

Hohe Unsicherheiten bei der CO₂-Abscheidung: Eine Energiebrücke ins Nichts?

Johannes Herold
jherold@diw.de

Christian von Hirschhausen
chirschhausen@diw.de

Am 14. Juli 2010 brachte die Bundesregierung zum zweiten Mal einen Gesetzesentwurf zur CO₂-Abscheidung-, Transport- und Speichertechnologie (Carbon Capture, Transport, and Storage, CCTS) in das parlamentarische Verfahren ein. Der erste Vorstoß war unter der Großen Koalition im Jahr 2009 am Widerstand der unionsgeführten Länder gescheitert. Der nun vorliegende Entwurf bleibt weit hinter den notwendigen Maßnahmen zurück, die eine großtechnische Erprobung der gesamten CCTS-Prozesskette ermöglichen würde. Er schafft somit keine verlässliche Grundlage für die kommerzielle Entwicklung und Verbreitung dieser Technologie in Deutschland.

Ohnehin haben sich die Aussichten, dass die CCTS-Technologie mittelfristig ein wichtiger Pfeiler der CO₂-Vermeidungsstrategie der deutschen Energiewirtschaft sein wird, in der jüngeren Vergangenheit stark eingetrübt. Gründe hierfür sind unter anderen Schwierigkeiten bei der technischen Umsetzung der CO₂-Abscheidung, ungelöste regulatorische Fragen des Transports, eine deutliche Reduzierung der zu erwartenden Speicherpotentiale sowie die starke Ablehnung der gesamten Prozesskette durch die jeweils betroffene Bevölkerung und einige Landespolitiker. So bleibt der Einsatz von CCTS in der zukünftigen Energieversorgung unter den heutigen Bedingungen in Deutschland und Europa eher fraglich.

Mit CCTS befinden sich Technologien in der Entwicklung und Erprobung, mit denen CO₂ aus großtechnischen Prozessen abgeschieden (capture), über eine Pipeline abtransportiert (transport) und unterirdisch dauerhaft eingelagert (storage) werden soll. Das Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) wies in einem Sonderbericht 2005 auf die potenziell erhebliche Bedeutung von CCTS für das Erreichen der langfristigen globalen CO₂-Emissionsreduktionsziele hin. Danach könnten 15 bis 55 Prozent der kumulierten, globalen CO₂-Reduktion im Jahr 2100 auf das Konto von CCTS gehen.¹ Dieser Technologie könnte somit eine zentrale Rolle in einem zukünftigen Portfolio möglicher CO₂-Vermeidungstechnologien zukommen. Die internationale Energieagentur (IEA) stützte diese These mit dem *Blue Map Szenario*:² Eine Halbierung der Treibhausgas-Emissionen bis zum Jahr 2050 im Vergleich zu 2005 würde ohne CCTS global um bis zu 71 Prozent höhere Kosten verursachen. Zugleich wies die IEA aber auch auf die Vielzahl von Hindernissen auf dem Weg zu einer erfolgreichen Umsetzung dieser Technologie hin.

Im *Blue Map Szenario* wird detailliert dargelegt, welche globalen Investitionen entlang der CCTS-Wertschöpfungskette benötigt werden, um eine Kommerzialisierung der Technologie bis zum Jahr 2020 zu ermöglichen. Global benötigt werden die Inbetriebnahme von 100 Demonstrationsprojekten im Kraftwerks- und vor allem im Industriebereich, der Bau und Betrieb von mindestens 10 000 km CO₂-Transportpipeline sowie die Speicherung von 1,2 Milliarden Tonnen CO₂.

¹ IPCC: IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Cambridge 2005.

² IEA: Technology Roadmap – Carbon Capture and Storage. OECD, Paris 2009. Für eine weitere Abschätzung der Klimawandelvermeidungskosten ohne CCTS siehe auch Edenhofer, O. et al.: Report on Energy and Climate Policy in Europe (RECIPE) – The Economics of Decarbonization. Synthesis Report, November 2009.

