

**Deutscher Bundestag
16. Ausschuss**

**Protokoll 16/30
16. Wahlperiode**

Ausschuss für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

**Korrigiertes Wortprotokoll
30. Sitzung**

Berlin, den 7.03.2007, 12:00 Uhr

Paul-Löbe-Haus, Sitzungssaal E.700

Vorsitz: Abg. Petra Bierwirth

Tagesordnung

Einzigster Punkt der Tagesordnung

**Öffentliche Anhörung zum Thema
„CO₂-Abtrennung und klimaneutrale Entsorgung“**

S. 3

Anlage 1

Anwesenheitsliste

S. 26

Anlage 2

Übersicht zum natürlichen Vorkommen von CO₂-Lagerstätten in Deutschland
(von Ingolf Arnold, Vattenfall Europe AG)

S. 28

Anlage 3

Schriftliche Nachfrage der Abg. Eva Bulling-Schröter und
Antwort des SV Dr. Felix Matthes (Öko-Institut)

S. 29

Anlage 4

Schriftliche Nachfragen des Abg. Frank Schwabe und
Antworten der SV Ingolf Arnold (Vattenfall Europe AG), Dr. Hermann Held (PIK),
Dr. Johannes Gerling (BGR) und Dr. Felix Matthes (Öko-Institut)

S. 30

30. Sitzung

Beginn: 12.04 Uhr

Vorsitzende: Liebe Kolleginnen und Kollegen, ich begrüße Sie recht herzlich zu unserer heutigen öffentlichen Anhörung. Ebenso begrüße ich die interessierten Besucher in der oberen Reihe. Seien auch Sie herzlich willkommen zu der öffentlichen Anhörung des Ausschusses zum Thema CO₂-Abtrennung und klimaneutrale Entsorgung. Eine Technologie, die immer mehr in den öffentlichen Fokus kommt mit der Frage: Ist es eine Technologie, die uns bei der Bewältigung der Klimaprobleme hilft? Gleichwohl meine ich auch, es gibt auf dem Weg dorthin noch viele Fragen zu beantworten. Auch Fragen, die wir gerne beantwortet haben möchten. Ich denke da an Haftungsfragen und an die Fragen: Wie nachhaltig ist diese Technologie? Was muss man beachten, wenn man CO₂ unter der Erde lagert?

Um all diese Fragen in einer ersten Runde heute zu beantworten, haben wir Experten eingeladen. Seien auch Sie uns recht herzlich willkommen. Ich begrüße Herrn Dr. Ottmar **Edenhofer** und Herrn Dr. Hermann **Held**, beide vom Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK), Herrn Dr. Johannes **Gerling** von der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Frau Dr. Gabriela **von Goerne** von Greenpeace aus Hamburg, Herrn Dr. Felix **Matthes** vom Öko-Institut aus Berlin, Herrn Prof. Dr. Kurt **Häge**, Herrn Ingolf **Arnold** von Vattenfall Europe und Herrn Dr. Harry **Lehmann** vom Umweltbundesamt (UBA). Wir haben für die heutige Anhörung einen Zeitrahmen von 2 Stunden und der Ausschuss hat sich darauf verständigt, dass wir in einer ersten Runde gerne ein kurzes Statement von ca. 5 Minuten von Ihnen entgegennehmen möchten, damit wir auch noch genügend Zeit haben, mit Ihnen nachher ins Gespräch zu kommen. Ich bitte auch diejenigen, die zu zweit zu der Anhörung gekommen sind, dass man sich auf einen einigt, der erstmal das kurze Statement abgibt. Und ich schlage vor, wir beginnen von mir aus gesehen in Uhrzeigerichtung. Als erstem erteile ich Herrn Dr. Lehmann vom UBA das Wort.

SV Dr. Harry **Lehmann** (UBA): Die Emissionen von Treibhausgasen nehmen im globalen Maßstab unvermindert zu. Aus wissenschaftlicher Sicht sollte die Veränderung der globalen Durchschnittstemperatur auf plus 2 Grad ge-

genüber dem vorindustriellen Niveau bis zum Ende dieses Jahrhunderts begrenzt werden. Um dieses Ziel zu erreichen, müssen wir nach unserer Ansicht in den industrialisierten Staaten bis zum Jahr 2020 eine Senkung des Ausstoßes der Treibhausgase um 40 % erreichen. Wie wir an anderer Stelle gezeigt haben, denkt das Umweltbundesamt, dass das auch für Deutschland und andere industrialisierte Länder möglich ist. Wir setzen auf eine nachhaltige Klimaschutzpolitik – durch Vermeidung von Emissionen und durch den eingeleiteten Wechsel in der deutschen Energiepolitik: Weg von fossilen Brennstoffen, hin zu erneuerbaren Energien und zu deutlich gesteigerter Energieeffizienz. Für einen begrenzten Zeitraum kann es erforderlich sein, auch nachsorgende Aktivitäten zur Verminderung des CO₂-Ausstoßes zu ergreifen. Dazu können bestimmte Formen der technischen Abscheidung und Speicherung des wichtigsten Klimagases Kohlendioxid, oftmals als Sequestrierung bezeichnet, zur Anwendung kommen.

Die technische CO₂-Abscheidung und -speicherung lässt zwar weiterhin Treibhausgase entstehen, verspricht aber, das Entweichen in die Atmosphäre und damit ihre Klimawirkung für längere Zeit zu verhindern. Bei dieser Anwendung sind auch Auswirkungen auf andere Umwelt- und Gesundheitsbereiche zu berücksichtigen, die wir im Rahmen von Vorkaufforschung seit 2 Jahren untersuchen und zu deren Ergebnissen ich etwas später kommen werde. Ich will noch mal sagen, dass die verschiedenen Klimaschutz-Szenarien – auch unsere – zeigen, dass die Klimaziele durch die Steigerung von Energieeffizienz, Energiesparen, die verstärkte Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und den Ausbau der erneuerbaren Energien erreichbar sind. Nach dem, was wir bisher über den Stand der CCS-Technologie (CCS: Carbon Capture and Storage) wissen, ist durch diese Technologie für die Zeit bis 2020 kein signifikanter Beitrag zur Erreichung des Klimaschutzzieles in Deutschland zu erwarten. Nichtsdestotrotz kann es danach eine wichtige Technologie sein.

Wenn wir uns den Zielen oder den Umweltaspekten in kurzer Form widmen wollen, dann gibt es einige Rahmenbedingungen, die eingehalten werden müssen und die aus unserer Sicht ziemlich klar sind, nachdem wir uns

2 Jahre lang damit befasst haben. Erstens: Die Speicherung von Kohlendioxid in der Ozeanwassersäule und die künstliche Mineralisierung von Kohlendioxid sind keine Optionen, die nachhaltig tragbar sind. Das hat verschiedene Gründe. Ich gehe mal ganz kurz auf das Meer ein. CO₂ wirkt in hohen Konzentrationen toxisch, so dass es in der Umgebung von CO₂-Einleitungspunkten Meeresorganismen beeinträchtigt. Dies kann zum Tod der Meeresorganismen führen. CO₂ reagiert in Wasser als leichte Säure und kann bei Einleitung in großen Mengen zu Änderungen im Säuregrad des Meerwassers führen. Die die Ozeane umfassenden Meeresströmungen verbinden die Tiefsee mit der Meeresoberfläche und bedingen, dass in der Wassersäule oder am Meeresgrund deponiertes CO₂ relativ schnell wieder an die Oberfläche gelangen und in die Atmosphäre freigesetzt werden kann. Die Speicherung von CO₂ in der Wassersäule oder als CO₂-See auf dem Grund ist daher nicht akzeptabel. Wir als Umweltbundesamt fordern, dass internationales Recht das verbieten muss. Aus Zeitgründen gehe ich jetzt nicht sehr stark auf die Mineralisierung ein, sondern möchte einen anderen Aspekt näher darlegen: Wenn man CO₂-Speichertechnologien im Rahmen einer langfristigen Klimapolitik betrachtet, dann kann man herleiten, wie viel pro Jahr höchstens an Leakage entstehen darf. Diesem Thema haben wir uns gewidmet und haben festgestellt, dass CO₂-Speicher eine Leakage-Rate von maximal 0,01 % pro Jahr nicht überschreiten dürfen. Dies bedeutet, dass man nach 1.000 Jahren noch 90,5 % des einst eingelagerten CO₂ im unterirdischen Speicher hat. Wir sagen, dass es sich erst ab dann um einen Endspeicher und nicht um einen Zwischenspeicher handelt. Das bedeutet: Alles, was eine höhere Leakage-Rate hat, ist eine Zwischenlagerung, die klimapolitische Auswirkungen haben wird, die sich auf das Klima der nächsten Jahrhunderte auswirken wird. Das heißt: Wir müssen uns bei den zukünftig zu betrachtenden Speichermöglichkeiten an eine solche nachhaltige Leakage-Rate halten.

Ein wichtiger Bereich, den wir sehen, ist, dass ein nationaler und internationaler Rechtsrahmen für CCS entwickelt werden muss. Dazu haben wir kürzlich Forschungsaufträge vergeben. Wir haben auch eine Arbeitsgruppe innerhalb des UBA ins Leben gerufen, die jetzt weiter daran arbeiten wird. Es gibt weder national noch international einen Rechtsrahmen, der mit dem Ziel entwickelt wurde, die Abscheidung, den Transport und die Speicherung

von Kohlendioxid zu regeln. Es gibt verschiedene Regelwerke wie z. B. das Abfall- und Bergrecht im nationalen Kontext sowie internationale Übereinkommen zum Schutz der Meere, die weiter entwickelt werden müssen, um die technische Abscheidung und Speicherung von CO₂ zu regeln. Aus der Sicht des Umweltbundesamts muss der gesetzliche Rahmen so entwickelt werden, dass er konkrete Anforderungen formuliert, die sich am Nachhaltigkeitskriterium orientieren, z. B. eine Festlegung der Leakage-Rate. In erster Linie sind die rechtliche Absicherung der Standorterkundungen, die Pflicht zur Zulassung einzelner Speicherstandorte und Speichervorgänge sowie die Entwicklung geeigneter Standards, die sowohl kurzfristige als auch langfristige Gesundheits- und Umweltschäden ausschließen, erforderlich. Es gibt Fragen des Haftungsrechts zu klären, z. B.: Was passiert bei Unfällen? Auch Fragen der Rechtsnachfolge der Unternehmen sind zu klären, denn wir reden hier von Speicherung über einige Jahrhunderte. Die so genannten Ewigkeitskosten müssen geklärt werden und es ist auch zu klären, wer in Zukunft, also in einigen Jahrzehnten zuständig ist für die Überwachung der Speicher. Kontinuierliche Auträge aus den Speichern sind zudem bei der Anerkennung von CO₂-Emissionsminderungsmaßnahmen im Rahmen der Klimarahmenkonvention angemessen zu berücksichtigen.

Neben diesen rechtlichen Fragen haben wir aber auch andere Fragen, die technologischer Art sind, zu klären. Und ich will nur einige Fragen, die noch untersucht werden müssen, ganz kurz anreißen. Es ist die Frage der Reinheit und Verunreinigung des Gases und seiner Wirkung im Gestein zu untersuchen ebenso wie die Frage, wie man mit diesem im CO₂-Speicher zusätzlich entsorgten Abfall umgehen soll. Es sind die Fragen des Monitoring zu betrachten. Es sind die Fragen der Verdrängung der Sole, des Austritts der Sole an der Oberfläche, zu klären. Darüber hinaus bedarf die Frage der Kohlensäure im Boden der Klärung. Schließlich ist die Frage von CO₂-Formationen zu klären.

Zusammenfassend: Wir sind beim Umweltbundesamt der Meinung, dass wir mit erneuerbaren Energien, Energieeffizienz, Kraft-Wärme-Kopplung und rationeller Energienutzung die Klimaschutzziele erreichen können. Wir denken aber, dass das Klimaproblem derart gravierend ist, dass man keinerlei Technologie ausschließen sollte. Das bedeutet aber

trotzdem, dass eine Technologie in die Klimaschutzziele hinein passen muss und damit nachhaltig dem Ziel genügen muss. Wir erwarten von CCS keinen signifikanten Beitrag zum Klimaschutz bis zum Jahr 2020. Wir wollen keine Speicherung in der Wassersäule. Eine Speicherung in Erdlagerstätten sollte rechtlich und technisch geklärt werden, insbesondere eine Speicherung über einen längeren Zeitraum.

SV Dr. Felix **Matthes** (Öko-Institut): Der guten Ordnung halber muss ich darauf hinweisen, dass einige der Dinge, die ich im zweiten Teil meines Statements sagen werde, unter anderem auch aus einem Papier resultieren, das wir im Moment für das Büro für Technikfolgenabschätzung (TAB) erstellen, in dem es um die Detailfragen der Regulierung von CCS geht. Es gibt also bestimmte Querbeziehungen zum TAB und zum Forschungsausschuss. Ich habe Ihnen ein Papier mit 15 Thesen vorgelegt. Ich werde versuchen, Ihnen die Thesen jeweils mit einem oder zwei Sätzen und an den Stellen, wo es mir wichtig erscheint, mit ein paar mehr Sätzen näher darzustellen. Punkt 1: CCS, also Carbon Capture and Storage, gehört nicht zu den Technologien, die im Moment verfügbar sind. Es gehört zu den Technologien, wo wir aus Analogieschlüssen und aus der Anwendung in anderen Größenordnungen und für andere Zwecke wissen, dass die Einzelschritte gehen. Inwieweit die Kombination in der großtechnischen Anwendung wirklich funktionieren wird – und zwar kommerziell, d.h. in Bezug auf Verfügbarkeit und Kosten –, werden wir wahrscheinlich erst nach den im Moment mit großer Dynamik angeschobenen Pilot- und Demonstrationsprojekten wissen. CCS ist mehr als das, was wir als „conceptual technologies“ bezeichnen, bei denen man noch nicht so richtig weiß, ob sie gehen werden und wann sie gehen werden. Das heißt: Der Lösungsbeitrag von CCS liegt in einem Zeithorizont der nach dem Jahr 2020 liegt.

Dieser Lösungsbeitrag – und das ist die These Nr. 2 – ist aber nach allem, was man im Moment wissen kann – das ist mehr, als viele denken, und weniger, als wünschenswert ist – allerdings groß. Er entspricht, um das mal plastisch zu machen, bis zum Jahre 2050 einem CO₂-Minderungsbeitrag, der mindestens dem entsprechen würde, wenn man die weltweiten Kernenergiekapazitäten verdreifachen würde – und das hieße: Ab nächstes Jahr kämen 15 große Kernkraftwerke jährlich dazu. Somit ist der Minderungsbeitrag nicht vernach-

lässigbar. Drittens: In der längeren Perspektive darf man CCS nicht nur im Kontext fossiler Brennstoffe sehen. Wir haben eine große Diskussion um das 2-Grad-Ziel. Man muss sagen, bei all den Emissionsminderungsvorgaben, die im Moment diskutiert werden, gehen wir immer davon aus, dass die Klima-Sensitivität durchschnittlich ist, und zwar in der Größenordnung von 2,5 Grad bei Verdoppelung. Wenn die Klima-Sensitivität größer ist, werden wir mit großer Wahrscheinlichkeit in die Notwendigkeit kommen, CO₂ aus der Atmosphäre herauszuholen. Und das heißt, dass CCS – auch dann immer noch eine Übergangstechnologie – in der Kombination von Biomasse durchaus auch eine Rolle spielen kann. Das heißt: Sie ist in diesem Sinne eine „Dual-Use-Technologie“, die nicht auf die fossilen Energieträger begrenzt ist.

Viertens: Wenn man von der kommerziellen Verfügbarkeit nach 2020 ausgeht, gibt es verschiedene Modellberechnungen. Wir haben das hier in dem Papier mal referiert für Deutschland und für die EU 25. Wenn man zwischen 2020 und 2030 CCS massiv einsetzt, läge der Minderungsbeitrag in Deutschland wahrscheinlich in einer Größenordnung von 25 Millionen Tonnen CO₂ und bei 100 Millionen Tonnen CO₂ in der EU 25. Das ist mehr als nichts, aber das sind begrenzte Beträge. Das bedeutet: CCS ist und bleibt eine – wie Herr Lehmann schon gesagt hat – Option unter vielen. Auszuschließen wären – das ist die fünfte These – nach dem, was man heute weiß, und vor allen Dingen nach dem, was man heute nicht weiß, die Ablagerung von in fester Form in festem Aggregatzustand gebundenem CO₂ und die Ablagerung in tiefen Schichten des Meeres, weil man da noch mal Ökosystemveränderungen anstößt, die möglicherweise dem ähnlich sind, was man beim Klima angestoßen hat.

