



Oliver Krischer

Mitglied des Deutschen Bundestages
Bündnis 90/Die Grünen

Berlin

Platz der Republik 1

11011 Berlin

Telefon 030 227 – 72059

Fax 030 227 – 76056

E-Mail: oliver.krischer@bundestag.de

Berlin, 22.06.2010

Hintergrundpapier CCS

1. Was ist CCS?

Ziel der CCS-Technik (Carbon Capture & Storage) ist die Verringerung der bei der Verbrennung fossiler Energieträger entstehenden CO₂-Emissionen durch ein Abscheideverfahren mit anschließender unterirdischer Lagerung. In Anlagen mit CCS-Technik entsteht zwar weiterhin im Zuge der Verbrennung fossiler Brennstoffe CO₂, die CCS-Technik verspricht jedoch einen Anteil von über 90% davon abzuschneiden und anschließend in tiefen Gesteinsschichten dauerhaft zu speichern, so dass es seine klimaschädliche Wirkung nicht entfalten kann. Ob CCS dieses Versprechen halten kann und ob dieser Forschungspfad aus Aspekten der Sicherheit und der Wirtschaftlichkeit überhaupt weiterhin beschritten werden sollte, ist jedoch in der öffentlichen Diskussion höchst umstritten und Gegenstand verschiedener Forschungs- und Pilotprojekte. CO₂ muss am Entstehungsort (meist einem Kraftwerk) abgeschieden, zur Speicherstätte transportiert und im tiefen Untergrund in dafür geeigneten geologischen Formationen sicher und dauerhaft gespeichert werden. Erst das funktionierende Zusammenspiel aller Verfahrensschritte ermöglicht einen Beitrag des CCS zur Minderung der gegenwärtigen CO₂-Emissionen. Gegenwärtig ist jedoch keiner dieser drei Verfahrensschritte großtechnisch hinreichend erprobt. Im Folgenden sollen die mit der CCS-Technologie in Zusammenhang stehenden Risiken und Problembereiche näher beleuchtet und ihre Eignung für den Energiemarkt der Zukunft in Deutschland und weltweit kritisch hinterfragt werden.

2. Welche Anwendungsbereiche gibt es?

Der Einsatz von CCS-Technologie wird sowohl für fossile Kraftwerke, dabei vor allem auf der Basis von Kohle, als auch für industrielle Prozesse diskutiert, dabei vor allem für energieintensive Industriezweige wie in der Stahl-, Zement-, Kalk-, Roheisen- und Wasserstoffproduktion. Darüber hinaus wäre der Einsatz auch in Biomassekraftwerken denkbar.



Oliver Krischer

Mitglied des Deutschen Bundestages
Bündnis 90/Die Grünen

Bei diesem Verfahren würde das CO₂ über die eingesetzte Biomasse gewissermaßen „aus der Atmosphäre gewaschen“. Die Forschung zu diesem Verfahren ist jedoch wenig fortgeschritten, offenbar mangelt es dazu im Vergleich zur Anwendung an fossilen Brennstoffen an wirtschaftlichen Anreizen.

CCS-Verfahren in Kohlekraftwerken

Kohlekraftwerke sind für ca. 40% der Gesamtemissionen und für über 80% der Emissionen in der Stromproduktion in Deutschland verantwortlich. Kohlekraftwerke sind damit der Hauptverursacher von CO₂ in Deutschland. Bei der Anwendung von CCS in Kohlekraftwerken verringert sich der Wirkungsgrad um ca. 8 bis 10 Prozentpunkte, (gleichbedeutend mit einer Erhöhung des Brennstoffbedarfs um bis zu 30 Prozent).¹ Ein modernes Kohlekraftwerk mit einem Wirkungsgrad von 45 Prozent, würde durch den Einsatz von CCS mit den derzeit möglichen Verfahren also nur noch über einen Wirkungsgrad von 35-37% verfügen. Tabelle 1 gibt Auskunft darüber, welche Auswirkungen die Anwendung von CCS auf die wichtigsten Kennzahlen eines Kohlekraftwerks hätte. Es wird dabei deutlich, dass der Einsatz von CCS an vielen Stellen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit und die ökologischen Auswirkungen eines Kohlekraftwerkes hat. Durch den steigenden Kohlebedarf erhöht sich neben den Kosten schließlich auch die anfallende Menge CO₂.

CCS in industriellen Prozessen

Industrielle Prozesse verursachen ca. 80 Mio. Tonnen CO₂/a in Deutschland, was ca. 8% der Gesamtemissionen entspricht. Diese Emissionen sind nicht energiebedingt, sondern produktionsbedingt. Das heißt: Sie entstehen nicht etwa bei der Produktion von Strom oder Wärme, sondern durch chemische Prozesse im Rahmen einer Produktionskette, zum Beispiel durch die Beimischung von Koks Kohle in der Stahlindustrie. Diese chemisch/physikalische bedingten Emissionen sind im Rahmen dieser Produktionsketten z.Zt. alternativlos. Gegenwärtig wird in vielen Bereichen an neuen Werkstoffen mit einem geringeren Energiebedarf geforscht, ohne das bisher jedoch abzusehen wäre, ob es gelingen kann die klassischen Erzeugnisse dadurch zu ersetzen.

