

# **Falsche Hoffnung**

**Warum CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Lagerung  
das Klima nicht retten werden**

**GREENPEACE**

## Inhaltsverzeichnis

1 Zusammenfassung.....	3
2 Einführung .....	8
3 CCS aus technischer Sicht.....	8
3.1 Abscheidung.....	8
3.2 Transport .....	9
3.3 Lagerung.....	10
4 Schluss mit der Verschleierung.....	14
4.1 CCS kommt zu spät für den Klimaschutz.....	14
4.2 CCS vergeudet Energie.....	16
4.3 CCS-Lagerung – wohin mit all dem CO <sub>2</sub> und für wie lange? .....	19
4.4 CCS ist zu teuer .....	23
4.5 CCS und die Haftung: ein riskantes Unterfangen .....	26
5 Die wahre Lösung für die Klimakrise ist bereits vorhanden .....	32
6 Quellenverzeichnis.....	33

**Herausgeber:** Greenpeace International, Ottho Heldringstraat 5, 1066 AZ Amsterdam, Tel: +31-20- 718 20 00, Fax: +31-20-514 81 51,

**Autoren:** Emily Rochon, Dr. Erika Bjureby, Dr. Paul Johnston, Robin Oakley, Dr. David Santillo, Nina Schulz, Dr. Gabriela von Goerne

**Redaktion:** Jo Kuper

**V.i.S.d.P.:** Gabriela von Goerne, Greenpeace e.V., Große Elbstraße 39, 22767 Hamburg, Tel. 040-306 18 – 0, Fax 040 – 306 18 100, E-Mail: mail@greenpeace.de, Internet: www.greenpeace.de

**Stand:** Mai 2008

**Deutsche Übersetzung:** Kerstin Witzel

## **1 Zusammenfassung**

Mit der Kohlendioxid-Abscheidung und -Lagerung („Carbon Capture and Storage“, CCS) sollen die Auswirkungen der Verbrennung fossiler Brennstoffe auf das Klima verringert werden, indem das CO<sub>2</sub> in den Schornsteinen der Kraftwerke aufgefangen und unterirdisch entsorgt wird. Intensiv unterstützt wird die zukünftige Entwicklung dieser Technologie von der Kohleindustrie, die damit den Bau neuer Kohlekraftwerke rechtfertigen will.

Dieser Bericht, der auf von Experten überprüften, unabhängigen wissenschaftlichen Forschungen basiert, zeigt:

### **CCS kommt zu spät, um den gefährlichen Klimawandel aufzuhalten.**

Die frühestmögliche Verfügbarkeit von CCS auf Kraftwerksebene wird nicht vor 2030 erwartet.<sup>1</sup> Um die schlimmsten Folgen des Klimawandels zu verhindern, müssen die globalen Treibhausgasemissionen jedoch bereits ab 2015 sinken – in gerade einmal sieben Jahren.

### **CCS vergeudet Energie.**

Diese Technologie verbraucht zwischen 10 und 40% der im Kraftwerk erzeugten Energie.<sup>2</sup> Der großflächige Einsatz von CCS wird wahrscheinlich die Effizienzgewinne der letzten 50 Jahre zunichte machen und den Ressourcenverbrauch um ein Drittel erhöhen.<sup>3</sup>

### **Die unterirdische Lagerung von Kohlenstoff ist riskant.**

Eine sichere und dauerhafte Lagerung von CO<sub>2</sub> kann nicht garantiert werden. Selbst geringe Leckageraten könnten jegliche Bemühungen gegen den Klimawandel scheitern lassen.

### **CCS ist teuer.**

Die Kraftwerkskosten könnten sich verdoppeln und die Strompreise um 21–91% ansteigen.<sup>4</sup> Die finanziellen Mittel, die für CCS verwendet werden, stehen nachhaltigen Lösungen für den Klimawandel nicht mehr zu Verfügung.

### **CCS birgt wesentliche Haftungsrisiken.**

CCS stellt eine Gefahr für Gesundheit, Ökosysteme und Klima dar. Wie groß diese Gefahren sein werden, ist noch nicht abzusehen.

Die Klimakrise verlangt sofortiges Handeln. Klimaforscher weisen darauf hin, dass zur Vermeidung der schlimmsten Folgen die globalen Treibhausgasemissionen bis 2015 ihren Höchststand erreichen und dann bis 2050, bezogen auf das Jahr 2000 um mindestens 50% sinken müssen.<sup>5</sup> Kohle ist der umweltschädlichste von allen fossilen Brennstoffen und stellt die größte Bedrohung für das Klima dar. Werden aktuelle Pläne umgesetzt und Hunderte von Milliarden Euro in Kohlekraftwerke investiert, dann werden die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Kohle bis 2030 um 60% ansteigen.

Bedenken über die Realisierbarkeit, Kosten, Sicherheit und Haftung machen CCS zu einer Risikounummer. Ein Umfrage unter 1.000 „Klima-Entscheidungsträgern und -Einflussnehmern“ auf der ganzen Welt bringt erhebliche Zweifel an den Fähigkeiten von CCS zum Vorschein. Nur 34% der Befragten waren zuversichtlich, dass die Nachrüstung mit einer ‚sauberen Kohletechnologie‘ bei bestehenden Kraftwerken die CO<sub>2</sub>-Emissionen in den nächsten 25 Jahren ohne inakzeptable Nebenwirkungen reduzieren könnte, und nur 36% glaubten an die Fähigkeit von CCS zur Bereitstellung von kohlenstoffarmer Energie mit neuen Kraftwerken<sup>6</sup>.

Die wahre Lösung für den drohenden Klimawandel liegt in erneuerbaren Energien und Energieeffizienz – damit lässt sich schon heute das Klima schützen. Durch Effizienzmaßnahmen lässt sich der Energiebedarf enorm reduzieren, Maßnahmen, die mehr Geld einsparen als sie kosten. Technisch verfügbare erneuerbare Energiequellen wie Wind, Wellen und Sonne können sechsmal mehr Energie zur Verfügung stellen als die ganze Welt heute braucht – und zwar unbegrenzt.

Greenpeace' Energie [R]evolution<sup>7</sup> stellt einen praktischen Entwurf dar, der illustriert, wie erneuerbare Energie, kombiniert mit gesteigerter Energieeffizienz, die globalen CO<sub>2</sub>-Emissionen um fast 50% verringern und bis 2050 die Hälfte des weltweiten Energiebedarfs decken kann.

### **Was ist CCS?**

CCS ist ein integriertes Verfahren, das aus drei verschiedenen Komponenten besteht: CO<sub>2</sub>-Abscheidung, -Transport und -Lagerung (einschließlich Vermessung, Überwachung und Überprüfung).

Mit der CCS-Technologie soll ein konzentrierter CO<sub>2</sub>-Strom erzeugt werden, der komprimiert, transportiert und gelagert werden kann. Der Transport des CO<sub>2</sub> zum Speicherort findet höchstwahrscheinlich über Pipelines statt.

Die Lagerung des aufgefangenen Kohlendioxids ist der letzte Teil dieses Verfahrens. Der größte Teil des CO<sub>2</sub> soll in geologischen Speichern an Land oder unter dem Meeresboden gelagert werden. Eine Entsorgung des überschüssigen CO<sub>2</sub> im Meer ist ebenfalls vorgeschlagen worden, doch diese Möglichkeit wurde bereits wegen der problematischen Auswirkungen des CO<sub>2</sub> auf das Ökosystem Meer und wegen der rechtlichen Unzulässigkeit weitgehend verworfen.

### **CCS kommt zu spät**

Die Dringlichkeit der Klimakrise erfordert Lösungen, die möglichst bald zum großflächigen Einsatz bereit sind. Wie das Entwicklungsprogramm der Vereinten Nationen (UNDP) bemerkt: „CCS wird viel zu spät auf dem Schauplatz erscheinen, um einen Beitrag zur Minderung des gefährlichen Klimawandels zu leisten“.<sup>8</sup> Im Moment gibt es weltweit keine großen Kohlekraftwerke, die Kohlendioxid abscheiden, geschweige denn irgendwelche Lagerungsmaßnahmen durchführen.<sup>9</sup>

Der früheste Zeitpunkt, zu dem CCS vermutlich auf Großkraftwerksebene technisch durchführbar sein wird, ist 2030.<sup>10</sup> Der Zwischenstaatliche Ausschuss für Klimaänderungen („Intergovernmental Panel on Climate Change“, IPCC) erwartet die wirtschaftliche Rentabilität von CCS frühestens für die zweite Hälfte dieses Jahrhunderts.<sup>11</sup> Selbst dann wird für 40–70% der Emissionen im Stromsektor eine CO<sub>2</sub>-Abscheidung nicht geeignet sein.<sup>12</sup>

Dennoch wird CCS von Energieunternehmen und Versorgungsbetrieben als Vorwand benutzt, um Pläne zum Bau neuer Kohlekraftwerke voranzutreiben. Diese Kraftwerke werden als „CCS-fähig“ („capture-ready“) bezeichnet. Die Internationale Energieagentur (IEA) beschreibt ein „CCS-fähiges“ Kraftwerk als eines, „das nachträglich mit einer CO<sub>2</sub>-Abscheidung[stechnologie] ausgerüstet werden kann, wenn die notwendigen gesetzlichen oder wirtschaftlichen Voraussetzungen geschaffen sind“.<sup>13</sup> Diese Definition lässt soviel Spielraum, dass theoretisch jedes Kraftwerk als „CCS-fähig“ bezeichnet werden könnte, was den Ausdruck zur Phrase macht.

Die reale Gefahr von „CCS-fähigen“ Kraftwerken liegt darin, dass Zusagen über Nachrüstungen wahrscheinlich nicht eingehalten werden. Denn eine Nachrüstung ist sehr kostspielig und kann solch hohe Effizienzverluste verursachen, dass Kraftwerke unrentabel werden.<sup>14</sup> Und selbst wenn ein Kraftwerk die technischen Voraussetzungen zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung erfüllt, ist nicht sicher, dass Lagerstätten verfügbar sein werden.

In Großbritannien wird ein geplantes Kohlekraftwerk in Kingsnorth, Kent, als „CCS-fähig“ angepriesen: Sollte die CCS-Technologie in der Zukunft jemals verfügbar sein, kann sie eingebaut werden. Doch hat niemand eine Vorstellung davon, ob und wann das der Fall sein wird. In der Zwischenzeit und möglicherweise während seiner gesamten Laufzeit wird Kingsnorth, falls es gebaut wird, um die 8 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr ausstoßen – soviel wie die gesamten CO<sub>2</sub>-Jahresemissionen in Ghana.<sup>15</sup>

Falls CCS jemals einen Beitrag leistet, wird er nicht ausreichen und zu spät kommen.

### **CCS vergeudet Energie**

Die Abscheidung und Lagerung von CO<sub>2</sub> verbraucht sehr viel Energie, bis zu 10–40% der Kraftwerkskapazität.<sup>16</sup> Eine Energieeinbuße von nur 20% würde bei vier gebauten Kraftwerken den Bau eines weiteren Kraftwerkes notwendig machen.<sup>17</sup>

Um dieselbe Menge Strom zu produzieren, müsste ein CCS-Kraftwerk im Vergleich zu einem konventionellen Kraftwerk ohne CCS wegen der Effizienzverluste mehr Kohle fördern, transportieren und verbrennen.

CCS würde auch mehr wertvolle Ressourcen verbrauchen. Kraftwerke mit Auffangtechnologie benötigen bis zu 90% mehr Frischwasser als Kraftwerke ohne. Dies wird die Wasserknappheit, die bereits durch den Klimawandel zunimmt, noch weiter verschärfen.<sup>18</sup> Gesamt gesehen wird der großflächige Einsatz von CCS wohl die Effizienzgewinne der letzten 50 Jahre vernichten und zu einem Anstieg des Ressourcenverbrauchs um ein Drittel führen.<sup>19</sup>

### **Die unterirdische Lagerung von Kohlendioxid ist riskant**

Die Internationale Energieagentur (IEA) schätzt, dass die Menge an CO<sub>2</sub>, die bis 2050 aufgefangen und gelagert werden muss um den Klimawandel deutlich zu verringern, 6.000 Projekte erfordern würde, bei denen jeweils eine Million Tonnen CO<sub>2</sub> jährlich in den Boden eingepresst wird.<sup>20</sup> Zurzeit ist weder klar, ob die Abscheidung und Lagerung solcher großen Mengen Kohlendioxid technisch möglich ist, also ob es ausreichend Lagerstätten gibt, noch ob sie in ausreichender Nähe zu den Kraftwerken liegen. Ein Transport von CO<sub>2</sub> über Entfernungen von mehr als 100 Kilometern wäre wahrscheinlich aus Kostengründen unmöglich.<sup>21</sup>

Alle Anstrengungen zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung sind sinnlos, wenn es keinen ausreichenden und verfügbaren Platz zur dauerhaften Lagerung gibt. Selbst falls es technisch machbar ist, Hunderttausende von Gigatonnen CO<sub>2</sub> zu versenken, gibt es keine Garantie dafür, dass die Lagerstätten entsprechend geeignet sind und während der erforderlichen Zeitdauer angemessen verwaltet werden.

Bei CO<sub>2</sub> in geologischen Lagerstätten besteht immer das Risiko einer Leckage. Auch wenn es gegenwärtig nicht möglich ist, das genaue Risiko zu quantifizieren, bedeutet doch jegliche CO<sub>2</sub>-Freisetzung einen potenziellen Einfluss auf die Umgebung: Luft, Grundwasser oder Boden. Eine dauerhafte Leckage könnte selbst bei einer geringen Rate von 1% die Bemühungen zur Verringerung des Klimawandels zunichte machen.<sup>22</sup> Möglicherweise könnten CO<sub>2</sub>-Leckagen behoben werden, aber es existieren keinerlei praktische Erfahrungen oder Kostenschätzungen für solche Maßnahmen.<sup>23</sup>

Ein Beispiel für die Gefährlichkeit einer natürlichen CO<sub>2</sub>-Leckage war der Lake Nyos, Kamerun, im Jahr 1986. Nach einem Vulkanausbruch wurden große Mengen CO<sub>2</sub>, die sich am Grund des Sees angesammelt hatten, plötzlich freigesetzt und töteten 1.700 Menschen und Tausende Rinder im Umkreis von 25 Kilometern.<sup>24</sup>

## **CCS ist teuer und verhindert die Förderung von nachhaltigen Lösungen**

Auch wenn die Kostenschätzungen für die CCS-Technologie erheblich schwanken, ist doch eines sicher: Sie ist ausgesprochen teuer. CCS wird erhebliche Finanzmittel zum Bau der Kraftwerke und der notwendigen Infrastruktur für den Transport und die Lagerung des CO<sub>2</sub> benötigen. Bestehende politische Mechanismen wie der Kohlenstoffpreis müssten beträchtlich angehoben werden (auf bis zum Fünffachen des heutigen Niveaus) und durch zusätzliche politische Verpflichtungen und finanzielle Anreize ergänzt werden.<sup>25</sup>

Das US-Energieministerium rechnet damit, dass sich die Kraftwerkskosten durch die Installation eines CO<sub>2</sub>-Abscheidungssystems fast verdoppeln.<sup>26</sup> Das wird zu einer drastischen Erhöhung der Strompreise um 21–91% führen.<sup>27</sup>

Die Bereitstellung der umfangreichen Unterstützung, die nötig ist um CCS in Gang zu bringen, geht auf Kosten der wahren Lösungen. Die aktuelle Forschung belegt, dass Strom aus CCS-Kohlekraftwerken teurer sein wird als umweltfreundlichere Energiequellen wie Windkraft und viele Arten nachhaltiger Biomasse.<sup>28</sup>

In den vergangenen Jahren ist der Anteil der Etats für Forschung und Entwicklung in Staaten, die an CCS arbeiten, förmlich explodiert. Die Finanzierung von erneuerbaren Technologien und Effizienz dagegen hat inzwischen stagniert oder ist sogar zurückgegangen.

In den USA hat das Energieministerium eine Etaterhöhung für CCS-Programme um 26,4% beantragt (auf 623,6 Millionen US-Dollar [394,37 Mio. Euro]), während der Forschungsetat für erneuerbare Energie und Effizienz um 27,1% gesenkt wurde (auf 146,2 Millionen US-Dollar [92,46 Mio. Euro]).<sup>29</sup> Australien besitzt drei Forschungszentren für fossile Brennstoffe, darunter eines für CCS – und kein einziges für erneuerbare Energie-Technologien.<sup>30</sup> Die norwegische Regierung stellte kürzlich 20 Milliarden NOK (4 Milliarden US-Dollar [2,5 Mrd. Euro]) für zwei CCS-Projekte zur Verfügung, und zwar auf Kosten der Investitionen in erneuerbare Technologien.

Gelder, die für CCS ausgegeben werden, stehen erneuerbaren Energien zur Lösung der Klimakrise nicht mehr zur Verfügung. Selbst unter der Annahme, dass CCS irgendwann technisch durchführbar, wirtschaftlich rentabel, sicher für die Umwelt und die Lagerung dauerhaft möglich sein wird, wären die Auswirkungen sehr begrenzt, aber ausgesprochen teuer. Wie der Bericht „Futu[r]e Investment“ von Greenpeace zeigt, würden Investitionen in eine erneuerbare Energien-Zukunft dagegen jährlich 180 Milliarden US-Dollar [113 Mrd. Euro] einsparen und die CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2050 halbieren.<sup>31</sup>

## **CCS und die Haftung: ein riskantes Unterfangen**

Der großflächige Einsatz von CCS bringt entscheidende Haftungsrisiken mit sich, einschließlich negativer Gesundheitsfolgen, Schäden für Ökosysteme, Grundwasserkontamination, Trinkwasserverschmutzung sowie steigende Treibhausgasemissionen aufgrund von Leckagen. Es gibt keine verlässliche Grundlage für Schätzungen zur Wahrscheinlichkeit oder zum Ausmaß dieser Risiken. Da die vorhandene Gesetzgebung auf diese Fälle nicht vorbereitet ist, bleibt die wichtige Frage, wer haftbar ist, unbeantwortet.<sup>32</sup>

Die Industrie betrachtet die Haftungsfrage als Hindernis für die weitere Entwicklung von CCS<sup>33</sup> und ist nicht bereit, umfangreich in CCS zu investieren, solange sie nicht durch entsprechende Rahmenbedingungen von der langfristigen Haftung befreit wird. Das Risiko ist so hoch, dass manche Versorger nicht bereit sind, das CO<sub>2</sub> zur Lagerung bereitzustellen, wenn sie nicht durch die Entfernung des CO<sub>2</sub> vom Kraftwerksgelände von ihrer Inhaberschaft befreit werden.<sup>34</sup> Mögliche Betreiber drängen auf eine zeitliche Begrenzung der rechtlichen Haftbarkeit für permanent gelagertes Kohlendioxid auf zehn Jahre.<sup>35</sup>

Die Befürworter von CCS fordern von den Regierungen nahezu vollständigen rechtlichen Schutz, darunter Maßnahmen zum Schutz der Betreiber vor Rechtsstreitigkeiten, Eigentumsübertragung auf die Regierung bzw. die Begrenzung der zu zahlenden Entschädigungssumme im möglichen Schadensfall.<sup>36</sup> Vermutlich wird am Ende die Öffentlichkeit das Risiko für die CO<sub>2</sub>-Lagerung übernehmen und für daraus entstehende Schäden zahlen.