Es gibt eine Vielzahl von Unsicherheiten – darauf werden meine Nachredner im Detail eingehen. Wenn ich die Literatur durchsehe, lassen sie sich gruppieren in zwei zentrale Bereiche. Die erste große Unsicherheit besteht in der Frage, inwieweit die Abtrennungsverfahren im großtechnischen Maßstab – bei allem technologischen Erfolg, den man sich vorstellen kann – für den kommerziellen Betrieb hinsichtlich der Betriebsverfügbarkeit und der Kosten geeignet sind. Ich will daran erinnern, dass die IGCC-Technologie (IGCC: Integrated Gasification Combined Cycle), die heute ein wesentliches Standbein der Vision ist, auch im Jahr

1989/90 schon einmal heiß diskutiert worden ist. Ich weiß nicht, ob sich jemand von Ihnen an die Überschriften in den Fachzeitschriften erinnern kann: „In den neuen Bundesländern nur noch IGCC-Kraftwerke“. Das ist bekanntlich nicht so gekommen. Das hat nicht daran gelegen, dass die Technologie nicht verfügbar gewesen wäre und nicht funktioniert hätte, sondern dass sie die Anforderungen des kommerziellen Kraftwerksbetriebes, wo man 25 % Zuverlässigkeit haben muss, nicht erfüllt hat. Das heißt also, hier ist eine ganze Reihe von Fragen offen. Das muss man deutlich sagen. Zweitens geht es um die real verfügbaren Kapazitäten der Ablagerung und die langfristige Speichersicherheit. Dazu werden meine Nachredner noch etwas sagen. Wir wissen einiges über Speichersicherheit im Bereich der Öl- und Gasfelder, weil da CO₂ zumindest teilweise auch gemessen worden ist im Rahmen von „Enhanced Oil Recovery“. Wir wissen aber doch vergleichsweise wenig über horizontale Ausbreitung bei salinen Aquiferen. Aber dafür gibt es Berufenere als mich. Wenn man diese Unsicherheiten zusammen sieht, dann heißt das, dass die Notwendigkeit sehr groß ist, in Pilot- und Demonstrationsvorhaben reinzugehen.

Ich meine – und das ist meine siebte These –, hinsichtlich des regulatorischen Rahmens wird man vier Fragen unterscheiden müssen, auf die ich jetzt nicht mehr im Detail eingehe. Erstens, und das ist die unmittelbar anstehende Frage: Was muss man im regulatorischen System ändern, damit man die Technologie CCS überhaupt machen darf? Sie müssen sich da die Zeitketten vor Augen führen: Wenn RWE im Jahre 2015 das Kraftwerk in Betrieb nehmen will, dann muss im Jahr 2011 angefangen werden zu bohren. Und das bedeutet: Sie müssten eigentlich heute anfangen zu genehmigen. Dies müsste auf der Basis einer Rechtsgrundlage geschehen, die es noch nicht gibt. Das ist ein Problem. Zweitens: Der regulatorische Rahmen sollte Anreize schaffen, damit CCS attraktiv wird oder überhaupt in den Markt kommt – also nicht nur zulässig ist, sondern in den Markt kommt. Drittens geht es um einen rechtlichen, aber auch um einen prozessualen Rahmen, damit CCS akzeptiert wird. Sie müssen sich klar werden, dass eine CCS-Lagerstätte für ein mittelgroßes Kraftwerk unterirdisch die Abmessungen von mehreren 10 km mal mehrere 10 km hat. Und da gibt es jede Menge von Interaktionsmöglichkeiten. Um das mal auf den Punkt zu bringen: Das hat erhebliches „Gorleben-Potential“. Viertens: Die

Hoffnung, die sich auf CCS richtet, richtet sich ganz stark auf Schwellenländer und aufkommende Industrieregionen in der Welt. Die spannende Frage ist: Mit welchem regulatorischen Rahmen bekommt man CCS nicht nur hier in den Markt, sondern auch nach China oder Indien? Wenn man ehrlich ist, muss man zugeben, dass man über die Bedingungen dort weniger weiß, als man gerne wüsste.

Meine achte These: Der regulatorische Rahmen für die Anlagengenehmigung im Bereich der Abtrennungsanlagen und für den Bereich des Pipeline-Transportes bereitet geringere Probleme. Das sind alles Dinge, die mit dem existierenden rechtlichen Rahmen machbar sind. Das große Problem ist die Frage der Errichtung von CO₂-Lagerstätten. Das geht los bei der Aufsuchung. Hier haben wir heftige Konkurrenzen zwischen verschiedenen Aufsuchungen im CCS-Bereich, aber auch zwischen Unternehmen, die Gasspeicher bauen wollen oder Geothermie nutzen wollen. Hier ist ein Wettlauf entbrannt. Es gibt im Bergrecht ein paar Regelungen. Inwieweit diese jenseits der Demonstrations- und Pilotvorhaben tragfähig sind, sei dahingestellt. Wir müssen die Frage klären: Was wird dann bei der Errichtung und dem Betrieb der Ablagerungsanlagen? Da muss neues Recht geschaffen werden. Und wir haben das Problem des „Nachbetriebs“ von solchen Anlagen. Diese müssen über mehrere Tausend Jahre nachbetrieben werden. Und meine Vermutung ist, dass damit automatisch die Frage der öffentlichen Trägerschaft solcher Anlagen auf die Politik zukommt. Wir haben mal gefragt, für welchen Zeitraum Unternehmen einen Nachbetrieb garantieren würden. Und da hören die besten Versprechungen bei 30 Jahren auf. Und ein weiterer Punkt: Zwischen diesen drei Prozessketten-Schritten Abtrennung, Transport und Ablagerung bestehen sehr starke Links. Und zumindest im Bereich des Pipeline-Transportes – da wird es auch um Enteignungsfragen gehen – und im Bereich der Errichtung von Lagerstätten, wo es um ähnliche Fragen geht, ist die Frage des überwiegenden öffentlichen Interesses solcher Anlagen herausragend. Das heißt, man wird in die Problematik reinkommen, dass mal jemand ein Kraftwerk genehmigt, das 10 % weniger Wirkungsgrad hat und dass damit keine präjudizierenden Prozesse in Gang gesetzt werden, die ein überwiegendes öffentliches Interesse konstituieren. Deshalb plädieren wir für eine integrierte Genehmigung solcher Vorhaben. Das wird bei den Pilot- und Demonstrationsvorhaben nicht gehen, aber längerfristig muss

man sich darum kümmern. Man wird so etwas wie ein CCS-Gesetz machen müssen. Und damit befindet man sich dann automatisch in der aktuellen Diskussion um das Umweltgesetzbuch.

Neunte These: Dass Abfallrecht und Wasserrecht eine erhebliche europapolitische Dimension haben, habe ich bereits gesagt. Der Ansatzpunkt ist aber sicherlich zunächst im Bergrecht. Und da kann man viel machen, aber man muss aufpassen, dass man nicht vorläufige Regelungen perpetuiert, die später zu rechtlichen Problemen führen. Zehnte These: Kraftwerke mit CCS-Technologie sind eine Neuerung auf dem Strommarkt. Der Strommarkt ist heute geprägt entweder durch Kraftwerke mit hohen Kapitalkosten und niedrigen Betriebskosten – das sind die Kohlekraftwerke – oder durch Kraftwerke mit hohen Betriebskosten und niedrigen Kapitalkosten – das sind die „berühmten“ Gaskraftwerke. Mit der CCS-Technologie bekommen wir eine neue Technologie mit hohen Kapitalkosten und hohen Betriebskosten auf den Markt. Da ist die Frage, wie man das System so gestaltet, dass solche Kraftwerke wirklich auch zum Laufen kommen und nicht nur technologische Visionen erzeugen. Da muss man sehr nüchtern sehen, dass die Schlüsselrahmenbedingungen in erster Linie – das ist meine elfte These – über die Ausgestaltung des Emissionshandelssystems gesetzt werden können. Ich habe in meine schriftliche Stellungnahme eine kleine Grafik eingefügt, um Ihnen die Dramatik der Interaktion klarzumachen. Wenn Sie ein Emissionshandelssystem haben, bei dem die konkurrierenden Neubau-Kraftwerke nur 25 % ihrer benötigten CO₂-Zertifikate umsonst bekommen, ist die wirtschaftliche Attraktivität von CCS-Kraftwerken selbst bei hohen technischen Fortschritten nicht mehr gegeben. Das heißt also: Wenn man mittelfristig nicht zur Auktionsierung von Zertifikaten übergeht, wird CCS niemals eine Chance auf dem liberalisierten Markt haben.

Zwölfte These: Man kann das natürlich ordnungsrechtlich machen. Das ist differenziert zu betrachten zwischen Nachrüstung und Neubau. Wenn man Nachrüstung ernsthaft verfolgt – man kann diskutieren, ob das ordnungspolitisch zum europäischen Emissionshandel passt –, ist die unbeschränkte Genehmigung, die wir im deutschen Immissionsschutzrecht haben, ein Problem. CDM – und das ist meine dreizehnte These – ist ein möglicher erster Ansatzpunkt, wie man CCS wirklich nach China

bekommen kann. Das ist ein erster Schritt, bei dem viele Dinge ungeplant und noch auszugestalten sind. Vierzehnte These: Hier geht es um die forschungspolitische Dimension. Es wird eine Vielzahl von Monitoring-, Inventarisierungs- und Verifizierungsregeln für CCS geschaffen werden müssen, damit das internationale Klimaschutzregime auch funktioniert. Da ist in den bisherigen Pilot- und Demonstrationsprojekten viel zu wenig drin. Das heißt, wir haben die Gefahr, dass die Technologie möglicherweise der Regulierung voraus läuft. Fünfzehnte These: Wenn man will, dass CCS akzeptiert wird, muss man sich um Akzeptanz sehr frühzeitig kümmern. Man muss die Öffentlichkeit sehr frühzeitig beteiligen. Wir haben das Problem, dass die aufsuchenden Unternehmen derzeit nicht diejenigen sind, die an vorderster Front für den Klimaschutz stehen. Das betrifft die Glaubwürdigkeit der Akteure, wo auch die Frage von staatlicher Beteiligung mit hereinspielt und und auch die Frage: Welche Rolle kann CCS in einem glaubwürdig ausgestalteten Klimaschutzkonzept spielen? Diese Dinge muss man angehen, sonst wird man die Akzeptanz verlieren. Und wenn man die Akzeptanz verliert, verliert man die Technologie.

SV Dr. Gabriela **von Goerne** (Greenpeace, Hamburg): Ich möchte in den fünf Minuten nicht die ganze Bandbreite von CCS darlegen. Ich glaube, das ist in fünf Minuten nicht zu machen. Ich möchte mich deshalb auf zwei Punkte fokussieren, die – wie ich denke – besonders wichtig sind auch im Hinblick darauf, wie Klimaschutz in den kommenden 10, 15 oder 20 Jahren zu betreiben sein sollte. Es geht also um zwei Punkte zu den Stichworten Zeit und Geld. Der Faktor Zeit ist deshalb wichtig, weil die Technologie – meine Vorredner haben es auch schon gesagt – im Moment de facto noch nicht kommerziell und kostengünstig zur Verfügung steht. Und die Technologie – auch meine Vorredner haben es gesagt – wird es nicht zum Nulltarif geben. Das kostet eine Menge Geld. Das IPCC, das Klimagremium der UN, hat es gesagt: Wir haben noch 10 bis 15 Jahre, um wirklich das Ruder noch herumzureißen und gefährlichen Klimawandel zu verhindern, indem wir beginnen, eine Energieform, eine Energieversorgungsstruktur aufzubauen, die zu einer massiven Reduktion der Treibhausgase führen wird. Was wir im Moment allerdings sehen, ist – wenn man das vor dem Hintergrund sieht, dass CCS noch nicht zur Verfügung steht –, dass heute eine große Menge neuer Kraftwerke gebaut wird. Kohle-

kraftwerke, die keine CO₂-Abscheidung vorsehen und auch CO₂ nicht abscheiden werden. Alle unsere Bemühungen, die wir in den nächsten Jahren und Jahrzehnten, in 15 Jahren machen, die wir ergreifen müssen, müssen also ohne CCS auskommen und ohne CCS laufen. Selbst ab 2020, wenn diese Kraftwerke – denn es geht in der Diskussion eigentlich nur um die Kraftwerke, die bis 2020 gebaut werden können – zur Verfügung stehen sollten, wissen wir noch nicht, ob bis dahin auch die ganzen CO₂-Speicher schon so weit untersucht und vorbereitet worden sind, dass große Mengen von CO₂, wie sie nun mal in Kohlekraftwerken anfallen, auch wirklich gespeichert werden können.

Ich möchte mal eine Vorstellung davon geben, was es eigentlich heißt, CO₂ aus großen Kraftwerken speichern zu wollen. Beispielsweise beträgt das Speicherpotential von sich leerenden Öl- und Gaslagerstätten in Deutschland etwa 2,3 Milliarden Tonnen Kohlendioxid. Das verteilt sich nicht auf eine Lagerstätte, sondern auf sehr viele größere und kleinere Lagerstätten. Schauen wir uns jetzt mal ein Kraftwerk als Beispiel an. Mein Lieblingskraftwerk ist das Braunkohlekraftwerk Neurath in Nordrhein-Westfalen. Das stößt derzeit etwa 18 Millionen Tonnen CO₂ aus. Es wird jetzt erweitert. Es verdoppelt sich in der Kraftwerksleistung und wird dann, wenn es fertig gestellt ist, ungefähr 34 Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr ausstoßen. Das heißt: Über die Laufzeit eines solchen Kraftwerks von 30 bis 40 Jahren gerechnet, würden wir theoretisch CO₂ abscheiden können. Würden wir das auch tun, lägen wir etwa bei 1,2 bis 1,3 Milliarden Tonnen CO₂, die wir dann zum Beispiel in diese vielen kleinen und größeren Erdgas- und Ölspeicher einpressen würden. Die Speicher sind dann mehr als zur Hälfte gefüllt. Und wir haben nicht nur ein großes Kraftwerk in Deutschland, sondern wir haben viele davon. Das heißt: Mit zwei solchen großen Kraftwerken sind unsere Öl- und Gasspeicher gefüllt. Hierbei ist immer vorausgesetzt, dass wir auch alle wirklich nutzen können. Selbst wenn wir ein großes Speicherpotential in Deutschland haben, heißt das nicht, dass wir diese ganzen Potentiale wirklich nutzen können. Das sieht man auch, denke ich, sehr gut im Vergleich zur Geothermie. In Deutschland haben wir sehr große geothermische Potentiale. Aber wir haben große Schwierigkeiten, diese Potentiale auch wirklich zu nutzen und umzusetzen.

Klimaschutz fängt nicht erst im Jahr 2020 an. Man kriegt manchmal den Eindruck, dass einige „Player“ so vorgehen und so denken. Denn wie ich schon am Anfang gesagt habe: Es werden derzeit sehr viele neue Kohlekraftwerke geplant. Sie sind schon im Bau und es sind weitere in Planung. Kohlekraftwerke mit einer Gesamtleistung von etwa 18.000 Megawatt werden geplant. Und diese werden bis 2020 am Netz sein, ohne CO₂ abzuscheiden und ohne CO₂ zu speichern. Das sind Volumina von etwa 70 bis 75 Millionen Tonnen CO₂. Schauen wir in die Zukunft – denn solche Kraftwerke laufen 30 bis 40 Jahre –, dann entspricht die Menge von 70 bis 80 Millionen Tonnen etwa einem Drittel der Emission, die wir im Jahr 2050 überhaupt noch ausstoßen dürfen, um gefährlichen Klimawandel zu verhindern und zu vermeiden. Rechnet man die Baukosten der Kraftwerke, die derzeit in der Planung sind, „P mal Daumen“ mit einer Million Euro pro Megawatt, so liegen wir bei einer Gesamtleistung von 18.000 Megawatt bei Kosten von etwa 18 Milliarden Euro, die quasi in Klima zerstörende Kraftwerke investiert werden. Wir können nicht davon ausgehen, dass diese Kraftwerke in Zukunft noch nachgerüstet werden.

Es geistert ja gelegentlich das Stichwort „wir machen Kraftwerke ‚capture ready‘“ durch die Medien und auch in der Diskussion findet sich das häufig. Was heißt denn das eigentlich? Das hieße z. B., wir lassen ein Stückchen Platz frei für die Nachrüstung des Kraftwerks. Aber die Kraftwerke, die heute gebaut werden, sind nicht in den Regionen, wo eigentlich auch Speicherplatz für CO₂ zur Verfügung stünde. Das heißt auf der einen Seite: Wir gehen davon aus, dass eine riesige neue Infrastruktur aufgebaut wird, z. B. Pipeline-Systeme, um das CO₂ dann zu künftigen Speichern zu transportieren. Das eröffnet aber auch folgende Fragen: Wer ist denn für diese Infrastruktur, für diese neue Verteilungsstruktur von CO₂ in Zukunft verantwortlich? Wer baut diese Infrastruktur, wer unterhält sie und wer trägt hierfür die Kosten? Die nachträgliche Umrüstung von Kraftwerken ist auch fraglich, weil man die Erfolg versprechenden Kraftwerkstechnologien – es wurde schon einmal IGCC angesprochen oder es wird experimentiert mit Oxy-Fuel-Kraftwerken – nicht einfach auf bestehende Kraftwerke aufrüsten kann. Das sind ganz andere Kraftwerkstypen. Wir reden also bei CCS im Wesentlichen nicht von Nachrüstung, sondern vom Neubau von Kraftwerken. Und das ist verdammt teuer. Teuer wäre es selbst dann,

wenn man bestehende Kraftwerke nachrüsten würde.