¹ Wuppertal Institut et al. (2007) *Geologische CO₂-Speicherung als klimapolitische Handlungsoption – Technologien, Konzepte Perspektiven* – Wuppertal Spezial 35, S. 23



Oliver Krischer

Mitglied des Deutschen Bundestages

Bündnis 90/Die Grünen

Tabelle 1: Vergleich der CO₂-Produktion für moderne Steinkohlekraftwerke ohne und mit Carbon Capture and Storage

	Dimension	Ohne CCS	Mit CCS
Stromlieferung ans Netz	GW	1	1
Strombedarf für Kohleversorgung	GW	0,1	0,1
CCS-Strombedarf für CO ₂ -Entsorgung			0,1
Gesamt-Stromproduktion	GW	1,1	1,2
Verfügbarkeit des Kraftwerks	%	90	90
Betriebsstunden pro Jahr	h/a	7.884	7.884
Jahres-Stromerzeugung	TWh/a	8,672	9,461
Davon Stromlieferung ans Netz	TWh/a	7.884	7.884
Elektrischer Wirkungsgrad	%	45	35
Wärmebedarf bei Stromerzeugung	TWh/a	19,272	27,031
Heizwert der Steinkohle	MWh/to	8,3	8,3
Verbrannte Kohlemenge	Mto/a	2,322	3,257
Kohlenstoffgehalt der Kohle	%	90	90
Verbrannter Kohlenstoff	MtoC/a	2,090	2,931
Kg CO ₂ zu kg C	-	3,67	3,67
Erzeugte CO₂-Menge	MtoCO₂/a	7,663	10,748
Spezifische CO₂-Erzeugung	gCO₂/kWh	972	1,363
CO ₂ -Faktor für 10% CCS-Strombedarf	-	1	1,4

Quelle: Bossel,Ulf (2009) *Carbon Capture and Storage: Aber wohin mit dem CO₂?*, European Fuel Cell Forum, <http://www.efcf.com/reports/D08.pdf>, S. 4; eigene Hervorhebungen

3. Aktuelle Forschungsprojekte in Deutschland:

- Schwarze Pumpe (Vattenfall): 70 MW, Braunkohle, Oxyfuel-Verfahren
- Ketzin (Kooperation von BMWI, EU, Shell u.a.): Injektion von CO₂ in Lagerstätte

geplant:

- Jämschwalde (Vattenfall): Oxyfuel-Verfahren und Post-Combustion an jeweils einem 500 MW-Kessel, Braunkohle



Oliver Krischer

Mitglied des Deutschen Bundestages
Bündnis 90/Die Grünen

- Wilhelmshaven (E.ON): CO₂-Abscheideanlage
- Hürth (RWE): Abscheidung und Transport nach SH, auf Eis gelegt

4. Wie giftig ist CO₂?

Kohlenstoffdioxid ist ein saures, unbrennbares, farb- und geruchloses Gas, das sich gut in Wasser löst. Kohlenstoffdioxid selbst ist nicht giftig, verdrängt jedoch Sauerstoff, was für Menschen wiederum lebensgefährlich werden kann. Wie gefährlich wurde bei einem Unfall am 16. August 2008 in Mönchengladbach deutlich: Nach einem Brand in einer Lagerhalle trat aus einem defekten Löschtank CO₂ unkontrolliert aus: 107 Menschen wurden verletzt, drei von ihnen mussten wiederbelebt werden. Die Motoren der Löschfahrzeuge blieben wegen Sauerstoffmangel stehen. Die CO₂-Wolke musste schließlich von zwei Hubschraubern verwirbelt werden, was letztendlich auch gelang. Ein CO₂-Unfall wesentlich schlimmeren Ausmaßes geschah am 21. August 1986. Dabei gelangten aus dem Nyos See in Kamerun rund 1,6 Millionen Tonnen CO₂ vulkanischen Ursprungs an die Oberfläche, die vorher in 200 m Tiefe im Wasser gebunden waren. 1.700 Menschen und Tausende von Tieren fanden in bis zu 27 Kilometern Entfernung den Tod.