Angesichts der weltweit bisher schleppend verlaufenden Realisierung von Pilotprojekten sind allerdings erhebliche Zweifel angebracht, ob diese ambitionierten Ziele erreicht werden können. Eine ausführliche Analyse angekündigter und geplanter CCTS-Projekte über die vergangenen Jahre hat gezeigt, dass es immer wieder zu einer Absage oder Verzögerung gekommen ist. Von den im Rahmen der hier präsentierten Untersuchung identifizierten 69 CCTS-Projekten sind bis Juni 2010 lediglich acht in Betrieb gegangen.³ Es handelt sich dabei um Pilotanlagen mit einer Größe unter 40 Megawatt.

Hindernisse auf dem Weg zu einem erfolgreichen Roll-out

Die Techniken zur Abtrennung, zum Transport und zur unterirdischen Injektion von CO₂ aus industriellen Prozessen sind seit Jahrzehnten bekannt und werden bereits in kleinem Maßstab in verschiedenen Industriezweigen eingesetzt. Dennoch variieren die mittelfristig verfügbaren Optionen – Post- und Pre-Combustion-Capture und der Oxyfuel-Prozess – in ihrem technischen Entwicklungsstand. Eine Anwendung der Prozesse auf große Emittenten wie Kohlekraftwerke wirft eine Vielzahl an Fragen auf, die ausschließlich in größeren Demonstrationsprojekten beantwortet werden können.

Technische Hürden bei der Abscheidung

Post-Combustion-Capture

Die Post-Combustion-Capture-Technologie wurde erstmals in den 80er Jahren angewandt, um CO₂ aus der Ammoniakproduktion abzuscheiden. Das so gewonnene CO₂ wird unter anderem in der Nahrungsmittelproduktion eingesetzt, um Softdrinks und Sodawasser mit Kohlensäure zu versetzen. Für die Abtrennung von CO₂ aus dem Rauchgas nach der Verbrennung stehen drei Verfahren zur Verfügung:

1. *Chemische Bindung:* Hierbei wird das CO₂ chemisch an ein Lösungsmittel gebunden, beispielsweise an das giftige und hochkorrosive Monoethanolamin (MEA). Dieser Prozess ist unter Zuführung von Wärme reversibel. Einschließlich der Kompression des CO₂ ist mit einer Reduktion des Wirkungsgrades des Kohlekraftwerks um etwa ein Viertel zu rechnen.
2. *Der Ammoniak-Prozess:* Dieser innovative Prozess basiert auf der Verwendung von Ammoniak als CO₂-Bindemittel. Eine 20 Megawatt Testanlage

wurde 2009 in den USA in Betrieb genommen.⁴ Um das CO₂ effektiv aus dem Rauchgas abscheiden zu können, muss dieses auf Temperaturen von unter 10°C abgekühlt werden (*chilled ammonia process*). Die Vorteile liegen in einem deutlich niedrigeren Energiebedarf bei der anschließenden Freisetzung des gebundenen CO₂.⁵

3. *Die Trennung mit Hilfe eines physikalischen Prozesses:* Hierbei wird das CO₂ unter erhöhtem Druck von entsprechenden Stoffen, zum Beispiel Selexol, absorbiert. Allerdings werden ein Druck von zehn Bar und mehr und eine möglichst hohe Konzentration von CO₂ im Rauchgas benötigt. Diese finden sich bei Prozessen, wie sie bei der Wasserstoff- oder Ammoniakproduktion Anwendung finden, nicht jedoch in der konventionellen Kohleverstromung.

Für alle Technologien bedeutet die CO₂-Abscheidung eine signifikante Erhöhung der Investitionskosten, höhere Stromgestehungskosten sowie einen Verlust an Flexibilität. Aufgrund der vergleichsweise ausgereiften Technologie sowie der Möglichkeit der Nachrüstung bestehender Anlagen, erscheint Post-Combustion-Capture trotz allem als die mittelfristig attraktivste Abscheideoption. Allerdings kommt die Technik bisher nur für die Behandlung von sehr sauberen, möglichst homogenen Gasgemischen zur Anwendung. Auch existieren bisher keine Anlagen, die auf die hohen Volumenströme eines Kohlekraftwerks angewendet werden können.⁶

