbehalt für die Durchführung von CO<sub>2</sub>-Speicherung dar; das Verfahren der Erlaubniserteilung wird detailliert und umfassend reguliert und damit EU-weit unter einheitliche, strenge Voraussetzungen gestellt.

Für die noch ausstehende Gestaltung des Ordnungsrahmens auf der Ebene des deutschen Rechts bieten die Vorgaben aus den weit fortgeschrittenen internationalen und europäischen Regelungsbestrebungen eine wesentliche Grundlage.

*Die Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund aus der Sicht des internationalen Klimaregimes und des Emissionshandels (Kapitel 3)*

Anreize für die mit erheblichen Investitionen verbundene Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund kann vor allem das Klimaregime und der Emissionshandel schaffen.

Das bestehende Recht zum Klimaschutz behandelt CCS bislang nicht explizit. Die Rechtsentwicklung ist noch im Fluss. Die Vorschläge der Kommission vom 23. Januar 2008 geben jedoch bereits klare Tendenzen vor. Zurzeit wird über die Fortschreibung des Klimaschutzregimes nach dem Auslaufen des Kyoto-Protokolls mit dem Ende des Jahres 2012 und die Einbeziehung des Einsatzes von CCS-Technologien verhandelt.

Grundsätzlich sollte dabei die CCS-Technologie als Reduktion an Quellen im Sinne des Kyoto-Protokolls eingeordnet werden, wobei jeder einzelne Prozessschritt (Abscheidung, Transport und Ablagerung) als eigene Quelle anzusehen sein wird. Die weitere Einordnung ist schwieriger. Während für Industriestaaten die Option der CCS-Projektierung als JI-Maßnahme in Frage käme, könnte die CCS-Technologie für Schwellen- und Entwicklungsländer, die über entsprechende Strukturen zur unterirdischen oder unterseeischen Ablagerung von Kohlendioxid verfügen, ein reizvoller neuer CDM-Projekttypus sein. Die Zulassung von CCS-Projekten als CDM-Maßnahmen wird noch wesentlich von der Methodologie abhängen, die ihrerseits von den Anforderungen an die Sicherheit und der Klärung haftungsrechtlicher Fragen sowie der Ausrichtung auf eine nachhaltige Entwicklung und der Zusätzlichkeit von Emissionsreduktionen abhängt. Lösungsansätze zeigen sich mit der nur zeitlich begrenzten Gültigkeit der generierten handelbaren Gutschriften oder deren Abwertung sowie der Vorsorge vor Kompensationsansprüchen durch verschiedentlich diskutierte Modelle. Die Anforderungen an CCS-Projekte sollten angesichts der Gefahren hoch sein. Auch die Anforderungen an die Methodologie, das Monitoring und die Sachverständigen sollten entsprechend ausgestaltet werden. Für die Akkreditierung von Sachverständigen für CCS-Projekte sollte zudem ein CCS-spezifischer Scope vorgesehen werden, der den Besonderheiten dieser Technologie Rechnung trägt.

Im Rahmen des Europäischen Emissionshandelssystems erscheint die Einbindung von CCS-Technologien weniger problematisch, wobei hier die konkrete Ausgestaltung des Emissionshandels nach 2012 noch abzuwarten bleibt. Es wäre sinnvoll, für solche Anlagen, die von der CCS-Technologie Gebrauch machen und in dessen Folge Emissionsberechtigungen sparen bzw. am Markt verkaufen können, eigenständige Technikstandards zu entwickeln. In diese Richtung könnten die Vorgaben der geplanten CCS-Richtlinie gehen. Dabei sollte insbeson-

dere der Leckagegefahr Rechnung getragen werden, solange die Dauerhaftigkeit und Langzeitwirkung der Ablagerung von Kohlendioxid nicht abschließend erforscht ist, sowie möglichen Emissionsverlagerungen. Regelungsbedarf besteht noch hinsichtlich zu befürchtender Emissionsverlagerungen, die im Rahmen der Emissionsbilanz einer Anlage, die von der CCS-Technologie Gebrauch macht, nicht erfasst sind. Soweit es durch den Einsatz von CCS-Technologie zu zurechenbaren Emissionen an anderer Stelle im nicht-emissionshandelspflichtigen Bereich kommt, sollten diese im Rahmen der Bilanzierung der Emissionen in Ansatz gebracht werden.