5. Bisherige Erfahrungen mit der unterirdischen Einbringung von CO₂

Bei der Förderung von Erdöl und Erdgas wird die Einbringung von CO₂ in die unterirdischen Lagerstätten schon lange zur Verlängerung der Förderzeiten eingesetzt. Bei dem sogenannten Enhanced Oil Recovery (EOR) Verfahren wird der Druck unterhalb der Lagerstätte durch die Einbringung des CO₂ erhöht. Zusätzlich diffundiert das CO₂ in das Erdöl und macht es flüssiger. In den USA werden jährlich auf diese Weise 35 Mio. Tonnen CO₂ verpresst, welches durch ein Pipelinennetz von 3000 Kilometern Länge transportiert wird. Weitere Einsatzorte sind zum Beispiel das Weyburn-Ölfeld in Kanada.²

6. Welche Verfahren zur Abscheidung werden gegenwärtig erprobt?

Gegenwärtig ist keines der unten folgenden Verfahren zur Abscheidung von CO₂ marktreif. In Testanlagen konzentriert sich die Forschung auf folgende drei Verfahren, die nach Angaben der Betreiber zwischen 2020 und 2030 einsetzbar und ggf. marktreif sein sollen:

² Wuppertal Institut et al. (2007), S. 16



Oliver Krischer

Mitglied des Deutschen Bundestages
Bündnis 90/Die Grünen

1. Die Verbrennung in einem Kessel mit reinem Sauerstoff (**Oxyfuel-Verfahren**). Dieses Verfahren wird derzeit von Vattenfall in dem Braunkohlekraftwerk „Schwarze Pumpe“ erprobt und soll auch in dem ersten Demonstrationskraftwerk in Jämschwalde zum Einsatz kommen. CO₂ fällt dabei in relativ hoher Konzentration an. Der Nachteil bei diesem Verfahren ist, dass die Herstellung des reinen Sauerstoffs mit einem hohen Energieverbrauch und erheblichen Kosten verbunden ist.
2. Die so genannte CO₂-Wäsche, bei der das Kohlendioxid mit einem Lösungsmittel aus dem Rauchgas gewaschen wird (**Post-Combustion**). Diese Variante ist am weitesten fortgeschritten und darüber hinaus die einzige, mit welcher bestehende Anlagen nachgerüstet werden können. Diesem Vorteil stehen jedoch relativ hohe Kosten und energetische Wirkungsgradverluste gegenüber. RWE hat im August 2009 in seinem Kraftwerk Niederaußem eine Testanlage in Betrieb genommen und auch E.ON forscht an dieser Variante.
3. Die Abtrennung von CO₂ durch die Vergasung der Kohle vor der Abtrennung (**Pre-Combustion bzw. IGCC-Verfahren**). Das Verfahren weist im Vergleich zu den beiden anderen einen geringeren Energiebedarf auf. RWE plante diese Technik im Kraftwerk Goldberg in Hürth einzusetzen, doch dieses Projekt liegt nun auf Eis. Es wurden im Rahmen dieses Verfahrens auch Versuche unternommen, Wasserstoff bzw. synthetische Kraftstoffe aus fossilen Brennstoffen relativ CO₂-arm zu erzeugen. Nachteilig ist allerdings die hohe Komplexität der Anlagen und ihrer Betriebsführung. Eine Nachrüstung bestehender Kraftwerke kommt für diese Technik nicht in Frage.

7. Wie kann CO₂ transportiert werden?

Der Transport von CO₂ ist per Schiff, Eisenbahn, LKW oder durch Pipelines denkbar. Aus energetischer und ökonomischer Sicht kommen jedoch nur der Transport per Schiff und über Land durch Pipelines in Betracht. Hierzu bedarf es dem Aufbau einer komplett neuen Transportinfrastruktur, welche sämtliche Genehmigungsverfahren durchlaufen müssten. Weiter muss berücksichtigt werden, dass viele der ggf. zur Verfügung stehenden Speicher nur über ein sehr begrenztes Fassungsvermögen verfügen. Dies wird einen ständigen Weiterbau am Pipelinenetz notwendig werden lassen.



Oliver Krischer

Mitglied des Deutschen Bundestages
Bündnis 90/Die Grünen

8. Wohin mit dem abgeschiedenen CO₂? Welche Art Speicher werden gegenwärtig erkundet?

Gegenwärtig wird eine Speicherung des CO₂ zum einen in ausgeschöpften Erdöl- und Erdgaslagerstätten, zum anderen in sogenannten „Salinen Aquiferen“ erwogen. Die Angaben zu den vorhandenen Kapazitäten schwanken jedoch erheblich. Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) erarbeitet gegenwärtig ein Speicher-Kataster, welches 2011 vorliegen soll. Bisher geht das BGR von einer Speicherkapazität für 14 bis 30 Mrd. Tonnen CO₂ aus.³ Hierbei handelt es sich jedoch nur um ein theoretisches Potential. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt ist noch völlig offen, welcher Anteil davon für die Speicherung von CO₂ tatsächlich genutzt werden könnte. Hierbei gilt es Gefährdungen für die Umwelt, Haftungsfragen und Nutzungskonkurrenzen (s.u.) zu berücksichtigen. Geht man jedoch einmal von dem theoretischen Potential aus und legt erneut den CO₂-Ausstoß des Kraftwerkes Jämschwalde zu Grunde (23,7 Mio. Tonnen/Jahr) und berücksichtigt eine Betriebsdauer von 40 Jahren, so würde das theoretische Potential der Speicher in Deutschland ausreichen, um das CO₂ von 15 bzw. 30 Kraftwerken der Größenordnung von Jämschwalde über ihre gesamte Betriebsdauer aufzunehmen.