Das Ausmaß der Unterstützung für das kürzlich gescheiterte FutureGen-Projekt in den USA lässt die tatsächlichen Kosten von CCS erahnen. FutureGen war das CCS-Flaggschiff-Projekt der Bush-Regierung, eine privat-staatliche Kooperation zwischen der US-Regierung und Industriegiganten wie Rio Tinto und der American Electric Power Service Corp. FutureGen erhielt nicht nur einmalig hohe öffentliche Gelder (in der Größenordnung von 1,3 Milliarden US-Dollar [0,82 Mrd. Euro]), sondern war auch von jeglicher finanzieller und rechtlicher Haftung für den Fall einer unerwarteten Freisetzung von Kohlendioxid befreit<sup>37</sup>, von Gerichtsverfahren freigestellt und bekam sogar die Versicherungspolice bezahlt.<sup>38</sup>

### **Die wahre Lösung für die Klimakrise ist bereits vorhanden**

Mit der Investition in CCS droht die Welt sich in eine Energiezukunft zu verrennen, die das Klima nicht retten kann. Die Technologien mit dem größten Potenzial zur Energiesicherung und Emissionsreduzierung, nämlich erneuerbare Energie und Energieeffizienz, müssen favorisiert werden.

Greenpeace' „Energie [R]evolution“ legt dar, wie die Kombination aus erneuerbarer Energie und höherer Energieeffizienz die globalen CO<sub>2</sub>-Emissionen um fast 50% reduzieren und bis 2050 die Hälfte des weltweiten Energiebedarfs decken kann.<sup>39</sup>

Während des jahrzehntelangen technologischen Fortschritts sind erneuerbare Technologien wie Windturbinen, Photovoltaikanlagen, Biomassekraftwerke und Sonnenwärmekollektoren immer attraktiver geworden. Dieselben Klima-Entscheidungsträger, die CCS skeptisch gegenüberstehen, vertrauten weitaus mehr auf das Potenzial der erneuerbaren Technologien zur Reduzierung der Treibhausgase. 74% glaubten an solare Warmwassergewinnung, 62% an Offshore-Windanlagen und 60% an Onshore-Windanlagen.<sup>40</sup>

Der Markt für erneuerbare Energie wächst rasant: Im Jahr 2007 überstiegen die globalen Jahresinvestitionen in erneuerbare Energien die 100-Milliarden-Dollar-Grenze.<sup>41</sup>

Viele Staaten haben das Potenzial dieser wahren Klimailösungen erkannt und treiben ihre ehrgeizigen Pläne für eine Energierevolution innerhalb ihrer Grenzen voran. Neuseeland hat sich die Erreichung der CO<sub>2</sub>-Neutralität bis zur Mitte des Jahrhunderts zum Ziel gesetzt. Erneuerbare Energie und Energieeffizienz, nicht CCS, lautet das Motto. Neuseeland bezieht bereits 70% des Stroms aus erneuerbaren Quellen und will diesen Anteil bis 2025 auf 90% erhöhen.<sup>42</sup> In Deutschland ist der Verbrauch erneuerbarer Energie in den letzten zehn Jahren um 300% gestiegen. Im Jahr 2007 wurden in den USA Windanlagen mit über 5.200 MW installiert, das sind 30% aller neu installierten Energieanlagen in diesem Jahr – ein Anstieg von 45% innerhalb eines Jahres.<sup>43</sup>

Die Dringlichkeit der Klimakrise erfordert die kurzfristige Einsatzbereitschaft von Lösungen auf breiter Ebene. CCS kommt schlichtweg zu spät. Diese Technologie ist höchst spekulativ, riskant und wahrscheinlich in den nächsten zwanzig Jahren technisch nicht durchführbar. CCS als Vorwand für den Bau neuer Kohlekraftwerke zu benutzen ist inakzeptabel und unverantwortlich; denn „CCS-fähige“ Kohlekraftwerke stellen eine große Bedrohung für das Klima dar.

Die Welt kann den Kampf gegen den Klimawandel nur aufnehmen, wenn sie ihre Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen, vor allem Kohle, reduziert. Erneuerbare Energien und Energieeffizienz sind sichere, kosteneffektive Lösungen ohne die Risiken von CCS, und sie stehen schon heute bereit um die Emissionen zu senken und das Klima zu schützen.

## 2 Einführung

*Falsche Hoffnung* beginnt mit einer technischen Einführung zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Lagerung und erklärt den Verfahrensablauf sowie die Systemkomponenten. Dann wird detailliert erläutert, wieso die CCS-Technologie für den Klimaschutz zu spät kommt. Dieser Abschnitt erklärt auch, wie die Industrie CCS als Deckmantel verwendet, um grünes Licht für den Bau neuer Kohlekraftwerke zu erhalten. Danach untersucht der Bericht, wie die CCS-Technologie Energie vergeudet und dadurch die Energieeffizienz von Kohlekraftwerken reduziert.

*Falsche Hoffnung* betrachtet außerdem die wesentlichen Probleme bezüglich der umfangreichen Lagerung von CO<sub>2</sub>, wie z.B. die Tatsache, dass nicht klar ist, ob genügend Lagerkapazitäten in ausreichender Qualität vorhanden sind, sowie die Risiken von CO<sub>2</sub>-Leckagen und erklärt, wie bereits kleine Leckagen die Klimaschutzeffekte von CCS zunichte machen könnten. Anschließend zeigt der Bericht auf, dass der großflächige Einsatz von CCS unerschwinglich teuer ist und wie die Finanzierung von CCS-Projekten die dringend zum Klimaschutz benötigten Investitionen in erneuerbare Energie und Energieeffizienz verhindert.

Der Bericht berücksichtigt ebenfalls die enormen wirtschaftlichen, rechtlichen, politischen, technologischen, Umwelt- und Nachhaltigkeitsrisiken, die mit CCS verbunden sind. Er beschreibt, dass aktuelle Gesetze für diese Risiken nicht ausgelegt sind und wesentliche Fragen nach den Haftenden unbeantwortet lassen.

Schließlich stellt der Bericht dar, dass die wahre Lösung für die Klimakrise bereits vorhanden ist. Die Greenpeace Energie [R]evolution ist ein praktischer Entwurf, der zeigt, wie erneuerbare Energien in Kombination mit gesteigerter Energieeffizienz die globalen CO<sub>2</sub>-Emissionen um fast 50% reduzieren und die Hälfte des weltweiten Energiebedarfs bis 2050 decken kann.<sup>44</sup>

## 3 CCS aus technischer Sicht

Der folgende Bericht ist keinesfalls vollständig, sondern soll vielmehr einen allgemeinen Überblick über die verschiedenen Schritte der CO<sub>2</sub>-Abscheidung, des Transports und der Lagerung sowie die Systemkomponenten geben.

CCS soll das bei verschiedenen Verbrennungs- und Industrieprozessen entstehende Kohlendioxid auffangen und unterirdisch oder unter dem Tiefseeboden speichern. Seine Anwendung ist für CO<sub>2</sub>-Hauptverursacher, wie fossile Kraftwerke, vorgesehen.

Als integrierter Prozess besteht CCS aus drei verschiedenen Komponenten: CO<sub>2</sub>-Abscheidung, CO<sub>2</sub>-Transport und CO<sub>2</sub>-Lagerung (einschließlich Messung, Überwachung und Überprüfung). Diese Komponenten werden im Folgenden genauer dargestellt.

### 3.1 Abscheidung

Der bei weitem energieintensivste Teil des CCS-Prozesses ist die CO<sub>2</sub>-Abscheidung, bei der ein konzentrierter CO<sub>2</sub>-Strom erzeugt wird, der komprimiert, transportiert und schließlich gelagert werden kann. Je nach Verfahren oder Kraftwerk unterscheidet man drei verschiedene Methoden: Pre-Combustion, Post-Combustion und Oxyfuel-Combustion. Bei der Pre- und Post-Combustion liegt die Abscheiderate üblicherweise zwischen 85–95% des emittierten CO<sub>2</sub>, während die Abscheidungsmenge bei der Oxyfuel-Combustion um die 98% liegt.<sup>45</sup>

**Pre-Combustion**-Abscheidungssysteme fangen das CO<sub>2</sub> vor der Verbrennung auf, und zwar durch Gasifizierung. Bei der Gasifizierung von fossilen Brennstoffen entsteht ein „Synthesegas“, das hauptsächlich Kohlenmonoxid, Methan und Wasserstoff enthält. Vor der Verbrennung lässt man das Synthesegas mit Dampf reagieren um CO<sub>2</sub> zu erzeugen, welches dann meist durch physikalische oder chemische Absorptionsverfahren aus dem Gasstrom aufgefangen wird.<sup>46</sup> Pre-Combustion-Systeme sind zwar keine ausgereifte Markttechnologie, doch zur Anwendung in Kraftwerken mit integrierter Kohlevergasung („Integrated Gasification Combined Cycle“, IGCC) vorgesehen. Bevor jedoch die großflächige Kombination von integrierter Kohlevergasung und CCS möglich ist, müssen erst wesentliche technische Herausforderungen bewältigt werden.<sup>47</sup>

**Post-Combustion**-Techniken sind das Standardverfahren zur Entfernung von Schadstoffen wie Schwefel aus dem Rauchgas von kohlebefeueten Kraftwerken. Rauchgas enthält normalerweise bis zu 14% CO<sub>2</sub>, das entweder durch physikalische oder chemische Absorption, Kryogenik oder Membrantechnologien separiert werden muss. Zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung ist die chemische Absorption mit Aminen wie Monoethanolamin (MEA) die gebräuchlichste Methode.<sup>48</sup> Das erhaltene CO<sub>2</sub> wird gekühlt, getrocknet und für den Transport komprimiert. Post-Combustion-Systeme werden als mögliche Lösung zur CO<sub>2</sub>-Reduzierung in weltweit vorhandenen Kohlekraftwerken ausgelobt.

**Oxyfuel-Combustion** nennt man die Verbrennung fossiler Brennstoffe mit 95%-igem Sauerstoff statt mit Luft. Das Rauchgas besteht aus hochkonzentriertem CO<sub>2</sub> (über 80%), welches dann kondensiert und für den Transport und die Lagerung verdichtet werden kann. Bevor diese Technologie realisierbar ist, müssen erst noch entscheidende Probleme wie die Kontrolle des Verbrennungsvorganges und die Kosten der Sauerstoffherstellung gelöst werden.<sup>49</sup> Bislang wurde diese Methode der CO<sub>2</sub>-Abscheidung erst im Labor und auf Pilotebene (bis zu 3 Megawatt [MW]) durchgeführt.<sup>50</sup>

## 3.2 Transport

Nachdem das CO<sub>2</sub> aufgefangen wurde, muss es zur Lagerstätte transportiert werden. Beförderungsmöglichkeiten sind z.B. Pipelines, Schiffe, Schienen und Straßen. Unter Berücksichtigung der Kosten und der Nähe zu Gewässern sind Pipelines die wahrscheinlichste Wahl für mögliche CCS-Projekte.<sup>51</sup>

Der Transport von Kohlendioxid über Pipelines erfordert die Kompression des Gases in einen superkritischen (verdichteten) oder flüssigen Zustand um das Volumen zu verringern. Außerdem ist ein trockener und reiner CO<sub>2</sub>-Strom nötig, der das Risiko der Pipelinekorrosion reduziert. Der Transport gemischter und nasser CO<sub>2</sub>-Ströme ist zwar möglich, doch muss dann möglicherweise korrosionsbeständiger Stahl verwendet werden, der mehr kostet als die üblichen Materialien.<sup>52</sup> Die mit dem CO<sub>2</sub>-Transport verbundenen Risiken sind relativ gering, denn es ist weder brennbar noch explosiv. Doch CO<sub>2</sub> hat eine höhere Dichte als Luft und tendiert dazu, sich in tief liegenden und schlecht durchlüfteten Bereichen anzusammeln, was bei Konzentrationen von mehr als 3 Volumenprozent eine Gefahr für die menschliche Gesundheit darstellt.<sup>53</sup>

In den USA wird CO<sub>2</sub> gegenwärtig über Pipelines transportiert. Im Westen des Landes existieren über 2.500 km CO<sub>2</sub>-Pipelines, durch die 50 Millionen US-Tonnen<sup>54</sup> (Mt) CO<sub>2</sub>/Jahr (das entspricht dem Jahresausstoß von etwa sechzehn 500-MW-Kohlekraftwerken) zu „Enhanced Oil Recovery“-Projekten (EOR) in Texas und anderswo gebracht werden.<sup>55</sup> Eine solche Infrastruktur existiert in Europa bisher nicht.<sup>56</sup> Der Bau eines entsprechenden Pipelinenetzwerkes für den CO<sub>2</sub>-Transport von den Kraftwerken zu den Entsorgungsstätten wird wohl einen beträchtlichen Kapitaleinsatz erfordern.<sup>57</sup>

### 3.3 Lagerung

Die finale Komponente von CCS ist die Lagerung, also die langfristige Entfernung von CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre. Eine ganze Reihe von „Lagerungsmöglichkeiten“ und damit verbundene Techniken befinden sich in verschiedenen Stadien der Forschung und Entwicklung. Dazu gehören Methoden zur ozeanischen und geologischen Lagerung. Außer der eigentlichen physikalischen CO<sub>2</sub>-Lagerung befinden sich auch anschließende Vermessungs-, Überwachungs- und Prüfungsverfahren, die zur Gewährleistung der Sicherheit der Lagerungsstätten notwendig sind, in der Entwicklung.

**Ozeanische** Lagerung ist theoretisch die Entsorgung von CO<sub>2</sub> in das offene Wasser oder in den Meeresboden der Tiefsee. Doch aufgrund von schwerwiegenden Bedenken bezüglich sowohl der Wirksamkeit wie auch der direkten nachhaltigen Auswirkungen im Umkreis der Injektionsstelle führen dazu, dass dieser Ansatz inzwischen weitgehend angezweifelt wird.

Es steht außer Frage, dass Ozeane als natürliche Kohlendioxidspeicher fungieren: Das CO<sub>2</sub> in der Atmosphäre löst sich allmählich an der Meeresoberfläche auf bis ein Gleichgewicht erreicht ist. In den vergangenen 200 Jahren haben die Ozeane etwa 500 Gigatonnen (Gt) der insgesamt 1.300 Gt CO<sub>2</sub>, die durch menschliche Prozesse freigesetzt wurden, absorbiert.<sup>58</sup> Die Befürworter der ozeanischen CO<sub>2</sub>-Lagerung versuchen, diesen natürlichen Prozess zu „beschleunigen“, indem sie über Pipelines das CO<sub>2</sub> direkt ins Wasser oder in den Meeresboden einbringen. Doch diese Lagerung ist nicht endgültig. Ist das CO<sub>2</sub> einmal im Meer, löst es sich auf, verteilt sich und kehrt als Teil des globalen Kohlenstoffkreislaufs wieder in die Atmosphäre zurück. Einige Modell-schätzungen zeigen, dass injiziertes CO<sub>2</sub> höchstens für mehrere hundert Jahre aus der Atmosphäre entfernt werden könnte, wobei die Speicherdauer von der Injektionstiefe abhängt.<sup>59</sup>

Außer der zeitlichen Begrenztheit gibt es bei der ozeanischen Lagerung weitere erhebliche Schwierigkeiten. Auf diese Weise gelagertes CO<sub>2</sub> kann nur schwer überwacht oder kontrolliert werden, und negative Folgen für den Ozean in Folge von Übersäuerung und anderen chemischen Veränderungen des Meeres sind unvermeidlich.<sup>60</sup> Die ozeanische Lagerung gelangt nicht über das Forschungsstadium hinaus und wurde bisher noch nicht einmal auf Pilotebene angewendet oder demonstriert.<sup>61</sup> Internationale Rechtsinstrumente wie das London-Protokoll<sup>62</sup> und die OSPAR-Konvention stellen rechtsgültige Verbote dar.

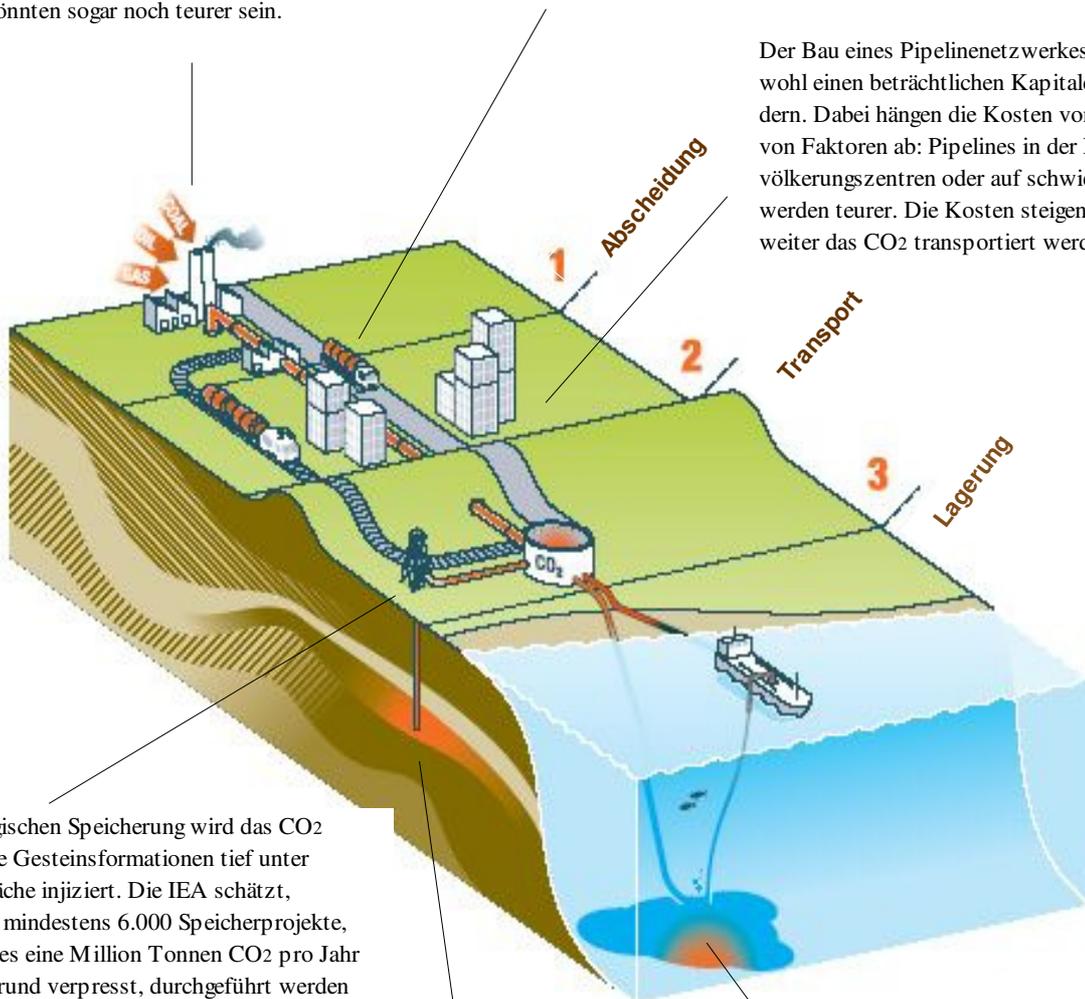
**Geologische** Lagerung beinhaltet die Injektion von CO<sub>2</sub> in durchlässige Gesteinsformationen in mehr als 800 Meter unter der Erdoberfläche, die durch undurchlässige, dichte Gesteinselemente (Deckgestein) versiegelt werden. In der Praxis können sowohl Sedimentformationen an Land wie auch im Meer als Lagerstätten dienen. Die geologische Lagerung besteht aus einer Kombination von physikalischen und geochemischen Auffangmethoden (siehe Tabelle 1). Eine dieser Methoden umfasst die Fixierung des CO<sub>2</sub> als Ausfällung oder in absorbierten Phasen durch Reaktionen mit aquiferen Feststoffen. Dieses Verfahren, bekannt als mineralische Fixierung („Mineral Trapping“), ist langsam und nimmt im Vergleich zur flüssigen Fixierung („Solubility Trapping“) viel Zeit in Anspruch. In diesem Fall besteht die Lagerungsmethode darin, das CO<sub>2</sub> mit Formationswasser zu vermischen oder darin aufzulösen. Wenn das CO<sub>2</sub> in einen Speicher gepumpt wird, verdrängt es auch Gesteinswasser. Welche chemischen Prozesse dabei ablaufen, hängt von der Gesteinsformation und der Reinheit des CO<sub>2</sub>-Stroms ab.