### *Haftungsfragen (Kapitel 4)*

Die Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund wirft im Hinblick auf die technischen Anforderungen und die Zeitdimension eines sicheren Einschlusses des CO<sub>2</sub>-Stroms, aber auch wegen der möglichen verwickelten internationalrechtlichen Bezüge viele Fragen im Hinblick auf die Haftung auf. Dabei sind zwei unterschiedliche Szenarien zugrunde zu legen. Einerseits geht es um Schäden, die durch ein allmähliches Entweichen verursacht werden und andererseits um Schäden infolge eines plötzlichen Austretens von CO<sub>2</sub> aus dem Speicher (blow out). Erstere würden vor allem die Umwelt betreffen; letztere können auch zu Personen-, Sach- und Vermögensschäden führen.

Nach deutschem innerstaatlichem Recht ist das Umwelthaftungsgesetz von 1990 einschlägig, weil man wohl davon ausgehen kann, dass CO<sub>2</sub>-Lagerstätten in submarinen geologischen Formationen „Anlagen“ iS dieses Gesetzes darstellen. Es empfiehlt sich aber eine Klarstellung, die zugleich die sachliche und die räumliche Anwendung auf dem deutschen Festlandsockel und in der AWZ gewährleisten könnte. Das Gesetz bietet besonders mit seiner insgesamt ausgewogenen Ursachenvermutung in § 6 UmweltHG sachangemessene Lösungen. Ob die Ersatzsummen und die Deckungsvorsorge ausreichen, bedarf mit Blick auf die möglichen Schäden der Prüfung. Außerdem wird vorgeschlagen, für den Bereich der AWZ bzw. des Festlandsockels eine Ersatzberechtigung des Bundes zu schaffen.

Daneben kommt eine Kostentragung für behördlich durchgeführte oder angeordnete Vermeidungs-, Schadensbegrenzungs- und Sanierungsmaßnahmen nach dem Umweltschadensgesetz von 2007 in Betracht, soweit Betreiber der Speicherung Verantwortliche im Sinne dieses Gesetzes sind. Es empfiehlt sich insoweit eine Klarstellung. Der räumliche Geltungsbereich der Pflichten aus dem Gesetz folgt dem Geltungsbereich der zur Bestimmung des Schadens herangezogenen Vorschriften des Naturschutz-, Wasser- und Bodenschutzrechts und umfasst

damit nur für das Bundes-Naturschutzgesetz auch den Bereich der deutschen AWZ und den Festlandsockel. Mit Blick das Wasserhaushaltsgesetz ist der räumliche Geltungsbereich auf die Küstengewässer beschränkt. Das Bundes-Bodenschutzgesetz ist hingegen überhaupt nicht anwendbar und löst deswegen keine Verantwortlichkeit nach dem Umweltschadensgesetz aus.

Zwischen Staaten besteht nach dem Völkerrecht eine Haftung für Schäden aufgrund von Völkerrechtsverletzungen einerseits und für Schäden durch rechtmäßige, aber risikogeneigte Tätigkeiten andererseits. Voraussetzung für einen völkerrechtlichen Anspruch eines Staates auf Schadensersatz ist eine grenzüberschreitende Schädigung. Grenzüberschreitend ist eine Schädigung in dem hier interessierenden Zusammenhang, wenn Schäden in einer Meereszone verursacht werden, die unter der Hoheitsgewalt eines anderen Staates steht. Aber auch Schäden an einer Sache, die unter der Hoheitsgewalt eines fremden Staates steht, z.B. eine fremde Rohrleitung auf dem eigenen Festlandsockel, löst die völkerrechtliche Verantwortlichkeit und Haftung aus. Schäden Privater können im Wege des diplomatischen Schutzes geltend gemacht werden.

Bei der weiteren Ausgestaltung eines Haftungsregimes ist zu berücksichtigen, dass Art. 19 des Entwurfes der CCS-Richtlinie vorsieht, dass die Antragsteller für Speicherprojekte eine Sicherheit leisten sollen, wobei die näheren Regelungen von dem Küstenstaat getroffen werden sollen. In der Bundesrepublik Deutschland könnte die Ausgestaltung dieser Regelung sinnvoll und zureichend anhand der oben vorgeschlagenen Anpassungen des Umwelthaftungs- und des Umweltschadensgesetzes erfolgen. Auf internationaler Ebene erscheint die Haftung bereits ausreichend gesichert. Ob darüber hinaus noch Bedarf für die Einführung gänzlich neuer Elemente der Haftung auf nationaler und internationaler Ebene und etwa die Errichtung von Fonds besteht, bedarf angesichts der vorhandenen Rechtsgrundlagen einer sorgfältigen und kritischen Prüfung.