9. Welche Probleme sind bei der unterirdischen Speicherung von CO₂ zu erwarten?

Ein ganz wesentliches Problem bei der Speicherung stellt die Größenordnung dar, in welcher CO₂ vor allem bei der Abscheidung in Kohlekraftwerken anfällt. Seit April 2004 wird im brandenburgischen Ketzin bei Potsdam an der CO₂-Speicherung geforscht: 18 Industrie-Partner und wissenschaftliche Einrichtungen aus 9 europäischen Ländern sind am Projekt CO₂SINK beteiligt. Das Forschungsvorhaben wird vom Geoforschungszentrum Potsdam (GfZ) koordiniert und von der Europäischen Union gefördert. Über einem Zeitraum von drei Jahren sollen hier in einer Tiefe zwischen 600 und 800 Metern rund 60.000 Tonnen CO₂ in saline Aquifere eingespeichert werden – dies entspricht noch nicht einmal der Menge an CO₂, die im Kohlekraftwerk Jämschwalde an einem Tag anfällt. Von den Ergebnissen dieses Forschungsprojektes können daher kaum Rückschlüsse für das unterirdische Verhalten von CO₂ in einer Größenordnung gezogen werden, wie sie in einem Kohlekraftwerk bei der Abscheidung anfällt. In einem weiteren Testprojekt wurde in der Nordsee vor der norwegischen Küste auf der Bohrplattform „Sleipner“ jährlich ca. 1 Mio. Tonnen CO₂ vom Erdgas abgetrennt und in einer Sandsteinschicht in 1000 Metern unter dem Meeresgrund verpresst. Auch wenn bisher keine

³ Umweltbundesamt (2009) *CCS – Rahmenbedingungen des Umweltschutzes für eine sich entwickelnde Technik*, In: <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3804.pdf>, S. 6



Oliver Krischer

Mitglied des Deutschen Bundestages
Bündnis 90/Die Grünen

Informationen darüber vorliegen das an irgendeiner Stelle CO₂ ausgetreten wäre, muss auch hier die starke Einschränkung gelten, dass 1 Mio. Tonnen CO₂ ungefähr der Menge CO₂ entspricht, die in den Kraftwerken im Rheinischen Braunkohlerevier in vier Tagen anfällt. Das heißt, es existieren nicht nur sehr große Unsicherheiten bezüglich der vorhandenen Kapazitäten, sondern auch in Bezug auf das Verhalten von CO₂ nach der Verpressung, da die bisherigen Versuche nur einen Bruchteil des CO₂ umfassen, der im Falle eine flächendeckenden Anwendung von CCS in Kohlekraftwerken anfallen würde.

Die Speichersicherheit von CO₂ hängt im Wesentlichen von den standortspezifischen Eigenschaften der geologischen Formationen ab. Bei den ehemaligen Erdöl- und Erdgaslagerstätten ist von ihrer „Dichtheit“ auszugehen, da sie die Bodenschätze zum Teil über viele Millionen Jahre konserviert haben. Allerdings muss berücksichtigt werden, dass diese ausgebeuteten Felder an vielen Stellen angebohrt wurden. Der Betreiber des Erdgasfeldes etwa in der Altmark (Sachsen-Anhalt), GDF Suez, beziffert die Anzahl der Bohrlöcher in dem seit den 1920er Jahren erkundeten Erdgasfeldes auf 450⁴. Ein Großteil der Bohrlöcher wurde zwar wieder verschlossen, doch ist zu bezweifeln, ob diese Verschlüsse tatsächlich auch den Austritt von CO₂ verhindern werden.⁵ Es muss berücksichtigt werden, dass das CO₂ ab einer Tiefe von 800 Metern einen überkritischen Zustand erreicht und extrem hohen Temperaturen ausgesetzt ist. Viele angedachte Speicher liegen sogar in mehreren tausend Metern Tiefe. Sollte ein Bohrverschluss diesem Druck von unten nicht standhalten, droht ein ähnlicher Effekt wie beim Öffnen einer vorher kräftig geschüttelten Flasche Mineralwasser. Das CO₂ würde wieder in die Atmosphäre gelangen und beim Austritt in einer solch hohen Konzentration eine Gefährdung für Mensch und Natur darstellen. Gegenwärtig stehen keine Werkstoffe zur Herstellung von Bohrverschlüssen zur Verfügung, welche auch für einen Zeitraum von Jahrzehnten Sicherheit garantieren könnten. Darüber hinaus belaufen sich die Kosten zum Verschließen eines Bohrloches auf ca. drei Millionen Euro. Überträgt man diese Kosten auf das Erdgasfeld in der Altmark mit 450 Bohrlöchern, würden zusätzliche Kosten in Höhe von ca. 1,3 Mrd. Euro entstehen, um das Erdgasfeld für die Nutzung von CCS „abdichten“. International stellt sich weiter das Problem, dass längst nicht alle Länder über ein solch umfassendes und genaues Kataster für Tiefenbohrungen verfügen, wie es in Deutschland der Fall ist.