Die Stromgestehungskosten – man geht davon aus, dass die Kosten sich in etwa verdoppeln werden im Vergleich zu den heutigen Kosten von Strom aus fossilen Kraftwerken Kohle und Gas – liegen dann im Bereich der erneuerbaren Energien. Zum Teil sind erneuerbare Energien auch preiswerter im Vergleich. Man muss sich also fragen: Wohin investieren wir jetzt das Geld? Die Kosten für Strom steigen in jedem Fall, aber wir müssen uns fragen: Welches Produkt bekommen wir am Ende? Bekommen wir Strom aus sauberen Energieträgern, nämlich aus erneuerbaren Energien, oder bekommen wir Strom aus Kraftwerken, die zwar CO₂ zu einem großen Teil nicht mehr in die Atmosphäre entlassen, die uns aber oberirdisch zum Beispiel riesige Tagebaulöcher hinterlassen und unterirdisch riesige Müllberge von CO₂? Mit dem Bau dieser Kraftwerke heute begeben wir uns quasi in eine Sackgasse. Wir schaffen Tatsachen und diese zwingen uns zukünftig in einen Status Quo. Wir haben riesige Großkraftwerke, wir haben eine zentrale Energieversorgung, erneuerbare Energien und Kraft-Wärme-Koppelung werden abgebremst und deren Ausbau ab einem bestimmten Punkt behindert und blockiert. Wir schaffen quasi Tatsachen, die uns letztendlich zwingen werden, die CO₂-Speicherung anzuwenden, ob es nun sinnvoll und ökonomisch machbar ist oder auch nicht.

Ich möchte zum Abschluss meines Statements noch mal zwei Fragen stellen an mich selbst und an alle: Wollen wir wirklich eine Energieversorgung erhalten und ausbauen, die uns letztendlich zu Müllentsorgern in unvorstellbarer Größenordnung macht? Denn das ist die Konsequenz, wenn wir CCS im großen Maßstab umsetzen. Und ist es wirklich erstrebenswert, wollen wir wirklich Milliarden Tonnen von Kohlendioxid in den Untergrund bringen? Ich rede nicht von der Ozeanspeicherung. Da kann ich nur meinen Vorrednern zustimmen und dafür plädieren, dass CO₂ wirklich niemals ins Meerwasser entlassen wird. Also: Wollen wir wirklich Milliarden Tonnen von CO₂ in den Untergrund pumpen, nachfolgenden Generationen eine langfristige Überwachung zumuten und langfristige Folgekosten hinterlassen, obwohl wir doch heute technologische Lösungen speziell im Energiesektor bereits haben, die eben auch nicht teurer als CCS sind, in vielen Fällen preiswerter, dafür aber wesentlich sauberer und nachhaltiger sind und die auch bis

heute schon insgesamt etwa 84 Millionen Tonnen CO₂ eingespart haben und die auch Arbeitsplätze schaffen, erhalten und auch in Zukunft noch sehr viele weitere Arbeitsplätze schaffen werden?

SV Dr. Johannes Peter **Gerling** (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe - BGR): Die BGR befasst sich seit 1999 mit dem Thema. Wir beschäftigen uns damit, welche Möglichkeiten es gibt, im Untergrund Deutschlands CO₂ zu speichern. Das Wissen, das wir zwischenzeitlich angehäuft haben und das im Augenblick durch viele laufende Projekte im internationalen und nationalen Rahmen erweitert wird, möchte ich Ihnen heute darlegen. Es geht also um folgendes Thema: Was können wir in Deutschland im Untergrund wirklich speichern? Dazu muss man erst einmal wissen, dass wir auf Grund des Phasen-Verhaltens von CO₂ – das ist schon ein besonderes Gas, das wir da betrachten – etwa 800 bis 1.000 Meter unter die Erdoberfläche müssen, bevor wir es in einem derart komprimierten Zustand haben, dass wir dort große Mengen pro Volumenspeicher unterbringen können. Das heißt: Wir haben eine gewisse Tiefe als Minimum einzuhalten. Je weniger weit wir runter müssen, umso günstiger ist es für die Kosten, wenn man es dann umsetzen will. Darüber hinaus sind natürlich Sicherheitsvorkehrungen zu beachten, die ich kurz erläutern will. Zu den Speicheroptionen, die wir in Deutschland haben, haben wir zwei Vorschläge, von denen wir glauben, dass sie umzusetzen sind.

Als erstes sind Erdgasfelder zu nennen. Wir haben relativ viele mittelmäßig große Erdgasfelder in Norddeutschland, die in der Lage wären, CO₂ in einer Größenordnung von 2,5 bis 3 Milliarden Tonnen aufzunehmen. Diese Erdgasfelder sind zum großen Teil noch in Betrieb. Das heißt, man muss natürlich entsprechend auf die Interessen des Erdgasförderers Rücksicht nehmen. Nichtsdestotrotz: Das größte Erdgasfeld, das immerhin ein Speichervolumen von ca. 500 Millionen Tonnen CO₂ hätte, wird ab 2007 seine Produktion herunterfahren und in absehbarer Zeit einstellen. Das wäre ein Beispiel, das man vielleicht als erstes nutzen könnte, um dieses Verfahren auszuprobieren. Die zweite Option, die wir auch als sinnvoll und seriös ansehen, sind so genannte Aquifere. Das sind geologische Formationen im tieferen Untergrund, die hochsaline Wässer enthalten, die man niemals für Trinkwassergewinnung oder aber für eine Nutzung in dieser

Richtung in Betracht ziehen muss. Und dort sehen wir ein Potential von 20 Milliarden Tonnen bei einer Standardabweichung von plus oder minus 8 Milliarden Tonnen. Diese Zahl ist sehr grob, wie wir aus der Standardabweichung schon ablesen können. Das hat unter anderem damit zu tun, dass diese Option weniger gut bekannt ist als die Erdgasfelder. Von den Erdgasfeldern wissen wir, weil sie da sind, dass sie über Millionen von Jahren dicht waren und das Produkt zurückgehalten haben. Sonst hätten wir die Gasfelder gar nicht. Von den Aquiferen wissen wir sehr viel weniger, weil dort bisher kaum hineingebohrt worden ist. Das ist natürlich ein Vorteil, wenn ich an Sicherheitsstandards denke. Denn jede Bohrung, die ich früher abgetäuft habe, ist natürlich ein potentiell Risiko, was entsprechend beachtet werden muss, wenn ich CO₂ einlagere. Ich sage damit nicht, dass es technisch handhabbar ist. Aber das sind Dinge, die man beachten muss.

Alle anderen Optionen, die in Betracht zu ziehen sind und auch international erwogen werden – das sind Erdölfelder, das sind unterirdische Hohlräume aus Kohlebergwerken oder Salzbergwerken – sehen wir entweder als marginal oder als nicht sinnvoll an. Und das bedeutet, dass wir im Grunde nur diese zwei erstgenannten Optionen für Deutschland haben. Ebenso – das haben die Vorredner bereits dargelegt – lehnen wir es ab, CO₂ ins Meerwasser einzuleiten oder das CO₂ als Minerale abzulagern. Wir sind – um Missverständnisse zu vermeiden – schon der Meinung, dass man im marinen Bereich CO₂ in den geologischen Untergrund einleiten und einspeichern sollte. Wenn die entsprechenden geologischen Bedingungen da sind, halten wir das ohne weiteres für machbar.

Ein weiterer Punkt, der wichtig ist, wenn wir Deutschland anschauen, ist – ich nenne das mal etwas flapsig so – ein gewisses Nord-Süd-Gefälle, wenn wir auf Speicheroptionen schauen. Wir haben in Süddeutschland im Alpenvorraum ein eher marginales Potential, weil da die geologischen Strukturen relativ klein sind. Wir haben im Oberrheintal geologische Formationen, die theoretisch in Betracht kommen. Auch dort sind die Strukturen relativ klein und wir haben seismische Aktivitäten, die sich gelegentlich in kleinen Erdbeben äußern. Aus diesen Gründen ist diese Region auch nur für kleine Quellen überhaupt in Betracht zu ziehen. Das heißt, wir reden geologisch über das norddeutsche Becken, geographisch reden wir

über eine Region, die im wesentlichen Niedersachsen, Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Teile von Brandenburg und Sachsen-Anhalt und die beiden Stadtstaaten Hamburg und Bremen.

Wir müssen uns – das ist uns klar und zum Teil haben wir da schon mit Projekten begonnen – um das Probleme kümmern, welche Verunreinigungen im CO₂ wir überhaupt zulassen. Das heißt aus unserer Sicht: Was verträgt das Speichergestein und was verträgt vor allen Dingen die abdichtende Schicht nach oben hin, die letztendlich verhindert, dass das CO₂ sich in Richtung Atmosphäre bewegt? Diese Dinge werden – wie gesagt – schon in Forschungsprojekten betrachtet. Und das wird vertieft noch getan werden. Wir müssen für jeden Standort sicherlich spezifische Untersuchungen machen, bevor dann letztendlich ein Genehmigungsverfahren eingeleitet wird. Wir wissen, dass wir uns um das Thema Langzeitsicherheit kümmern müssen. Da gibt es eine Menge Erfahrung in Deutschland. Ich nenne mal als Stichwort Multibarrieren-Konzept, das wir aus der Endlagerung ableiten. Wir müssen gewährleisten, dass dieses CO₂ über einen Zeitraum, der bisher politisch zumindest nicht definiert ist – es tauchen Größenordnungen von 1.000 oder 10.000 Jahren auf –, da unten verbleibt. Das ist ein neues Feld, da muss etwas getan werden. Es gibt numerische Simulationsverfahren, die man anwenden kann. Und das ist ganz wichtig, wenn ich eine Prognose mache, wie sich ein Speicher verhält. Wenn wir eine große Menge CO₂ – reden wir mal über 300.000 bis 400.000 Millionen Tonnen CO₂ – in einem Speicher oder im Untergrund ablagern wollen, hat das zur Konsequenz, dass wir diese Regionen in irgendeiner Form auch vertikal bewegen. Und weil wir das einlagern, müssen wir davon ausgehen, dass wir uns nach oben bewegen. Das muss natürlich vorher sorgfältig beachtet werden. Da müssen die Genehmigungsbehörden mit dem Betreiber vorher entsprechende Injektions-Strategien verabreden, damit dort kein Schaden zugefügt wird. Ich sage nicht, dass das ein unüberwindbares technisches Problem ist, aber wir müssen diese Dinge im Auge behalten.

Monitoring-Verfahren sind verschiedentlich erwähnt worden. Diese müssen zum Teil weiter entwickelt werden, zum Teil geht es nur darum, welche angewendet werden müssen. Da gibt es weltweit schon eine ganze Menge an Verfahren, die inzwischen entwickelt und etabliert sind. Wichtig ist im Prinzip, eine Art von

Regelwerk zu entwerfen, welches dem Betreiber eines solchen Speichers dann auferlegt wird, in welcher Form das Monitoring zu erfolgen hat. All diese Dinge, die ich jetzt kurz angesprochen habe, müssen – und da haben wir in Deutschland im Augenblick noch eine Lücke – in irgendwelche Standards und in Regelwerke einfließen. Ich rede jetzt mal über untergesetzliche Regelwerke. Ähnliche Dinge, wie wir sie für die Erdgasspeicherung beispielsweise kennen. Wir reden über Anforderungen an die Standorterkundung, die man definieren muss. Wir reden über Sicherheitskonzepte, und wir reden letztendlich über die Regelwerke für den Speicherbetrieb und anschließend auch für die Aufgabe des Speichers. Wer übernimmt zu welchem Zeitpunkt den Speicher von dem Industrieunternehmen?

Ich würde es gerne noch mal zusammenfassen: Wir sehen Speichermöglichkeiten in Deutschland in erheblichen Umfang. Hierbei hat – glaube ich – bisher niemand gefordert, dass 100 % der CO₂-Emissionen aus den großen Punktquellen auch wirklich eingelagert werden müssen. Im EU-Rahmen redet man über vielleicht 30 % aus diesem Bereich, weil man auf anderen Ebenen natürlich auch noch eine ganze Menge an Emissionen reduzieren kann. Wenn wir uns vorstellen, dass wir etwa 100 Millionen Tonnen pro Jahr in Deutschland einspeichern müssen, ist das in der Tat ein sehr ambitioniertes Vorhaben. Aber von der Menge her ist das – wenn ich das vergleiche mit den Speichermöglichkeiten, die wir in Deutschland haben –zumindest ausreichend, um diesen Betrieb über etliche Jahrzehnte zu gewährleisten.

SV Ingolf **Arnold** (Vattenfall Europe AG): An die Ausführungen des Geologen schließen sich jetzt die Ausführungen des Ingenieurs und Technikers an. Ich will in einigen Teilen doch etwas technischer werden, weil ich glaube, zum Verständnis dieser Problematik muss man auch bestimmte physikalische und chemische Dinge wissen. In Deutschland bzw. weltweit haben wir drei verschiedene Abscheidungstechnologien zur Verfügung. Das Unternehmen RWE Power hat sich für das IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle), also für die Kohlevergasung, entschieden, das Unternehmen Vattenfall für das Oxyfuel-Verfahren. Beide Verfahren befinden sich gegenwärtig in einer intensiven Planung. Sie wissen, dass Vattenfall im Sommer bzw. Herbst 2008 die Pilotanlage in „Schwarze Pumpe“ in Betrieb nehmen will. RWE Power hat das ehrgeizige Ziel,

zwischen 2012 und 2015 ein größeres Demonstrationskraftwerk in Betrieb zu nehmen.

Es wurde von Herrn Dr. Matthes schon gesagt: Die zusätzlichen Komponenten, die man braucht, um diese Abscheidungstechnologie zu realisieren, sind im Wesentlichen schon seit langem bekannt. Es ist nur eben bis zum heutigen Tag nicht gelungen, diese in einer modularen Bauweise so zusammenzustellen, dass es auch wirtschaftlich darstellbar ist. Das ist also die Aufgabe, die die Technik in den nächsten Jahren zu erfüllen hat. Verfahrensbedingt werden beide Verfahren, sowohl IGCC als auch das Oxyfuel-Verfahren im CO₂-Abgasstrom bereits eine sehr hohe Reinheit haben. Sie wird in einer Größenordnung zwischen 90 und 95 % CO₂ liegen. Das wird also schon rein verfahrensbedingt erreicht. Da muss man nicht noch eine bestimmte „Aufkonzentration“ machen. Die Differenz zu 100 % Reinheit besteht hierbei in Fremdgasen, ernährten Stoffen oder anderen Stoffen. Inwieweit diese Reststoffe mit dem Speicherstein verträglich sind, ist gegenwärtig Untersuchungsgegenstand in der Forschung, aber auch im Rahmen von Laborversuchen. Bei der Einlagerung dieses abgeschiedenen CO₂ in tiefere Erdschichten gibt es – Herr Dr. Gerling hat darauf hingewiesen – einen Schwellenwert von 700 Metern – das ist die doppelte Höhe des Berliner Fernsehturms. Das ist das Mindestmaß, wie tief wir das CO₂ in der Erde einlagern müssen. Warum diese 700 Meter? Das würde ich ihnen gerne gleich noch erklären. Aber zuvor noch mal zu den vielen Zahlen, die immer genannt werden, z. B.: eine Tonne CO₂. Was bedeutet das überhaupt? Ich erkläre es mal am Beispiel der Braunkohle. Eine Tonne Braunkohle hat etwa 50 % Wasser, und der Rest brennt, besteht also aus Kohlenstoff und anderen Stoffen. Aus der Verbrennung einer Tonne Braunkohle kann man eine Megawattstunde erzeugen und es bleibt unter unseren normalen Bedingungen – also Luftdruckbedingungen – ein CO₂-Volumen von 500 Kubikmetern übrig. Das heißt also: Wenn ich mal die eine Tonne Braunkohle mit einem Kubikmeter gleichsetze, bleibt ein CO₂-Gas drin, das das 500fache Volumen von dem eingesetzten Rohstoff hat. Dieses riesige Volumen ist natürlich sehr schlecht zu handhaben. Dort nutzt man die besondere Fähigkeit des CO₂, dass man es sehr extrem zusammendrücken kann. Sie alle kennen die drei klassischen Aggregatzustände: fest, flüssig und gasförmig. Das CO₂ kennt noch einen vierten. Den nennt man superkritisch. Dieser Aggregatzustand ist da-

durch gekennzeichnet, dass es ein Gas ist, das sich aber physikalisch verhält wie Wasser. Wenn man diesen superkritischen Zustand erreicht, kann man diese 500 Kubikmeter Gasvolumen auf einen Kubikmeter zusammendrücken – also wieder auf einen Kubikmeter zurückführen und dieser eine Kubikmeter wiegt dann eine Tonne. Dann kann man sich das ganz leicht merken: Wenn ich eine Tonne Braunkohle verbrenne und das CO₂ in den superkritischen Zustand überführe, dann habe ich es mit einer Tonne CO₂ zu tun und die hat ein Volumen von 1 m x 1 m x 1m. Soviel zu dieser kleinen Mathematik.

Nun muss man dieses CO₂ in diesem superkritischen bzw. überkritischen Zustand in die Speichergesteine einlagern. Speichergesteine sind gekennzeichnet von einer Porosität, von Sandstein ist das bekannt. Und die vorhandenen Speicherschichten, die überhaupt in Frage kommen, weisen Porenräume auf, die etwa 6 bis 12 % des Gesteinsvolumens ausmachen. Wenn man diese eine Tonne, das entspricht einem Kubikmeter CO₂, in einem Speichergestein sich ausbreiten lassen will, so braucht man also mindestens das 8- bis 16-fache Gesteinsvolumen. Es sind also schon riesige Gesteinskörper unter der Erde ab 700 Meter Tiefe, die man für die Aufnahme des CO₂ benötigt. Welche Optionen in Betracht kommen, hat Ihnen Dr. Gerling bereits gesagt. Es sind die Erdöl- und Erdgaslagerstätten in Deutschland, die in der Regel in einer Tiefe von 2.500 bis 4.000 Metern liegen und somit deutlich die 700-Meter-Marke erfüllen. Die Aquifere, diese Salzwasser führenden Sandsteine, liegen etwa in einer Tiefe von 1.000 bis 1.500 Meter, aber es gibt auch darunter noch vorhandene Aquifere. Die Einlagerung selbst, gerade was diese Aquifere angeht, müssen Sie sich so vorstellen: Normalerweise liegen diese Sandsteine recht horizontal in der Erde. Und nur dort, wo durch geologische Bedingungen diese Sandsteine wie eine Glocke nach oben gewölbt sind – das nennt der Geologe „Falle“ –, ist es möglich und sinnvoll, dieses CO₂ einzuspeisen. Denn es ist trotzdem leichter als das Salzwasser und es wird dann wie eine Glocke in dieser sog. Falle hängen und sich lateral nicht weiter ausbreiten können.