## **English Summary**

The growing concern about climate change requires more and more urgently the control of its anthropogenic causes. One of the major issues in this regard is the reduction of the concentration of greenhouse gases in the atmosphere. One of these gases is carbon dioxide, which is produced in large quantities in the course of generating energy from fossil fuels. Industry has developed methods and means to sequester and to store this gas in a way, that it is not released into the atmosphere. As financial resources are at hand especially due to the emission trading schemes, technologies and the legal framework for its application have seen many important developments over the last few years. In view of potential storage sites, the marine subsoil plays an important role.

This project addresses questions concerning the safe storage of CO<sub>2</sub> in the marine subsoil from the natural scientific (1. Part) and legal perspective (2. Part, Chapter 1-2). It also takes into account a number of further preconditions of such activities, namely the climate change regime and emission trading (Chapter 3) as well as questions of responsibility and liability (Chapter 4).

### *The Scientific Perspective (Part 1)*

CO<sub>2</sub> can be stored in the seabed as gas, liquid or solid depending on ambient pressure and temperature conditions. At shallow water depths (<200 m) CO<sub>2</sub> occurs as gaseous, supercritical or liquid fluid having a lower density than seawater. These low density phases are buoyant and would escape into the overlying water column in the absence of a sedimentary cap rock. A sedimentary apron with a continuously low permeability is needed to prevent the leakage of CO<sub>2</sub> from the storage site into the water column. At larger water depths CO<sub>2</sub> occurs as immobile ice-like solid (CO<sub>2</sub>-hydrate at >300 m) or as a fluid phase with a density higher than seawater (>3000 m). The risk of CO<sub>2</sub> leakage is thus minimized at large water depths.

After several decades to centuries a significant fraction of the stored CO<sub>2</sub> is dissolved in the formation waters of the storage site. The resulting aqueous CO<sub>2</sub> solutions have a higher density than seawater and CO<sub>2</sub> dissolution is promoted by convective mixing in thick and permeable sediment layers. Leakage risks are thus minimized if CO<sub>2</sub> is stored in thick reservoir sediments having a high porosity and permeability. After several centuries to millennia CO<sub>2</sub> may be converted into bicarbonate and authigenic carbonate minerals by the reaction with sedimentary minerals. The permeability of sediments is enhanced by the dissolution of sedimentary carbonate minerals whereas the permeability of reservoir and cap sediments is re-

duced by the CO<sub>2</sub>-induced alteration of reactive silicate phases. High contents of reactive silicate phases (feldspars, volcanic ashes, etc.) in cap and reservoir sediments may thus help to mitigate the long-term risk of CO<sub>2</sub>-leakage.

Natural analogs and preliminary data from industrial storage sites suggest that CO<sub>2</sub> may be stored below the seabed for several millennia in suitable geological structures. Old drill holes could, however, provide high-permeability conduits for fluid and gas escape and should be regarded and monitored as major potential pathways for CO<sub>2</sub> leakage. Moreover, the pressure change caused by the injection of CO<sub>2</sub> should be monitored to prevent an extensive increase in reservoir pressure that might induce mechanical rupture of cap sediments. Several 100 Mt of CO<sub>2</sub> will be stored below the seabed in future industrial applications of CCS technology. Our current understanding of CO<sub>2</sub> migration and behavior in the marine subsurface is, however, based on storage sites harboring much smaller CO<sub>2</sub> inventories. Up-scaling is a critical issue in geological systems and it is very difficult to evaluate the future risk of CO<sub>2</sub> leakage given the currently available data. Solid data on the environment risks of sub-seabed CO<sub>2</sub> storage will only emerge from future large-scale industrial projects.

Benthic and pelagic ecosystems may be disturbed by CO<sub>2</sub> leakage via seawater and pore water acidification if the natural CO<sub>2</sub> fluxes at the seafloor are significantly enhanced by leakage from man-made submarine storage sites. Considering the range of natural benthic CO<sub>2</sub> fluxes, the maximum permissible leakage flux from submarine storage sites may be defined as 10 t of CO<sub>2</sub> km<sup>-2</sup> yr<sup>-1</sup> for marginal sea and shelf areas. This limit value would guarantee that both benthic and pelagic ecosystems are not disturbed by CO<sub>2</sub> leakage and that less than 0.01 % of the stored CO<sub>2</sub> inventory is released from the storage sites over a period of one year.