Bei der Speicherung in Salinen Aquiferen (Salzwasser führende Schichten) sind vor allem der Verdrängungseffekt des in diesen Schichten geführten Salzwassers zu berücksichtigen. Grundsätzlich gelten die Strukturen der Salinen Aquiferen als wenig erforscht. Wenn CO₂ in

⁴ GDF Suez (2010), In: http://www.gdfsuezep.de/cms/upload/PDF/Flyer_Altmark_Jan_2010_web.pdf

⁵ Umweltbundesamt (2009), S. 5



Oliver Krischer

Mitglied des Deutschen Bundestages
Bündnis 90/Die Grünen

Salinen Aquiferen injiziert wird, droht eine horizontale Verdrängung des Salzwassers. Dies könnte zu einer Verunreinigung des Grundwassers bzw. im Meer zu einem Anstieg des Salzgehalts im Meerwasser führen, mit unabsehbaren ökologischen Folgen. Die Norddeutsche Wasserwirtschaft hat in einer Stellungnahme die Bundesregierung daher aufgefordert, die Einbringung von CO₂ im Norddeutschen Becken nicht zuzulassen, da sie in dem verdrängten Salzwasser eine Gefahr für die Trinkwasserversorgung sieht. Schon heute stelle aufsteigendes Salzwasser aus Salinen Aquiferen an vielen Stellen ein Problem für die Trinkwasserversorgung dar.

Ein weiteres Problem sind die riesigen Ausmaße der Salinen Aquiferen, deren Größe nicht durch oberirdische Ländergrenzen definiert werden: So erstreckt sich zum Beispiel das sogenannte Sleipner Feld von der Nordsee bis zur Ukraine. Schon nach wenigen Jahren kann nicht mehr nachvollzogen werden, wer das z.B. in Weißrussland ausgetretene CO₂ wann und wo in der Nordsee eingespeichert hat. Dies wirft elementare Haftungsfragen auf. Weiter erscheint die Kontrolle eines solch riesigen Gebietes als unmöglich.

Die Europäische Kommission hat dem Europäischen Rat bereits vorgeschlagen, die Einlagerung von CO₂ im Meeresboden in das sogenannte OSPAR-Übereinkommen zum Schutz der Meere aufzunehmen. Die Einlagerung von CO₂ ist jedoch für einen sensiblen Naturraum wie dem Meer äußerst riskant. Noch heute zählen Ozeane und Meere zu den am wenigsten erforschten Regionen unserer Erde. Man kann aus heutiger Sicht noch nicht sagen, ob es Auswirkungen oder Probleme für den Meeresboden geben wird.

Grundsätzlich gilt zudem, dass bei einer möglichen Anwendung von CCS die Unternehmen die Risiken nicht auf die Allgemeinheit abwälzen dürfen. Auch hier muss das Verursacherprinzip gelten. Die langfristige Haftung muss dabei über einen öffentlich-rechtlichen Haftungsfonds abgesichert werden, in den die Energiekonzerne und die Betreiber einzahlen müssen.

Die Einlagerung des klimaschädlichen CO₂ darf keine Einladung sein, andere Schadstoffe gleich „billig“ mit zu entsorgen. Eine Einlagerung von z. B. schädlichen Schwefelverbindungen wie SO₂, SO₃ oder H₂S könnten das ohnehin schon bestehende Risiko der CO₂ Einlagerung zusätzlich weiter erhöhen.