Es gibt immer wieder die Diskussion, wie dicht die Deckschichten sind. Das Thema wurde vorhin schon angesprochen: Leckagen – was können wir uns leisten? Physikalisch kann man die Leckagen einteilen in die molekulare Diffusion – die spielt theoretisch eine Rolle, prak-

tisch bei diesen Täufen überhaupt nicht – und in die Konvektion. Die Konvektion bedeutet: Wir haben Inhomogenitäten, Störungen im Gebirgskörper oder eine nicht ordnungsgemäß verwahrte Bohrung, die dazu führt, dass das CO₂ nach oben steigen kann. Das ist die wichtigste Aufgabe, den Nachweis zu erbringen, dass diese Deckschichten dicht sind und das CO₂ nicht wieder durchlassen. Die Natur hat uns viele Beispiele geliefert – Herr Dr. Gerling führte es an. Wenn die Deckschichten von Erdöl- und Erdgaslagerstätten nicht dicht wären, dann hätten wir niemals Erdöl und Erdgas gefunden. Ich habe vor dem Sitzungssaal ein Blatt Papier ausgelegt, auf dem natürliche CO₂-Lagerstätten in Deutschland aufgezeichnet sind.* Diese befinden sich vor allen Dingen im Thüringer Becken, in der Rhön, im Weserland. Das sind Akkumulationen, die durch den Tertiär-Vulkanismus – teilweise in beachtlichen Größenordnungen – entstanden sind. Das wird an einigen Stellen auch wirtschaftlich genutzt, wo wir zum Teil 99 % reines CO₂ haben. Es gibt für den Test und für den Nachweis der Dichtigkeit dieser Deckschichten genügend Erfahrungen aus der Erdöl- und Erdgasindustrie. Wir haben also ein jahrzehntelanges „Know-how“. Und hier komme ich zu einem Punkt, wo man sich als Industrie doch etwas Asche aufs Haupt streuen sollte. Dieses Wissen befindet sich bisher doch eher hinter verschlossenen Türen. Die ganzen Genehmigungen für die Errichtung von Untertagegas-Speichern oder für die Gewinnung von Erdöl und Erdgas sind nämlich bereits vor Jahrzehnten erteilt worden. Es gab dort Anträge und die Fachbehörden haben das genehmigt. Dieses Wissen, das durchaus in einer großen Tiefe und in einer großen Breite vorhanden ist, ist öffentlich weitestgehend unzugänglich. Ich habe das auch noch mal verglichen mit den Quellen, die das Umweltbundesamt (UBA) in seinem Positionspapier herangezogen hat. Ich glaube, das UBA wäre sehr dankbar, wenn das eine oder andere große Unternehmen in Deutschland und natürlich auch in Europa etwas mehr von seinem Wissen für die Öffentlichkeit aufschreiben würde.

* Dem Wortprotokoll als Anlage 2 beigelegt

Und an dieser Stelle ist es von außerordentlicher Bedeutung, dass das „Know-how“, das bei der Erdöl- und Erdgasindustrie deutschlandweit, europaweit, weltweit vorhanden ist, ganz eng gekoppelt wird an das „Know-how“ der Kraftwerksbetreiber. Lassen Sie mich zum Schluss noch ganz kurz in Richtung Ketzin blicken. In der vergangenen Woche gab es dort ein kleines Ereignis, zu dem eingeladen wurde. Es wurde die erste Bohrung getäuft und am 13. Juni 2007 wird mit der Einspeisung von CO₂ begonnen. Das wird also das erste Pilotobjekt – unweit von Berlin, westlich von Spandau, wo man dann viele Dinge „in situ“ untersuchen kann.

SV Dr. Ottmar **Edenhofer** (Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung): Ich will mich, nachdem schon so viel Kluges und Gutes gesagt worden ist, ganz kurz fassen. Erstens, aus klimapolitischer Sicht: Warum sollten wir überhaupt über diese CCS-Option nachdenken? Wir sollten nur dann über sie nachdenken, wenn wir wirklich global ein niedrigeres Stabilisierungsniveau der CO₂-Konzentration in der Atmosphäre erreichen wollen. CCS wird dann eine wichtige Option, wenn 450 parts per million (ppm) oder vielleicht eine kleinere Konzentration als 450 ppm erreicht werden sollen. CCS spielt also nur dann eine bedeutsame Rolle, wenn man einen wirklich ambitionierten Klimaschutz betreiben will. Ich gehe mal davon aus, dass das gemacht werden soll. Dann muss man sich aber vor Augen führen, dass ein fossiler Energieträger, nämlich die Kohle, eine wunderbare Eigenschaft hat. Das ist geografisch relativ gleich verteilt. Und zum zweiten haben die USA, China und Indien so viele Kohlevorkommen, dass man damit die CO₂-Konzentration in der Atmosphäre verdreifachen könnte. Das heißt mit anderen Worten: Die Kohle wird auch im 21. Jahrhundert das zentrale Problem der Klimapolitik bleiben. Und aus diesem Grund scheint es mir notwendig zu sein, dass man über CCS nachdenkt.

Wir haben mit verschiedenen Szenarien-Rechnungen die Antworten auf folgende Fragen herausgefunden: Von welchen ökonomischen Parametern hängt es eigentlich ab, ob CCS eine sinnvolle Vermeidungsoption ist und welche Rolle sie im Konzert aller Vermeidungsoptionen spielen kann? Wir haben da im Wesentlichen vier Bereiche identifiziert. Erstens: von den Kosten der Abscheidungsmaßnahmen – das ist trivial – und von den Kosten des Transports. Zweitens, das ist ein bisschen weniger trivial: von der Preisentwicklung bei

den fossilen Energieträgern, vor allem bei Gas und Kohle, und vom technischen Fortschritt, den es in der Exploration und Extraktion in den nächsten Jahren geben wird. Drittens: vom Zeitpunkt der Verfügbarkeit. Das ist ein wichtiger Aspekt. In unseren Rechnungen zeigt sich aber: Selbst wenn CCS erst ab dem Jahre 2020 zur Verfügung stehen würde, hätte es immer noch ein Potenzial in einer Größenordnung von 200 bis 400 Gigatonnen, was ganz beachtlich ist. Der letzte Punkt, der schon angeschnitten worden ist: Es hängt von der Höhe der Leckage-Rate ab. Das ist natürlich ein zentraler Aspekt, über den man sich Gedanken machen muss.

Zunächst einmal könnte man sagen: Alle diese Unsicherheitsbereiche könnten ohne Schwierigkeiten gehandhabt werden mit Ausnahme der Leckage in einem funktionierenden Emissionshandel. Das ist aus meiner Sicht der entscheidende Punkt. Der Emissionshandel hätte das Potential zu selektieren, ob CCS sich gegenüber den anderen Vermeidungsoptionen durchsetzen kann, unter der Voraussetzung, dass wir einen funktionsfähigen Emissionshandel haben. Das setzt aus meiner Sicht drei Dinge voraus. Erstens: Ambitionierte Emissionsobergrenzen. Zweitens – das hat Herr Matthes schon gesagt, ich möchte es noch mal unterstreichen: Die Auktionierung. Zum dritten Aspekt: Dass natürlich immer mehr Sektoren in den Emissionshandel mit einbezogen werden und auch immer mehr Regionen mit einbezogen werden. Hier, meine ich, sollte man anknüpfen an die Diskussionen, die im Augenblick in den USA stattfinden, wie man sich an dem europäischen Emissionshandel beteiligen sollte. Aus meiner Sicht wäre ein funktionsfähiger Emissionshandel in der Lage, herauszufinden, ob sich CCS gegenüber den anderen Vermeidungsoptionen erneuerbare Energien und Energieeffizienz durchsetzen kann. Mit einer einzigen Ausnahme: Das ist die Frage der Haftung und der Leckage.

Dazu braucht es einen ergänzenden Regelungsrahmen – auch darauf hat Herr Matthes schon hingewiesen. Aus unserer Sicht ist das bisher viel zu wenig diskutiert worden. Im Übrigen: Auch in den großen Berichten des IPCC gibt es dazu relativ wenige vernünftige Gedankengänge. Aus meiner Sicht besteht da ein zweifaches Problem. Erstens: Wer ist langfristig für die Lagerstätten verantwortlich? Das andere Problem ist: Wie schaffen wir es, dass wir heute schon Anreize schaffen, dass Firmen nur die sicheren Lagerstätten nutzen? Zweitens: Dass es ein angemessenes Beobach-

tungssystem gibt und auch eine angemessene Beweislastumkehr. Dass also bei den ungleich verteilten Informationen zwischen Industrie und Staat nicht der Staat nachweisen muss, dass die Lagerstätte sicher ist, sondern dass die Industrie das nachweisen muss. Wir haben dazu einen Vorschlag gemacht: diese berühmte Bond-Idee. Wir sind auf diese Bond-Idee nicht fixiert, aber sie sollte zumindest diskutiert werden. Und ich möchte sie in ganz kurzen Grundzügen zur Diskussion stellen. Wer æquestrieren will, wer einlagern will in eine geologische Formation, muss gewissermaßen eine Sicherheit hinterlegen, und zwar sofort und nicht erst dann, wenn CO₂ austritt. Diese Sicherheit kann in einem angemessenen Zeitraum zurückbezahlt werden, sagen wir mal innerhalb von 50 Jahren. Und sie wird dann verzinst mit Zinseszins wie ein normaler Bond, wie eine normale Wertanlage. Sollte es zu einer Leckage kommen, so würde der Bond entsprechend abgewertet werden und dann hätte die Firma dieses Risiko zu tragen. Warum ist das nötig? Es ist aus unserer Sicht deshalb nötig, weil Firmen eben einen geringeren Zeithorizont haben als 10.000 Jahre. Ich glaube, das ist unstrittig. Deswegen geht es jetzt darum, dass heute schon ein entsprechender Anreiz geschaffen wird.

Damit habe ich die beiden wichtigsten Aspekte angeschnitten: einen Rahmen für die Haftung und einen funktionsfähigen Emissionshandel. Der dritte Aspekt scheint mir aber auch wichtig zu sein. Wir reden heute nicht darüber, ob CCS schon im großskaligen Maßstab eingesetzt werden kann. Dafür sind die Unsicherheiten viel zu groß. Aus diesem Grund glauben wir, dass wir heute darüber reden sollten, wie viele Demonstrationsprojekte es geben sollte. Und aus unserer Sicht sollte es mindestens 10 solcher Demonstrationsprojekte geben – nicht nur in Europa, auch in China und Indien, um zu zeigen, dass die gesamte Sequenz von der Abscheidung über den Transport bis zur Einlagerung wirklich funktioniert. Über den großskaligen Einsatz sollte man dann ab 2020 reden.

Vorsitzende: Herzlichen Dank für Ihre Statements. Ich eröffne jetzt die Fragerunde und erteile zunächst der Frau Kollegin **Dött** das Wort.

Abg. Marie-Luise **Dött** (CDU/CSU): Ich danke Ihnen ebenfalls für Ihre Vorträge. Ich mache es ganz kurz, damit wir die Zeit nutzen können. Ich möchte gerne einige Sachen durch Sie geklärt haben, weil Sie doch fachlich sehr stark in der Materie drin sind. Herr Matthes sagte, dass

wir CCS im Emissionshandel ganz wunderbar erledigen könnten, wenn wir den Emissionshandel entsprechend gestalten würden. Das würde aber bedeuten, dass wir den Emissionshandel weltweit machen wollen, denn die Kohlekraftwerke sind dann weltweit und es käme dann überall zum Tragen. Sie sprachen dann auch die CDM-Projektierung an, die in Deutschland bis jetzt ein bisschen schwerfällig läuft, auf die man aber dann auch setzen kann. Wie sieht es denn aus, kann man Forschungsprojekte in CDM anrechnen lassen oder ist ein CDM bisher nur anzurechnen bei einer Minderung? Also, das ist eine rein technische Frage, die innerhalb der Diskussion um eine Ausgestaltung des Emissionshandels eine Rolle spielt.

Dann hätte ich gerne von einem von Ihnen eine Frage zum regulatorischen Rahmen beantwortet. So wie ich es herausgehört habe, sehen Sie das Bergrecht als das maßgebliche Recht an. Nach wie vor ist aber in der Diskussion auch im Sinne von Produkthaftung, ob es vielleicht um Abfall und damit um Abfallrecht geht. Ich persönlich tendiere zum Bergrecht, um das auch gleich zu sagen. Aber ich hätte hierzu gerne eine Gegenüberstellung von Ihnen. Für mich ist CO₂, gerade weil es auch im natürlichen Bereich in Lagerstätten vorkommt, eben halt in dem Sinne kein Abfall. Und wenn ich jetzt darüber weiter nachdenke, dann gibt es ja auch schon Visionen, was man denn irgendwann mal mit CO₂ machen könnte. Welche Perspektive hat man denn, um das dann letztendlich wieder zu gewinnen? Auch da gibt es schon Forschungen, die teilweise „in der Schublade“ sind. Die gesellschaftliche Akzeptanz ist zum Teil auch deshalb so gering, weil wir nie darüber geredet haben und weil es natürlich teuer ist, das zu machen. Und solange es nicht erforderlich war, war es natürlich dann auch so, dass man das auch ganz gerne „in der Schublade“ behielt. Aber es ist jetzt an der Zeit, dass wir dringend darüber reden müssen.

Dann zu den Ewigkeitsschäden. Da mein Wahlkreis im Ruhrgebiet ist, haben wir gerade bei der RAG-Stiftung eine Diskussion um diese ganzen Ewigkeitsschäden und über das, was damit zusammenhängt. Letztendlich ist das natürlich eine Frage, die man lösen kann. Deswegen sehe ich die von Ihnen, Herr Dr. Edenhofer, angesprochene Bond-Idee, schon als eine ganz wichtige Idee an, weil es sich letztendlich nur um eine Rücklage innerhalb der Firmen handelt. Nur müsste man rechtlich regeln: Wo bleibt das Kapital, bleibt das in der Firma drin? Ist sie aus der Haftung entlassen

und wie ist es beim Rechtsnachfolger? Wie ist das bei einer „Internationalisierung“ von Firmen? Hier spielen viele rechtliche Fragen eine Rolle. Kann man das bilanzieren? Ist das ein Teil des Wertes der Firma oder nicht? Da sehe ich schon einen sehr interessanten Ansatz, weil es sich nicht um eine Versicherung handelt, sondern eben quasi um eine Rücklage. Allerdings brauchen wir hier im rechtlichen Bereich noch einige Anregungen.

Dann zu diesen 10 Demonstrationsobjekten, die man eventuell weltweit braucht. Ich glaube auch, dass man weltweit welche braucht. Nur haben wir zurzeit keine Financiers, die deren Bau finanzieren wollen. Ich sehe sie jedenfalls nicht. Außer Vattenfall gibt es zurzeit keinen. Es wird viel darüber geredet...

Zwischenbemerkung (nicht verständlich)

Ja gut, aber alle sind im europäischen Bereich und nicht im weltweiten Bereich. Wir hatten gestern Abend eine Veranstaltung. Hierbei ging es um Russland und Energie. Und eben um diese vielen „Kohlegeschichten“ in Russland in Bezug zu Gas und in Bezug zu europäischen Bereichen. Hier muss man schon gucken: Was machen die mit ihren alten Kraftwerken? Und kann man das perspektivisch so sehen, dass es, wenn neue Kraftwerke gebaut werden, eine Option ist, dass man CCS eben gleich mit baut oder dass man sich eben dann davon frei kauft? Das würde wiederum bedeuten, das im Emissionshandel zu berücksichtigen.

Abg. Marko **Bülöw** (SPD): Ich habe zwei Fragen. Und zwar zunächst eine Frage an Frau Dr. von Goerne und Herrn Dr. Gerling. Sie haben über die Kapazität gesprochen im deutschen Rahmen. Wir sprechen aber immer mehr über europäische Politik. Deswegen würde mich interessieren, wie groß sie die Kapazität der Lagerstätten einschätzen, die es in Europa gibt, und zwar sowohl ohne Aquifere als auch mit Aquiferen berechnet, weil da wohl ein riesiger Unterschied besteht zwischen diesen beiden Möglichkeiten, und weil – wenn ich das richtig verstanden habe – zumindest bei den Aquiferen noch nicht klar ist, wie sicher sie denn wirklich sind. Vielleicht haben sie dazu auch Zahlen.

Dann habe ich eine Frage an Prof. Edenhofer bezüglich des Klimawandels. Müssen wir damit rechnen, dass es einen weiteren Temperaturanstieg gibt, auch was das Meer angeht? Wenn man eine Verpressung in der Tiefsee „veranstaltet“, gibt es denn bei der Freisetzung

von CO₂ und bei dem Sättigungsgrad, den das Meer dann wahrscheinlich bald erreicht, die Gefahr, dass dann noch mehr CO₂ in die Atmosphäre entweicht? Ich weiß nicht, ob Sie eine Antwort darauf geben können, aber vielleicht gibt es dazu auch schon Forschungsergebnisse oder zumindest schon Einschätzungen.