## Kohlenstoffabscheidung und -lagerung auf einen Blick

Die Kohlenstoffabscheidung ist der energieintensivste Teil des Prozesses. Kohlenstoffabscheidungssysteme werden bis jetzt in der ganzen Welt bei keinem einzigen Kohlekraftwerk angewendet. Die Kosten für die Installation werden schätzungsweise fast zu einer Verdopplung der Kraftwerkskosten führen. Nachrüstungen könnten sogar noch teurer sein.

Beförderungsmöglichkeiten für das CO<sub>2</sub> sind z.B. Pipelines, Schiffe, Schienen und Straßen. Unter Berücksichtigung der Kosten und der Nähe zu Gewässern sind Pipelines die wahrscheinlichste Wahl für mögliche CCS-Projekte.

Der Bau eines Pipelinenetzwerkes für CO<sub>2</sub> wird wohl einen beträchtlichen Kapitaleinsatz erfordern. Dabei hängen die Kosten von einer Reihe von Faktoren ab: Pipelines in der Nähe von Bevölkerungszentren oder auf schwierigem Gelände werden teurer. Die Kosten steigen umso mehr, je weiter das CO<sub>2</sub> transportiert werden muss.



Bei der geologischen Speicherung wird das CO<sub>2</sub> in durchlässige Gesteinsformationen tief unter der Erdoberfläche injiziert. Die IEA schätzt, dass bis 2050 mindestens 6.000 Speicherprojekte, von denen jedes eine Million Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr in den Untergrund verpresst, durchgeführt werden müssen. Im Moment existieren weltweit nur drei solcher Speicherprojekte.

Es ist gegenwärtig nicht möglich, das genaue Risiko einer Leckage zu quantifizieren, doch jede CO<sub>2</sub>-Freisetzung hat das Potenzial, die unmittelbare Umgebung zu beeinträchtigen: Luft, Grundwasser oder Boden. Eine Leckagerate von nur 1% könnte bereits den Klimanutzen von CCS zunichte machen.

Die ozeanische Speicherung von CO<sub>2</sub> ist aufgrund der unvermeidbaren negativen Auswirkungen auf das Meer durch Versäuerung und andere Veränderungen der chemischen Prozesse bereits weitgehend verworfen worden.

Die vier meistbeachteten Typen von geologischen Speichern sind: tiefe saline Aquifere, erschöpfte Öl- und Gaslagerstätten, Enhanced Oil Recovery und tiefe Kohleflöze.

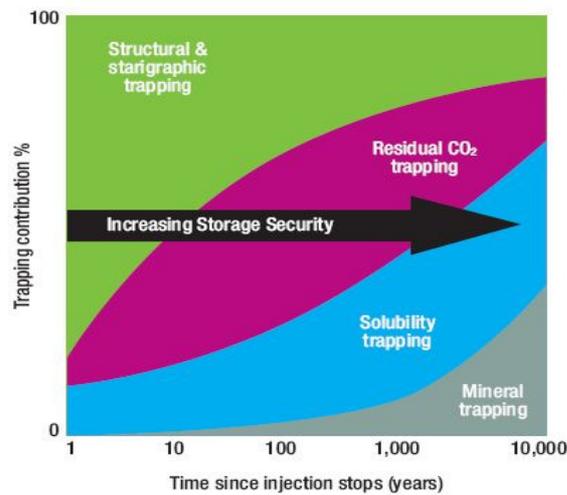
- **Tiefe saline Aquifere** sind poröse Gesteine, die sehr salzhaltiges Wasser führen. Wegen ihrer Tiefe und der hohen Konzentration an Feststoffen besitzen sie nur geringen wirtschaftlichen Wert und gelten deshalb als attraktive Lagerstätten. Schätzungen zur Kapazität sind sehr unsicher, doch meist wird das technische Lagerpotenzial bei mindestens 1.000 Gt CO<sub>2</sub> vermutet.<sup>63</sup> Doch bevor diese Lagerungsoption vollständig genutzt werden kann, muss erst der Beweis über Sicherheit und Umweltschutz erbracht werden.<sup>64</sup>

Seit 1996 läuft ein Aquifer-Projekt, Sleipner, vor der Küste von Norwegen in der Nordsee. Sleipner ist eine nicht energiebezogene Anwendung der CO<sub>2</sub>-Lagerung, bei der überschüssiges CO<sub>2</sub> aus Erdgas, das in dieser Region gefördert wird, abgetrennt und in einen tiefen Salzwasserspeicher, bekannt als Utsira-Sandsteinformation, wieder injiziert wird. Die Injektionsrate bei diesem Projekt beträgt ungefähr 1 Mt CO<sub>2</sub> pro Jahr,<sup>65</sup> dies entspricht der Menge an CO<sub>2</sub>-Emissionen eines typischen 150-MW-Kohlekraftwerkes in den USA.<sup>66</sup>

- **Erschöpfte Öl- und Gaslagerstätten** haben in ihren Porenräumen eine Mischung aus Wasser und Kohlenwasserstoffen, da Restmengen von Öl und Gas in den Lagerstätten zurückbleiben. Diese Speicher sind wahrscheinlich die am besten beschriebenen aller verfügbaren Lagerungsoptionen. Der CCS-Sonderbericht des Zwischenstaatlichen Ausschusses für Klimaänderungen (IPCC) schätzt das technische Lagerungspotenzial in diesen Stätten auf 675 bis 900 Gt CO<sub>2</sub>.<sup>67</sup>
- **Enhanced Oil Recovery (EOR)** bedeutet die Injizierung von CO<sub>2</sub> in Öllagerstätten zur Verbesserung und Erhöhung der Ölfördermenge. Das bekannteste CO<sub>2</sub>-EOR-Projekt befindet sich im Südosten von Saskatchewan, Kanada, im Weyburn-Field. Bei diesem Projekt werden CO<sub>2</sub>-Abgase verwendet, die von einem Gasifizierungskraftwerk in North Dakota herangepumpt werden. Es ist das bislang einzige CO<sub>2</sub>-EOR-Projekt, das speziell überwacht wird, um Erkenntnisse über die CO<sub>2</sub>-Lagerung zu gewinnen. In Weyburn beträgt das Verhältnis von CO<sub>2</sub>-Lagerung und Ölförderung etwa eins zu eins (in US-Tonnen gerechnet).<sup>68</sup> Für die 25-jährige Projektdauer wird erwartet, dass etwa 18 Mio. US-Tonnen CO<sub>2</sub> in den Boden verbracht und dadurch circa 130 Millionen Barrel [20,67 Mrd. Liter] Öl gefördert werden.<sup>69</sup>

Die CCS-Befürworter loben den potenziellen Wert dieser geologischen Lagerung, denn sie bietet zusätzliche Einkünfte durch den Verkauf des geförderten Öls, womit die Gesamtkosten für CCS sinken. Dies mag zwar für einige kleinere, in der frühen Phase der CCS-Entwicklung durchgeführte Projekte gelten, doch „EOR-Stätten sind letzten Endes zu wenige vorhanden und geographisch zu isoliert, um einen großen Teil des CO<sub>2</sub> aus den weit verbreiteten industriellen CO<sub>2</sub>-Abscheidungsanlagen aufzunehmen.“<sup>70</sup> Und wie „Öl kann CCS nicht finanzieren“ (Seite X) zeigt, ist EOR nicht immer in der Lage, die Kosten für CCS zu kompensieren.

- **Tiefe Kohleflöze** sind Kohlelagerstätten, die aufgrund von technologischen oder wirtschaftlichen Hindernissen nicht abgebaut werden können. Hier wird CO<sub>2</sub> durch Gasadsorptionsverfahren gespeichert, die zur Freisetzung von Methan führen. Dieses Methan („Enhanced Coalbed Methane“, ECBM) könnte möglicherweise gefördert und verwendet werden um die Kosten für CCS auszugleichen. Wesentliche technische Bedenken bei der CO<sub>2</sub>-Injizierung und den anschließenden Lagerungsprozessen schmälern jedoch die derzeitige Attraktivität dieser Stätten.<sup>71</sup> Die technische Lagerkapazität ist ungewiss und könnte zwischen 3 und 200 Gt CO<sub>2</sub> liegen.<sup>72</sup>



**Abb. 1:** Fixierungsmethoden

Die geologische Speicherung von CO<sub>2</sub> basiert auf einer Kombination physikalischer und chemischer Fangprozesse zur dauerhaften Fixierung und unbegrenzten Lagerung des CO<sub>2</sub>.

Quelle: IPCC, 2005

**Tabelle 1:** Geologische Fixierungsmethoden

Strukturelle Fixierung	Wird CO <sub>2</sub> in den tiefen Untergrund gepumpt, hat es anfangs einen höheren Auftrieb als Wasser und bewegt sich durch das poröse Gestein bis in den oberen Teil der Formation, wo es durch eine Schicht undurchlässigen Deckgesteins, z.B. Schiefer, fixiert werden kann.
Residuale Fixierung	Wenn CO <sub>2</sub> durch eine Formation wandert, bleibt ein Teil davon durch die Kapillarkräfte in den Gesteinsporen gebunden. Dadurch können beträchtliche Mengen CO <sub>2</sub> fixiert werden.
Flüssige Fixierung	Wenn sich CO <sub>2</sub> im Gesteinsformationswasser auflöst, existiert es nicht mehr als separate Phase und die Auftriebskräfte, die es nach oben treiben, verschwinden. Der Auflösungsprozess ist besonders schnell, wenn sich das Gesteinswasser und das CO <sub>2</sub> in denselben Poren befinden.
Mineralische Fixierung	In Wasser gelöstes CO <sub>2</sub> ist eine leichte Säure und kann mit Mineralien in der Gesteinsformation reagieren. Dadurch könnten stabile Kohlenstoffminerale entstehen, die dauerhafteste Art der geologischen Lagerung.

Quelle: IPCC, 2005

## 4 Schluss mit der Verschleierung

CCS ist keineswegs die Universallösung für das Klimaproblem, wie deren Befürworter behaupten, und auf jeden Fall ist es noch Jahre entfernt von der Marktreife. Im Moment „gibt es noch viele unbeantwortete Fragen bezüglich der sicheren, sozialverträglichen wie auch ökologisch und ökonomisch vernünftigen Anwendung von CCS.“<sup>73</sup> Die Industrie neigt dazu, dies zu beschönigen und rät zum Bau „CCS-fähiger“ Kraftwerke, welche die Klimakrise noch verschärfen.

Die folgenden fünf Gründe zeigen, warum CCS weder als Argument für den Bau neuer Kohlekraftwerke noch für unsere anhaltende, langfristige Abhängigkeit von der Kohle Bestand hat.

### 4.1 CCS kommt zu spät für den Klimaschutz

Jede Entscheidung über neue Kraftwerke, die heute gefällt wird, beeinflusst den Energiemix der kommenden 30–40 Jahre. Die Dringlichkeit der Klimakrise verlangt, dass Lösungen innerhalb von kurzer Zeit für den großflächigen Einsatz bereit sein müssen. CCS kommt einfach zu spät.

Während manche CCS-Systemkomponenten bereits kommerziell eingesetzt werden – vor allem in der Öl- und Gasindustrie – „gibt es keine praktischen Erfahrungen bei der CO<sub>2</sub>-Abscheidung in Kohlekraftwerken und schon gar nicht beim Einsatz der integrierten Sequestrierung.“<sup>74</sup> Obwohl Pläne für Demonstrationseinrichtungen entwickelt werden, geht man davon aus, dass CCS frühestens 2030 realisierbar sein wird.<sup>75</sup>

Das Entwicklungsprogramm der Vereinten Nationen (UNDP) schlussfolgert, dass CCS „viel zu spät auf dem Schauplatz erscheinen wird, um einen Beitrag zur Verringerung des gefährlichen Klimawandels zu leisten.“<sup>76</sup>

#### „CCS-fähige“-Kraftwerke

Die CCS-Befürworter verschleiern die Tatsache, dass diese Technologie noch nicht bereit ist, indem sie den Bau „CCS-fähiger“ Kraftwerke vorschlagen. Dieses Prädikat bezieht sich nicht auf eine bestimmte Technologie, sondern eher auf die Beschaffenheit eines Kraftwerkes. Während es keine strenge Definition von „CCS-fähig“ gibt, beschreibt die Internationale Energieagentur (IEA) ein CCS-fähiges Kraftwerke als „[eines,] das nachträglich mit einer CO<sub>2</sub>-Abscheidung[stechnologie] ausgerüstet werden kann, wenn die notwendigen gesetzlichen oder wirtschaftlichen Voraussetzungen geschaffen sind.“<sup>77</sup> Diese Definition lässt soviel Spielraum, dass theoretisch jedes Kraftwerk als „CCS-fähig“ bezeichnet werden könnte, was den Ausdruck zur Phrase macht.

Der Begriff der „CCS-fähigen“ Kraftwerke erlaubt den heutigen Bau neuer Kohlekraftwerke, obwohl es keine Garantie dafür gibt, dass die Emissionen in der Zukunft verringert werden. Anstatt eine konkrete Lösung im Kampf gegen den Klimawandel zu liefern, wird auf das Versprechen einer unbewährten Technologie gesetzt und riskiert, dass wir uns in eine Energiezukunft manövrieren, die das Klima nicht retten kann.

In Großbritannien beispielsweise wird ein geplantes Kohlekraftwerk in Kingsnorth, Kent, als „CCS-fähig“ angepriesen. Doch das bedeutet nicht, dass das neue Kraftwerke in der Lage sein wird, CO<sub>2</sub> aufzufangen und zu speichern – es wird lediglich möglich sein, CCS einzubauen, falls die Technologie in der Zukunft jemals verfügbar sein wird. Und niemand hat eine Vorstellung davon, ob und wann das der Fall sein wird. In der Zwischenzeit und möglicherweise während seiner gesamten Laufzeit wird Kingsnorth, falls es gebaut wird, um die 8 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr ausstoßen – soviel wie die gesamten CO<sub>2</sub>-Jahresemissionen in Ghana.<sup>78</sup>

Projektabbrüche der letzten Zeit illustrieren einige der technischen und wirtschaftlichen Zweifel, die CCS betreffen. Im Jahr 2007 wurden mindestens 11 CCS-Projekte verworfen, Pläne für neue Projekte auf Eis gelegt und die Entwicklung laufender Projekte erheblich verlangsamt.<sup>79</sup> Erst neulich zog sich das US-Energieministerium aus seinem CCS-Flaggschiff-Projekt FutureGen zurück und gab dafür finanzielle Bedenken an (siehe „USA geben CCS-Flaggschiffprogramm auf“, Seite X). Zeitverzögerungen und Kostenexplosionen haben auch in Großbritannien, Kanada und Norwegen zur Beendigung von Projekten geführt.

Das Misstrauen, das CCS in einer Umfrage unter 1.000 „Klima-Entscheidungs- und Einfluss-trägern“ aus der ganzen Welt ausgesprochen wurden, ist ebenfalls beachtlich. Die von GlobeScan, der Weltnaturschutzunion (IUCN) und der Weltbank durchgeführte Umfrage lässt erhebliche Zweifel an CCS erkennen. Nur 34% der Befragten waren überzeugt, dass die Nachrüstung mit einer sauberen Kohletechnologie in den nächsten 25 Jahren zu einer CO<sub>2</sub>-Reduzierung ohne inakzeptable Nebenwirkungen führen könnte, und nur 36% glaubten an die Fähigkeit einer ‚sauberen Kohle-Technologie‘ zur Erzeugung von CO<sub>2</sub>-armer Energie mit neuen Kraftwerken. Im Gegensatz dazu glaubten 74% an das Potenzial der solaren Warmwassergewinnung, 62% an Offshore-Windanlagen, 60% an Onshore-Windanlagen und 51% an gekoppelte Kraft-Wärme-Anlagen.<sup>80</sup>

„CCS-fähig“ oder nicht – ein heute gebautes Kohlekraftwerk verschlimmert die Klimakrise. Die Beibehaltung des Status quo in der Hoffnung, dass CCS eines Tages einsatzfähig sein könnte, ist keine Strategie im Kampf gegen den Klimawandel.

### **Emissionsreduktionspotenzial**

Selbst wenn CCS einsatzbereit wäre, gibt der Zwischenstaatliche Ausschuss für Klimaänderungen zu bedenken, dass es erst eingesetzt würde, wenn die entsprechenden Subventionsmechanismen und politischen Anreize (einschließlich einem Preis für Kohlenstoff) in Kraft getreten wären. In Folge dessen rechnen sie mit einer großflächigen Anwendung der Technologie erst in der zweiten Hälfte dieses Jahrhunderts.<sup>81</sup>

Studien zeigen, dass selbst bei wirtschaftlicher Rentabilität bis 2050 die CO<sub>2</sub>-Abscheidung nur bei 20–40% der weltweiten CO<sub>2</sub>-Emissionen aus fossilen Brennstoffen technisch realisierbar wäre.<sup>82</sup> Das beinhaltet 30–60% der Emissionen aus dem Energiesektor.<sup>83</sup> Bis zu 70% der Emissionen aus der Stromerzeugung im Jahr 2050 wären also technisch für CCS gar nicht geeignet. Und diese Zahl berücksichtigt noch nicht einmal die Tatsache, dass viele Kraftwerke zu weit von Lagerstätten entfernt sein werden.

In Australien würde CCS im besten Fall zu einer Emissionsreduzierung von 9% im Jahr 2030 führen und zu einer Gesamtemissionsreduzierung von nur 2,4% zwischen 2005 und 2030.<sup>84</sup> Dies liegt zum Teil an den fehlenden geeigneten Lagerstätten. Im Gebiet Newcastle-Sydney-Wollongong in New South Wales und in Port Augusta in South Australia beispielsweise, wo zusammen etwa 39% der gegenwärtigen australischen CO<sub>2</sub>-Nettoemissionen aus der Stromerzeugung entstehen, gibt es keine bekannten Lagerstätten im Umkreis von 500 km der Kohlekraftwerke.<sup>85</sup> Im Vergleich dazu könnte eine allmählich gesteigerte Energieeffizienz die Emissionen im Jahr 2030 um etwa dieselbe Menge und die Gesamtemissionen um das Doppelte reduzieren – und zwar zu null oder gar negativen Kosten.<sup>86</sup>

Klimaforscher betonen, dass die globalen Emissionen bis 2015 ihren Höhepunkt erreichen müssen – in gerade sieben Jahren. CCS kann die für dieses Ziel notwendigen Treibhausgasreduktionen nicht erreichen.

## 4.2 CCS vergeudet Energie

Der Einsatz von CCS zur Senkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen bedeutet je nach Art der verwendeten Technologie eine Energieeinbuße von 10–40% im Kraftwerk.<sup>87</sup> Ein Energieverlust von nur 20% würde bei vier mit CCS ausgestatteten Kraftwerken den Bau eines weiteren Kraftwerkes notwendig machen, um dieselbe Nettoproduktion wie vor der CCS-Ausrüstung zu erreichen.<sup>88</sup>

Wegen dieser Effizienzsenkungen muss mehr Kohle gefördert, transportiert und verbrannt werden um dieselbe Energiemenge zu erhalten wie in Kraftwerken ohne CCS. Ein neues subkritisches 500-MWe-Kohlestaubkraftwerk mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung wird 76.000 kg Kohle pro Stunde zusätzlich verbrennen müssen, um dieselbe Nettoproduktion wie ein vergleichbares Kraftwerk ohne Abscheidung zu erreichen. Ein ultrakritisches Kohlestaubkraftwerk würde die Menge der verfeuerten Kohle um 44.000 kg/h erhöhen müssen (siehe Tabelle 2).<sup>89</sup> CCS würde nicht nur Fragen der Brennstoffsicherheit, sondern auch die beträchtlichen örtlichen Umweltprobleme, die mit der Gewinnung und dem Transport von Kohle verbunden sind, wie z.B. Lebensraumzerstörung, Luftverschmutzung, Schädigung von Flüssen und Wasserwegen verschärfen.