10. Was kostet CCS?

Da es sich bei CCS wie oben beschrieben um einen Prozess in drei Verfahrensschritten handelt, müssen auch alle drei Schritte in eine Kostenkalkulation mit einbezogen werden. Während die



Oliver Krischer

Mitglied des Deutschen Bundestages
Bündnis 90/Die Grünen

Kosten für den Bau von Pipelines noch vergleichsweise kalkulierbar erscheinen, stellen die für den Prozess der Abscheidung und vor allem der Speicherung noch unbekannt Größen mit vielen Variablen dar. Eine McKinsey-Studie hat diese Kosten genauer untersucht und kommt zu dem Ergebnis, dass ca. zwei Drittel der Kosten auf die Speicherung entfallen werden.⁶ In der Demonstrationsphase entstehen laut der Studie bei CCS-Projekten Kosten von 60-90 Euro/Tonne CO₂. Für ein Braunkohlekraftwerk von der Größe Jämschwaldes mit einem jährlichen CO₂-Ausstoß von 23,7 Mio. Tonnen würden danach durch die Anwendung von CCS Kosten zwischen 1,4 und 2,1 Mrd. Euro entstehen. Unter diesen Umständen ist die Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken mit CCS in keiner Weise mit anderen Formen der Stromerzeugung konkurrenzfähig. Die McKinsey Studie geht davon aus, dass diese Kosten durch operative Erfahrungen und Skaleneffekte bis zum Jahr 2030 auf 30 – 45 Euro pro Tonne gesenkt werden können. Um diese Skaleneffekte zu erzielen, bedürfte es jedoch der Inbetriebnahme von 80 – 120 CCS-Kraftwerken.⁷ Für CO₂ in dieser Größenordnung existieren in der Bundesrepublik selbst in den optimistischsten Szenarien keine ausreichenden Speicherkapazitäten. Durch eine gleichzeitige Forschung in mehreren europäischen Ländern kann diese Belastung im Falle von „Knowledge-Sharing“ zwar auf mehrere Schultern verteilt werden, dennoch erscheint es zweifelhaft, dass unter diesen Bedingungen CCS jemals zur Marktreife geführt werden kann.

11. Stand der Gesetzgebung in Deutschland

In großer Eile versuchte die große Koalition unter dem Druck der Energieversorger noch vor der Bundestagswahl 2009 ein CCS-Gesetz zu verabschieden. Das geplante CCS-Gesetz scheiterte im Sommer 2009 nach heftigen Protesten. Das Land Schleswig-Holstein brachte den Gesetzentwurf im Bundestag schließlich zum Scheitern. Vor allem der Umfang des Gesetzes, welches die Anwendung der völlig unerprobten Technologie im großen Maßstab ermöglicht hätte, gab Anlass zu massiver Kritik. Die Bundesregierung hat Anfang Mai 2010 angekündigt, noch in diesem Jahr ein CCS-Gesetz verabschieden zu wollen. Von den ursprünglichen Plänen den ersten Entwurf noch vor der Sommerpause einzubringen, ist man mittlerweile jedoch wieder abgerückt. In BMU und BMWi existieren offenbar große Unstimmigkeiten darüber, ob der neue Gesetzentwurf anders als der aus der letzten Legislaturperiode nicht mehr eine generelle Rechtsgrundlage für Abscheidung, Transport und Endlagerung, sondern nur noch für einzelne

⁶ McKinsey&Company (2008) *Carbon Capture & Storage: Assessing the Economics*, In: http://www.mckinsey.com/clientervice/ccsi/pdf/ccs_assessing_the_economics.pdf, S. 7

⁷ Ebd.



Oliver Krischer

Mitglied des Deutschen Bundestages
Bündnis 90/Die Grünen

Demonstrationsanlagen gelten soll. Konkret geht es dabei um das von der Firma Vattenfall geplante Demonstrationsprojekt in Jänschwalde (Brandenburg). Die Rede ist auch immer wieder von einem zweiten Demonstrationsprojekt zur industriellen Anwendung. Aus einem Schreiben von Bundesumweltminister Röttgen an die Grüne Landtagsfraktion in Brandenburg geht hervor, dass es sich bei dieser Art von *CCS-light*-Gesetz um die im BMU favorisierte Lösung handelt, während man im BMWi gerne den Entwurf aus der letzten Legislaturperiode ohne große Änderungen erneut einbringen würde. Und auch die rot-rote brandenburgische Landesregierung sträubt sich massiv gegen eine „Lex Brandenburg“ und fordert stattdessen eine bundesweite Regelung.

Nach Informationen aus der Fraktion der CDU/CSU soll die Öffentlichkeit im neuen Gesetzentwurf stärker berücksichtigt und betroffenen Regionen Kompensationsleistungen finanzieller Art in Aussicht gestellt werden. Die Rede ist dabei von 1 Euro pro Tonne CO₂, der in die Regionen fließen soll. Bei einem aufgefangenen Emissionsvolumen von 2-2,5 Mio. t durch das Demonstrationsprojekt könnten 2,5 Mio. Euro jährlich in die Region fließen. Nach Medienberichten zeigt sich Vattenfall im Gegensatz zu früher dabei gesprächsbereit.⁸ Das brandenburgische Bergamt hat im Zusammenhang mit dem Demonstrationsprojekt in Jänschwalde für die Regionen Beeskow und Neutrebbin bereits die Erlaubnis zur Erkundung potentieller Lagerstätten erteilt.