Pre-Combustion-Capture

Pre-Combustion-Capture bezieht sich auf die Trennung von Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff (H₂) nach der Dampf-Reformierung von Erdgas oder der Vergasung von Kohle oder Biomasse (Integrated Gasification Combined Cycle, IGCC).⁷ CO₂ und H₂ können mit Hilfe des oben beschriebenen physikalischen Absorptionsverfahrens getrennt werden. Zukünftig vorteilhaft kann die Produktion von Wasserstoff sein, der sowohl in einem kombinierten Gas- und Dampfturbinenprozess verbrannt als auch direkt in einer Brennstoffzelle verstromt werden kann. Zudem er-

³ Herold, J., von Hirschhausen, C.: Carbon Capture, Transport, and Sequestration (CCTS) – The Real Threat to European Supply Security with Coal. Secure Deliverable 5.3.5., 2010.

⁴ American Electric Power: Carbon Capture and Storage. www.aep.com/environmental/climatechange/carboncapture/.

⁵ Dardea, V., Thomsena, K., Wellb, W., Erling H., Stenbya, E.: Chilled Ammonia Process for CO₂ Capture. Energy Procedia Vol. 1, No. 1, 2009, 1035–1042.

⁶ Eine Abscheidung der Emissionen eines modernen 1-Gigawatt-Steinkohlekraftwerks würde rund 13 000 Tonnen CO₂ pro Tag erforderlich machen. Existierende Anlagen leisten bis zu 4 000 Tonnen CO₂ pro Tag. Vgl. Vallentin, D.: Inducing the International Diffusion of Carbon Capture and Storage Technologies in the Power Sector. Wuppertal Institute for Climate, Environment and Energy 2007.

⁷ Die kohle- oder biomassebasierte IGCC-Technologie befindet sich aufgrund der begrenzten Zahl existierender Anlagen selbst noch in der Phase der Demonstration. Auch wird in diesen Anlagen bisher kein Wasserstoff zur Stromerzeugung genutzt.

möglichst der Prozess, über eine Zwischenspeicherung des Wasserstoffs bei der Stromerzeugung flexibler auf Laständerungen zu reagieren. Ein Nachteil des Verfahrens ist die mangelnde Kompatibilität zu bestehenden, konventionellen Kraftwerken. Deshalb wird dieser Technologie mittelfristig vor allem eine Option für industrielle Anwendungen bleiben.

Oxyfuel-Prozess

Der Oxyfuel-Prozess verlagert die Trennung von Gasen vor den Kraftwerksprozess. Mit Hilfe eines vorgelagerten Prozesses wird reiner Sauerstoff bereitgestellt. Eine Verbrennung von Brennstoff in einer reinen Sauerstoffatmosphäre ergibt einen CO₂-Abgasstrom, aus dem nur noch der verbleibende Wasserdampf auskondensiert werden muss. Anschließend erhält man einen vergleichsweise reinen, hochkonzentrierten CO₂-Strom.⁸ Ein Teil des CO₂ wird in die Brennkammer zurückgeleitet, um die Verbrennungstemperatur auf ein materialverträgliches Maß zu begrenzen. Versuche zur Entwicklung und Anwendung der Technologie wurden in den 80er Jahren von der Erdölindustrie gestartet. Das Verfahren findet auch in der Glas- und Stahlindustrie Anwendung, um von deutlich höheren Prozesstemperaturen zu profitieren.

Die Oxyfuel-Technologie kann prinzipiell in bestehenden Kraftwerken nachgerüstet werden. Weiterhin wird diesem Verfahren ein hohes Entwicklungspotential zugeschrieben, sodass der Wirkungsgradverlust und

⁸ In der Praxis kommt es zum Vorhandensein von nicht kondensierbaren Gasen (Sauerstoff, Stickstoff, Argon), da die Bereitstellung von 99,9-prozentigem Sauerstoff in der Praxis zu teuer ist. Diese können beim Pipelinetransport des CO₂ im überkritischen Zustand zu Schäden an der Pipeline führen. Vgl. Kanniche, M., Gros-Bonnivard, R., Jaud, P., Valle-Marcos, J., Amann, J.M., Bouallou, C.: Pre-combustion, Post-combustion and Oxy-combustion in Thermal Power Plant for CO₂ Capture. Applied Thermal Engineering, Vol. 30, 2010, 53–62.