Bei der Nachrüstung von Kraftwerken mit Abscheidungssystemen wäre der Energieverlust noch ausgeprägter. Das liegt an den technischen Unstimmigkeiten zwischen den Kraftwerken und den Abscheidungssystemen, wodurch die Komponenten ihre Kapazität bei weitem nicht ausschöpfen können. Diese Unstimmigkeiten sind bei subkritischen Kohlenstaubkraftwerken am deutlichsten. Eine Studie von Alstom Power, Inc. schätzt, dass die Nachrüstung einer MEA-Rauchgas-Abscheidungsanlage in einem 500-MWe-Kohlestaubkraftwerk die Effizienz um 14,5 Prozentpunkte senken (von 35% auf 20,5% Effizienz) und 1.600 US-Dollar [1.005 Euro]/kWe kosten würde.<sup>90</sup> Dieser enorme Effizienzverlust in Verbindung mit den hohen Kosten der Nachrüstung bei dieser Kraftwerksart lässt vermuten, dass ein großer Teil der vorhandenen Kohlekraftwerke niemals mit Abscheidungssystemen nachgerüstet werden.

Die Entscheidung, ob ein Kraftwerk nachgerüstet wird oder nicht, hängt auch von seiner Nähe zu einer Sequestrierungsstätte, von der notwendigen Infrastruktur zum Transport des CO<sub>2</sub> und von der Verfügbarkeit weiterer Ressourcen wie Wasser ab. Die zahlreichen Kohlekraftwerke, deren Bau für die Zeit von heute bis zu dem Zeitpunkt, wenn CCS für die kommerzielle Anwendung bereit sein wird, vorgeschlagen wird, werden höchstwahrscheinlich niemals mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung ausgerüstet werden und bis zu ihrer Schließung die Umwelt ungehindert weiterverschmutzen.

CCS führt nicht nur zu geringerer Energieeffizienz, sondern erhöht auch den Ressourcenverbrauch. Eine Studie von Rubin et al. (2005) bezifferte die Auswirkungen der Abscheidungssysteme auf den Ressourcenverbrauch und die Emissionsrate von Kraftwerken. Bei einem nachträglich ausgerüsteten 500-MWe-Kohlestaubkraftwerk wurde angenommen, dass ein Energieverlust von 24% zu einem um etwa 25% höheren Verbrauch an Brennstoff, Kalkstein (für das Rauchgasentschwefelungssystem) und Ammoniak (zur Stickoxid-Kontrolle) führt (siehe Tabelle 3).<sup>91</sup> Eine Untersuchung des US-Energieministeriums zum Frischwasserbedarf der CO<sub>2</sub>-Abscheidung fand heraus, dass im Jahr 2030 durch die Anwendung von CCS in Kohlestaubkraftwerken mit Rieseltürmen und in Kraftwerken mit integrierter Kohlevergasung der Wasserverbrauch in allen erstellten Szenarien um 90% ansteigen könnte (zwischen 2,2 und 4,3 Milliarden Gallonen [8,33 und 16,28 Mrd. Liter] Wasser pro Tag).<sup>92</sup> In einem Bericht des deutschen Umweltministeriums schätzt das Fraunhofer-Institut, dass die großflächige Anwendung von CCS die Effizienzgewinne der letzten 50 Jahre aufheben und den Ressourcenverbrauch um ein Drittel steigern könnte.<sup>93</sup>

Eine verbesserte Energieeffizienz ist bereits die halbe Lösung für das Problem der Klimakrise. Der Einsatz einer Technologie, die die Energieeffizienz von Kohlekraftwerken herabsetzt, wird nicht in die nachhaltige Energiezukunft führen, die zum Klimaschutz nötig ist.

**Tabelle 2:** Leistung von Kohlestaubkraftwerken mit Lufteinblasung mit und ohne CCS

	Subkritische Kohlestaub-KWs		Superkritische Kohlestaub-KWs		Ultra-Superkritische Kohlestaub-KWs	
	Ohne CCS	mit CCS	ohne CCS	mit CCS	ohne CCS	mit CCS
Leistung						
Produktions-effizienz (HHV)	34,3%	25,1%	38,5%	29,3%	43,3%	34,1%
Kohlebedarf, [kg/h]	208.000	284.000	185.000	243.000	164.000	209.000
CO <sub>2</sub> -Ausstoß, [kg/h]	466.000	63.600	415.000	54.500	369.000	46.800
CO <sub>2</sub> -Ausstoß, [g/kWe-h*]	931	127	830	109	738	94

Referenzkraftwerk mit 500 MWe, 85% Kapazitätsfaktor  
\*ausgehend von 90% Abscheidungsrate

Quelle: MIT 2007

**Tabelle 3:** Auswirkungen von CCS-Systemen auf Ressourcenverbrauch und Emissionsraten

CCS-Kraftwerks- Parameter	Referenzkraftwerk*	Referenzkraftwerk mit CCS
	Menge	Anstieg
Ressourcenverbrauch [alle Angaben in kg/MWh]		
Brennstoff	390	93
Kalkstein	27,5	6,8
Ammoniak	0,80	0,19
CCS-Reagenzien	2,76	2,76
Feststoffabfall / Nebenprodukte		
Asche / Schlacke	28,1	6,7
FGD-Reststoffe	49,6	12,2
Verbrauchte CCS-Sorbentien	-	4,05

\* Referenzkraftwerk ist ein neues 500-MWe-Kohlestaubkraftwerk. Der Energieverlust durch die Installation von CCS wird auf 24% geschätzt.

Quelle: Rubin et al., 2005b

## Überblick der geologischen Speicheroptionen

### 1. Tiefe Kohleflöze

In diesen Formationen wird CO<sub>2</sub> mit einer Methode gespeichert, die zur Freisetzung von Methan führt. Erhebliche technische Bedenken in Zusammenhang mit der Injizierung von CO<sub>2</sub> und dem anschließenden Speicherprozess beeinträchtigen das Potenzial dieser Reservoirs.

### 2. Leere Öl- und Gasspeicher

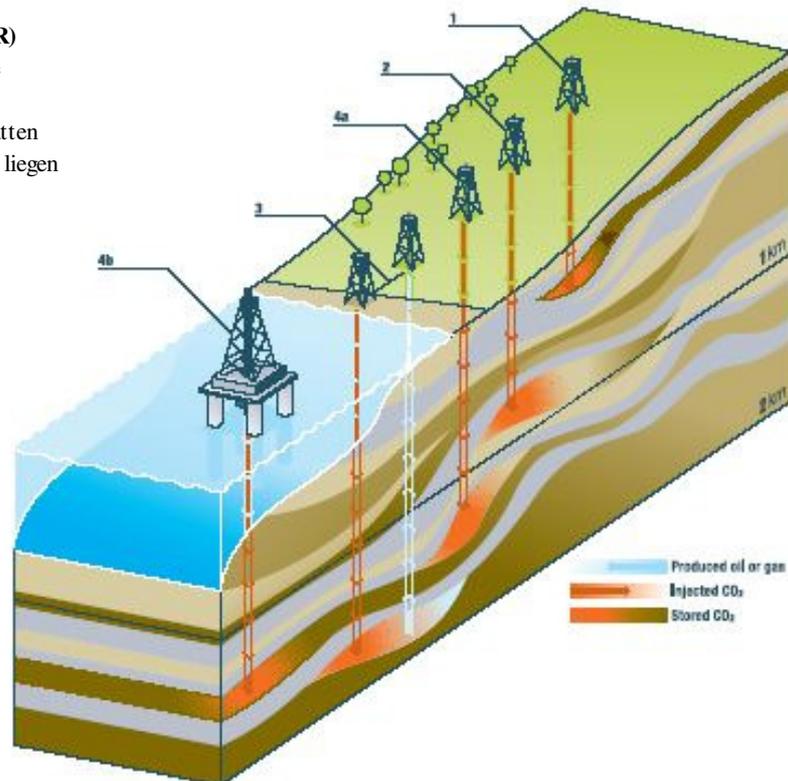
Diese Speicher sind wohl die bestbeschriebenen aller verfügbaren Speicheroptionen. Doch die zahlreichen Bohrlöcher und Schächte, die bei der Ölsuche und -förderung gebohrt wurden, können das Leckagerisiko für die Speicherung erhöhen.

### 3. Enhanced Oil Recovery (EOR)

Bei EOR wird CO<sub>2</sub> in geologische Formationen verpresst, um die Ölförderung zu steigern. EOR-Stätten sind zu wenige vorhanden und sie liegen geographisch zu isoliert um große Mengen CO<sub>2</sub> aus den vielen Abscheidungsanlagen aufnehmen zu können.

### 4. Tiefe saline Formationen

(a) Onshore (b) Offshore  
Tiefe saline Aquifere sind poröse Gesteine, die sehr salzhaltiges Wasser enthalten. Die sorgfältige Charakterisierung und der Beweis, dass Sicherheit und Umweltschutz gewährleistet werden können, sind die Haupthindernisse für die vollständige Nutzung dieser Speicheroption.



### 4.3 CCS-Lagerung – wohin mit all dem CO<sub>2</sub> und für wie lange?

Die meisten Szenarien zur Stabilisierung der atmosphärischen CO<sub>2</sub>-Werte auf 450 bis 750 ppm schätzen das ökonomische Gesamtpotenzial von CCS auf 220-2.220 Gigatonnen CO<sub>2</sub>.<sup>94</sup> Der überwiegende Großteil des aufgefangenen CO<sub>2</sub> würde wahrscheinlich in geologischen Reservoiren entsorgt werden. Die eigentliche Herausforderung bei der Lagerung von mehreren Gigatonnen CO<sub>2</sub> im Untergrund liegt darin, sicherzustellen, dass es dort bleibt. Um einen möglichen Klimanutzen zu bringen, muss das entsorgte CO<sub>2</sub> für immer im Untergrund bleiben. Doch die sichere und dauerhafte Lagerung kann nicht garantiert werden, denn die Welt hat keine Erfahrung mit der vorsätzlichen Dauerlagerung von Stoffen, schon gar nicht CO<sub>2</sub>. Das älteste Projekt auf diesem Gebiet, Sleipner in Norwegen, ist erst 12 Jahre alt. Auch wenn einige geologische Reservoire die spezielle Kombination von physikalischen Eigenschaften und chemischen Prozessen aufweisen könnten, mit denen injiziertes CO<sub>2</sub> fixiert und eventuell für immer gespeichert werden kann, gibt es keine ausreichenden Daten oder praktischen Erfahrungen dazu, ob von diesen Speichern genügend vorhanden sind.

#### Speicherschätzungen

Wenn kein ausreichender Platz zur dauerhaften Entsorgung vorhanden ist, laufen alle Bemühungen zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung ins Leere. Die globalen anthropogenen CO<sub>2</sub>-Emissionen betragen fast 26 Gt<sup>95</sup> jährlich und steigen pro Jahr um 0,5% an.<sup>96</sup> Aus rein technischer Sicht zeigen Schätzungen, die wirtschaftliche und logistische Faktoren außer Acht lassen, dass die Kapazitäten zur Lagerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen für mehrere Jahrzehnte bis Jahrhunderte ausreichen.<sup>97</sup> Tiefe saline Aquifere haben vermutlich das größte Potenzial, gefolgt von erschöpften Öl- und Gasfeldern und Kohleflözen.

Der Bericht *The Future of Coal* des Massachusetts Institute of Technology (MIT) zeigt auf, dass bei den Schätzungen zum Lagerpotenzial ein hohes Maß an Unsicherheit existiert. Während die meisten „dem Argument folgen, dass ausreichende Kapazitäten vorhanden sind um viele 100 bis viele 1.000 Gigatonnen CO<sub>2</sub> zu lagern... ist diese Unsicherheitspanne zu hoch um eine vernünftige Politik zu betreiben.“<sup>98</sup> Dies ist die Folge einer ungeeigneten Methodologie, eines Mangels an zuverlässigen Daten und der vielfältigen Beschaffenheit geologischer Stätten. Es sind viel zu wenige Informationen vorhanden, um die Mehrheit der verfügbaren potenziellen Speicher zu bewerten. Schätzungen auf nationaler Ebene basieren hauptsächlich auf modellierten Durchschnittswerten und bleiben daher eine Quelle erheblicher Unsicherheit.<sup>99</sup>

Die große Mehrzahl dieser Schätzungen zur technischen Kapazität geht davon aus, dass das gesamte Porenvolumen eines Speichers zur Lagerung von CO<sub>2</sub> genutzt werden kann.<sup>100</sup> Dies führt leicht zu unrealistisch hohen Zahlen, denn der CO<sub>2</sub>-speicherungsfähige Teil des Porenvolumens hängt von der spezifischen Lagerstätte ab und von Faktoren wie Injektionsrate, relativer Permeabilität, Flüssigkeitsdichte und -mobilität und Gesteinsheterogenität.<sup>101</sup> Ein für die Injektion ungeeignetes geologisches Reservoir mit hoher Kapazität beispielsweise würde in die technische Kapazitätsschätzung einbezogen werden, obwohl es niemals verwendet werden könnte.<sup>102</sup>

Die technischen, gesetzlichen und wirtschaftlichen Beschränkungen, die der Ausnutzung der gesamten Lagerkapazität im Wege stehen, lassen Kapazitätsschätzungen rasch sinken. Tiefe saline Formationen z.B. haben scheinbar das größte Lagerpotenzial (siehe Tabelle 4), doch etliche Kapazitätsschätzungen kommen unter Einbeziehung technologischer und ökonomischer Grenzen zu dem Schluss, dass die tatsächliche erreichbare Lagerkapazität bei 200–500 Gt CO<sub>2</sub> liegt.<sup>103</sup> Die Berücksichtigung von gleichzeitigen CO<sub>2</sub>-Quellen und -Lagerstätten (auch als „Source-Sink-Matching“ bekannt) könnte die Zahlen weiter reduzieren und stellt damit einen entscheidenden Faktor dar.

Je weiter das CO<sub>2</sub> transportiert werden muss, umso höher steigen die Kosten. Die australische Commonwealth Scientific and Industrie Research Organisation (CSIRO) stellt fest, dass „[der] Transport von Kohlendioxid über Entfernungen von mehr als einhundert Kilometer unerschwinglich teuer werden könnte... Nur wenn die Kosten erheblich reduziert werden können, wird der Langstreckentransport von Kohlendioxid realisierbar sein“.<sup>104</sup> Qualitativ hochwertige Speicher haben keinen Nutzen, solange die CO<sub>2</sub>-Quelle zu weit entfernt liegt. Aktuelle Schätzungen sind eindeutig nicht in der Lage, die realistische Speicherkapazität für die CO<sub>2</sub>-Sequestrierung zu benennen.

**Tabelle 4:** Schätzungen zur geologischen Speicherkapazität

Speichertyp	Kapazität [Gt CO <sub>2</sub> ]
Tiefe saline Formationen	1.000 – unbekannt, eventuell 10.000
Öl- und Gasfelder	675 – 900
Tiefe Kohleflöze	3 – 200

Quelle: IPCC, 2005

### Die nächste Stufe

Zur Erreichung der enormen CO<sub>2</sub>-Emissionsreduzierungen, die zur Vermeidung eines katastrophalen Klimawandels notwendig sind, müsste CCS innerhalb relativ kurzer Zeit großflächig eingesetzt werden. Die globalen Emissionen aus Kohle betragen gegenwärtig 2,5 Gt Kohlenstoff pro Jahr. Die Sequestrierung von nur 1 Gt Kohlenstoff (3,6 Gt CO<sub>2</sub>) würde die Injektion von etwa 50 Millionen Barrel [5,96 Mrd. Liter] superkritischem CO<sub>2</sub> pro Tag aus etwa sechshundert 1.000-MWe-Kohlekraftwerken erfordern.<sup>105</sup> Die IEA schätzt den Umfang der CO<sub>2</sub>-Emissionen, die bis 2050 aufgefangen und gelagert werden müssen, auf die Größenordnung von 6.000 Einzelprojekten, von denen jedes eine Million Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr in den Untergrund einbringt.<sup>106</sup> Die gewaltige Infrastruktur für die Abscheidung und den Transport des CO<sub>2</sub> aus verschiedenen und weit verstreuten Quellen würde ebenfalls gebaut werden müssen.

Allein in den USA könnte die Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen aus dem Stromsektor 200 Projekte erfordern, jedes einzelne mit zehnmal höheren Injektionsraten als Sleipner.<sup>107</sup> Das US-Energieministerium schätzt die technische CO<sub>2</sub>-Speicherkapazität des Landes als ausreichend für Jahrzehnte bis Jahrhunderte.<sup>108</sup> Doch ein aktueller Bericht des Congressional Research Service zeigt, wie sich in der Realität ein viel komplizierteres Bild ergibt. Der Bericht untersucht verschiedene Szenarien der Entwicklung einer Pipeline durch sieben Staaten. Das Modellszenario basierte auf den CO<sub>2</sub>-Emissionen der 11 größten CO<sub>2</sub>-Verursacher, allesamt Kohlekraftwerke.<sup>109</sup>

Die erste in dem Bericht behandelte Speichermöglichkeit ist der Rose-Run-Sandstein, eine tiefe saline Formation ganz in der Nähe der CO<sub>2</sub>-Quellen. Doch trotz idealer Lage besitzt die Stätte viele Nachteile, wie z.B. eine begrenzte Lagerkapazität, geringe Permeabilität und zweifelhafte Sicherheit (d.h. hohes Leckagerisiko).<sup>110</sup> Die zweite untersuchte Speicheroption umfasst eine Reihe von Kohleflözen und aufgegebenen Öl- und Gasfeldern. Da sie weiter entfernt sind als Rose Run haben sie nur eine beschränkte Brauchbarkeit. Die Kohleflöze haben keine ausreichende Speicherkapazität und die Realisierbarkeit der CO<sub>2</sub>-Speicherung in Kohleflözen ist praktisch unerprobt. Auch die Öl- und Gasfelder besitzen nicht genügend Kapazitäten und aufgrund der zahlreichen Bohrlöcher für die Förderung fossiler Brennstoffe bestehen große Bedenken wegen möglicher Leckagen.<sup>111</sup> Die dritte Speichermöglichkeit ist die Mt.-Simon-Formation, die größer und weniger zerklüftet als Rose Run und damit sehr interessant ist. Jedoch ist hier die Entfernung ein limitierender Faktor: Mt. Simon würde den Bau von Pipelines mit einer durchschnittlichen Länge von 374 km benötigen.<sup>112</sup>

Wenn CCS von der Demonstrationsphase in die nächste Stufe eintreten soll, werden sich solche Szenarien vermutlich viele Male wiederholen.

### **CO<sub>2</sub>-Leckagen**

Die unterirdische CO<sub>2</sub>-Lagerung basiert auf der Fähigkeit von physikalischen und chemischen Fixierungsmethoden zur dauerhaften Immobilisierung und Lagerung von CO<sub>2</sub>. Fixierungsmechanismen funktionieren auf unterschiedliche Weise und mit unterschiedlicher Geschwindigkeit, von Deckgestein mit geringer Durchlässigkeit, das als physikalische Barriere für das CO<sub>2</sub> dient, bis zur Auflösung von CO<sub>2</sub> in Wasser.<sup>113</sup> Der erste Mechanismus ist sofort effektiv, während der zweite vielleicht Jahrtausende braucht, bis er abgeschlossen ist. Die Effizienz von Fixierungsmechanismen hängt von der „Migrationsrate des CO<sub>2</sub> ab, welche wiederum von den Gesteins- und Flüssigkeitseigenschaften und den geologischen Charakteristika jeder einzelnen Stätte abhängig ist“.<sup>114</sup> Also müsste jede Speicherstätte erst einer detaillierten Charakterisierung unterzogen werden um sowohl ihre Eignung als auch die Wahrscheinlichkeit für Leckagen festzustellen.