Dabei ist es schon skurril, dass die Bundesregierung nun auf die rot-rote Landesregierung in Brandenburg und deren im Potsdamer Koalitionsvertrag festgeschriebene Unterstützung zur Erprobung von CCS-Speicherstätten setzt. Schwarz-Gelb in Schleswig-Holstein mit seiner ablehnenden Haltung gegenüber CCS steht demgegenüber in der Kritik der Kohlelobby. Dies zeigt zum einen die Uneinigkeit von CDU und FDP bei diesem Thema und demonstriert gleichzeitig die Beliebigkeit der Energiepolitik der LINKEN, die auf Bundesebene die CCS-Technologie grundsätzlich ablehnt.

12. Förderung von CCS durch die Europäische Union

Gegenwärtig wird die Forschung an CCS von der Europäischen Union im Rahmen von zwei Förderprogrammen unterstützt. Zum einen aus dem Energie-Konjunkturpaket („European Energy Programme for Recovery“), zum anderen durch Einnahmen aus dem Emissionshandel.

⁸ *Der Tagesspiegel*, 26.05.2010



Oliver Krischer

Mitglied des Deutschen Bundestages
Bündnis 90/Die Grünen

Im März 2009 hatte der Europäische Rat beschlossen, 3,98 Mrd. Euro für konjunkturwirksame Energieprojekte bereitzustellen. Im Dezember 2009 konkretisierten sich diese Pläne durch den Beschluss des Rates, 1,5 Mrd. Euro für 15 Projekte in den Bereichen CCS und Offshore-Windenergie bereitzustellen. Bis zu 180 Millionen Euro gehen davon an das Unternehmen Vattenfall und das Land Brandenburg für das CCS-Projekt am Kraftwerksstandort in Jänschwalde.

Bei den Mitteln aus dem CO₂-Emissionshandel handelt es sich um die sogenannte „New Entrance Reserve“. Nach dem Beschluss NER 300 der Europäischen Kommission sollen aus dem Europäischen Emissionshandel 300 Mio. Zertifikate für die Förderung von 34 Demonstrationsprojekten aus dem Bereich Erneuerbare Energien und acht CCS-Demonstrationsprojekten bereitgestellt werden. Bei einem Preis von 20-30 Euro pro Tonne CO₂ bedeutet dies ein Gesamtvolumen von 6 bis 9 Mrd. Euro an Fördergeldern. Die Erlöse der Zertifikate sollen in einer ersten Tranche bis zum 31. Dezember 2011 (200 Millionen Zertifikate) und in einer zweiten Tranche bis zum 31. Dezember 2013 (100 Millionen Zertifikate sowie nicht ausgeschüttete Zertifikate der ersten Tranche) zur Verfügung gestellt werden. Antragsteller haben bis zum 30.09.2010 die Möglichkeit, bei dem Mitgliedstaat auf dessen Territorium sie das Projekt durchführen wollen, Projektanträge für die erste Tranche einzureichen. Der Mitgliedstaat hat daraufhin die Aufgabe zu überprüfen, ob die Projekte den Förderkriterien der Europäischen Kommission nach Artikel 6 der NER 300 entsprechen und wird diese im Falle eines positiven Prüfungsausgangs bis zum 31.12.2010 bei der Europäischen Investitionsbank einreichen und die Europäische Kommission darüber informieren. Die Europäische Kommission wird bis zum 31. Dezember 2011 endgültig darüber entscheiden, welche Projekte gefördert werden. In jedem Mitgliedsland welches Projekte vorschlägt, werden minimal ein und maximal drei Projekte gefördert werden. Bedingung für eine Förderung ist jedoch unter anderem, dass das Projekt bis zum 31.12.2015 voll einsatzfähig sein muss und sämtliche Genehmigungen vorliegen. Dies erklärt den großen Druck den die Energiekonzerne auf die Bundesregierung ausüben, ein CCS-Gesetz noch im Jahr 2010 zu verabschieden.

13. Welche Nutzungskonkurrenzen sind zu erwarten?

Bei den ausgeführten Lagerstätten für Erdöl und Erdgas gilt es erhebliche Nutzungskonkurrenzen zu beachten. So können (und werden auch schon) die Lagerstätten zum einen für die Speicherung von Erdgas verwendet. Zum anderen sind die Speicherstätten auch für die Nutzung von Tiefengeothermie, Druckluft- und Wasserstoffspeichern von hoher Bedeutung. Vor dem Hintergrund das sämtliche Speicherstätten nur einmal genutzt werden können, bedarf es daher Planungsverfahren, die Nutzungskonkurrenzen berücksichtigen und dabei die



Oliver Krischer

Mitglied des Deutschen Bundestages

Bündnis 90/Die Grünen

„Verschwendung“ von Speicherstätten für die CO₂-Lagerung verhindern.⁹ Es gilt daher zu verhindern, dass bei der Nutzung der Speicher durch die Einlagerung von CO₂ Fakten geschaffen werden, die später nicht mehr zu korrigieren sind und die Energiewende hin zu Erneuerbaren Energien verhindert.