Abg. Michael **Kauch** (FDP): Ich habe zunächst einmal Fragen an Herrn Dr. Gerling bezüglich der Speicherstätten. Ich habe in mehreren Stellungnahmen gelesen, Mineralisierung sei keine Option wegen nicht beherrschbarer „Stoffströme“. Das habe ich, ehrlich gesagt, nicht verstanden. Ist es das Volumen oder worum geht es da? Und Erdölfelder haben Sie jetzt auch als nicht geeignet herausgestellt. Ich weiß aber, dass in den USA, in Texas beispielsweise, genau in diesen Ölfeldern eingelagert wird – dort mit dem Ziel, das Öl besser zu fördern. Deshalb wäre meine Frage, ob Sie das nur auf Deutschland beziehen, weil wir nicht so viele haben oder ob es dort ein geologisches Problem gibt. Es gibt in einer Stellungnahme – nicht in Ihrer – den Hinweis, dass die zeitliche Reichweite etwa 40 Jahre in Deutschland sei. Sie haben jetzt von Jahrzehnten gesprochen. Könnten sie das bitte ein bisschen konkretisieren?

Dann habe ich eine Frage zum Thema Effizienzverluste und CO₂-Vermeidungskosten. Und zwar an einen Vertreter von Vattenfall Europe, vom PIK oder an Herrn Dr. Matthes vom Öko-Institut – wer immer sich zu einer Antwort berufen fühlt. Diese acht bis zwölf Prozentpunkte, die genannt werden, ist das fix oder wird da technologisch dran gearbeitet, ist das noch Verbesserung zu erwarten? Und wie schätzen Sie die CO₂-Vermeidungskosten ein – und zwar, was die Abscheidung und die Einlagerung angeht?

Abg. Eva **Bulling-Schröter** (DIE LINKE.): Ich habe eine Frage an Frau Dr. Goerne. Es wird von Pilotprojekten gesprochen im Kraftwerksbereich. Mich würde interessieren: Welche Projekte gibt es für die Erforschung geeigneter Speicher, welche Ergebnisse gibt es da schon, vor allem bei Probepressungen in Texas? Und wie ist die Risikoforschung bezüglich dieser Lagerstätten? Hierbei stellt sich auch die Frage der Preise, wer bezahlt das ganze?

Von Herrn Dr. Gerling würde ich gerne Folgendes wissen. Es wird CCS in Bezug auf China sehr favorisiert. Gibt es dort und auch in

Japan geeignete Speicher? Nach unseren Informationen gibt es weder in China noch in Japan irgendwelche Speicher. Stimmt es oder nicht?

Dann eine Frage an Herrn Dr. Matthes. Es sind 39 Steinkohlekraftwerke hier in Deutschland geplant. Wenn die alle realisiert werden bis 2020, liegt der CO₂-Ausstoß zu diesem Zeitpunkt dann wieder beim Wert von 1990. Meine Frage an Sie: Haben die „windfall profits“, die zurzeit anfallen, nicht eine Lenkungswirkung in Richtung Kohle statt zum Beispiel in Richtung Gas oder andere Energieträger?

Abg. Hans-Josef **Fell** (BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN): Übergangstechnologie wird häufig zur CCS-Technologie gesagt. Ich habe erhebliche Zweifel an dem Begriff Übergangstechnologie und möchte dies auch in verschiedene Fragen kleiden. Wir haben noch 13 Jahre Zeit und wir haben heute übereinstimmend gehört, dass CCS mit ganz großen Fragezeichen vielleicht in 20 Jahren zur Verfügung steht. Dies ist für mich dann keine Übergangstechnologie, sondern eine ferne Technologie, von der noch nicht sicher ist, dass sie kommt. Deswegen meine Frage vor allem an einen Vertreter von Vattenfall: Können Sie garantieren, dass 2020 die CCS-Technologie zur Verfügung steht und im großflächigen Stil vorhanden ist?

Meine zweite Frage richtet sich ebenso wie die weiteren Fragen vor allem an Herrn Dr. Lehmann und Frau Dr. Goerne. Ist bis dahin eigentlich der Neubau von Kohlekraftwerken verantwortlich, weil sie ja bis 2020 auch hohe Mengen an CO₂ emittieren werden und sicher die CCS-Technologie nicht zur Verfügung stehen wird und weil sie möglicherweise überhaupt nicht nachrüstbar sind, weil ja noch so viele Fragezeichen vorhanden sind?

Bei der dritten Frage geht es vor allem um das Geld. Es wurde von 10 Demonstrationskraftwerken gesprochen. Ich würde gerne wissen, wie viel kosten diese denn und wer finanziert diese 10 Demonstrationskraftwerke? Sind es die konventionellen Energiebetreiber, die sehr hohe Gewinne haben, oder soll es die öffentliche Hand machen, die hoch verschuldet ist? Das letztere würde wiederum zum Konkurrenzkampf um wichtige Forschungs- und Entwicklungsmittel führen, der bereits in den letzten Jahren in den öffentlichen Haushalten, im Forschungshaushalt vor allem, zu Lasten der erneuerbaren Energien und der Einsparung

ging, um einen „Aufwuchs“ für die CCS-Technologie zu ermöglichen.

Gibt es überhaupt eine ökonomische Chance? Das ist meine nächste Frage. Erneuerbare Energien werden immer billiger in Bezug auf die Technologie und haben mit Ausnahme der Biomasse überhaupt keine Brennstoffkosten. Dagegen sind die Brennstoffkosten für die CCS-Technologie wesentlich höher, weil wir gegenüber der ohne CCS-Technologie ausgestatteten Kohleverstromung etwa 30 % mehr Kohle benötigen. Insofern habe ich also erhebliche Zweifel, dass die CCS-Technologie überhaupt irgendwann konkurrenzfähig sein könnte gegenüber erneuerbaren Energien.

Ich möchte vor allem an Herrn Dr. Lehmann vom Umweltbundesamt folgende Frage stellen: Ist die CCS-Technologie überhaupt notwendig angesichts der jetzt schon erreichten hohen Wachstumsraten von erneuerbaren Energien? Man spricht da immer von der Situation, dass CCS ein Übergang zu erneuerbaren Energien sein soll. Aber im Gegensatz zu CCS sind erneuerbare Energien bereits im Markt und bringen hohe Wachstumsraten an Strom und anderen Energieerzeugungen. Wir sehen, dass wir im Erneuerbare-Energien-Gesetz das Ziel weit übererfüllt haben in einem kürzeren Zeitraum, als dies für möglich gehalten wurde. Die für 2010 angepeilten 12 % sind heute schon erreicht. Das führt uns doch zu der These, dass es viel schneller gehen kann. Und der Wissenschaftliche Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (WBGU) hat vor kurzem in seinem Politikpapier an die Bundesregierung vorgerechnet, dass in der Stromerzeugung erneuerbare Energien weltweit zwei Drittel der Stromerzeugung machen können. Wenn man diese Wachstumsraten weiterlaufen lässt, könnte 2030 die weltweite Stromerzeugung vollständig aus erneuerbaren Energien kommen. Das sagen Wissenschaftler, Berater für die Bundesregierung.

Meine vorletzte Frage ist folgende: Bedeutet CCS nicht sogar eine Verhinderung des Wachstums und des Ausbaus der erneuerbaren Energien als entscheidende Klimaschutztechnologie – einmal dadurch, dass das Geld eben gebunden wird für CCS-Technologie, für Forschung und Entwicklung, und nicht in ausreichendem Maße in erneuerbare Energien gehen kann, aber auch technologisch? Zu letzterem wurde hier schon angedeutet: Wenn man die Speicher füllt, kann dort Tiefenerdwärme nicht mehr genutzt werden. Durch eine

vielleicht 10 bis 20 Jahre dauernde CO₂-Speicherung wird für Jahrhunderte eine Geothermie-Nutzung verhindert. Ich kann mir nicht vorstellen, dass das sinnvoll ist.

Und meine letzte Frage richtet sich vor allem an die Vertreter von Vattenfall, weil auch die Aussage gemacht wurde, man muss über Jahrhunderte hinweg eine hohe Sicherheitskultur und Sicherheit in dem Betrieb der CCS-Kraftwerke schaffen. Kann man eine solche hohe Sicherheitskultur über Jahrhunderte hinweg garantieren? Wir wissen, dass das in der Kerntechnik nicht geht. Im internen Vattenfall-Bericht wird ja dem eigenen Betreiber von Forsmark schon attestiert, dass innerhalb von wenigen Jahren ein hoher Verfall der Sicherheitskultur festzustellen ist. Wie können wir dann eine Sicherheit haben, dass in diesem Bereich eine Sicherheitskultur über Jahrhunderte hinweg aufrechterhalten werden könnte?

Vorsitzende: Da in dieser Fragerunde an jeden Sachverständigen Fragen gerichtet wurden, schlage ich vor, wir machen jetzt eine Antwortrunde. Da sich noch weitere Kolleginnen und Kollegen für Fragen gemeldet haben, bitte ich darum, die Zeit im Auge zu behalten. Wir beginnen mit dem Umweltbundesamt. Bitte schön, Herr Dr. Lehmann.

SV Dr. Harry **Lehmann** (UBA): Ich will mich auf zwei Dinge konzentrieren. Das eine war die Frage zur rechtlichen Situation, die zugegebenermaßen etwas unklar ist. Ich bin kein Jurist, aber ich habe mir das von unseren Juristen mal erklären lassen. Zu allererst haben wir beim Abfallrecht die Frage, inwieweit gasförmige Stoffe, die nicht verpackt sind, überhaupt zum Abfallrecht gehören. Da gibt es noch eine Entscheidung vom Europäischen Gerichtshof, die erwartet wird. Hierbei ist dann die Analyse der Frage, ob etwas, das in der Pipeline drin ist, abgepackt ist oder nicht, als Juristenstreit anzusehen ist. Das heißt: Wir haben in diesem ganzen Bereich noch sehr viele Fragen, die geklärt werden müssen. Es geht dann weiter mit dem Bergrecht – inwieweit und in welcher Form das Bergrecht greift. Und – last but not least – das Wasserschutzrecht. Überall sagen die Juristen, wir müssen genauer hinschauen. Die Konsequenz des Ganzen ist, dass wir, wenn wir das Ganze betreiben wollen, eigentlich zu dem Punkt kommen müssen, eventuell wirklich ein CCS-Gesetz zu machen oder diese drei Rechtsgebiete mit den entsprechenden Gesetzen fortzuentwickeln, so dass die jeweiligen Fragen dort behandelt werden können.

Hinzu kommt dann noch die Frage des internationalen Rechts. Denn wenn wir mit unseren Speichern anderswo hineingehen, dann könnte man auf Fragen stoßen, die international sind. Letztlich geht es auch um die Frage von Meeresschutz und um die internationalen Abkommen, die wir haben. Wir haben jetzt zu all diesen Dingen Forschungsprojekte in Gang gebracht und hoffen, dass es nicht so kommt, dass fünf Juristen zehn Meinungen produzieren, sondern dass wir dann in nächster Zeit zumindest Vorschläge entwickeln können, wie man das weiterentwickeln kann. Hierzu noch eine letzte Bemerkung. Sie, Frau Abgeordnete **Dött**, sagten, Abfall ist nicht das, was in der Natur vorkommt. Vielleicht müssen wir beim CO₂ – dies als persönliche Bemerkung – zu einem anderen Denken kommen. Es ist Abfall. Und wir müssen uns – mir ist jetzt egal, um welches Rechtsregime es geht – vom Denken her klar machen, dass da eine riesige Menge, also pro Tonne – der Kollege von Vattenfall hat es gesagt – 500 Kubikmeter derzeit umsonst in die Atmosphäre...

Abg. Marie-Luise **Dött** (CDU/CSU): Es handelt sich um Anfall von CO₂, nicht um Abfall.

SV Dr. Harry **Lehmann** (UBA): Ja, o. k. Dann zu dem, was – wie ich glaube – Herr **Fell** gefragt hat: zu der Frage Übergangstechnologie und ob man Kohlkraftwerke noch heute bauen müsste oder sollte. Das ist natürlich eine riesige Frage, die ich versuche, in zwei, drei Thesen „zusammenzubringen“. Erstens: Das Umweltbundesamt denkt, dass heute keinerlei technische Optionen verschlossen werden sollten. Aber man sollte ganz klar sehen, welche Möglichkeiten existieren. Und deswegen sagen wir: Bis 2020 sehen wir keinen Beitrag von CCS für die deutsche oder europäische Klimaschutzpolitik. Das heißt: Es ist ein Demonstrationsvorhaben, für das man vorsorgend einen rechtlichen Rahmen schaffen muss, weil auch Pilotprojekte entsprechend genehmigt und entsprechend behandelt werden müssen, bei dem wir aber keinen großen Beitrag sehen für die Klimaschutzpolitik. Das bedeutet in der Konsequenz, dass wir die anderen Dinge, die wir vorgeschlagen haben und die auch in der Politik diskutiert werden, weiter mit voller Kraft fortführen müssen – sprich: Energieeffizienz, Kraft-Wärme-Kopplung, erneuerbare Energien, also dieses große Bündel.

Und da kommen wir auch zum Punkt der Frage: Was ist machbar im Bereich der Kraftwerke? Wir sagen beim Umweltbundesamt, dass

wir im Rahmen des Emissionshandels der dort existierenden „Caps“ eine Erneuerung des Kraftwerksbestandes durchführen müssen. Und unsere Position ist, dass es viel sinnvoller wäre, einen Wechsel zum Gas vorzunehmen, der übrigens dann nicht zu einem größeren Gasverbrauch in Deutschland führt. Wenn man parallel dazu im Bereich des Gebäudesektors den Wärmebedarf senkt, dann setzt man dort Gas frei, das keinen Markt mehr hat und dann im Bereich der Kraftwerke eingesetzt werden könnte. Das heißt, aus unserer Sicht ist es nicht unbedingt nötig, neue Kohlekraftwerke zu bauen, um das Klimaschutzziel zu erreichen. Aber in einem liberalisierten Markt ist es nicht so, dass wir den Marktteilnehmern vorschreiben können, was sie zu tun haben. Wir denken, dass eine Klimaschutzpolitik durch ein ehrgeiziges Setzen von Emissionshandels-Caps und andere Dinge dazu führen kann, dass eine sinnvolle Entscheidung bei den Akteuren entsteht, die unserer Meinung nach bedeutet, dass man die Effizienz steigert und zu einem anderen Energieträger kommt. Das waren die zwei Fragen, die direkt an mich gerichtet worden sind. Ich will es dabei belassen, weil es sonst zu lang wird.

SV Dr. Felix **Matthes** (Öko-Institut): Die erste Frage war nach dem Emissionshandel. Ich würde es ein bisschen anders formulieren. CCS kommt nur dann, wenn CO₂ einen Preis hat. Das einzige Instrument, das zur CO₂-Bepreisung im Moment weltweit im Konsens am Horizont erscheint, ist der Emissionshandel. Das heißt, CCS kommt dort, wo CO₂ einen Preis hat. Ich träume natürlich auch von einem weltweiten Emissionshandel. Den werden wir aber so bald nicht kriegen. Von daher spielen Instrumente wie CDM eine Rolle. Bei CDM ist das nicht ausgeschlossen. Die Frage ist, dass es zusätzlich ist. „Additionality“ ist das Schlüsselkriterium für die Bewertung von CDM-Projekten. Bei „Forschungsgeschichten“ ist das allerdings ein bisschen schwierig. Aber das ist der Punkt, wo man weiterarbeiten muss.

Die zweite Frage war nach der rechtlichen Heimat von CCS. Das ist eine Schlüsselfrage, die kann man letztendlich mit zwei Punkten beantworten. Zwar reden wir immer von CO₂. In der Realität geht es um ein Gasgemisch. Das Problem sind nicht die 95 % CO₂, sondern was da sonst noch drin ist. Das ist eine ganz schwierige Debatte. Die Frage ist: Ist CO₂ bzw. das CO₂-Gasgemisch Abfall oder nicht? Die Antwort darauf hat einige Konsequenzen. Beim Bergrecht stellt sich die Frage: Ist CO₂ ein Bo-

denschatz? Wenn es ein Bodenschatz ist, dann kann CCS seine Heimat im Bergrecht kriegen. Nach der bisherigen abschließenden Aufzählung ist es aber kein Bodenschatz. Man muss auch sehen, dass man über die gesamte Kette denkt. Zum Beispiel regelt das Bergrecht nicht nur die Förderung oder dann ggf. die Einlagerung, sondern es regelt auch das „Windhund-Verfahren“ bei der Aufsuchung. Wer also zuerst eine Lagerstätte gesichert hat, der bekommt sie dann auch. Und das ist natürlich beim Vorhandensein von Nutzungskonflikten eine problematische Geschichte. Deswegen glaube ich, dass man für die ersten Verfahren die Regelungen im Bergrecht nutzen kann. Auf längere Sicht, wenn es wirklich eine Technologie ist, die breiter eingesetzt wird, wird man ein neues Regelwerk schaffen müssen. Daran führt überhaupt kein Weg vorbei. Es gibt neben dem Bergrecht – wie gesagt – das Wasserrecht. Die Unterscheidung, ob wir das Wasser nutzen oder nicht, wird im Moment in der EU-Wasserrahmenrichtlinie nicht gemacht. Hier nach ist das Einbringung von irgendetwas ins Grundwasser, und wenn da 10 oder 5 % hässliche Dinge drin sind, dann ist das Verschmutzung von Grundwasser. Und das ist verboten. Also, das heißt: Da muss man dicke Bretter bohren. Die rechtliche Heimat von CCS kann man in ein paar Ansatzpunkten im Moment improvisieren. Wir brauchen aber gerade wegen des öffentlichen Interesses, was in der Gesamtkette ja dann eine Rolle spielt – da kommt man gar nicht drum herum – ein CCS-Gesetz.