Tabelle

Kostenabschätzung für CCTS-Demonstrationsprojekte mit 400 Megawatt

Technologie	Kraftwerksinvestitionskosten in Euro je Kilowatt ¹	Wirkungsgrad in Prozent
Kohlenstauffeuerung	1,478	46
Kohlenstauffeuerung mit Abscheidung (Post-Combustion)	2,5	35
IGCC mit Abscheidung (Pre-Combustion)	2,7	35
Oxyfuel	2,9	35

¹ Zu Preisen von 2008.

Quelle: Tzimas, E.: The Cost of Carbon Capture and Storage Demonstration Projects in Europe. JRC Scientific and Technical Reports. European Commission, 2009.

DIW Berlin 2010

Die CO₂-Abscheidung erhöht nicht nur die Kosten der Stromproduktion, sondern senkt auch den Wirkungsgrad.

die Konzentration des abgeschiedenen CO₂ in Zukunft stark verbessert werden könnten.

Die tatsächlichen Kosten der CO₂-Abscheidung

Aufgrund der deutlich höheren Investitionskosten für CCTS-Kraftwerke sowie des Rückgangs der thermischen Effizienz würden sich die Kosten der Stromerzeugung mit CCTS erhöhen. Schätzungen gehen von einer anfänglichen Zunahme in den Stromgestehungskosten von 48 bis 92 Prozent aus. Aktuelle Schätzungen gehen im Vergleich zu früheren Studien von nochmals höheren Investitionskosten für CCTS aus. Kostenschätzungen für europäische Demonstrationskraftwerke sind in der Tabelle dargestellt. Im Vergleich zur Referenztechnologie, der Kohlenstauffeuerung, zeigen sich deutlich höhere Investitionskosten der drei Abscheideoptionen, welche zudem mit einer hohen Unsicherheit behaftet sind. Notwendig sind daher größer angelegte Demonstrationsprojekte, um den tatsächlichen Stand der CCTS-Technik zu validieren und Entwicklungspotentiale aufzuzeigen.

Offene Fragen des CO₂-Transports

Die Transport- und Speicherinfrastruktur hat sich in letzter Zeit mehr und mehr als Nadelöhr auf dem Weg zu einer breiten Anwendung von CCTS herauskristallisiert. Der Transport von CO₂ über Pipelines, vergleichbar dem Transport von Erdgas, stellt bei den erwarteten Transportmengen eines durchschnittlichen Kraftwerks die einzige wirtschaftliche Lösung dar.⁹ Der Pipelinetransport von CO₂ wäre jedoch eine typische Netzwerkindustrie, die durch sehr hohe, gegebenenfalls versunkene Investitionskosten geprägt wäre.¹⁰ Die variablen Kosten sind vergleichsweise gering. Es ergeben sich, in Abhängigkeit von der Entfernung und der Menge, Gesamttransportkosten zwischen weniger als einem Euro und mehr als 20 Euro pro Tonne CO₂.

Ein hoher Grad an Unsicherheit über die Größe und die Ausgestaltung des benötigten Pipeline-Netzes ergibt sich aus der Unsicherheit über zukünftige CO₂-Preise und damit die Wirtschaftlichkeit des CCTS-Verfahrens. Dieser Effekt wird durch ein ebenfalls hohes Maß an Unsicherheit über die Eignung der vorliegenden geologischen Formationen zur CO₂-

⁹ Eine Ausnahme bildet der Transport auf See. Hier kann ab einer bestimmten Entfernung der Transport mit Hilfe von Tankschiffen die wirtschaftlichere Alternative darstellen.

¹⁰ Diese schwanken an Land zwischen 0,2 Millionen bis 1 Million Euro pro Kilometer Rohrleitung mit einer Nennweite zwischen 200 und 1 200 mm.

Speicherung und deren Kapazität noch verstärkt.¹¹ Ohne entsprechende Anreize ist nicht davon auszugehen, dass der Kraftwerkssektor allein für den Aufbau einer effizienten Transportinfrastruktur sorgt. Dem Staat käme daher eine zentrale Rolle in der Übernahme der Risiken, der Bereitstellung und Regulierung der Transportstufe zu.