14. Internationaler Kontext

Momentan existiert in keinem europäischen Land eine rechtlicher Rahmen für CCS. In Großbritannien und Spanien ist der Gesetzgebungsprozess jedoch am weitesten fortgeschritten. Im Folgenden eine Übersicht der CCS-Projekte in anderen Staaten:

Großbritannien: In Europa wird die Erforschung von CCS vor allem von Großbritannien vorangetrieben. So erklärte der schottische Energieminister Jim Mather im März 2010 in einer Pressemitteilung, Schottland wolle sich als Weltmarktführer für CCS positionieren. Der Vermutung liegt nahe, dass für die weitere Exploration der zu Neige gehenden britischen Erdöl- und Erdgasfelder schon bald große Mengen CO₂ als Lösungsmittel benötigt werden. Eine kostengünstige Lösung wäre aus britischer Sicht an dieser Stelle, dieses CO₂ aus von der EU finanzierten CCS-Projekten zu beziehen. Es ist daher davon auszugehen, dass gerade Großbritannien die weitere Erforschung von CCS auf europäischer Ebene vorantreiben wird.

Norwegen: Norwegen verfolgt das Ziel, bis zum Jahr 2050 erster Null-Emissions-Staat zu werden. CCS stellte dabei einen wichtigen Pfeiler der norwegischen Strategie dar. Nachdem die Inbetriebnahme des Gaskraftwerkes Mongstad zunächst auf das Jahr 2014 verschoben worden war, wurde es nun aus Kostengründen und Zweifeln an der generellen technischen Machbarkeit auf unbestimmte Zeit verschoben. Die norwegische Regierung weigert sich darüber hinaus mittlerweile weitere Gelder als die bisher verbrauchte 1 Milliarde Euro zur Verfügung zu stellen, oder auch nur weitere Investitionsbeschlüsse zu fassen. Das Gaskraftwerk Mongstad wird nun ohne CCS-Technik gebaut.

USA: In den USA finden gegenwärtig ähnliche Forschungsvorhaben wie in der EU statt (Größte Projekte: Fairfield, Texas; FutureGen-Projekt (Illinois)). Wie US-Energieminister Chu im Juni 2010 verkündete, wird in den kommenden Jahren jedoch eine weitere Milliarde US-Dollar in CCS investiert werden, wovon zwei Drittel auf die öffentlichen Hand und ein Drittel auf die private Wirtschaft entfallen.

⁹ Cortogino, Donadei, Dietrich (2009), S. 26



Oliver Krischer

Mitglied des Deutschen Bundestages
Bündnis 90/Die Grünen

China: CCS-Befürworter betonen immer wieder die große Bedeutung, die CCS für Schwellenländer wie China und Indien einnehmen könnte, deren Stromversorgung hauptsächlich durch Kohle gedeckt wird. Die offizielle Sichtweise zu CCS in China ist, dass Industriestaaten die Führung beim Test von CCS-Demonstrationskraftwerken übernehmen und den Entwicklungsländern viel stärkere Anreize setzen müssen, um selbst aktiv zu werden.¹⁰ China ist an einer Reihe von multi- und bilateralen CCS-Kooperationsinitiativen beteiligt. Untersuchungen des chinesischen Ministeriums für Wissenschaft und Technologie haben folgenden Umfang der Kapazitäten zur CO₂-Speicherung ergeben:¹¹

- 46 Öl- und Gasspeicher mit einer Kapazität für 7,2 Mrd. Tonnen CO₂
- 68 nicht förderbare Kohlereservoirs mit einer Kapazität für 12 Mrd. Tonnen CO₂
- 24 Saline Aquiferen mit einer Kapazität für 1.435 Mrd. Tonnen CO₂

Bei diesen Zahlen handelt es sich jedoch wiederum nur um ein rein theoretisches Potential. Sie lassen jedoch erahnen, dass eine großflächige Nutzung von CCS in China nur in Salinen Aquiferen möglich ist, mit allen damit in Zusammenhang stehenden Problemen (siehe oben). Die bisherige Zurückhaltung der Chinesen gegenüber CCS liegt auch in dem erhöhten Brennstoffbedarf begründet, da die Kraftwerke durch CCS ca. 10 Prozentpunkte von ihrem Wirkungsgrad verlieren.

¹⁰ GermanWatch (2009) *Carbon Capture and Storage in China*, In: <http://www.germanwatch.org/klima/ccs-china.pdf>, S. 15

¹¹ Ebd., S. 20