Dritte Frage: Ewigkeitsschäden. Das ist ein Problem. Für diese Bond-Idee habe ich viel Sympathie. Man muss nur aus der einzelwirtschaftlichen Sicht sehen: Wenn diese Bonds nicht verzinst werden mit den Diskontierungsansprüchen bei der Investitionsentscheidung – das heißt 12 bis 15 % –, ist das aus Sicht des Investors eine Kapitalvernichtung und sie haben damit eine prohibitive Wirkung. Aber in diese Richtung muss man, glaube ich, weiterdenken.

Bei der Internationalisierung würde ich mal nicht an den USA und Australien vorbei gucken. Dort wird sehr viel gemacht und teilweise auch Intelligentes. Die spannende Frage und für mich die Schlüsselfrage der Debatte ist: Wie kriegt man CCS nach China und Indien? In der Tat, da würde ich Herrn Lehmann zustimmen, wenn die Welt nur aus Deutschland bestünde, hätten wir das Problem von Klimaschutz mit CCS nicht. Die Welt besteht aber – unglückseligerweise oder auch glückseliger-

weise – aus mehr als aus Deutschland, wo eben auch der Stromverbrauch und ähnliches sehr stark steigt. Deswegen kommt man – wie ich glaube – um CCS nicht herum. Die spannende Frage – und diese Frage wird aber überhaupt nicht behandelt – ist folgende: Wie kriegt man die Technologie in diese Region, mit der sie letztendlich begründet wird? Und was weiß man über Lagerstätten?

Zu den CO₂-Vermeidungskosten. Das Rechenbeispiel, das ich Ihnen gemacht habe, funktioniert für CCS, wenn die CO₂-Zertifikate „verauktioniert“ werden bei 30 bis 35 Euro je EU-Allowance, das heißt, das sind Vermeidungskosten von 30 bis 35 Euro je Tonne CO₂. Das bedeutete früher, in der Zeit vor dem Emissionshandel, eine Verdoppelung der Stromkosten. Nach dem Emissionshandel und nach dem, was wir 2005 und 2006 erlebt haben, bedeutet es das nicht mehr. Das heißt, dieses Beispiel, das ich Ihnen gegeben habe, das sehr klare technologische Fortschritte unterstellt, wo dann u. a. die 12 Prozentpunkte Wirkungsgradverlust auf 8 zusammen schrumpfen, würde funktionieren bei Großhandelspreisen von 70 Euro je Megawattstunde. Das ist um einiges mehr, als wir heute haben, aber unterhalb der 30 Euro je EU-Allowance wird einfach nichts funktionieren. Im Moment sind wir wahrscheinlich eher in der Größenordnung von 60 bis 70 Euro. Aber das ist im Vergleich zu vielen anderen Optionen durchaus sinnvoll.

Frau **Bulling-Schröter**, zu Ihrer Frage zu den Steinkohlekraftwerken. Ich würde Ihrer Diagnose nicht zustimmen. Die Lenkungswirkung in Richtung der Steinkohlenkraftwerke kommt nicht von den „windfall profits“, sondern kommt von den Zuteilungsmechanismen für Neuanlagen im Emissionshandelsystem. Wenn jeder für ein neues Kraftwerk etwa das kriegt, was er braucht, findet Investition so statt, als ob es keinen Emissionshandel gäbe. Und dann ist die Entscheidung klar bei den heutigen Öl- und Gaspreisen.

Damit bin ich beim letzten Punkt. Wer bezahlt die Demonstrationskraftwerke? Die bezahlen natürlich im Moment in wesentlichen Teilen auch Unternehmen. RWE nimmt eine siebenstellige Summe in die Hand für die ganze Geschichte. Aber Politik ist daran beteiligt. Aber es liegt auch an der Politik, wer Geld in die Hand nimmt. Wenn man ein Emissionshandelsystem – und es tut mir leid, dass ich noch einmal darauf zurückkommen muss, vielleicht

sehe ich inzwischen hinter jedem Baum nur noch Emissionshandel – baut, bei dem man für das Kalkül des Investors eine Welt schafft, die so ist, als ob Emissionshandel nicht stattfindet, muss man sich nicht wundern, dass eine neue Technologie, die notwendig ist, mit wesentlich mehr politischem und öffentlichem Geld gemacht werden muss, als in einer Welt, in der sich Unternehmen der Situation klar gegenüber sehen, dass für jede Tonne CO₂ zukünftig bezahlt werden muss. Das heißt also, wenn man ein Emissionshandelssystem wirklich „streamlined“, dann wird auch deutlich mehr Geld aus der Wirtschaft in diese Technologie fließen, um sie zum Laufen zu kriegen. Um das noch mal zu sagen: Teile dieser Technologie waren vor 10 Jahren einsatzbereit. Wir haben IGCC-Kraftwerke in Buggenum (Niederlande) und in Puertollano (Spanien) gebaut. RWE stand kurz davor, eines zu bauen und das haben sie dann wegen technischer Probleme und wegen Garzweiler etc. gelassen. Da ist man sich noch nicht sicher, ob diese Dinge gehen. Die spannende und für mich wichtigste Frage ist die Überführung einer funktionierenden Technologie in eine kommerziell funktionierende Technologie. Und deswegen ist interessant, was Vattenfall und RWE machen. Vattenfall sagt, wir bauen auf eine Technologie auf, die heute unsere „Arbeitspferde“ darstellt: nämlich normale konventionelle Dampfkraftwerke, und bohren die so auf, dass man CO₂ gewinnt. RWE sagt, wir machen einen ganz neuen technologischen Ansatz. Deswegen handelt es sich bei dem einen um ein Pilot- und bei dem anderen um ein Demonstrationsvorhaben. Was in der unternehmerischen Realität „fliegt“, werden wir erst dann wissen, wenn es ausprobiert ist und wenn man eben wahrscheinlich mehr als die 10 oder 15 oder 20 Projekte hat, die man für Energieversorgungsunternehmen in einem liberalisierten Markt machen muss, aber eben auch für Energieversorgungsunternehmen in einem Markt, der nicht wirklich liberalisiert ist, in China oder Indien. Deswegen ist für mich die spannende Frage, ob nicht mindestens ein Drittel der auch mit öffentlichen und damit mit politischen Interessen geförderten Pilot- und Demonstrationsprojekte in diese Regionen gezwungen werden muss. Denn dort entscheidet sich die Frage der Akzeptanz.

SV Dr. Gabriela **von Goerne** (Greenpeace, Hamburg): Ich denke, ich knüpfe daran gleich an, weil das in verschiedenen Fragen immer wieder kam Finanzierung von Projekten, Kosten etc. Schauen wir uns an, wo CO₂ schon gespeichert wird. Das ist im weiteren Sinne in

Europa, vor allen Dingen in Norwegen – Stichwort: Sleipner. Der Ölkonzern Statoil pumpt dort eine Million Tonnen CO₂ pro Jahr in den Untergrund. Die machen das nicht, weil sie das Klima schützen wollen, sondern weil CO₂ in Norwegen ein Preisfaktor ist. Da gibt es nämlich eine CO₂-Steuer, die liegt bei 50 Euro pro Tonne. Und das ist ein Anreiz, in solche Technologien auch zu investieren. Im Moment liegt das Augenmerk in der Forschungs- und Investitionslandschaft hauptsächlich auf den Kraftwerken – Stichwort: Effizienzsteigerung, Wirkungsgradsteigerung in Kraftwerken, um sie zukünftig dann in eine Ebene zu heben, auf der dann CO₂ abgeschieden werden kann, weil eben die Abscheide-Technologien einen extrem hohen Wirkungsgradverlust haben. Man kommt dann am Ende, wenn wir Glück haben, wieder dort raus, wo wir heute sind in Bezug auf die Stromproduktion.

Was die Speicherung betrifft, da wird relativ wenig geforscht. Also, es gibt eine ganze Reihe von Forschungsprojekten hierzu, aber das Hauptgeld fließt doch in die „Kraftwerksseite“. Und da muss ich sagen: Wenn Energieversorger Kohle verbrennen wollen und aus Kohle Strom produzieren wollen in einer Zeit, in der Klimaschutz eigentlich oberste Priorität haben sollte, dann sind es die Energieversorger, die dafür Sorge tragen müssen, dass ihre Kraftwerke sauber sind. Und sie müssen die Investitionen tätigen. Wenn klar ist, dass ein Kraftwerk nicht mehr 700, 800 oder 900 Gramm CO₂ pro Kilowattstunde Strom produzieren darf, dann müssen die Betreiber Investitionen in ihre Anlagen tätigen und die Kraftwerke besser machen. Das kann nicht öffentliche Aufgabe sein. Und es können nicht öffentliche Gelder sein, die in so etwas reinfließen. Das öffentliche Interesse ist doch vielmehr, dass, wenn CO₂ wirklich in den Untergrund gebracht werden soll, das so sicher gemacht wird wie möglich, dass es ohne Leckagen passiert und dass die Öffentlichkeit, die in der Umgebung wohnt, keinen Schaden nimmt an dieser Technologie.

Die Projekte, die es momentan gibt – ich habe schon Sleipner erwähnt, es gibt natürlich eine Reihe anderer Projekte wie z. B. Weyburn in den USA und, ganz prominent, BP in Algerien –, das sind in vielen Teilen Projekte, die mit der Öl- und Gasindustrie zu tun haben. Aber wir haben kein einziges Projekt, in das ein Kohlkraftwerk größeren Maßstabs involviert ist. Und das ist doch eigentlich die Technologie, die uns hier in Deutschland und die auch in

China und Indien und in anderen Ländern eigentlich interessiert. Da sind wir noch weit davon entfernt, solche Pilotprojekt überhaupt zu haben. Zu den Pilotprojekten. Es geht nicht nur darum, zu zeigen, dass es geht. Das Problem ist natürlich auch auf der Speicherseite. Man kann nicht von einem Speicher auf alle anderen Speicher schließen. Die Geologie ist so komplex und so unterschiedlich, dass man die Ergebnisse nicht einfach von A nach B transportieren kann. Es wird immer wieder eine neue Herausforderung sein, wenn ein neuer Speicher in Betrieb genommen wird. Die ganzen Erfahrungen aus dem Monitoring und aus den Bohrungen etc. sind natürlich übertragbar. Aber letztendlich ist es immer wieder eine neue Herausforderung, wenn ein neuer Speicher angebohrt und in Betrieb genommen wird. Das war eine Frage in Richtung Kapazitäten in Europa, weltweit etc.

Ich kommen noch mal auf den Konzern Statoil zurück, der im Offshore-Bereich in der Nordsee aktiv ist und das CO₂ unter den Meeresboden in tiefe saline Aquifere pumpt. Die Kapazitäten in diesem Bereich sind riesig. Wenn Sie Vertreter von Statoil fragen, werden Ihnen diese sagen, dass in diese Uzira-Formation, diese geologische Formation, in die das CO₂ rein kommt, so immens groß ist, dass dort die gesamten Emissionen Europas für mehrere Jahrzehnte gespeichert werden können. Ich stelle das mal so in den Raum, bin aber nicht ganz sicher, ob das nun so ist.

Dann war noch eine Frage: Ist der Neubau von Kohlekraftwerken verantwortbar oder nicht? Ich sage ganz klar: Nein, es ist nicht verantwortbar, heute noch konventionelle Kohlekraftwerke zu bauen, wo doch klar ist, dass diese Kraftwerke nicht mehr über 20, 30 oder 40 Jahre laufen können, weil wir Klimaschutzmaßnahmen vor uns haben, die solche konventionellen Kohlekraftwerke nicht mehr rechtfertigen. Ob diese Kraftwerke nachgerüstet werden, muss man die Kraftwerksbetreiber fragen. Und ich würde diese Frage dann gerne an Vattenfall weitergeben.

SV Dr. Johannes Peter **Gerling** (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe): Ich fühlte mich bei den Fragen an einigen Stellen angesprochen. Ich will das mal nach meiner Liste durchgehen. Einmal die Frage nach den Demo-Projekten. Das wurde verschiedentlich schon kommentiert und einige Projekte wurden auch schon genannt. Ich bin, vielleicht weil ich ein bisschen mehr in der Thematik drin

stecke, ein bisschen optimistischer. Wir stellen gerade ein Konsortium zusammen auf EU-Ebene, das in der Tat jetzt für die Qualifizierung von Aquiferen als CO₂-Speicher für das siebte Rahmenprogramm einen Vorschlag einbringen wird. Und da werden insgesamt sieben Lokationen in Europa als Fallbeispiele eingebracht. Und Ketzin, das heute schon mal besprochen wurde, ist das einzige Objekt, das wir im Augenblick kennen, in das ab Sommer dann CO₂ injiziert wird. Also insofern bin ich optimistisch, dass wir in den nächsten 5 Jahren an vielen Stellen relativ weit kommen werden. Und das schließt Deutschland in der Tat mit ein. Wir haben von den Plänen von RWE und Vattenfall gehört, und es wurde hier schon einmal gesagt: Wenn in den Jahren 2014 bis 2016 die Kraftwerke stehen sollen, dann müssen in der Tat im Augenblick schon ganz große Aktivitäten angeschoben werden, um die Speicher dafür zu finden. Das betrifft die offenen Fragen im Hinblick auf die rechtlichen Fragen bzw. die Genehmigungsseite.

Die Frage nach Kapazitäten in Deutschland habe ich beantwortet. Was in Europa möglich ist, da bin ich ein bisschen weniger skeptisch als Frau Dr. von Goerne. Was Statoil zur Uzira-Formation öffentlich immer sagt, darüber bin ich aber in der Tat auch nicht glücklich. Aber die Uzira-Formation ist nur eine Formation in der Nordsee. Und darunter gibt's sehr viele andere noch. Und wir reden darüber hinaus über große Öl- und Gasfelder, die dort vorhanden sind, die ein sehr viel sichereres Speicherpotential als in Aquifere nach jetzigem Kenntnisstand bieten. Also insofern bin ich da optimistisch. Herr **Bülow**, ich kann Ihnen leider keine konkrete Zahl dazu nennen. Aber dass wir in der Nordsee so viele Speichermöglichkeiten haben – und das ist nur eine Region in Nordwesteuropa –, stimmt mich zuversichtlich, dass wir europaweit, glaube ich, kein Problem haben.

Zur Verpressung in Tiefsee wurde von verschiedenen Stellen angefragt unter dem Blickwinkel: Sind die Leckage-Möglichkeiten dort größer oder nicht? Grundsätzlich würde ich sagen: Wenn wir wirklich über Tiefsee reden, da reden wir über etwa 3.000 Meter Wassertiefe. Die Geologie in diesen Regionen ist überhaupt nicht geeignet, CO₂ aufzunehmen und niemand spricht eigentlich darüber. Insofern müssen wir ein bisschen differenzieren. Wenn wir über Marine-Bereiche reden, dann reden wir über kontinentnahe tiefe Sedimentbecken, wo auch Öl und Gas heutzutage exploriert

sind. Und diese Regionen sind im Prinzip immer in den ökonomisch exklusiven Zonen der entsprechenden Anrainerländer. Insofern gibt es dort sicherlich eine entsprechende Zuständigkeit.

Herr **Kauch** hatte drei Fragen angesprochen. Zunächst zum Thema Mineralisation. Zur Erläuterung noch einmal: Da geht es darum, das CO₂ aufzufangen und im Grunde ein Carbonat, ein carbonatisches Gestein bzw. ein Mineral zu bilden. Das ist ein so genannter Magnesit. Dafür braucht man zunächst einen bestimmten Rohstoff, um das Ganze herzustellen. In Deutschland beispielsweise gibt es diesen Rohstoff eigentlich nur in den Alpen. Wir haben das mal durchgerechnet. Das Verhältnis von Rohstoff zu Produkten, die Sie dann vor Ort in irgendeiner Form als Abfall haben, ist mindestens 5:1. Sie haben darüber hinaus das Problem, dass Sie diesen Rohstoff dann an einen Kraftwerkstandort transportieren müssen. Also, gesamtenergetisch und CO₂-bilanzmäßig ist das etwas, was man im Grunde gar nicht propagieren soll. Gar nicht darüber zu reden, dass Sie im Grunde ganze Berge von Carbonat produzieren, wo Sie dann Landschaft gestalten müssen. Es spricht also Vieles dafür, das nicht weiter zu verfolgen.

Zur Frage nach Erdölfeldern. Mein Ausschluss bezog sich ganz klar nur auf Deutschland. Das hat damit zu tun, dass die Chemie des Öls nicht dafür geeignet ist, um es mit CO₂ zu mischen. Der Vorgang, den man macht, ist im Grunde folgender: CO₂ wird injiziert in ein Ölfeld, die Viskosität verändert sich, dadurch habe ich bessere Fließmöglichkeiten und damit habe ich erhöhte Ausbeute. Das gilt bei den Ölfeldern in Norddeutschland nicht. Insofern haben wir das ausgeschlossen.