Solange CO<sub>2</sub> in geologischen Formationen vorhanden ist, besteht das Risiko einer Leckage – es kann seitlich oder senkrecht an die Oberfläche wandern. In Verbindung mit Wasser wird CO<sub>2</sub> korrosiv und kann die Sicherheit von Deckgesteinen, Bohrlochverschalungen und Zementversiegelungen gefährden. Unentdeckte oder bei der Injektion von CO<sub>2</sub> durch zu großen Druck entstandene Risse im Deckgestein sind ebenfalls Möglichkeiten, wie CO<sub>2</sub> entweichen kann. Die falsche Planung und Konstruktion von Bohrlöchern bieten eine weitere mögliche Ursache für eine Leckage.<sup>115</sup> Die Folgen für das Klima ebenso wie die Risiken für die Umwelt und die öffentliche Gesundheit lassen Leckagen zu einem ernstem Problem werden.

Zur Vermeidung von Leckagen sind eine sorgfältige Auswahl der Technologie, die Projektplanung, der Kraftwerksbetrieb und die Wahl des Speichers besonders wichtig. Der Zwischenstaatliche Ausschuss für Klimaänderungen stellt fest, dass die Menge des fixierten CO<sub>2</sub> „in geologischen Speichern sehr wahrscheinlich über 99% in 100 Jahren und wahrscheinlich über 99% in 1.000 Jahren betragen wird“.<sup>116</sup> Doch diese Ergebnisse gelten nur für gut ausgewählte, vollständig untersuchte, ordentlich geplante und verwaltete Speicherstätten. Im Moment kann weder die ausreichende Kapazität hochwertiger Speicher noch die richtige Beschaffenheit noch ein angemessenes Management garantiert werden. Es ist wahrscheinlich, dass einige CO<sub>2</sub>-Speicherstätten an qualitativ schlechten Stellen ohne korrektes Management liegen werden. In diesem Fall könnte das Leckagerisiko sogar noch höher sein.

Ein CCS-Experiment in Texas beispielsweise ergab, dass in saline Aquifersedimente injiziertes CO<sub>2</sub> zur raschen Auflösung von Carbonaten und anderen Mineralien führte. Dadurch könnten CO<sub>2</sub> und Sole in das Grundwasser gelangen (siehe Exkurs auf der folgenden Seite).<sup>117</sup>

Auch wenn es im Moment nicht möglich ist, das exakte Leckagerisiko zu beziffern, hat jede Freisetzung von CO<sub>2</sub> potenzielle Auswirkungen auf die unmittelbare Umgebung: Luft, Grundwasser oder Boden. Die meisten Modelle zeigen das Auftreten von Leckagen vor allem in den ersten 50–100 Jahren während der Projektlaufzeit, bevor Fixierungsmechanismen greifen. Andere lassen vermuten, dass in den ersten 1.000 Jahren wenig geschehen und eine Leckage am wahrscheinlichsten während der folgenden 3.000 bis 5.000 Jahre auftreten wird.<sup>118</sup> Doch davon abgesehen könnte selbst eine winzige Leckagerate jeglichen mutmaßlichen Klimanutzen von CCS auslöschen. Eine Leckagerate von nur 1% bei 600 Gt gespeichertem Kohlenstoff (2.160 Gt CO<sub>2</sub>; entspricht den CO<sub>2</sub>-Emissionen durch fossile Brennstoffe aus einhundert Jahren) könnte 6 Gt Kohlenstoff (21,6 Gt CO<sub>2</sub>) pro Jahr wieder in die Atmosphäre freisetzen. Das entspricht ungefähr den gesamten weltweiten CO<sub>2</sub>-Emissionen aus fossilen Brennstoffen.<sup>119</sup> Die meisten CO<sub>2</sub>-Leckagen mögen zwar zu beheben sein, doch gibt es keine praktischen Erfahrungen oder Kostenschätzungen für solche Maßnahmen.<sup>120</sup>

Das Fehlen eines zuverlässigen Risikomanagements ist bedenklich, da das Leckagerisiko auch nach dem Schließen einer Injektionsstelle bestehen bleibt. Nach der Schließung wäre eine langfristige, möglicherweise unbegrenzte Überwachung notwendig. Daher werden geeignete Maßnahmen zur Entdeckung von und zum Schutz vor Leckagen unverzichtbar sein.

### **Die unterirdische Lagerung von Kohlenstoff kann ungewollte Folgen haben**

Eine der entscheidenden Herausforderungen bei CCS ist die sichere und dauerhafte Lagerung des abgeschiedenen Kohlenstoffs. Selbst äußerst geringe Leckageraten könnten jegliche Bemühungen zum Klimaschutz zum Scheitern bringen.

Die Welt hat keine Erfahrung mit der Dauerlagerung von Stoffen, schon gar nicht CO<sub>2</sub>.

Wie die Ergebnisse eines Feldversuches des United States Geological Survey (USGS) im Jahr 2006<sup>1</sup> zeigen, ist es höchstwahrscheinlich, dass sich der Kohlenstoff in völlig unvorhersehbarer Weise verhalten wird. Während eines Pilotprojektes in Frio, Texas, testeten die USGS-Wissenschaftler die geologische Entsorgung von Kohlenstoff im tiefen Untergrund.

Die Forscher waren überrascht, als das verbrachte CO<sub>2</sub> große Mengen der umgebenden Mineralien auflöste, die eigentlich dafür sorgen sollten, dass das CO<sub>2</sub> eingeschlossen bleibt.

Das CO<sub>2</sub> reagierte mit Salzwasser (Sole) in der geologischen Formation, sodass die Sole den Säuregrad von Essig erreichte. Diese saure Sole löste wiederum weitere Mineralien auf, darunter Metalle wie Eisen und Mangan, organische Stoffe und relativ große Mengen von Carbonaten. Natürlicherweise versiegeln Carbonate Poren und Risse in geologischen Stätten; die Reaktion zwischen ihnen und der sauren Sole ist extrem beunruhigend. Carbonat findet sich auch in dem Zement, der zum Füllen der aufgegebenen Öl- und Gasschächte benutzt wird. Falls hier Löcher entstehen, könnte CO<sub>2</sub> in die Atmosphäre entweichen bzw. die kontaminierte Sole könnte in die Aquifere gelangen, die das Trink- und Beregnungswasser speisen.

In einem Interview mit Greenpeace mahnt der führende Wissenschaftler Yousif Kharaka, die Ergebnisse seien „ein warnender Appell: für die detaillierte und sorgfältige Untersuchung der Injektionsstellen und für ein wohldurchdachtes Überwachungsprogramm zur frühzeitigen Erkennung von CO<sub>2</sub>-Leckagen in flaches Grundwasser oder in die Atmosphäre.“<sup>2</sup>

Die Ergebnisse der USGS-Studie demonstrieren, dass wir einfach zu wenig über das Verhalten von gespeichertem Kohlenstoff wissen, um eine sichere und dauerhafte Lagerung zu gewährleisten.

<sup>1</sup> Kharaka Y K, Cole D R, Hovorka S D, Gunter W D, Knauss K G & Freifeld B M, 'Gas-water-rock interactions in frio formation following CO<sub>2</sub> injection: Implications for the storage of greenhouse gases in sedimentary basins', *Geology*, Bd., 34, Nr. 7, 2006, S. 577-580.

<sup>2</sup> Kharaka, Yousif, 2007, USGS, Hydrologie-Forscher, Interview geführt per E-Mail.

#### 4.4 CCS ist zu teuer

Kostenschätzungen für CCS variieren beträchtlich, je nach Bau des Kraftwerks, CCS-Technologie, Brennstoffkosten, Projektgröße und -ort. Doch eines ist gewiss: CCS ist teuer. Es erfordert erhebliche Mittel, die Kraftwerke und die notwendige Infrastruktur für den Transport und die Lagerung des Kohlenstoffs zu bauen. Der Zwischenstaatliche Ausschuss für Klimaänderungen benennt die Kosten mit 15–75 US-Dollar [9,4–47,1 Euro] pro US-Tonne abgeschiedenes CO<sub>2</sub>.<sup>121</sup> Ein aktueller Bericht des US-Energieministeriums kam zu dem Schluss, dass die Installation von Kohlenstoffabscheidungsanlagen bei den meisten modernen Kraftwerkstechnologien beinahe zu einer Verdopplung der Kraftwerkskosten führt.<sup>122</sup> Laut Schätzungen werden solche Kosten den Preis für Strom um 21–91% erhöhen.<sup>123</sup>

Zum Transport des CO<sub>2</sub> zu den Lagerstätten werden Pipelinesetze gebaut werden müssen. Der Bau eines solchen Netzwerkes für CCS wird vermutlich einen beträchtlichen Kapitalaufwand erfordern.<sup>124</sup> Die Kosten werden je nach Pipelinelänge und -durchmesser sowie spezieller Stahleigenschaften (korrosionsbeständig) und dem Volumen des transportierten CO<sub>2</sub> variieren. Pipelines in der Nähe von Bevölkerungszentren oder auf unwegsamem Gelände (wie sumpfiger oder felsiger Untergrund) sind noch teurer.<sup>125</sup> Der Zwischenstaatliche Ausschuss für Klimaänderungen schätzt die Spanne der Kosten für Pipelines zwischen 1–8 US-Dollar [0,6–5,0 Euro]/t transportiertem CO<sub>2</sub> (siehe Tabelle 5).<sup>126</sup> Ein Bericht des United State Congressional Research Services kalkuliert die finanziellen Kosten für eine 11 Meilen lange Pipeline im mittleren Westen der USA auf ungefähr 6 Millionen US-Dollar [3,77 Mio. Euro]. Derselbe Bericht schätzt, dass ein dauerhaftes zwischenstaatliches Pipelinetz in North Carolina aufgrund des geringen geologischen Sequestrierungspotentials in diesem Teil des Landes mehr als 5 Milliarden US-Dollar [3,14 Mrd. Euro] kosten würde.<sup>127</sup>

Die Kosten für die Lagerung, die anschließende Überwachung und Überprüfung werden auf 0,5–8 US-Dollar [3,1–5,0 Euro] pro injizierte Tonne CO<sub>2</sub> bzw. 0,1–0,3 US-Dollar [0,06–0,19 Euro] pro injizierte Tonne CO<sub>2</sub> geschätzt.<sup>128</sup> Die Gesamtkosten von CCS könnten daher ein weiteres Hindernis für die Anwendung von CCS darstellen.<sup>129</sup> EOR ist als Möglichkeit zum Ausgleich der Kosten vorgeschlagen worden, doch „Öl kann CCS nicht finanzieren“ (s. folgende Seite) und damit ist der Vorschlag zweifelhaft.<sup>130</sup>

**Tabelle 5:** Kostenspannen für Komponenten des CCS-Systems

CCS-System-Komponenten	Kostenspanne	Bemerkungen
Abscheidung von Kohle- oder Gaskraftwerken	15 – 75 US \$ (9,4 – 47,1 €) pro Tonne CO <sub>2</sub> Netto-Abscheidung	Nettokosten für abgeschiedenes CO <sub>2</sub> im Vergleich zum entsprechenden Kraftwerk ohne Abscheidung.
Transport	1 – 8 US \$ (0,6 – 5,0 €) pro transportierter Tonne CO <sub>2</sub>	Pro 250 km Pipeline oder Transport von Durchflussmengen zwischen 5 (High End) und 40 (Low End) Mt CO <sub>2</sub> /Jahr.
Geologische Lagerung	0,5 – 8 US \$ (3,1 – 5,0 €) pro Tonne CO <sub>2</sub> Netto-Injizierung	Exklusive möglicher Einkünfte durch EOR oder ECBM.
Überwachung und Überprüfung	0,1 – 0,3 US \$ (0,06 – 0,19 €) pro injizierter Tonne CO <sub>2</sub>	Beinhaltet Überwachung vor, während und nach der Injizierung und ist abhängig von den Durchführungsbedingungen.

Quelle: IPCC 2005

## **Öl kann CCS nicht bezahlen**

Selbst wenn CCS verfügbar wäre, ist die umfangreiche Anwendung unerschwinglich teuer. EOR wird oft als Lösungsweg vorgeschlagen. Die Befürworter argumentieren, dass die Profite aus dem geförderten Öl die Kosten für die Kohlenstoffabscheidung decken werden.

Doch EOR-Stätten sind nicht nur zu wenige vorhanden und zu abgelegen, um nennenswerte Mengen Kohlenstoff aus den zahlreichen CCS-Anlagen aufzunehmen,<sup>1</sup> der Abbruch von CCS-EOR-Projekten aufgrund der damit verbundenen Kosten und der geringen Rendite beweist, dass die Zusatzkosten auf diese Weise nicht immer ausgeglichen werden können.

Im Jahr 2005, als die Produktion im britischen Miller-Öl- und Gasfeld unrentabel wurde, beantragte BP staatliche Subventionen zum Start eines EOR-Projektes. Mit EOR hätte die Nutzungsdauer des Ölfeldes um bis zu 20 Jahre verlängert und der teure Stilllegungsprozess verschoben werden können; außerdem wäre der Zugang zu geschätzten 57 Millionen Barrel [9,06 Mrd. Liter] momentan nicht förderbaren Öls möglich gewesen.<sup>2</sup>

Die möglichen Gewinne aus dem geförderten Öl könnten jedoch die Differenz zwischen dem Preis für Kohlenstoff aus CCS (38 Euro pro Tonne) und dem derzeitigen Preis für Kohlenstoff-Punkte (21 Euro pro Tonne in der EU) nicht auffangen.<sup>3</sup>

BP versuchte, die britische Regierung dazu zu bringen, diese Lücke zu schließen und forderte eine Steuervergünstigung von 50% sowie eine garantierte subventionierte Rendite. Als die britische Regierung entschied, dass alle vorgeschlagenen CCS-Projekte in einen Wettbewerb um Fördermittel und Steuererleichterungen treten müssten, gab BP seine Pläne auf.

Die norwegische Regierung beendete ein ähnliches Projekt, nachdem sich die Unternehmen Statoil-Hydro und Shell zurückgezogen hatten. Die Industrie erklärte, dass CSS zwar vermutlich technisch durchführbar sei, jedoch in wirtschaftlicher Hinsicht niemals Sinn machen würde. Die CCS-Technologie einzurichten hätte bedeutet, die Ölförderung für ein Jahr stillzulegen und die Betriebe komplett zu modifizieren. Insgesamt wäre die Ölproduktion nur um 2% gestiegen<sup>4</sup>; keineswegs genug, um die Kosten für die Installation der CCS-Technologie zu decken.

EOR ist einer der wichtigsten von der Industrie vorgeschlagenen Wege, um CCS finanzierbar zu machen. Doch wie die genannten Fälle belegen, ist es bei vielen Projekten eher unwahrscheinlich, dass sie zur Kostendeckung beitragen. Die Finanzierung von CCS ist eine extrem unkluge Investition.

<sup>1</sup> Hannegan, B, 2007, S. 25

<sup>2</sup> Shepherd & Wedderburn, "Carbon Capture and Storage: The Race is On", <http://www.shepwedd.co.uk/knowledge/article/779-1610/carbon-captureand-storage-the-race-is-on/current/>, abgerufen am 23.1.08.

<sup>3</sup> <http://pointcarbon.com>

<sup>4</sup> Taz.de, „CO2-Injektion ist kein Geschäftsmodell“, <http://www.taz.de/index.php?id=archiv&dig=2007/07/03/a0140>, abgerufen am 23.1.08

## Wie CCS die Energiedebatte in Norwegen lahm gelegt hat

Trotz der Tatsache, dass in Norwegen fast 100% des Stroms aus erneuerbaren Technologien gewonnen werden, beträgt die staatliche Förderung für die Erforschung von erneuerbarer Energie weniger als ein Sechstel dessen, was die Erdölindustrie erhält.<sup>1</sup>

Während des letzten Jahrzehnts wurde die Energiedebatte in Norwegen von CCS dominiert, wodurch der erneuerbaren Energie und den Effizienzmaßnahmen Ressourcen und politisches Interesse verloren gingen. Zwar hat das norwegische Parlament vor kurzem eine Erhöhung der Gesamtförderung für die Forschung an erneuerbaren Energien angekündigt, doch wird auch CCS hierzu gezählt.<sup>2</sup>

Erst kürzlich hat sich die norwegische Regierung dazu verpflichtet, alle zusätzlichen Bau- und Betriebskosten zu übernehmen, um die Kohlenstoffabscheidung und -lagerung in zwei fossilen Gaskraftwerken an der norwegischen Westküste, Kårstø und Mongstad, zu sichern. Die Kosten wurden auf mehr als 20 Milliarden NOK (4 Mrd. US-Dollar [2,5 Mrd. Euro]) für die gesamte Lebensdauer geschätzt.<sup>3</sup>

Das hoch kontroverse Kraftwerk in Kårstø, das etwa 1 Million Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr ausstößt, nahm im November 2007 den Betrieb auf. Hohe Gaskosten und geringe Stromproduktion führten dazu, dass das Kraftwerk nur selten lief. Eine vollständige Kohlenstoffabscheidung wurde ab 2009 versprochen, wird aber jetzt auf 2012 verschoben. Aufgrund erheblicher technologischer Probleme wird das Datum vermutlich noch weiter nach hinten verlegt werden. Die Abscheidungsanlage, die Pipeline zum Speicherort und die Einrichtung zur Speicherprozesskontrolle müssen noch gebaut werden.<sup>4</sup>

Unter Berücksichtigung der Tatsache, wie viel sinnvoller das Geld für andere Klima- und Energieentwicklungsprojekte hätte ausgegeben werden können, bezeichnet der Leiter des norwegischen Instituts für Energieforschung (IFE) die Entscheidung zur hastigen Entwicklung des Kårstø-Kraftwerks als „nahezu unmoralisch“.<sup>5</sup>

In der Mongstad-Raffinerie, bekannt als „Europäisches CCS-Testzentrum“, sind zwei Pilotkraftwerke mit unterschiedlichen Abscheidungsverfahren (Amin und Carbonat) im Bau. Ab 2011 sollen sie 100.000 Tonnen CO<sub>2</sub> jährlich auffangen. Doch mindestens bis 2014 werden sie das aufgefangene CO<sub>2</sub> einfach wieder in die Atmosphäre entlassen, denn vor 2014 werden die Pipelines zu den Lagerorten nicht fertig sein. Genau genommen werden sie vielleicht selbst dann nicht fertig sein, denn mögliche Verzögerungen bei Investitionsentscheidungen drohen die Fertigstellung zu verschieben.<sup>6</sup>

In Norwegen, wie auch in anderen Ländern, die an CCS forschen, kann diese Technologie nicht halten, was sie verspricht. Erneuerbare Energie und Energieeffizienz sind sichere, kosteneffiziente Lösungen im Kampf gegen den Klimawandel. Aufgrund des Ausmaßes der Klimakrise wäre ein Stillstand in der Entwicklung dieser Technologien zugunsten von CCS tatsächlich unmoralisch.

<sup>1</sup> Article based on Norwegian Research Council figures; [http://www.klassekampen.no/49135/mod\\_article/item/null](http://www.klassekampen.no/49135/mod_article/item/null)

<sup>2</sup> Climate white paper agreement <http://www.stortinget.no/diverse/klimaforlik.html>

<sup>3</sup> Kårstø report: [http://nve.no/modules/module\\_111/news\\_item\\_view.asp?iNewsId=32570&iCategoryId=1604](http://nve.no/modules/module_111/news_item_view.asp?iNewsId=32570&iCategoryId=1604)

<sup>4</sup> Rapport Nr. 13, CO<sub>2</sub>-håndtering på Kårstø, Norges vassdrags- og energidirektorat, Olav Falk-Pedersen, Mari Hegg Gundersen, Asle Selfors and Pål Tore Svendsen. Dezember 2006. Seiten 31 und 42. [http://www.nve.no/FileArchive/388/NVE-rapport13-06\\_b.pdf](http://www.nve.no/FileArchive/388/NVE-rapport13-06_b.pdf)

<sup>5</sup> Kommentar bei Radio NRK, 31.01.2008. Siehe Hintergrund-Statement, in dem eine schrittweise Strategie empfohlen wird, unter

[http://www.ife.no/ife\\_nyheter/2007/IFE\\_nei\\_til\\_CO2-haandtering\\_pa\\_Kaarstoe/view?set\\_language=no&cl=no](http://www.ife.no/ife_nyheter/2007/IFE_nei_til_CO2-haandtering_pa_Kaarstoe/view?set_language=no&cl=no)

<sup>6</sup> Technology Weekly, “Frykter store forsinkelser på Kårstø”, <http://www.tu.no/energi/article148205.ece>, abgerufen am 03.04.08

## **CCS macht den wahren Lösungen die Ressourcen streitig**

In den letzten Jahren ist der Etat für Forschung und Entwicklung in Ländern, die an CCS arbeiten, geradezu explodiert, wobei CCS oft als Teil der erneuerbaren Energien behandelt wird.