Hohe Unsicherheit bezüglich der Speicherpotentiale

Die Injektion von CO₂ in unterirdische Reservoirs wird in der Ölindustrie seit einigen Jahrzehnten durchgeführt, um die Fördermenge zu erhöhen. Zwei Besonderheiten sind jedoch hervorzuheben:¹² Zum einen verbleibt nur ein geringer Teil des eingespeisten CO₂ im Untergrund; zum anderen wurde die Wirtschaftlichkeit des Verfahrens durch günstig förderbare, natürliche CO₂-Quellen sowie anfängliche Steuervergünstigungen für das geförderte Öl sichergestellt.¹³

Nur wenige aktuelle Projekte zielen bisher auf die dauerhafte Speicherung von CO₂ im Untergrund ab. Eine langfristig angelegte CO₂-Speicherung findet beispielsweise im Sleipner Field (Norwegen) oder in In Salah (Algerien) statt. Die Speicherung von CO₂ in erschöpften Öl- und Gasfeldern ist möglich, jedoch bieten diese ein vergleichsweise niedriges Speicherpotential. Problematisch ist aber, dass oftmals keine genaue Kenntnis über Lokalisation, Zahl und Zustand von früheren Förderbohrungen existiert. Von den verschiedenen Optionen erscheinen aus heutiger Sicht für Deutschland vor allem die salinen Aquifere vielversprechend. Diese können global eine potentielle Speicherkapazität von 1 000 bis 10 000 Gigatonnen CO₂ bereitstellen. Sie sind aber zugleich durch größere Unsicherheit bezüglich des nutzbaren Potentials, der zu erwartenden Einspeiseraten und der langfristigen Dichtheit gekennzeichnet.

Ungewißheit über die langfristige Sicherheit der geologischen Speicher bildet für die breite Öffentlichkeit sicherlich den größten Kritikpunkt an der CCTS-Technologie. Die Debatte hat dabei in letzter Zeit deutlich an Schärfe gewonnen. Prinzipiell kann das Leckagerisiko in zwei Kategorien eingeordnet

11 In den USA existieren einige Backbone-Pipelines, welche eine große Zahl an Senken, hier Ölfelder, mit einigen wenigen, vorwiegend natürlichen Quellen verbinden. Diese Struktur könnte in Europa in umgekehrter Richtung Anwendung finden – von vielen Erzeugern zu wenigen Speicherorten.

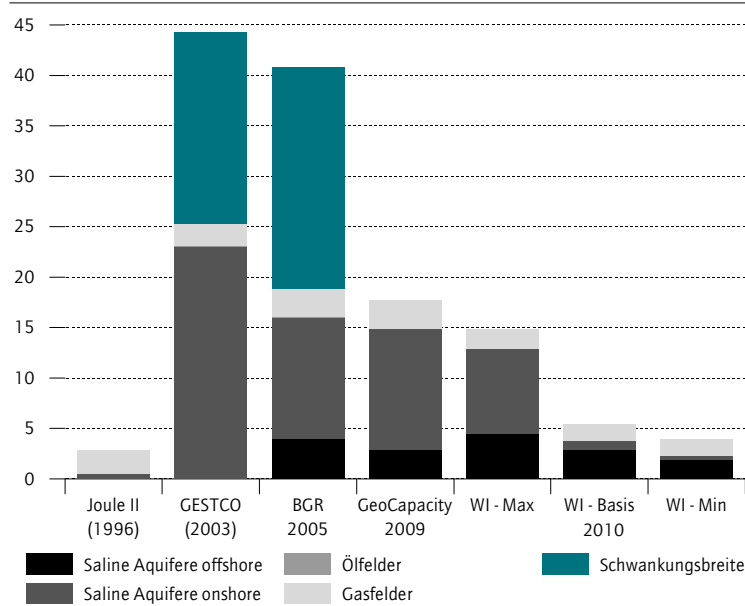
12 Dieses Verfahren wird als Enhanced Oil Recovery (EOR) bezeichnet.