#### *The Legal Framework of the Long-Term Safe Storage of CO<sub>2</sub> in the Marine Subsoil (Part 2)*

The storage of CO<sub>2</sub> in the marine subsoil requires a legal framework, which provides for an effective protection of the environment in the long term while at the same time providing a reliable basis for related investments. A number of different legal regimes may become relevant for this new technology at different levels. At international (Chapter 1), European (Chapter 2) and national level this may include the law of marine environmental protection, nature conservation, the legal regime of the uses of the seabed, particularly the continental shelf and emission trading (Chapter 3) as well as the law on liability (Chapter 4). Analysis has to take account to ongoing legal developments, which take place at all those levels.

*The International Law of the Sea and the Protection of the Marine Environment (Chapter 1)*

The storage of CO<sub>2</sub> in the sub seabed geological formations is first of all subject to the international law of the sea and thus to the United Nations Convention on the Law of the Sea (UNCLOS). According to its Art. 194 para. 3 and Art. 207 et seq. of the Convention, States are under specific duties concerning the prevention, reduction and control of pollution of the marine environment. From these provisions a requirement of an environmental impact assessment can be derived if a major impact on the environment is expected.

The UNCLOS envisages, that its more general rules will be importantly complemented by global and regional agreements on marine environmental protection. In our case, the London Convention and Protocol as well as the OSPAR Convention are of particular relevance. All these agreements do cover the seabed and its subsoil, as is been clarified explicitly in the London Protocol and the OSPAR Convention.

In general, all these agreements prohibit certain modalities of the release of substances into the marine environment. It should, however, be noted, that their scope is not all-embracing. Most significantly, any activities concerning the exploration and exploitation of natural resources are beyond the scope of the general prohibition. This is noteworthy, as the injection of CO<sub>2</sub> in the subsoil as a method to enhance gas and oil recovery is quite common. Also, research activities fall outside the scope of application.

Furthermore, all aforementioned agreements contain certain narrowly defined exceptions, in which they prohibit or allow the dumping of certain substances under specified conditions and require that any such activity is licensed by the competent national authority.

As the current exception schemes did not include the storage of CO<sub>2</sub>, amendments were made in 2006 and 2007 respectively to the London Protocol and the OSPAR Convention. In quite similar language, the amendments include the explicit mentioning of CO<sub>2</sub> – or more precisely – CO<sub>2</sub>-streams in the exceptions under a number of conditions. First, it is made clear, that such storage may only be in marine subsoil geological formations thus excluding the possibility of dumping the substance in the water. The latter is even more explicitly prohibited by an additional decision by the OSPAR Commission. Furthermore, the amendments envisage, that the CO<sub>2</sub>-Stream has to consist „overwhelmingly“ of CO<sub>2</sub> and may not contain any additional substances for the purpose of waste disposal.

In order to give more guidance to national licensing authorities, specific guidelines have been adopted under both agreements. They include a number of procedures and criteria, including elements of an environmental impact assessment.

In conclusion and taking stock of results of the natural scientific part of the study, it is submitted, that it is advisable to set fixed numeric limitations regarding the quantity of other substances to be allowed in a CO<sub>2</sub>-stream and to define a maximum allowable leakage rate of the CO<sub>2</sub> storage site.

While acknowledging, that the specific vulnerability and sensitivity of certain marine ecosystems is taken care of by the abovementioned guidelines, it is nevertheless recommended to explicitly prohibit storage activities to take place in certain marine protected areas, including by stipulating so in relevant statutory provisions.

In view of the critical environmental conditions of the baltic sea, it is recommended to explicitly prohibit the storage of CO<sub>2</sub>-streams in this marine environment in the context of the Helsinki Convention.

#### *Developments Concerning European Community Law (Chapter 2)*

In the European Community a Draft Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the geological storage of carbon dioxide, COM (2008) 18 final has been elaborated, which envisages a comprehensive legal regime for the sequestration and storage of CO<sub>2</sub>. It is in accordance with the framework of the international law of the sea and marine environmental protection as presented in Chapter 1.

The Draft Proposal aims at securing, that CCS contributes to climate change policies and at the same time to environmental protection. It covers the whole process of sequestration, transport and storage. In view of sequestration and transport, the draft provisions build on the Community's directives on licensing and environmental impact assessment and adjust them. Further, they explicitly render inapplicable Community waste law.