Inzwischen stagniert die Förderung der echten erneuerbaren Technologien und der Effizienz oder geht sogar zurück.

Der Etat des US-Energieministerium für das Finanzjahr 2009 plant eine Erhöhung um 26,4% (493,4 Mio. US-Dollar [309,8 Mio. Euro] im Finanzjahr 2008 gegenüber 623,6 Mio. US-Dollar [391,5 Mio. Euro] im Finanzjahr 2009) zur Finanzierung von CCS-bezogenen Programmen und gleichzeitig die Reduzierung von Programmen zur erneuerbaren Energie und Effizienzforschung sowie die Senkung dieser Etats um 27,1% (211,1 Mio. US-Dollar [132,5 Mio. Euro] im Finanzjahr 2008 gegenüber 146,2 Mio. US-Dollar [91,8 Mio. Euro] im Finanzjahr 2009).<sup>131</sup> Australien besitzt drei kooperierende Forschungszentren für fossile Brennstoffe, eines speziell für CCS. Es gibt nicht eines für erneuerbare Energietechnologie.<sup>132</sup>

In Norwegen erhält die Erdölforschung mehr als fünfmal soviel Geld wie die Forschung an erneuerbarer Energie. Eine aktuelle Zusage über mehr als 20 Milliarden NOK [2,5 Mrd. Euro] für zwei CCS-Projekte zur jährlichen Abscheidung von 2 Mt CO<sub>2</sub> (siehe norwegischer Bericht NEED TITLE) verstärkt das Ungleichgewicht noch.

## **4.5 CCS und die Haftung: ein riskantes Unterfangen**

CCS beinhaltet erhebliche ökonomische, rechtliche, politische, technologische sowie Umwelt- und Nachhaltigkeitsrisiken. Zunächst besteht die Gefahr, dass neue „CCS-fähige“ Kohlekraftwerke genehmigt und gebaut werden, die Technologie jedoch niemals installiert wird. Weitere Risiken entstehen aus den großen Mengen CO<sub>2</sub>, die injiziert werden sollen, aus der langen Speicherdauer, die für einen echten Klimanutzen notwendig ist, und aus infrastrukturellen und geologischen Mängeln, die zu einer CO<sub>2</sub>-Leckage führen könnten.

### **Umweltrisiken**

Umweltrisiken der geologischen CO<sub>2</sub>-Speicherung beinhalten:

- Speicher-Leckagen: die langsame, dauerhafte Freisetzung von CO<sub>2</sub> aus Lagerstätten, z.B. durch geologische Störungszonen;
- Plötzliche, katastrophale Leckagen: die Freisetzung großer Mengen CO<sub>2</sub> aus Speicherstätten, z.B. durch Defekte aktiver oder ehemaliger Injektionsschächte;
- Freisetzung von CO<sub>2</sub> und verbundenen Substanzen in flaches Grundwasser;
- Verdrängung von Sole und die Bewegung toxischer Metalle und organischer Verbindungen, die nach oben gelangen und zu einer Kontamination des Trinkwassers, überlagernder Sedimente, Erdboden oder Meereswasser führen;
- Freisetzung von weiteren gefährlichen abgeschiedenen Rauchgasen.

Die spezifischen Umweltrisiken, die mit CO<sub>2</sub>-Leckagen assoziiert werden, können in zwei Kategorien eingeteilt werden: global und lokal. Auf globaler Ebene haben anhaltende CO<sub>2</sub>-Leckagen das Potenzial, die Bemühungen zur Abschwächung des Klimawandels zunichte zu machen. Während gewisse Leckagemengen vielleicht akzeptabel sind, ist man sich allgemein darüber einig, dass sie nur innerhalb bestimmter Grenzen toleriert werden können.<sup>133</sup> Selbst Leckageraten von nur 1% pro Jahr könnten zu hoch sein. Eine Leckage in dieser Größenordnung würde eine gegebene Menge gelagertes CO<sub>2</sub> nach 100 Jahren auf 37% der ursprünglichen Menge reduzieren.<sup>134</sup>

Auf lokaler Ebene stellen CO<sub>2</sub>-Leckagen in Speicherstätten eine Gefahr für die menschliche Gesundheit dar. CO<sub>2</sub> ist dichter als Luft und hat daher die Tendenz, sich in niedrigen, schlecht durchlüfteten Bereichen anzusammeln, wo es bei Konzentrationen von mehr als 3 Volumenprozent zur Gefahr wird.<sup>135</sup> Dieses Risiko besteht auch beim Pipelinetransport durch besiedeltes Gebiet, was entscheidende Fragen für die Wahl des Streckenverlaufs, der Vermeidung eines Überdrucks und der Auffindung von Leckagen aufwirft.<sup>136</sup>

Ein Beispiel für die Gefährlichkeit einer natürlichen CO<sub>2</sub>-Leckage ereignete sich 1986 am Lake Nyos in Kamerun. Große Mengen CO<sub>2</sub>, die sich am Grund des Sees angesammelt hatten, wurden plötzlich freigesetzt und töteten 1.700 Menschen und Tausende Rinder im Umkreis von 25 Kilometern.<sup>137</sup>

Wenn CO<sub>2</sub> bis dicht unter die Erdoberfläche aufsteigt, kann dies tödliche Folgen für Pflanzen und Bodentiere haben und das Grundwasser vergiften. In Vulkan- und Erdbebengebieten wurde von Bodenübersäuerung und gestörter Wurzelatmung berichtet. In Mammoth Mountain, Kalifornien, tötete die Freisetzung von CO<sub>2</sub> nach mehreren kleineren Erdbeben Bäume auf einer Fläche von 100 Acres [etwa 40 ha].<sup>138</sup> Die Wanderung von CO<sub>2</sub> kann zur Übersäuerung von Gewässern und zur Mobilisierung toxischer Schwermetalle führen. Die Injizierung von CO<sub>2</sub> kann Druck aufbauen, Sole verdrängen und seismische Aktivitäten verursachen.<sup>139</sup> Ein weiteres Risiko ist der große Umweltschaden infolge der gesteigerten Förderung von fossilen Brennstoffen. Die erhöhte Energienachfrage von Kraftwerken mit Kohlenstoffabscheidung erfordert mehr Kohle und andere fossile Brennstoffe. Wesentliche lokale Umweltprobleme stehen daher mit der Förderung und dem Transport von fossilen Brennstoffen in Verbindung: z.B. Lebensraumzerstörung, Schädigung von Flüssen und Wasserwegen (Erdsenkungen aufgrund des Strebbaus) und zunehmender Luftverschmutzung.

## **Haftungsrisiken**

Die großflächige Anwendung von CCS beinhaltet beträchtliche Haftungsrisiken. Aktuelle Gesetze sind für diese Risiken nicht ausgelegt und lassen wesentliche Fragen nach dem Haftenden unbeantwortet.<sup>140</sup> Gesetzliche Vorschriften zu CCS müssten sich zumindest mit Fragen bezüglich Abscheidung, Transport, Untersuchung und Genehmigung von Speicherstätten, Verfahrensstandards wie Vermessung, Überwachung, Überprüfung und Nachbesserungspläne, Anrechnung von CO<sub>2</sub>-Senkungen und Maßnahmen im Umgang mit der langfristigen Speicherung beschäftigen. Bei der Formulierung eines solchen Gesetzesrahmens könnten die Interessen der Industrie (Beschränkung der Haftbarkeit und der Kosten) den Interessen der Öffentlichkeit (zeitlich unbegrenzte Sicherheit) entgegen laufen.

Die Industrie betrachtet die Haftungsfrage als Hindernis für die weitere Entwicklung von CCS<sup>141</sup> und ist nicht bereit, umfangreich in CCS zu investieren, solange sie nicht vor den Risiken einer langfristigen CO<sub>2</sub>-Speicherung befreit wird. Die Risiken sind so hoch, dass viele Versorger sich weigern, das CO<sub>2</sub> zur Lagerung bereitzustellen, solange sie nicht durch die Entfernung des CO<sub>2</sub> vom Kraftwerk von ihrer Inhaberschaft befreit werden.<sup>142</sup> Mögliche Betreiber drängen auf eine zeitliche Begrenzung der rechtlichen Haftbarkeit für gelagertes Kohlendioxid auf nur zehn Jahre.<sup>143</sup>

Viele Faktoren beeinflussen den Haftungsumfang in Bezug auf CCS. Ein paar Beispiele sind die Klassifizierung und Reinheit des aufgefangenen CO<sub>2</sub> und die Definition der Eigentumsrechte und der Inhaberschaft am injizierten CO<sub>2</sub>. Abgeschiedenes CO<sub>2</sub> kann beispielsweise als Ressource, als Abfallprodukt oder sogar als Giftmüll definiert werden. Letztere Bezeichnungen verlangen strengere Gesetzesvorschriften zum Umgang, zum Transport und zur Entsorgung von CO<sub>2</sub> und verteuern die Kosten für CCS.<sup>144</sup>

Ein weiterer Punkt ist die Reinheit des CO<sub>2</sub>-Stromes. Abgeschiedenes CO<sub>2</sub> enthält oft Nebenprodukte des Verbrennungsvorganges, wie z.B. Stickoxide (NO<sub>x</sub>) und Schwefeldioxid (SO<sub>2</sub>) sowie Spuren von Schwermetallen wie Blei, Quecksilber und Cadmium.<sup>145</sup> Die Injektion dieser Gemische in den Untergrund ist sehr reizvoll, denn durch den geringeren Reinigungsaufwand im Kraftwerk reduzieren sich die Kosten. Doch die Genehmigung zur Entsorgung von Bestandteilen außer CO<sub>2</sub> verändert das Risikoprofil der geologischen Speicherung ebenso wie die gesetzlichen und rechtlichen Konsequenzen.<sup>146</sup> Eine gemeinsame Lagerung beispielsweise von CO<sub>2</sub> und Schwefeldioxid (SO<sub>2</sub>) steigert das Leckagerisiko aufgrund der chemischen Eigenschaften. In Verbindung mit Wasser bildet SO<sub>2</sub> die hochkorrosive Schwefelsäure, die Materialien wie den zur Versiegelung der Bohrlöcher verwendeten Zement viel schneller auflöst. Ein höheres Leckagerisiko bedeutet auch eine höhere Wahrscheinlichkeit für Schäden und damit Haftungsansprüche. Ob und wie viel SO<sub>2</sub> in abgeschiedenen CO<sub>2</sub>-Gemischen erlaubt ist, wird festgelegt werden müssen. Die korrosivere Beschaffenheit beim Pipelinetransport und bei der dauerhaften Lagerung wird in Gesetzen Berücksichtigung finden müssen, um das Risiko zu minimieren.<sup>147</sup>

Die vielleicht kritischsten Fragen sind die nach den Eigentumsrechten und danach, wer für das abgeschiedene CO<sub>2</sub> haftbar ist, insbesondere nach Beendigung des entsprechenden CCS-Projektes. Die Antwort darauf wird entscheiden, wer für einen durch CCS verursachten Schaden zahlen muss. Mögliche Risiken beinhalten die Haftbarkeit für (1) gesundheitliche Auswirkungen und Schäden an Ökosystemen durch Oberflächenleckagen; (2) Grundwasserkontamination einschließlich Verschmutzung von Trinkwasser; (3) hervorgerufene seismische Aktivitäten; und (4) Klimafolgen durch vermehrte Treibhausgasemissionen aufgrund von Oberflächenleckagen. Um die Haftbarkeit der CCS-Beteiligten zu begrenzen, wurden Haftungsobergrenzen, staatliche Freistellungsprogramme und eine vollständige Übertragung der Haftbarkeit vom privaten auf den öffentlichen Sektor vorgeschlagen.<sup>148</sup> Diese Mechanismen schützen die Betreiber umfassend vor Rechtsstreitigkeiten, übertragen die Inhaberschaft auf Regierungen bzw. begrenzen die Entschädigungssumme im möglichen Schadensfall. Es wird argumentiert, dass solche Maßnahmen notwendig seien, da ohne sie keine Finanzierung oder Versicherung möglich sei.<sup>149</sup>

Das kürzlich aufgegebene FutureGen-Projekt in den USA (s. folgende Seite) wurde von der finanziellen und rechtlichen Haftbarkeit im Fall einer unvorhergesehenen Freisetzung von CO<sub>2</sub> befreit.<sup>150</sup> Die Gesetzgeber stimmten sogar zu, FutureGen von Gerichtsprozessen freizustellen und die Versicherungspolice für das Kraftwerk zu bezahlen.<sup>151</sup>

## **FutureGen – USA geben CCS-Flaggschiff-Projekt auf**

FutureGen, das Flaggschiff aller CCS-Programme unter der Bush-Regierung, wurde als allererstes, beinahe emissionsfreies Kohlekraftwerk bejubelt.<sup>1</sup> Doch im Januar 2008, nach wiederholten Verzögerungen und chronischen Kostenüberschreitungen, drehte die US-Regierung FutureGen den Hahn ab mit der Begründung „wenn sich die Kosten für ein Projekt verdoppeln, wird es Zeit, sich hinzusetzen und die Vereinbarungen zu überarbeiten.“<sup>2</sup>

Angekündigt im Jahr 2003, sollte FutureGen 2012 ans Netz gehen, kam jedoch nie über die Entwicklungsphase hinaus. Die privat-staatliche Partnerschaft hinter dem Projekt umfasste das US-Energieministerium und die Firmenriesen American Electric Power Service Corp., Anglo American, BHP Billiton, Rio Tinto und Chinas größtes Kohle-Energieunternehmen, die China Huaneng Group.

Die staatliche Unterstützung für FutureGen sollte durch ein großzügiges Paket des Staates Illinois ergänzt werden. Es enthielt einen Zuschuss von 17 Millionen US-Dollar [10,66 Mio. Euro], einen Steuererlass auf Baumaterialien und bestimmte Ausrüstungsgegenstände sowie Rücklagen in Höhe von 50 Millionen US-Dollar [31,35 Mio. Euro] für Projektdarlehen unter dem Marktzins. Der Staat verabschiedete außerdem ein Gesetz, das FutureGen von der finanziellen und rechtlichen Haftung im Falle einer unvorhergesehenen Freisetzung von Kohlendioxid freistellt.<sup>3</sup> Die Gesetzgeber stimmten ebenfalls zu, FutureGen von Gerichtsprozessen zu befreien und die Versicherungspolizen für das Kraftwerk zu bezahlen.<sup>4</sup>

Im Jahr 2007 bewertete das US-Energieministerium die Projektplanung erneut, nachdem die Kosten<sup>5</sup> innerhalb von drei Jahren um 85% auf 1,8 Milliarden US-Dollar [1,13 Mrd. Euro] gestiegen waren. Das Ministerium, das ursprünglich 74% der Kosten decken sollte, fragte bei der Industrie um eine höhere Beteiligung an der finanziellen Belastung an um „eine weitere Kosteneskalation zu verhindern“<sup>7</sup> – jedoch vergeblich. Der Leiter von FutureGen schätzte, dass jeder Monat Verzögerung das Projekt 10 Millionen US-Dollar [6,27 Mio. Euro] kosten würde, „einfach aufgrund der Inflation“.<sup>8</sup>

Was jetzt mit FutureGen geschieht, ist unklar. Partnerunternehmen, denen versprochen wurde, dass ihre Kosten 400 Millionen US-Dollar [250,77 Mio. Euro] nicht überschreiten würden, werden es selbst finanzieren müssen, wenn es fortgeführt werden soll. Bedenkt man, wie abhängig das Projekt von staatlichen Geldern und Haftungsfreiheiten ist, scheint dies sehr unwahrscheinlich.

FutureGen scheiterte trotz der Ankündigung als beispielloser Beitrag zum Klimaschutz, trotz der insgesamt 1,3 Milliarden US-Dollar [0,82 Mrd. Euro] an staatlichen Geldern und trotz der Befreiung von jeglicher rechtlicher Verantwortung. Dieses Debakel sollte Regierungen und Unternehmen, die Investitionen in CCS in Erwägung ziehen, als deutliche Warnung dienen.

<sup>1</sup> FutureGen Alliance, <http://www.futuregenalliance.org/faqs.stm>, abgerufen am 11.03.08

<sup>2</sup> Helenair.com, “Senators press official on carbon projects”,

[http://www.helenair.com/articles/2008/02/01/national/100na\\_080201\\_carbon.txt](http://www.helenair.com/articles/2008/02/01/national/100na_080201_carbon.txt), abgerufen am 27.02.08.

<sup>3</sup> Illinois Department of Commerce and Economic Opportunity, “Gov. Blagojevich Applauds the Passage of Important Legislation to Continue Illinois’ Strong Bipartisan Push to Bring FutureGen to Illinois”, <http://www.ildceo.net/dceo/News/pr07262007-2.htm>, abgerufen am 23.1.08.

<sup>4</sup> Gatehouse News Service, “Mattoon gets FutureGen nod, but hurdles remain”,

[http://www.gatehousenewsservice.com/regional\\_news/midwest/illinois/x1414531785](http://www.gatehousenewsservice.com/regional_news/midwest/illinois/x1414531785), abgerufen am 23.1.08.

<sup>5</sup> US Department of Energy, “Statement from US Department of Energy Acting Principal Deputy Assistant Secretary for Fossil Energy James Slutz”, <http://www.energy.gov/news/5779.htm>, abgerufen am 23.1.08

<sup>6</sup> USA Today, “Emissions-free coal plant’s costs worries feds”, [http://www.usatoday.com/money/industries/energy/2008-01-06-futuregen\\_N.htm](http://www.usatoday.com/money/industries/energy/2008-01-06-futuregen_N.htm), abgerufen am 23.1.08.