Zur Frage nach der Reichweite, zu den Speicherkapazitäten. Ich mache es mal ganz simpel. Ich habe erwähnt, dass wir jetzt über den Daumen gepeilt 25 Milliarden Tonnen Speicherpotential in Deutschland haben. Wenn wir mal – wie ich vorhin auch erläutert habe – annehmen, dass wir vielleicht 100 Millionen Tonnen aus den großen Pumpquellen pro Jahr unterbringen möchten, dann ist die Reichweite 250 Jahre – 25 Milliarden geteilt durch 100 Millionen ergibt 250 Jahre Reichweite. Das ist jetzt wirklich sehr grob und „mit einem Hammer genagelt“. Da gibt es an jedem Standort – speziell bei Aquiferen – natürlich noch eine ganze Menge an Untersuchungen und auch an Ungewissheiten, ob das technisch nachher so

machbar ist, wie wir das im Augenblick prognostizieren. Es macht mich aber ganz zuversichtlich, dass wir das problemlos für Jahrzehnte, und zwar für einige Jahrzehnte, umsetzen können.

Dann gab es eine Frage zu Möglichkeiten in China und Japan. Also, im Detail weiß ich das natürlich auch nicht. Für China kann ich zumindest einen Vergleich machen. In jeder Region, wo es viel Kohle gibt, da brauchen Sie sog. Sedimentbecken. Und wenn Sie Sedimentbecken haben, haben Sie auch Speichermöglichkeiten für CO₂. China ist ein Flächenland mit 5 Millionen Quadratkilometern – ich hoffe, dass ich das jetzt richtig sage. Also, dort gibt es riesengroße Sedimentbecken mit entsprechenden Kohlevorkommen. Wir wissen das ja. Und da habe ich überhaupt keine Sorge, dass es in China keine Speichermöglichkeiten geben könnte. Bei Japan habe ich gewisse Bedenken. Das sind relativ kleine Inseln. Die sind aus dem Ozean entstanden. Und die Sedimente sind in der Regel nicht so ideal für diese Art von Speicherung. Das dokumentiert sich unter anderem darin, dass man dort sehr wenige Rohstoffe im Sinne fossiler Energieträger findet.

Prof. Dr. Kurt Häge (Vattenfall Europe AG; Vorsitzender der EU Technology Platform on Zero Emission Fossil Fuel Power Plants – ZEFFPP): Bevor ich die Fragen beantworte, möchte ich eine kurze Bemerkung machen. Ich sitze nicht nur als Vattenfall-Vertreter hier, nicht mal in erster Linie als solcher, sondern als Vorsitzender der Europäischen Technologie-Plattform „Null Emissionen für fossil befeuerte Kraftwerke“. Es ist also genau das Thema, das wir hier besprechen, aber im europäischen Rahmen. Und deshalb gestatten Sie mir bitte, dass ich bei der Beantwortung der Fragen auch den europäischen Aspekt mit einfließen lasse. Ich glaube, das Thema CCS ist national nicht befriedigend zu behandeln. Das gilt insbesondere für die regulatorischen Rahmenbedingungen, auf die ich ebenfalls kurz eingehen möchte. Wir brauchen natürlich in Zukunft gerade für die regulatorischen Rahmenbedingungen ein europäisches Gesetz, weil ich auch glaube, dass Storage, also das Verbringen von CO₂, letztendlich grenzübergreifend sein muss. Herr Gerling hat es soeben schon angedeutet. Wir haben gerade in der Ostsee sehr viele benachbarte Felder, wo wir dieses CO₂ ebenfalls hinbringen können. Die Technologie-Plattform hat sich den eineinhalb Jahren ihres Bestehens außerordentlich stark entwickelt,

und wir haben mittlerweile ein Netzwerk von über 200 Wissenschaftlern, die sich daran beteiligen. Und ich bin sehr hoffnungsfroh, dass CCS vorangetrieben wird, weil diese Technologie-Plattform „industrietrieben“ ist, weil also ein sehr großes Interesse der Industrie besteht. Und das würde ich gerne auch gleich begründen, wenn ich auf die einzelnen Fragen eingehen werde, bei denen ich mich vorher angesprochen gefühlt habe.

Der erste Punkt ist die Frage: Welches Recht wenden wir an – Abfallrecht oder Bergrecht? Denn so viel ist klar und es ist hier mehrfach gesagt worden, meine Damen und Herren: Ohne eine entsprechende Regelung ist das Ganze nicht durchführbar. Wir können alle technischen Fragen irgendwann lösen. Das können wir sicherlich und dazu sind wir im Stande. Aber wir können nichts umsetzen, wenn wir keine Regeln haben, wie wir CO₂ verbringen können. Natürlich stimme ich Herrn Matthes zu, dass wir hier in Deutschland vielleicht als einziges Land in Europa ein sehr gut funktionierendes Bergrecht haben. Das ist unser Ansatz. Und ich kann Ihnen sagen, dass sich nach meiner eigenen Kenntnis das Wirtschaftsministerium und das Wissenschaftsministerium bereits sehr intensiv um diese Fragen bemühen. Die Diskussion ist also angestoßen. Aber solche Rechtsfragen sind außerordentlich schwierig. Und gerade bei Vattenfall besteht natürlich das Problem: Wir produzieren Mitte des nächsten Jahres, meine Damen und Herren, CO₂ aus einem Pilotkraftwerk. Und was sollen wir damit machen? In die Luft pusten? Das wäre bestimmt nicht die richtige Option. Also, wir haben durchaus den Willen, das CO₂ in den Untergrund einzubringen. Und hier bietet sich natürlich in erster Linie Ketzin als Forschungsprojekt an. Darauf werde ich gleich noch zurückkommen. In den übrigen europäischen Ländern gibt es diesen Ansatz des Bergrechtes nicht. Dort gibt es aber andere Rechtsformen, und wir müssen ganz einfach versuchen, eine europäische Basis zu finden. Ob dann CO₂, meine Damen und Herren, Abfall ist oder ein Wertgut, das würde ich gerne den Juristen überlassen. Ich halte die Diskussion darüber für reine Spekulation.

Ich komme nun zu dem Punkt, wo ich mich am meisten angesprochen fühle, nämlich: Wie wird sich denn die Kraftwerkstechnik in den nächsten 20 Jahren und danach entwickeln? Hier ist immer gesagt worden, in der Zeit bis 2020 könnten wir gar nichts tun. Ich sage mal, das stimmt so nicht. Wahr ist, dass wir bis zum

Jahre 2020 diese Technologie bereitstellen werden, so dass sie auch großtechnisch und marktkonform anwendbar ist. Hier ist ein ganz interessanter Gesichtspunkt, den ich auch im globalen Maßstab sehe. Die EU-Kommission hat diese Technologie-Plattform entsprechend der Lissabon-Agenda ins Leben gerufen, um marktfähige Produkte zu entwickeln, die dann auch nach China, USA, Indien oder in andere Teile der Welt verkauft und „entsandt“ werden können. Denn es ist die Absicht der EU, dass die Länder in Europa eine führende Stellung im Markt haben und sie auch ausbauen werden. Und das ist genau das Ziel. Und deshalb ist CCS nicht nur eine Maßnahme zum Klimaschutz, sondern es geht auch darum, ein Produkt zu entwickeln, das marktfähig werden soll. Zur Frage: Was können wir bis dahin tun? Eine ganze Menge, denke ich. Die Energiewirtschaft verfolgt die Strategie, dass sie auch heute schon CO₂ vermeidet, denn jeder Kubikmeter, den wir nicht in die Atmosphäre entsenden, ist ein ganz wichtiger Punkt auf diesem Weg. Und da gibt es eben durchaus Pilotkraftwerke und Ansätze zu „capture ready“, denn man kann auch heute an bestehende Kraftwerke eine entsprechende Technik zur Abscheidung von CO₂ anbringen. Und hier sind insbesondere die Forschungsinstitute in Jülich und in Aachen zu erwähnen.

Ich komme noch ganz kurz zu der Frage: Ist es denn richtig, dass wir heute Kohlekraftwerke bauen? Lassen Sie mich hierzu noch zwei Aspekte ausführen. Wir haben gar keine andere Wahl, ganz einfach, weil wir eine hohe Stromnachfrage haben und weil wir diese nicht anders befriedigen können.

Und zu der letzten Frage, die Herr **Fell** zur Sicherheitskultur von Vattenfall gestellt hat. Ich denke, man kann CCS nicht mit nuklearer Abfallwirtschaft vergleichen. Dies sind zwei unterschiedliche Dinge. Und ich bin der Meinung, wir brauchen Grundlagenforschung zu diesem Thema. Und genau das tun wir in Ketzin.

SV Dr. Ottmar **Edenhofer** (Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung): Also, da waren mehrere Fragen vor allem zu diesem Bond-System. Sie haben vollkommen Recht, es soll eben genau keine Versicherung sein, sondern es soll in der Tat ein Vermögenswert sein, soll also auch in der Bilanz aufscheinen. Und dieses Vermögensgut soll nach meiner Vorstellung auch handelbar sein. Es soll verzinst werden und es soll zurückbezahlt werden. Und ich möchte an dieser Stelle Herrn Matthes ganz

energisch widersprechen, dass hier der Zins eine Höhe haben müsste, was etwa eine Sachkapitalinvestition erbringt. Der Zins muss genauso hoch sein wie bei einer langfristigen Anlage eines Wertpapiers. Das genügt vollständig. Wir sind im Augenblick dabei, ein formales Modell dafür zu entwickeln, um zu zeigen, dass das genügt, um einen hinreichenden Anreiz zu schaffen, einerseits in ein Beobachtungssystem zu investieren und andererseits auch heute schon in sichere Lagerstätten zu investieren. Ich sehe gerade, dass wir hier wieder Übereinstimmung haben.

Zum Ansatz der Vermeidungskosten mit 30 Euro pro Tonne CO₂: Das sehen wir in etwa genauso. Dann zu der Frage: Braucht man Demonstrationsprojekte, die öffentlich finanziert werden? Da ist wohl der erste Schritt – auch insoweit in Übereinstimmung mit Herrn Matthes –, dass man den CDM in diesem Zusammenhang entrümpeln müsste. Und außerdem müssen wir schon Folgendes sagen: Wenn man sich mal die Forschungs- und Entwicklungsquoten im Bereich der Energiewirtschaft ansieht, so stellt man fest, dass diese jetzt seit fast 20 Jahren sinken. Also, da kann man deutlich nachbessern – erstens, indem man das Niveau erhöht und zweitens, indem man auch die Struktur dieser Forschungs- und Entwicklungsbudgets im Rahmen der OECD drastisch umstrukturiert. Und ich bin da völlig mit Herrn **Fell** in Einklang: Natürlich muss mehr in die Energieeffizienz, natürlich muss mehr in die erneuerbaren Energien investiert werden. Aber wir brauchen eben auch anständige Budgets für CCS. Zur Ozean-Frage möchte ich an meinen Kollegen, Herrn Dr. Held, übergeben.

Dr. Hermann **Held** (Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung): Ich würde gerne auf die zweite Frage von Herrn **Bülow** eingehen. In der Tat ist es so, dass der Ozean heute angenehmerweise ungefähr ein Viertel der von Menschen verursachten Kohlendioxidemissionen kostenlos wieder entsorgt. Diese Funktion ist in der Tat gefährdet durch den Klimawandel. Es ist nicht so, dass der Ozean diese Entsorgungsfunktion einfach dadurch wahrnimmt, dass sich immer mehr CO₂ löst, sondern es ist ein komplizierterer Vorgang. Es gibt Ökosysteme an der Oberfläche des Ozeans, die das Kohlendioxid, das sich zunächst in Wasser gelöst hat, in einen Feststoff umwandelt, der in die Tiefe sinkt und dann sozusagen aus dem Verkehr gezogen ist. Die große Sorge ist nun, dass unter der kombinierten Wirkung von

Temperaturanstieg und Kohlendioxidanstieg in der Luft, gewissermaßen durch die Versauerung der Ozeane von oben, diese Ökosysteme geschädigt werden und dann ihre Entsorgungsfunktion nicht mehr in dieser Weise wahrnehmen können. Das ist eine sehr intensiv diskutierte Hypothese im Moment. Es ist nicht wissenschaftlich entschieden, aber es ist eine Möglichkeit. Und aus diesem Grunde ist es in der Tat sehr problematisch, als Klimaschutzmaßnahme Kohlendioxid direkt in die Wassersäule im tiefen Ozean einzuleiten. Man kann nämlich nicht so sicher sein, ob es nicht doch nach einer gewissen Zeit – oder viel früher als es die Klimamodelle prognostizieren – wieder nach oben steigt. Das würde dann bedeuten, dass dann diese Ökosysteme zum einen von oben geschädigt werden, zum anderen auch noch dadurch, dass das CO₂ von unten wieder hoch steigt. Das wäre unbedingt ein Argument zu Gunsten, wenn man schon CCS macht, das lieber in geologischen Formationen zu tun als direkt in der Wassersäule. Das bedeutet dann allerdings auch, das wäre ein Argument für die Sequestrierung an Land versus Sequestrierung unter dem Meeresboden. Denn ich stelle mir vor, dass es sehr viel schwieriger sein wird, Leckage unter dem Meer zu kontrollieren als an Land. Und wenn sie stattfindet, ist es so, dass an Land durch die starke Windzirkulation eine sehr schnelle Durchmischung und Unschädlichmachung des CO₂ erfolgt, während es im Meer dann auch wieder eine Belastung der Ökosysteme darstellen könnte, wenn es stärker leckt aus den Formationen als man es gedacht hat.

Insgesamt ist es so, dass natürlich die Haftungsfrage geklärt werden muss, auch für die Demonstrationsprojekte, auch an Land. Diese Haftungsfrage muss unbedingt befriedigend beantwortet sein, wenn diese Technologie eingeführt wird – mit Bond-System oder, vorab bei den Demonstrationsprojekten, z. B. durch staatliche Garantien. Wir reden ja über mögliche Nebenwirkungen. Es könnte das Trinkwasser belastet sein, es können Ökosysteme an der Erde geschädigt werden, wenn es zu Ausgasungen kommt. Es gibt Spekulationen, dass die mechanische Stabilität leidet, falls ein sehr hoher Carbonatanteil in der Formation, also über den Schichten, vorliegt und sich das CO₂ einfach durchfrisst nach oben. Das sind alles Dinge, die gewissermaßen vorab schon abgefedert sein sollten. Ich halte es aber für unbedingt nötig, solche Demonstrationsprojekte durchzuführen, denn man muss sich vor Augen führen: Wir glauben, man muss bis

2020 die erneuerbaren Energien weiter massiv dadurch fördern, dass man in sie investiert, so dass sie weiter lernen und immer billiger werden. Falls sich aber bis 2020 herausstellt, dass die erneuerbaren Energien sich als nicht so lernfähig erweisen wie man es heute glaubt, falls es also einen Lernstopp gibt, dann braucht man diesen Joker, dass man eben in verstärktem Maße CCS einsetzt, und dann muss man eben bis dahin auch zu CCS genügend gelernt haben. Man braucht also beides: Massive weitere Investitionen in die erneuerbaren Energien und Demonstrationsprojekte zu CCS mit einer geregelten Haftungsfrage.

Vorsitzende: Danke. Ich habe jetzt eine Verfahrensfrage mit den Ausschussmitgliedern zu klären. Ich habe jetzt noch acht Wortmeldungen und wir haben vereinbart, bis 14.00 Uhr zu machen. Mein Vorschlag ist: Sie schreiben Ihre Fragen auf, geben sie ans Ausschusssekretariat und wir leiten sie an die Sachverständigen weiter mit der Bitte, dass sie uns diese Fragen dann noch schriftlich beantworten. Die Antworten würden dann ins Protokoll aufgenommen.* Ich sehe keinen Widerspruch gegen diese Verfahrensweise. Dann verfahren wir so.

Dann bedanke ich mich bei Ihnen. Den Fachexperten danke ich, dass sie uns für die Informationen zur Verfügung standen. Sie haben uns eine Menge Stoff mit auf den Weg gegeben und ich denke, wir werden an der einen oder anderen Stelle auch noch einmal auf Ihr Fachwissen zurückkommen. Ich wünsche allen noch einen schönen Tag!