The Draft Proposal establishes a specific framework for terrestrial and marine storage activities. The framework is based on risk management and the precautionary principle and requires an environmental impact assessment. Activities for research purposes are exempted from such requirements.

The main mechanism of control is a licensing scheme, which is prescribed in the Draft Proposal in quite some detail and provides for rather strict standards.

The elaboration of the legal framework for CCS in German law can build on those international and European developments.

### *CO<sub>2</sub> Storage from the Point of View of the International Climate Regime and Emission Trading (Chapter 3)*

The climate change regime and emission trading can generate important incentives for the storage of CO<sub>2</sub>. However, the existing international climate regime, which is primarily based on the Kyoto Protocol does not address CCS. Nevertheless, the proposal of the European Commission of 23. January 2008 clearly point into this direction. Actually, a renewal of the Kyoto protocol, which expires at the end of the year 2012 is under negotiation. In that context, CCS has become an issue.

Generally, CCS should be treated as a reduction at the source in a future international climate regime. In this sense, every step – just like sequestration, transport and storage should be treated as a separate source. Further details are still open. Among industrialized countries, CCS projects could represent a joint implementation activity. Developing countries, whose marine environment includes suitable storage sites, could make use of the clean development mechanism. The approval of CCS-projects will depend on the methodologies used, which would have to take into account the long-term safety of the storage site as well as liability questions and the aspect of sustainability and additionality. In this view, a number of options are discussed, including the expiry of tradable rights after some time or their devaluation and some solutions to secure long-term stability. In view of the risks at hand, the requirements imposed on methodologies, monitoring and the qualification and appointment of experts should be strict. A CCS-specific scope should be envisaged for the accreditation of experts for CCS projects in order to take into consideration the specifics of this technology.

In the context of the European emission trading regime, CCS technologies may be taken into account. Specific technical specifications should be developed for CCS technologies. The European directive might develop in this direction. The risks of leakages merit particular attention in this regard, as they are not yet fully explored scientifically. Also, it has to be secured, that CCS does not result in a shift of emissions, which render them invisible in terms of the trading regime.

*Liability Questions (Chapter 4)*

Due to the technological challenges involved and the need for long-term security, the storage of CO<sub>2</sub> in the seabed and its subsoil raises a number of questions regarding liability, which are delicate ones in view of the intricate international law issues involved. Basically, two different scenarios have to be taken into account in this regard. First, there may be a small leakage, which results in a gradual release of CO<sub>2</sub> into the marine environment. On the other hand, there may be a sudden blow-out, which however, is not very likely to occur. The first scenario will result in an impact on the environment, whereas the latter one may also result in damage to life, health and property.

Liability in those cases could be based on the German Environmental Liability Act of 1990 (Umwelthaftungsgesetz), which is applicable to certain technical installations which are listed in Annex 1. However, it is at least doubtful, whether a CCS storage site could qualify under one of the entries in the list. It seems advisable to clarify the language of Annex 1 and – at the same time – explicitly clarify the applicability of the Act in view of the continental shelf and the EEZ. Otherwise, the Act is a suitable basis for liability. In particular, the rule on the burden of proof in para. 6 of the Act must be mentioned, which can be considered to be appropriate in the case at hand. Some consideration seem necessary with a view to the limitation of damages in the Act and the kind of compulsory cover. Furthermore, as regards the continental shelf and the EEZ, an amendment should be made to that effect, that the Federal Republic of Germany has a standing to claim damages.

Costs regarding the prevention, mitigation and cleanup of environmental damages may be recovered under the German Environmental Damage Act, which, however, does not cover the whole marine area.

Among States, the customary international law principles concerning State responsibility and a liability for damages caused by activities not prohibited under international law may apply in the case of transboundary damages. Those damages might i.a. occur, where a storage activity causes damages in marine areas of another State. Damages done to Private might be claimed on the basis of diplomatic protection.

In view of the further development of the liability scheme, Art. 19 of the EU Draft Directive has to be kept in mind, which requires, that financial securities are afforded in the course of licensing a storage project. As far as German law is concerned, the Acts as mentioned above can provide for the related liability claims, if their applicability is secured along the lines as discussed above. In view of these options, the advisability of new and additional elements in

the liability regime, including – for instance – the introduction of funds, require a closer and critical analysis.