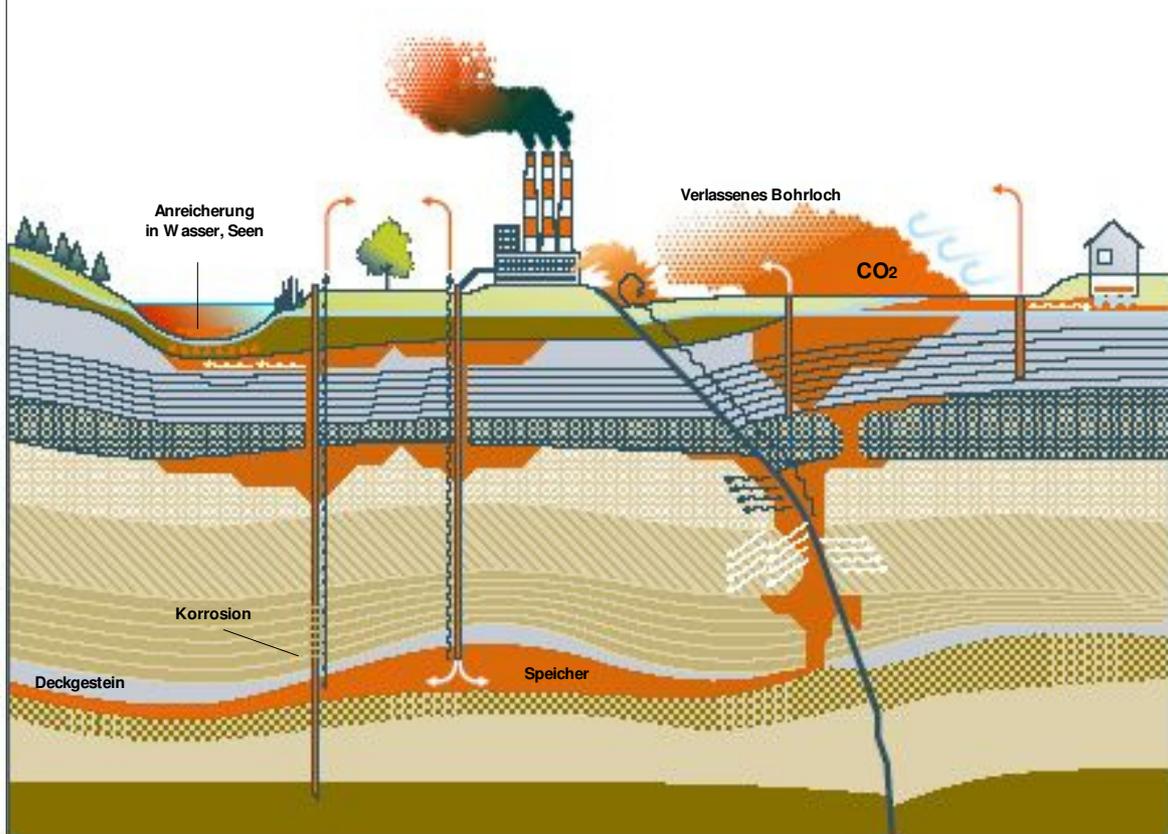
<sup>7</sup> US Department of Energy, “Statement from US Department of Energy Acting Principal Deputy Assistant Secretary for Fossil Energy James Slutz”, <http://www.energy.gov/news/5779.htm>, abgerufen am 23.1.08

<sup>8</sup> USA Today, “Emissions-free coal plant’s costs worries feds”, [http://www.usatoday.com/money/industries/energy/2008-01-06-futuregen\\_N.htm](http://www.usatoday.com/money/industries/energy/2008-01-06-futuregen_N.htm), abgerufen am 23.1.08.

## Leckagewege und potenzielle Folgen einer CO<sub>2</sub>-Freisetzung

Viele Leckagewege könnten zur Wanderung von CO<sub>2</sub> in die unmittelbare Umgebung führen. Dazu gehören Leckagen in oder entlang von Injektionsschächten, aufgegebenen Förderschächten, unentdeckten oder durch Injizierung von CO<sub>2</sub> bei zu hohem Druck entstandene Verwerfungen, Korrosion von Deckgestein und Zementfüllungen zur Versiegelung der Injektionsschächte und die Diffusion in flachere geologische Formationen. Die möglichen Folgen einer Leckage sind ähnlich vielfältig: Die Wiederfreisetzung des CO<sub>2</sub> in die Atmosphäre würde den Klimanutzen der geologischen Speicherung aufheben. Das Aufsteigen von CO<sub>2</sub> dicht unter die Erdoberfläche könnte negative Folgen für Bodenökosysteme haben und sowohl Flora als auch Fauna schädigen. Die CO<sub>2</sub>-Kontamination von Oberflächengewässern könnte negative Auswirkungen auf aquatische Ökosysteme haben. Eine Leckage in Grundwasseraquifere könnte toxische Metalle freisetzen und andere Mineralien auflösen, wodurch die Wasserqualität sinkt. Und sollte das CO<sub>2</sub> Konzentrationen von mehr als 3 Volumenprozent erreichen, sind auch Folgen für die menschliche Gesundheit zu befürchten.

Quelle: Benson, S, 2006



## Finanzielle Risiken

Enorme Geldbeträge sind bereits ausgegeben worden für die Förderung von fossilen Kraftwerken, die den Hauptanteil am Klimawandel tragen. Durch die Umsetzung von CCS müssten Regierungen diese Förderung nicht nur beibehalten, sondern durch zusätzliche Subventionen und politische Anreize noch intensivieren. Die Anwendung von CCS wird nur mit extrem großer Unterstützung möglich sein. Diese Technologie ist ausgesprochen teuer und es gibt keine Garantie dafür, dass sie jemals funktionieren wird. Wirtschaftsanalysen über die absoluten Kosten von CCS sind durch eine große Unsicherheit gekennzeichnet. Was Kraftwerke betrifft, so schätzt der Zwischenstaatliche Ausschuss für Klimaänderungen für den gesamten CCS-Prozess die Kosten auf 14 bis 91 US-Dollar [8,4 bis 57,1 Euro] pro Tonne vermiedenes CO<sub>2</sub>.<sup>152</sup> Eine aktuellere Einschätzung setzt die Kosten für die bloße Abscheidung des CO<sub>2</sub> auf 24 bis 75 Euro/t vermiedenes CO<sub>2</sub> fest.<sup>153</sup>

CCS-Verfechter haben ein „Cap And Trade“-System für Kohlenstoffemissionen vorgeschlagen um die Kostenbarriere für die Umsetzung der Technologie zu reduzieren.<sup>154</sup> Doch für die Rentabilität von CCS müsste der Preis für Kohlenstoffemissionen über den Zusatzkosten für die Anwendung dieser Technologie liegen. Die aktuellen Marktpreise für CO<sub>2</sub> von etwa 21 Euro/Tonne sind ebenso wie zukünftige Hochrechnungen für die Phase von 2008–2012 des Emissionshandelsplans unzureichend um den Einsatz von CCS voranzutreiben;<sup>155</sup> Preise in Höhe von 100 Euro/Tonne könnten für den Start erster Projekte nötig sein.<sup>156</sup> Doch selbst ein hoher Kohlenstoffpreis reicht nicht aus, um die Zukunft für CCS zu sichern.<sup>157</sup>

Um solche Projekte rentabel zu machen, müssten die Kohlenstoffpreise mit zusätzlichen politischen Verpflichtungen und finanziellen Anreizen verbunden werden.<sup>158</sup> Vorgeschlagene Zusatzmechanismen zur Ergänzung des Kohlenstoffpreises sind z.B. direkte Investitionshilfen, Kreditgarantien und privat-staatliche Kooperationen.<sup>159</sup> Anstatt von den Umweltverschmutzern die Finanzierung dieser Programme zu verlangen, wird mit der Anwendung von CCS geplant, dass die Verursacher von den Regierungen, also am Ende von den Steuerzahlern, dafür bezahlt werden, die Verschmutzung möglichst zu vermeiden. Falls die Kosten höher ausfallen sollten als erwartet, wird die kommerzielle Rentabilität vielleicht nie erreicht, womit das investierte Geld vergeudet sein wird.

Diese umfangreiche Förderung, mit der CCS vorangebracht werden soll, wirft die ernsthafte Frage nach der Prioritätensetzung auf, denn neueste Forschungen zeigen, dass die Stromerzeugung durch Kohle und CCS teurer sein wird als weniger umweltschädliche Quellen wie Gas, Windkraft und viele Arten der nachhaltigen Biomasse. Sie ist auch wesentlich teurer als die Steigerung der Energieeffizienz.<sup>160</sup> Selbst wenn man davon ausgeht, dass irgendwann die Kohlenstoffabscheidung technisch realisierbar, fähig zur langfristigen Speicherung, sicher für die Umwelt und wirtschaftlich rentabel sein wird, wären die Auswirkungen begrenzt und ausgesprochen teuer.

Wie der Bericht Futu[r]e Investment von Greenpeace<sup>161</sup> zeigt, würde die Investition in eine erneuerbare Energien-Zukunft dagegen 180 Milliarden US-Dollar [113,0 Mrd. Euro] jährlich einsparen und bis 2050 die CO<sub>2</sub>-Emissionen halbieren.

## 5 Die wahre Lösung für die Klimakrise ist bereits vorhanden

Durch CCS geht der Blick für nachhaltige Energielösungen verloren und die Welt droht, sich in eine Energiezukunft zu verrennen, die das Klima nicht retten kann. Die Investitionen mit dem größten Potenzial zur Energiesicherung und Emissionsreduzierung, nämlich erneuerbare Energie und Energieeffizienz, müssen favorisiert werden.

Greenpeace' Energie [R]evolution stellt einen praktischen Entwurf dar, der zeigt, wie erneuerbare Energien kombiniert mit höherer Energieeffizienz die globalen CO<sub>2</sub>-Emissionen um fast 50% reduzieren und bis 2050 die Hälfte des weltweiten Energiebedarfs decken können.<sup>162</sup> Während des jahrzehntelangen technologischen Fortschritts sind erneuerbare Technologien wie Windturbinen, Photovoltaikanlagen, Biomassekraftwerke und Sonnenwärmekollektoren immer attraktiver geworden. Der Markt für erneuerbare Energien wächst rasant; im Jahr 2007 überstiegen die globalen Jahresinvestitionen in erneuerbare Energien die 100-Milliarden-Dollar-Grenze.<sup>163</sup> Gleichzeitig besteht ein enormes Potenzial zur Reduzierung unseres Energieverbrauches unter Beibehaltung des Energieversorgungsniveaus.

Viele Staaten haben das Potenzial dieser wahren Klimailösungen erkannt und treiben ihre ehrgeizigen Pläne für eine Energierevolution innerhalb ihrer Grenzen voran. Neuseeland hat sich die Erreichung der CO<sub>2</sub>-Neutralität bis zur Mitte des Jahrhunderts zum Ziel gesetzt. Erneuerbare Energie und Energieeffizienz, nicht CCS, lautet das Motto. Neuseeland bezieht bereits 70% des Stroms aus erneuerbaren Quellen und will diesen Anteil bis 2025 auf 90% erhöhen.<sup>164</sup> In Deutschland ist der Verbrauch erneuerbarer Energie in den letzten zehn Jahren um 300% gestiegen. Neue Gesetze schreiben vor, dass alle Eigenheime, die nach dem 1. Januar 2009 gebaut werden, mit einer nachhaltigen Warmwassergewinnung ausgestattet werden müssen.<sup>165</sup> Im Jahr 2007 wurden in den USA Windanlagen mit über 5.200 MW installiert, das sind 30% aller neu installierten Energieanlagen in diesem Jahr – ein Anstieg von 45% innerhalb eines Jahres.<sup>166</sup> Dies sind nur wenige Beispiele für den Boom der erneuerbaren Energien.

Die Dringlichkeit der Klimakrise erfordert die kurzfristige Einsatzbereitschaft von Lösungen auf breiter Ebene. CCS kommt schlichtweg zu spät. Diese Technologie ist höchst spekulativ, riskant und wahrscheinlich in den nächsten zwanzig Jahren technisch nicht durchführbar. CCS als Vorwand für den Bau neuer Kohlekraftwerke zu benutzen ist inakzeptabel und unverantwortlich; denn „CCS-fähige“ Kohlekraftwerke stellen eine große Bedrohung für das Klima dar. Um die Klimakrise zu bewältigen, muss die Welt die Menge des produzierten CO<sub>2</sub> senken, statt es irgendwo zu vergraben, in der Hoffnung, dass es dort bleibt. Schmutzige Energiequellen wie Kohle müssen allmählich aufgegeben und die Investitionen in nachhaltige Energielösungen verstärkt werden. Erneuerbare Energien und Energieeffizienz sind sichere, kosteneffiziente Lösungen, die keines der Risiken von CCS tragen und bereits jetzt zur Verfügung stehen, um Emissionen zu reduzieren und das Klima zu retten.

## 6 Quellenverzeichnis

- Abanades, J C et al., 2005. *Summary for Policymakers in IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*, B. Metz et al., Herausgeber. 2005, Cambridge University Press: Cambridge, U.K.
- Azar, C et al, 2006. *Carbon Capture and Storage from Fossil Fuels and Biomass – Costs and Potential Role in Stabilizing the Atmosphere*, Climatic Change Bd. 74, 2006, S. 47-79.
- Bachu, S et al., 2007. *CO<sub>2</sub> storage capacity estimation: Methodology and gaps*, International Journal of Greenhouse Gas Control I, 2007, S. 430-443.
- Benson, S 2004. *Carbon Dioxide Capture and Storage in Underground Geologic Formations*, Lawrence Berkley National Laboratory, Berkeley 2004, <[http://www.pewclimate.org/docUploads/10-50\\_Benson.pdf](http://www.pewclimate.org/docUploads/10-50_Benson.pdf)>.
- Benson, S et al., 2005. *Underground Geological Storage in IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*, B. Metz et al., Herausgeber. 2005, Cambridge University Press: Cambridge, U.K.
- Bradshaw, J et al., 2007. *CO<sub>2</sub> storage capacity estimation: Issues and development of standards*, International Journal of Greenhouse Gas Control 1, 2007, S. 62-68.
- Bruant, R, et al., 2002. *Safe Storage of CO<sub>2</sub> in Deep Saline Aquifers*, Environ. Sci. and Technol. Bd. 36, Ausgabe 11, 2002, S. 240a-245a.
- Carbon Capture Journal (CCJ), 2008. *Only 34% confidence in clean coal-climate decision makers*. Keith Forward, Editor. Januar/Februar 2008, Ausgabe 1.
- Damen, K et al., 2006. *Healthy, Safety and Environmental Risks of Underground CO<sub>2</sub> Storage – Overview of Mechanisms and Current Knowledge*. Climatic Change, Bd. 74, 2006, S. 289-318.
- de Figueiredo, M et al., 2005. *Framing the Long-Term In Situ Liability Issue for Geologic Carbon Storage in the United States*, Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change Bd. 10, 2005, S. 647-657
- Diesendorf, M, 2006. *Can geosequestration save the coal industry?*, in J Byrne, L Glvoer & N Toly (Hrsg.), *Transforming power: Energy as a social project*, Energy and Environmental Policy Series Bd. 9, 2006, S. 223-248.
- Doctor, R et al., 2005. *Transport of CO<sub>2</sub> in IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*, B. Metz et al., Herausgeber. 2005, Cambridge University Press: Cambridge, U.K.
- Energy Information Administration (EIA), 2007. *The International Energy Outlook 2007*, US Department of Energy, Washington, DC, Mai 2007, <[http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/pdf/0484\(2007\).pdf](http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/pdf/0484(2007).pdf)>.
- Forbes, S, 2002. *Regulatory Barriers for Carbon Capture Storage and Sequestration*. National Energy Technology Laboratory, November 2002.

- Gough, C & Shackley, S, 2006. *Towards a Multi-Criteria Methodology for Assessment of Geological Carbon Storage Options*, *Climatic Change* 74, 2006, S. 141-174.
- Groenenberg, H & de Coninck, H, 2007. *Technological support for an enabling policy framework for carbon dioxide capture and geological storage, Task 3: Incentivising CO<sub>2</sub> capture and storage in the European Union*, April 2007.
- Hannegan, B, 2007. Testimony for Hearing of the Science, Technology and Innovation Subcommittee of the Committee on Commerce, Science, and Transportation. 110<sup>th</sup> Cong., 1st Sess. 7. November 2007.
- Heddle, G et al., 2003. *The Economics of CO<sub>2</sub> Storage*, MIT, August 2003, <[http://sequestration.mit.edu/pdf/LFEE\\_2003-003\\_RP.pdf](http://sequestration.mit.edu/pdf/LFEE_2003-003_RP.pdf)>.
- Herzog, H & Golomb, D, 2004. *Carbon Capture and Storage from Fossil Fuel Use in Energy* Encyclopaedia, C. Cleveland, Editor. 2004. Elsevier: Amsterdam, Niederlande.
- International Energy Agency (IEA) Greenhouse Gas R&D Programme, 2007. *CO<sub>2</sub> capture ready plants*, 2007/4, Mai 2007.
- International Energy Agency (IEA), 2007. *Near-term Opportunities for Carbon Dioxide Capture and Storage*, Global Assessments Workshop in Support of the G8 Plan of Action, Juni 2007.
- IPCC, 2005. *Carbon Dioxide Capture and Storage: Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, IPCC, Genf 2005, <[http://arch.rivm.nl/env/int/ipcc/pages\\_media/SRCCS-final/SRCCS\\_WholeReport.pdf](http://arch.rivm.nl/env/int/ipcc/pages_media/SRCCS-final/SRCCS_WholeReport.pdf)>.
- Johnston, P & Santillo, D, 2003. *Carbon Capture and Sequestration: Potential Environmental Impacts*. Proceedings of IPCC Workshop on Carbon Dioxide Capture and Storage, Regina, Kanada 18.-21. November 2002, publ. Energy Research Centre of the Netherlands (ECN): 95-110.
- Kharaka Y et al., 2006. *Gas-water-rock interactions in frio formation following CO<sub>2</sub> injection: Implications for the storage of greenhouse gases in sedimentary basins*, *Geology*, Bd. 34, Nr. 7, 2006, S. 577-580.
- Levinson, Marc, 2007. *Carbon Capture and Sequestration*, The London Accord, JP Morgan, 2007. <[http://www.london-accord.co.uk/final\\_report/reports/pdf/c6.pdf](http://www.london-accord.co.uk/final_report/reports/pdf/c6.pdf)>
- Massachusetts Institute of Technology (MIT), 2007. *The Future of Coal*, MIT, Boston 2007, <[http://web.mit.edu/coal/The\\_Future\\_of\\_Coal.pdf](http://web.mit.edu/coal/The_Future_of_Coal.pdf)>.
- McFarland, J et al., 2000. *Economic Modeling of the Global Adoption of Carbon Capture and Sequestration Technologies*, in Proceedings of the Sixth International Conference of Greenhouse Gas Control Technologies. Herausgeber J Gale and Y Kaya, 2000.
- National Energy Technology Laboratory (NETL), 2006. *International Carbon Capture and Storage Projects Overcoming Legal Barriers*. NETL, Juni 2006, <[http://www.netl.doe.gov/energy\\_analyses/pubs/CCSregulatorypaperFinalReport.pdf](http://www.netl.doe.gov/energy_analyses/pubs/CCSregulatorypaperFinalReport.pdf)>

- National Energy Technology Laboratory (NETL), 2007, *Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants*, NETL, August 2007, <[http://www.netl.doe.gov/energy-analyses/pubs/Bituminous%20Baseline\\_Final%20Report.pdf](http://www.netl.doe.gov/energy-analyses/pubs/Bituminous%20Baseline_Final%20Report.pdf)>
- Pacala, S et al., 2004. *Stabilization Wedges: Solving the Climate Problem for the Next 50 years with Current Technologies*. Science, Bd. 305, Nr. 968, 2006, S. 968-972.
- Parfomak, P & Folger, P, 2008. *Pipelines for Carbon Dioxide (CO<sub>2</sub>) Control: Network Needs and Cost Uncertainties*. 2008. Congressional Research Services: Washington, DC.
- Ragden, P et al., 2006. *Technologies for CO<sub>2</sub> capture and storage, Summary*. Westermann, B, Hrsg. 2006. Bundesumweltamt: Berlin, Deutschland.
- REN21, 2007. *Renewables 2007 Global Status Report*, A pre-publication for the UNFCCC COP13, Bali, Indonesien, 2007, <[http://www.ren21.net/pdf/REN21\\_GSR2007\\_Prepub\\_web.pdf](http://www.ren21.net/pdf/REN21_GSR2007_Prepub_web.pdf)>.
- Rubin, E et al., 2005a. *Technical Summary in IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*, B. Metz et al., Editors. 2005, Cambridge University Press: Cambridge, U.K.
- Rubin, E et al., 2005b. *Comparative Assessments of Fossil Fuel Power Plants with CO<sub>2</sub> Capture and Storage*. Proceedings of the 7<sup>th</sup> International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, Vancouver, Kanada, 5.-9. September 2004, Band 1; Peer-Reviewed and Overviews, E.S. Rubin, D.W> Keith ad C.F. Gilboy (Hrsg.), Elsevier, 2005 (im Druck).
- Saddler, H, et al., 2004, *Geosequestration: What is it and how much can it contribute to a sustainable energy policy for Australia?*, The Australia Institute, Anu, 2004.
- Shuster, E et al., 2007. *Estimating Freshwater Needs to Meet Future Thermolectric Generation Requirements*, 2007, National Energy Technology Laboratories: Pittsburgh, PA
- Spreng, D et al., 2007. *CO<sub>2</sub> capture and storage: Another Faustian Bargain?* Energy Policy, Bd. 35, 2007, S. 850-854.
- Thambimuthu, K et al., 2005. *Capture of CO<sub>2</sub> in IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*, B. Metz et al., Editors. 2005, Cambridge University Press: Cambridge, U.K.
- The Interstate Oil and Gas Compact Commission, 2007. *Storage of Carbon Dioxide in Geologic Structures: A Legals and Regulatory Guide for States and Provinces*. Task Force on Carbon Capture and Geologic Storage, September 2007.
- United Nations Development Programme (UNDP), 2007. *Avoiding Dangerous Climate Change: Strategies for Mitigation*, Human Development Report 2007/2008.
- United Nations Foundation, 2007. *Confronting Climate Change: Avoiding the Unmanageable and Managing the Unavoidable*, <<http://www.unfoundation.org/SEG/>>.
- US Department of Energy (US DOE), Office of Fossil Energy, 2007. *Carbon Sequestration Atlas of the United States and Canada*, 2007. <[http://www.netl.doe.gov/technologies/carbon\\_seq/refshelf/atlas/](http://www.netl.doe.gov/technologies/carbon_seq/refshelf/atlas/)>.