Ende der Sitzung: 13:59 Uhr

Ke/Kt/Scho

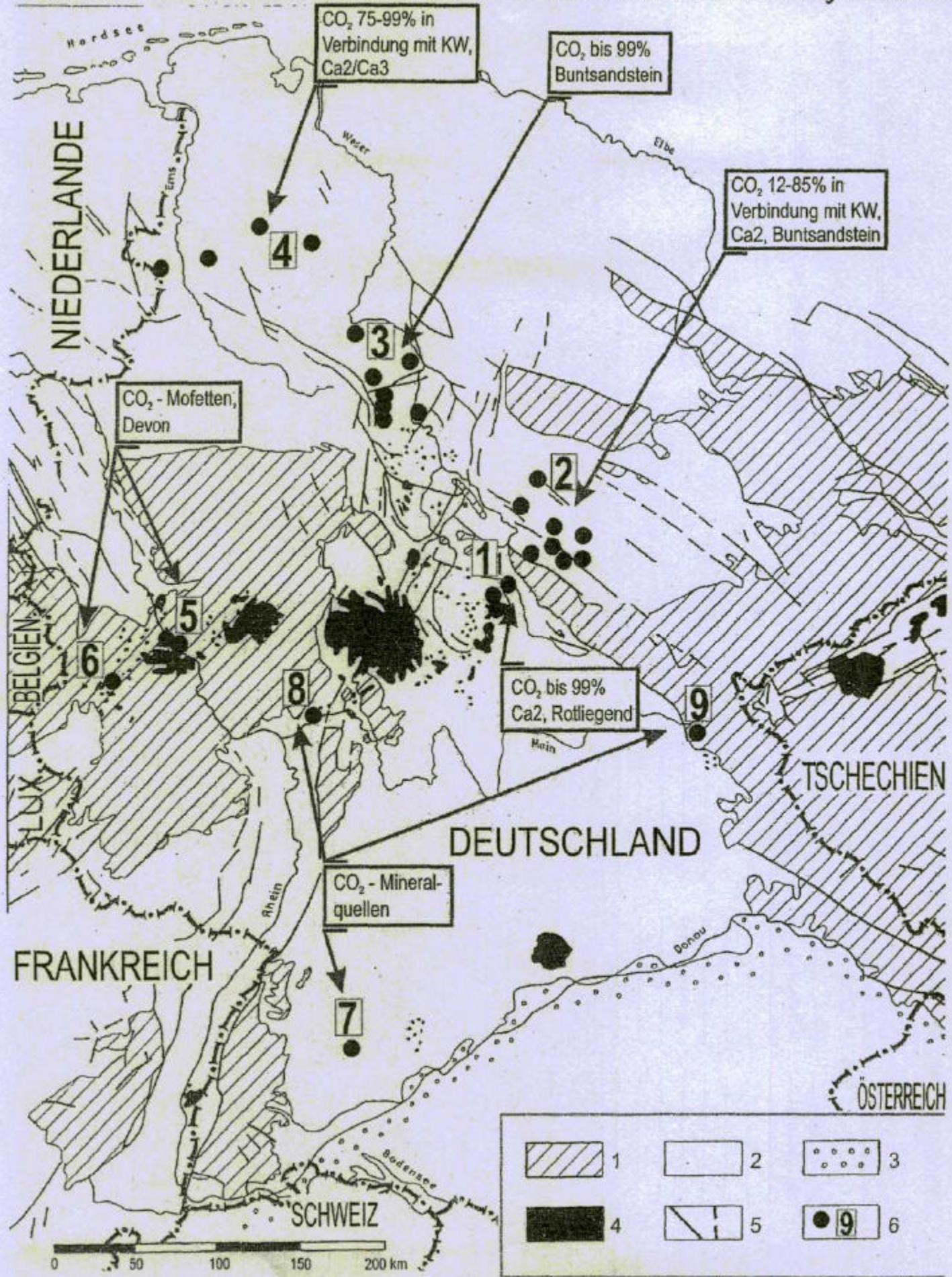


Petra Bierwirth, MdB
Ausschussvorsitzende

* Schriftliche Nachfragen der Abg. Eva **Bullingschröter** und des Abg. Frank **Schwabe** sowie die jeweiligen Antworten darauf sind als Anlagen 3 und 4 beigefügt.

Personenindex

Bierwirth, Petra (SPD) 1, 3, 14, 17, 24
Bülow, Marko (SPD) 15, 21, 23
Bulling-Schröter, Eva (DIE LINKE.) 15, 19,
24, 29
Dött, Marie-Luise (CDU/CSU) 14, 17,
Fell, Hans-Josef (BÜNDNIS 90/Die GRÜNEN)
16, 17, 23
Kauch, Michael (FDP) 15, 21
Schwabe, Frank (SPD) 24, 30



1 - variszischer und älterer Sockel einschl. Rotliegendem
 2 - desgl., durch jüngere Bildungen überdeckt
 3 - Molasse der Alpenvorsenke

4 - tertiäre Vulkanite
 5 - Störungen
 6 - Lagerstätten von Kohlendioxid und CO₂-reichem Erdgas -28-

Schriftliche Nachfrage der Abg. Eva Bulling-Schröter an den SV Dr. Felix Matthes (Öko-Institut):

Dass der Steinkohle-Benchmark die Steinkohle schützt, war mir schon klar. Die Frage war, ob ein zusätzlicher Impuls in Richtung Kohle daraus resultiert, dass Braun- und Steinkohlekraftwerke erheblich mehr „windfall profits“ im Emissionshandel realisieren als Gaskraftwerke. Das legt jedenfalls eine von Ihnen erstellte Studie nahe.

Antwort des SV Dr. Felix Matthes (Öko-Institut)

Ich bin nach wie vor der Auffassung, dass die kostenlose Neuanlagenzuteilung (insbesondere differenziert nach Brennstoffen oder anderen Prozesscharakteristika) eine zwar ärgerliche Angelegenheit ist, aber keinen „windfall profit“ darstellt.

In der wirtschaftswissenschaftlichen Definition bezeichnen „windfall profits“ diejenigen Vermögenszuwächse, die von Wirtschaftssubjekten ohne eigenes Zutun, d.h. durch die (im Prinzip: unerwartete) Veränderung marktlicher oder politischer Rahmenbedingungen erzielt werden. Damit beziehen sich „windfall profits“ auf Grund einer Änderung politischer Rahmenbedingungen (also die Einführung des EU-ETS) per Definition auf den existierenden Kapitalstock. Ich würde also die Gewinnmitnahmen durch die Einpreisung der Opportunitätskosten für kostenlos zugeteilte Emissionsrechte für Bestandsanlagen eindeutig als „windfall profits“ bezeichnen.

Die kostenlose Zuteilung für Neuanlagen ist dagegen eine politische Rahmenbedingung, die den Wirtschaftssubjekten bei der jeweiligen Aktivität (also der Investition) bekannt ist und die zielgerichtet (aus-)genutzt wird. Damit ist die kostenlose Neuanlagenzuteilung eher als eine Subvention (im ökonomischen Sinne) zu verstehen und nicht als „windfall profit“. Die Tatsache, dass bestimmte Investitionen vor dem Hintergrund eines (erwarteten) Strompreisniveaus zu erheblichen Deckungsbeiträgen für Kapitalkosten und Gewinne führen, ist ja zunächst auch nicht weiter problematisch, sondern eigentlich explizit so gewollt. Problematisch ist aber, dass durch die kostenlose Neuanlagenzuteilung ganz allgemein wahrscheinlich überinvestiert wird und dass durch die brennstoffdifferenzierte Neuanlagenzuteilung das Preissignal des Emissionshandels eliminiert wird. Also handelt es sich m. E. bei der kostenlosen Neuanlagenzuteilung definitorisch präzise um eine ökologisch kontraproduktive Subvention und nicht um einen „windfall profit“.

Vor diesem Hintergrund ist dann m. E. die These schlüssig, dass „windfall profits“ vor allem Verteilungswirkungen und Neuanlagen-Subventionen darüber hinaus auch noch Lenkungswirkungen haben.

Ich glaube, dass man begrifflich bei diesen Dingen sehr präzise sein sollte, da die Ansatzpunkte für die Beseitigung der in beiden Fällen ja ärgerlichen Tatbestände unterschiedlich sein müssen (windfall tax vs. Verzicht auf kostenlose Neuanlagenzuteilung wegen eines ggf. unzulässigen Subventionstatbestands) und ich würde davor warnen, alle unerwünschten Profite stets unter der Überschrift „windfall profit“ zu subsummieren.

Also: Nach Brennstoffen differenzierte kostenlose Neuanlagenzuteilungen haben Lenkungswirkungen, die aus dem Subventionstatbestand resultieren. Mit „windfall profits“ haben sie jedoch nichts zu tun.

Schriftliche Nachfragen des Abg. Frank Schwabe

A. Nachfragen an SV Ingolf Arnold (Vattenfall Europe AG)

1. Wie viele Ihrer geplanten und bestehenden Kraftwerke sollen mit CCS-Technik ausgestattet werden?
2. Wie hoch muss der Preis für CO₂-Zertifikate sein bis CCS wirtschaftlich wird?
3. Wer soll zukünftig die Haftung der CO₂-Lagerung übernehmen? Wie sollte das Ihrer Meinung nach geregelt werden?

Antworten des SV Ingolf Arnold (Vattenfall Europe AG)

Zu Frage 1:

Vattenfall Europe hat bereits am 21. März 2007 erklärt, dass es, sobald die technischen, rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen dies zulassen, nur noch mit CCS bauen bzw. bestehende Kraftwerke nachrüsten wird. Alle Neubauprojekte von Vattenfall Europe sind grundsätzlich schon heute „capture-ready“ ausgelegt bzw. nachrüstbar.

Zu Frage 2:

Vattenfall Europe strebt an, über die Lernkurveneffekte der Pilot- und Demonstrationsanlagen CO₂-Vermeidungskosten von 20 € je Tonne zu erzielen. Wir gehen davon aus, dass CCS mit Vermeidungskosten von 20 €/t um das Jahr 2020 wettbewerbsfähig im Vergleich mit anderen CO₂-Vermeidungsoptionen sein kann.

Zu Frage 3:

Die haftungsrechtlichen Fragen der CO₂-Speicherung sind derzeit Gegenstand intensiver Erörterungen. Da es sich bei CO₂ weder um einen Abfall noch um einen Schadstoff handelt, gehen wir zum gegenwärtigen Zeitpunkt in der Diskussion davon aus, dass sich hierfür realitätstaugliche Regelungen finden lassen. Da die CO₂-Speicherung nach anerkannt hohen Qualitätskriterien und langfristig gesichert erfolgen wird, lassen sich in Analogie zu den zum Teil jahrzehntelangen Erfahrungen aus der Mineralöl- und Erdgaswirtschaft angemessene Regelungen zur Vorsorge gegen ungewollte CO₂-Austritte aus den Speichergesteinen finden.

B. Nachfragen an SV Dr. Hermann Held (PIK)

1. Vorbemerkung: Unter der Maßgabe dass wir unser ambitioniertes Klimaziel von 40 Prozent CO₂-Minderung erreichen wollen und weiterhin auch fossile Brennstoffe zur Energiegewinnung einsetzen wollen, ist CCS die notwendige Voraussetzung.

Frage: Welche wäre dazu die bessere Form?

- a) Ordnungsrecht
- b) Entsprechend ausgestalteter Emissionshandel
- c) Kombination aus beidem

2. Bekanntermaßen benötigen Pflanzen ja CO₂ für ihre Photosynthese.

Ist es praktisch umsetzbar, dass abgeschiedenes CO₂ direkt durch Zuführung in Biomasse ausgeglichen werden kann? Wenn ja, wie sehen Sie die Möglichkeiten für Deutschland und weltweit?

Antworten des SV Dr. Hermann Held (PIK)

Zu Frage 1:

In einer Demonstrationsphase wäre zunächst die Machbarkeit von CCS für den Gigatonnen-Maßstab zu zeigen. Diese Phase könnte bis 2020 gehen. 2020 bis 2030 würde CCS schrittweise dem Wettbewerbsdruck des Marktes ausgesetzt, danach müsste es sich – voll integriert in den Zertifikatshandel – am Markt behaupten.

Juristisch müsste geregelt werden, wie CCS in den Emissionshandel eingebunden wird, inklusive der Haftungsfrage für Leckage. Hierzu schlagen wir marktconforme Bondsysteme vor.

Vor der Marktphase griffe in jeder Hinsicht das Ordnungsrecht.

In welchem Umfang ‚wir‘ auch weiterhin fossile Brennstoffe einsetzen wollen, sollte auch der Markt entscheiden, nachdem bis 2020 ebenfalls die Erneuerbaren durch Investitionen verbilligt worden sind.

Zu Frage 2:

Pflanzen direkt CO₂ zuzuführen erhöht deren Produktivität. Für Gewächshauskulturen wird dies bereits von der Firma Linde diskutiert, die ja CO₂ liefert und demnächst CO₂ aus Abscheidungen von Kraftwerken nutzen könnte. Mir liegen bisher keine Zahlen über das Potenzial vor (hier wird Linde bestens informiert sein).

Es wird gerade erprobt, ob man Abgase durch "Bio-Reaktoren" mit Bakterien bzw. Algen leiten könnte. Die dann gewonnene Biomasse könnte entweder sequestriert oder als Treibstoff benutzt werden. Das Potenzial könnte sehr groß sein, aber ob das im großen Stil (Kraftwerksgröße) machbar ist, ist zurzeit noch fraglich. Das Institut für Getreideverarbeitung in Potsdam-Rehbrücke hat gerade ein Pilotprojekt begonnen.

C. Nachfrage an SV Dr. Johannes Peter Gerling (BGR)

Sehen Sie einen Nutzungskonflikt zwischen CO₂-Lagerstätten und der Nutzung der Tiefengeothermie? Wenn ja, gibt es Möglichkeiten dies zu vereinbaren?

Antwort des SV Dr. Johannes Peter Gerling (BGR)

Dieser scheinbare Nutzungskonflikt läßt sich meines Erachtens (seitens der Genehmigungsbehörden) problemlos entschärfen: Während man für die Ablagerung von CO₂ geschlossene Antiklinalstrukturen (Aufwölbungen) unter hinreichend mächtigen und langfristig sicheren Abdeckschichten benötigt, können Geothermie-Bohrungen unabhängig von der strukturgeologischen Situation abgeteuft werden. Mit anderen Worten: Geothermie-Bohrungen können ohne Gefährdung des Explorationsziels in Synklinalstrukturen (strukturellen Tälern) niedergebracht werden. Durch diese räumliche Entzerrung können beide Nutzungsarten des geologischen Untergrundes nebeneinander existieren.

Darüber hinaus gibt es einen weiteren, grundlegenden Unterschied zwischen beiden Explorationszielen: Während man für die Ablagerung von CO₂ Sedimente bzw. Gesteinsschichten in Sedimentbecken sucht, können Geothermie-Bohrungen auch in das Grundgebirge (kristalline oder metamorphe Gesteine ohne nennenswerte Durchlässigkeiten) abgebohrt werden. D.h., auch auf diese Weise lassen sich räumliche Entzerrungen herstellen.

D. Nachfrage an SV Dr. Felix Matthes (Öko-Institut) und an SV Ingolf Arnold (Vattenfall Europe AG)

Wie hoch ist nun die Speicherkapazität für CO₂ tatsächlich? Herr Matthes, Sie sprachen von 25 Millionen Tonnen, Vattenfall spricht von 100 Millionen.

Antwort des SV Dr. Felix Matthes (Öko-Institut)

Für den Zeithorizont 2030 beläuft sich nach unserer Schätzung der CO₂-Minderungsbeitrag auf ca. 25 Mio. t CO₂ jährlich, dies entspricht etwa der CO₂-Emission von fünf großen Kohlekraftwerken. Voraussetzung dafür ist, dass (a) die kommerzielle Verfügbarkeit der CCS-Technologie in der gesamten Technologiekette bis zum Jahr 2020 gesichert ist, (b) die entsprechende Erschließung der Lagerstätten zu diesem Zeitpunkt hinsichtlich des geologischen Wissens, der technischen Einschätzung der Speichersicherheit, der Genehmigungsfähigkeit und auch akzeptanzseitig möglich ist und entsprechende Beauftragungen im großindustriellen Maßstab möglich sind, d.h., bei ehrgeiziger Planung gehen ab etwa 2025 die ersten kommerziellen Großkraftwerke ans Netz.

Die Zahl von ca. 25 Mio. Jahrestonnen bezieht sich also eher auf den Engpass Verfügbarkeit der Technologie mit Blick auf den Zeithorizont 2030 und weniger auf die prinzipiell hinreichend sicher verfügbaren Speicherkapazitäten. In der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ (BT-Drucksache 14/9400 – ich war dort der Berichterstatter zum Thema CCS) haben wir die – bei heutigen gesicherten Kenntnissen – verfügbaren Speicherkapazitäten auf ca. 100 Mio. t CO₂ auf eine Kraftwerksgeneration von ca. 50 Jahren abgeschätzt, wobei die Betonung hier auf „gesicherte Kenntnisse“ liegt. Sofern der Wissenszuwachs bei Speicheroptionen mit größeren Potenzialen (z.B. saline Aquifere) dies rechtfertigt oder auch Speicheroptionen jenseits der deutschen Grenzen (vor allem Nordsee) in Betracht gezogen werden können, vergrößern sich die Potenziale entsprechend. Die diesbezüglichen Unsicherheiten erschienen uns jedoch so groß (und sind es wohl auch heute noch), dass wir diese zusätzlichen Potenziale nicht den gesicherten und damit für eine langfristig hinreichend robuste Klimaschutzstrategie in Ansatz zu bringenden Speicherpotenzialen zurechnen wollten.

Antwort des SV Ingolf Arnold (Vattenfall Europe AG)

Hier gibt es offensichtlich ein Missverständnis. Die angezweifelte Angabe entstammt sehr wahrscheinlich der These 4 der vom Öko-Institut eingereichten Stellungnahme auf Ausschussdrucksache 16(16)225. Darin wird ausgesagt, dass im Zeitabschnitt 2030 die jährlich erzielbaren CO₂-Minderungen in Deutschland bei 25 Mio Tonnen und in der EU-25 bei 100 Mio Tonnen liegen können.

Was das CO₂-Einlagerungspotenzial in Deutschland anbetrifft, so ist hier auf die Aussagen in der Stellungnahme der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (SV Dr. Johannes Peter Gerling) auf Ausschussdrucksache 16(16)212 hinzuweisen. Danach weisen depletierte Kohlenwasserstofflagerstätten ca 2 Mrd. Tonnen und saline Aquifere ca. 20 Mrd. Tonnen an CO₂-Speicherpotenzial auf.