- Vajjhala, S et al., 2007. *An International Regulatory Framework for Risk Governance of Carbon Capture and Storage*. CICERO, Mai 2007.
- Van der Zwaan, B, & Smekens, K, 2007. *CO<sub>2</sub> Capture and Storage with Leakage in an Energy Climate Model, Environ Model Assess*, August 2007.
- Viebahn, P, et al., 2007. *Comparison of carbon capture and storage with renewable energy technologies regarding structural, economic, and ecological aspects in Germany*, International Journal of Greenhouse Gas Control, 2007 (im Druck).
- von Goerne, G, 2002. *Implication of CO<sub>2</sub> impurities on the integrity of caprocks during CO<sub>2</sub> Sequestration in Sub-Seabed Geological Structures*. Greenpeace, Mai 2006.
- Wilson, E et al., 2007. *Research for Deployment: Incorporating Risk, Regulation, and Liability for Carbon Capture and Sequestration* Environ. Sci. Technol. Bd. 41, 2007, S. 5945-5952.
- World Business Council for Sustainable Development (WBCSD), 2006. 'Facts and Trends- Carbon Capture and Storage', 2006.  
<<http://www.wbcd.org/web/publications/facts&trends-ccs.pdf>>

- <sup>1</sup> WBSCD, 2006
- <sup>2</sup> Abanades, J C et al., 2005, S. 3
- <sup>3</sup> Ragden et al., 2006, S. 24
- <sup>4</sup> Rubin et al., 2005a, S. 40
- <sup>5</sup> <http://www.un.org/climatechange/background/reducing.shtml>
- <sup>6</sup> CCJ, 2008, p.14
- <sup>7</sup> Greenpeace' Energie [R]evolution wurde in Zusammenarbeit mit dem Europäischen Rat für erneuerbare Energie und dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt erstellt und ist erhältlich unter [www.greenpeace.org/energyrevolution](http://www.greenpeace.org/energyrevolution)
- <sup>8</sup> UNDP, 2007, S. 145-146
- <sup>9</sup> MIT, 2007, S. 14
- <sup>10</sup> WBSCD, 2006
- <sup>11</sup> Rubin et al., 2005, S. 41
- <sup>12</sup> Abanades, J C et al., 2005, S. 8
- <sup>13</sup> Treibhausgas-R&D-Programm der Internationalen Energieagentur (im Folgenden "IEA"), 2007, I
- <sup>14</sup> MIT, 2007, S. 29
- <sup>15</sup> CAIT institute , <http://cait.wri.org/>
- <sup>16</sup> Abanades, J C et al., 2005, S. 3
- <sup>17</sup> Anders ausgedrückt: 20% Effizienzmindeung für jedes dieser 4 Kraftwerke führt zu einem Gesamtzusatzbedarf an Energie von  $4 \times 20\% = 80\% = 1$  Zusatzkraftwerk derselben Größe. Die restlichen 20% werden für CCS im fünften Kraftwerk benötigt.
- <sup>18</sup> Shuster et al., 2007, S. 60
- <sup>19</sup> Ragden et al., S. 24
- <sup>20</sup> IEA 2007, S. 7
- <sup>21</sup> Vorlage der CSIRO zur Untersuchung der Geosequestrierungstechnologie im australischen Repräsentantenhaus, August 2006.
- <sup>22</sup> Azar et al, 2006
- <sup>23</sup> Benson et al., 2005, S. 264
- <sup>24</sup> Diesendorf, M, 2006, S. 16
- <sup>25</sup> IEA Clean Coal Centre, <http://www.iea-epl.co.uk/content/default.asp?PageId=885>
- <sup>26</sup> NETL 2007, ii
- <sup>27</sup> Rubin et al., S. 40
- <sup>28</sup> Saddler, H et al., 2004, xi
- <sup>29</sup> US DOE, parlamentarischer Haushaltsantrag für das Finanzjahr 2009, Februar 2008
- <sup>30</sup> Diesendorf, M, 2006, S. 13
- <sup>31</sup> <http://www.greenpeace.org/raw/content/international/press/reports/future-investment.pdf>
- <sup>32</sup> Wilson, E et al., S. 5945
- <sup>33</sup> IEA Clean Coal Centre, <http://www.iea-epl.co.uk/content/default.asp?PageId=885>
- <sup>34</sup> Levinson, Marc 2007, S. 14
- <sup>35</sup> The Interstate Oil and gas Compact Commission 2007, S. 11
- <sup>36</sup> NETL 2006
- <sup>37</sup> Illinois Department of Commerce and Economic Opportunity, "Gov. Blagojevich Applauds the Passage of Important Legislation to Continue Illinois' Strong Bipartisan Push to Bring FutureGen to Illinois", <http://www.ildceo.net/dceo/News/pr07262007-2.htm>, retrieved 23.1.08.
- <sup>38</sup> Gatehouse News Service, "Mattoon gets FutureGen nod, but hurdles remain", [http://www.gatehousenewsservice.com/regional\\_news/midwest/illinois/x1414531785](http://www.gatehousenewsservice.com/regional_news/midwest/illinois/x1414531785), 23.1.08.
- <sup>39</sup> Energy [R]evolution: *A Sustainable World Energy Outlook*, Greenpeace and EREC, Jan. 2007 – <http://www.greenpeace.org/energyrevolution>
- <sup>40</sup> CCJ, 2008, S. 14
- <sup>41</sup> REN21, 2007, S. 2
- <sup>42</sup> Renewable Energy Access, New Zealand Commits to 90% Renewable Electricity by 2025, 26. September 2007, <http://www.renewableenergyaccess.com/rea/news/story?id=50075>
- <sup>43</sup> AWEA, US Wind Energy Power Surges 45%, Again Shatters Record, Wind Energy Weekly, Bd. 27, Ausgabe 1273, 18. Januar 2007, <http://www.awea.org/windenergyweekly/WEW1273.html#Article1>
- <sup>44</sup> [www.greenpeace.org/energyrevolution](http://www.greenpeace.org/energyrevolution)
- <sup>45</sup> Thambimuthu, K et al., 2005, S. 107
- <sup>46</sup> Ibid, S. 109
- <sup>47</sup> Hannegan, B, 2007, S. 20
- <sup>48</sup> Massachusetts Institute of Technology (im Folgenden "MIT"), 2007, S. 24
- <sup>49</sup> Ragden, P et al., 2006, S. 14
- <sup>50</sup> Hannegan, B, 2007, S. 22
- <sup>51</sup> Rubin, E et al., 2005a, S. 27
- <sup>52</sup> Doctor, R et al., 2005, S. 182
- <sup>53</sup> Spreng, D et al., 2007, S. 851
- <sup>54</sup> Gemeint sind amerikanische Tonnen (2.240 Pfund). In diesem Bericht werden US-Tonnen und metrische Tonnen (1.000 kg) verwendet. 1 US-Tonne (l.tn.) entspricht 1,016047 metrischen Tonnen.
- <sup>55</sup> Doctor, R et al., 2005, S.181
- <sup>56</sup> Ragden, P et al., 2006, S. 18
- <sup>57</sup> Ibid
- <sup>58</sup> Rubin, E et al., 2005a, S. 34
- <sup>59</sup> Rubin, E et al., 2005a, S. 35
- <sup>60</sup> Johnson, P and Santillo, D
- <sup>61</sup> Rubin, E et al., 2005a, S. 34
- <sup>62</sup> Kürzlich verabschiedete die London Convention (1972) ein Protokoll, das die Entsorgung von CO<sub>2</sub>-Gemischen ausdrücklich verbietet, außer: "(1) die Entsorgung findet in einer geologischen Formation unter dem Meeresboden statt; (2) sie [die CO<sub>2</sub>-Gemische] bestehen überwiegend aus Kohlendioxid; und (3) es wird kein Abfall zu Entsorgungszwecken hinzugefügt. Mit anderen Worten: Diese Bestimmungen erlauben keine CO<sub>2</sub>-Sequestrierung in der eigentlich Tiefsee." <http://www.londonconvention.org>
- <sup>63</sup> Benson, S et al., 2005, S. 197
- <sup>64</sup> Bruant et al., 2002
- <sup>65</sup> Benson, S et al., 2005, S. 202
- <sup>66</sup> Forbes, S, 2002
- <sup>67</sup> Ibid, S. 197

- <sup>68</sup> Für das Weyburn-Field-Speicherprojekt wird geschätzt, dass für jeden produzierten Barrel [119,2 Liter] Öl etwa 85 Standardkubikmeter (scm) CO<sub>2</sub> im Untergrund verbleiben. Da ein scm CO<sub>2</sub> 1,56 kg wiegt und ein Barrel Öl 130 kg entspricht sind 130 kg Öl/(85 scm \* 1,56 kg/scm) = 0,97 kg Öl pro kg CO<sub>2</sub>, etwa ein Verhältnis von 1:1, sodass eine Tonne unterirdisch gelagertes CO<sub>2</sub> ungefähr 1 Tonne gefördertes Öl entspricht. (Heddle, G et al, 2003, S. 33).
- <sup>69</sup> Herzog, H & Golomb, D, 2004, S. 6
- <sup>70</sup> Hannegan, B, 2007, S. 25
- <sup>71</sup> MIT, 2007, S. 159
- <sup>72</sup> Benson, S et al., 2005, S. 197
- <sup>73</sup> Viebahn, P et al., 2007 S. 1 und 2
- <sup>74</sup> MIT, 2007, S. 14
- <sup>75</sup> WBSCD, 2006
- <sup>76</sup> UNDP, 2007, S. 145-146
- <sup>77</sup> Treibhausgas-R&D-Programm der Internationalen Energieagentur (im Folgenden "IEA"), 2007, I
- <sup>78</sup> CAIT institute , <http://cait.wri.org/>
- <sup>79</sup> Cited in Point Carbon, 9.1.08
- <sup>80</sup> CCJ, 2008, S. 14
- <sup>81</sup> Rubin et al., 2005, S. 41
- <sup>82</sup> Abanades, J C et al., 2005, S. 8
- <sup>83</sup> Ibid, S. 8
- <sup>84</sup> Saddler, H et al., 2004, xii
- <sup>85</sup> Ibid, x
- <sup>86</sup> Ibid, xii
- <sup>87</sup> Abanades, J C et al., 2005, S. 3
- <sup>88</sup> Anders ausgedrückt: 20% Effizienzmindeung für jedes dieser 4 Kraftwerke führt zu einem Gesamtzusatzbedarf an Energie von 4 x 20% = 80% = 1 Zusatzkraftwerk derselben Größe. Die restlichen 20% werden für CCS im fünften Kraftwerk benötigt.
- <sup>89</sup> MIT, 2007, S. 24 and 25
- <sup>90</sup> Ibid, S. 146 ad 147
- <sup>91</sup> Rubin et al., 2005, S. 8
- <sup>92</sup> Shuster et al., 2007, S. 60
- <sup>93</sup> Ragden et al., 2006, S. 24
- <sup>94</sup> Abanades, J C et al., 2005, S. 10
- <sup>95</sup> Herzog, H & Golomb, D, 2004, S. 5
- <sup>96</sup> Energieinformationsagentur (im Folgenden „EIA“), 2007, S. 73
- <sup>97</sup> Damen, K et al., 2006, S. 290
- <sup>98</sup> S. 45
- <sup>99</sup> Gough, C & Shackley, S, 2006, S. 159
- <sup>100</sup> Bradsaw et al., 2007, S. 66
- <sup>101</sup> Gough, C, Shackley, S, 2006, S. 159
- <sup>102</sup> Bachu, S et al., 2007, S. 432
- <sup>103</sup> Bruant et al., 2002
- <sup>104</sup> Vorlage der CSIRO zur Untersuchung der Geosequestrierungstechnologie im australischen Repräsentantenhaus, August 2006.
- <sup>105</sup> MIT, 2007, S. xii
- <sup>106</sup> IEA 2007, S. 7
- <sup>107</sup> Benson, S, 2004, S. 15
- <sup>108</sup> US-Energieministerium (im Folgenden "US DOE"), 2007
- <sup>109</sup> Parfomak, P & Folger, P, 2008, S. 4
- <sup>110</sup> Ibid, S. 6
- <sup>111</sup> Ibid, P, S. 7
- <sup>112</sup> Ibid, P, S. 8
- <sup>113</sup> Damen, K et al., 2006, S. 293
- <sup>114</sup> Bradshaw et al., 2007, S. 66
- <sup>115</sup> MIT, 2007, S. 50
- <sup>116</sup> S. 13
- <sup>117</sup> <http://www.smh.com.au/news/environment/buried-gases-may-escape-scientists/2006/07/04/1151778936655.html>.
- <sup>118</sup> Vajjhala, S et al., 2007, S. 5
- <sup>119</sup> Azar et al, 2006
- <sup>120</sup> Benson et al., 2005, S. 264
- <sup>121</sup> Abanades, J C et al., 2005, S. 10
- <sup>122</sup> National Energy Technology Laboratories (im Folgenden "NETL"), 2007, ii
- <sup>123</sup> Rubin et al., 2005a, S. 40
- <sup>124</sup> Ragden, P et al., 2006, S. 18
- <sup>125</sup> Heddle, G et al., 2003, S. 17
- <sup>126</sup> Abanades, J C et al., 2005, S. 10
- <sup>127</sup> Parfomak, P & Folger, P, 2008, S. 5 and 12
- <sup>128</sup> Abanades, J C et al., 2005, S. 10
- <sup>129</sup> Rubin et al., 2005b, S. 4444
- <sup>130</sup> Ragden, P et al., 2006, S. 20
- <sup>131</sup> US DOE, parlamentarischer Haushaltsantrag für das Finanzjahr 2009, Februar 2008
- <sup>132</sup> Diesendorf, M, 2006, S. 13
- <sup>133</sup> Abanades, J C et al., 2005, S. 15
- <sup>134</sup> Van der Zwaan, B & Smekens, K, 2007
- <sup>135</sup> Spreng, D et al., 2007, S. 851
- <sup>136</sup> Abanades, J C et al., 2005, S. 12
- <sup>137</sup> Diesendorf, M, 2006, S. 16
- <sup>138</sup> Forbes, S, 2002
- <sup>139</sup> Bruant et al., 2002
- <sup>140</sup> Wilson, E et al., S. 5945
- <sup>141</sup> IEA Clean Coal Centre, <http://www.iea-epl.co.uk/content/default.asp?PageId=885>
- <sup>142</sup> Levinson, März 2007, S. 14

- <sup>143</sup> The Interstate Oil and Gas Compact Commission 2007, S. 11
- <sup>144</sup> NETL, 2006, S. 5
- <sup>145</sup> von Goerne, G, 2002, S. 2
- <sup>146</sup> Wilson et al., 2007, S. 5946
- <sup>147</sup> Die London Convention hat versucht, in ihren Bestimmungen zur Entsorgung von CO<sub>2</sub> in geologischen Formationen unter dem Meeresboden die Frage nach der Zusammensetzung des Gemisches zu beantworten. In Anhang 4.5 "Maßnahmenliste" zum Dokument LC/SG 29/15 steht, dass das Injektionsgemisch hauptsächlich aus CO<sub>2</sub> bestehen solle. Doch dies stellt keine klare Richtlinie für die Zusammensetzung des Gemisches dar ([www.londonconvention.org](http://www.londonconvention.org)). Bedeutet „hauptsächlich“ 51%, 75% oder 99%? Dieser Mangel an Eindeutigkeit erhöht nur die Unsicherheiten rund um die CO<sub>2</sub>-Speicherung. Greenpeace ist der Meinung, dass die Reinheit des CO<sub>2</sub>-Injektionsgemisches mehr als 99,9% betragen sollte, und jeder Definitionsversuch von „hauptsächlich“ sollte dies widerspiegeln.
- <sup>148</sup> de Figueiredo, M et al., 2005, S. 6
- <sup>149</sup> NETL 2006
- <sup>150</sup> Illinois Department of Commerce and Economic Opportunity, "Gov. Blagojevich Applauds the Passage of Important Legislation to Continue Illinois' Strong Bipartisan Push to Bring FutureGen to Illinois", <http://www.ildceo.net/dceo/News/pr07262007-2.htm>, retrieved 23.1.08.
- <sup>151</sup> Gatehouse News Service, "Mattoon gets FutureGen nod, but hurdles remain", [http://www.gatehousenewsservice.com/regional\\_news/midwest/illinois/x1414531785](http://www.gatehousenewsservice.com/regional_news/midwest/illinois/x1414531785), retrieved 23.1.08.
- <sup>152</sup> Rubin et al., 2005a, S. 43
- <sup>153</sup> Ragden, P et al., 2006, S. 15
- <sup>154</sup> McFarland, J et al., 2000
- <sup>155</sup> Groenenberg, H & de Coninck, H, 2007, S. 9
- <sup>156</sup> <http://www.pointcarbon.com/>
- <sup>157</sup> IGroenenberg, H & de Coninck, H, 2007, S. 9
- <sup>158</sup> IEA Clean Coal Centre, <http://www.iea-epl.co.uk/content/default.asp?PageId=885>
- <sup>159</sup> Groenenberg, H, de Coninck, H, S. 9
- <sup>160</sup> Saddler, H et al., 2004, xi
- <sup>161</sup> Futu[r]e Investment: A sustainable investment plan for the power sector, Greenpeace und Europäischer Rat für Erneuerbare Energien (EREC), Juli 2007 - <http://www.greenpeace.org/international/press/reports/future-investment>
- <sup>162</sup> Energy [R]evolution: A Sustainable World Energy Outlook, Greenpeace und EREC, Jan. 2007 – <http://www.greenpeace.org/energyrevolution>
- <sup>163</sup> REN21, 2007, S. 2
- <sup>164</sup> Renewable Energy Access, New Zealand Commits to 90% Renewable Electricity by 2025, 26. September 2007, <http://www.renewableenergyaccess.com/rea/news/story?id=50075>
- <sup>165</sup> AWEA, US Wind Energy Power Surges 45%, Again Shatters Record, Wind Energy Weekly, Bd. 27, Ausgabe 1273, Januar 18 2007, <http://www.awea.org/windenergyweekly/WEW1273.html#Article1>
- <sup>166</sup> AWEA, US Wind Energy Power Surges 45%, Again Shatters Record, Wind Energy Weekly, Bd. 27, Ausgabe 1273, Januar 18 2007, <http://www.awea.org/windenergyweekly/WEW1273.html#Article1>