13 Varun, R., Victor D.G., Thurber M.C.: Carbon Capture and Storage at Scale: Lessons from the Growth of Analogous Energy Technologies. Program on Energy and Sustainable Development, Stanford University Working Paper No. 81, 2009.

Abbildung

Abschätzung der CO₂-Ablagerungspotentiale für Deutschland nach diversen Studien

In Milliarden Tonnen CO₂



Quelle: Höller, S., Viebahn, P.: Kritische Abschätzung der CO₂-Lagerkapazitäten in Deutschland. Technikfolgenabschätzung – Theorie und Praxis, 19. Jg., Heft 2, Juli 2010. **DIW Berlin 2010**

Die geschätzten CO₂-Speicherpotentiale unterliegen großen Schwankungsbreiten, jüngere Studien sehen jedoch deutlich kleinere Volumina.

werden. Global trägt ausgetretenes CO₂ zu einer Verschärfung des Treibhauseffekts bei.¹⁴ Lokal kann austretendes CO₂ in sehr hohen Konzentrationen giftig wirken oder einen negativen Einfluss auf Flora und Fauna haben. Voraussetzung dafür ist aber, dass CO₂ plötzlich in großen Mengen ausströmt und sich in Bodennähe sammelt. Bei einer möglichen langsamen Migration im Untergrund und sicher verschlossenen und überwachten Injektionsbohrungen scheint dieses Risiko gering.

Neue Studien kommen für Deutschland zu einer drastischen Revision der geschätzten Speicherpotentiale. Die Abbildung zeigt sowohl den Rückgang der Schätzungen der Speichervolumina im Lauf der Zeit, als auch die große Schwankungsbreite der Schätzungen. Begründet wird dies mit einem besseren Verständnis der geologischen Anforderungen und dem Einsatz

14 Dabei sollte nicht außer Acht gelassen werden, dass die oftmals angeführte 100-prozentige Speicherung über Jahrtausende nicht zwingend notwendig ist. Eine 90-prozentige Zurückhaltung über 100 bis 10 000 Jahre, je nach Entwicklung der zukünftigen CO₂-Emissionen, erscheint ausreichend. Vgl. Benson S. M.: Carbon Dioxide Capture and Storage in Underground Geologic Formations. From workshop proceedings: The 10-50 Solution: Technologies and Policies for a Low-Carbon Future. The PEW Center on Global Climate Change and the National Commission on Energy Policy, 2004.

genauerer Methoden zur Abschätzung. Vergleichbare Absenkungen der Kapazitätsschätzungen sind auch für den Rest Europas zu erwarten.

Ein ähnlicher Trend zeichnet sich bei den maximalen Einspeiseraten ab. Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) schätzt die jährliche Einspeiserate für Deutschland auf 50 bis 75 Millionen Tonnen CO₂.¹⁵ Dies entspricht etwa 20 Prozent der deutschen CO₂-Zertifikatezuteilung unter dem Europäischen Emissionshandel und unterstreicht die begrenzte Rolle, die CCTS insgesamt zukommen kann.

Eine jüngere Studie zur Modellierung einer künftigen Abscheide-, Transport- und Speicherinfrastruktur verdeutlicht das geringe Potential der Technologie auf europäischer Ebene.¹⁶ CCTS kann zwar theoretisch einen Beitrag zur Dekarbonisierung des Energie- und Industriesektors leisten, dies setzt aber sehr günstige Annahmen voraus, wie eine drastische CO₂-Preissteigerung, ein hohes und verfügbares Speicherpotential sowie eine gleichbleibende CO₂-Intensität des Energie- und Industriesektors. Im Fall einer ausschließlichen CO₂-Speicherung unter dem Meeresgrund (offshore) oder einer nur moderaten CO₂-Preissteigerung spielt CCTS als CO₂-Vermeidungstechnologie im Kraftwerkssektor kaum eine Rolle. Es zeigt sich aber in allen Szenarien eine große Bedeutung der CCTS-Technologie für Industrieanlagen.

Vorliegender Gesetzentwurf unzureichend

Im Januar 2008 hat die Europäische Kommission einen *CCS-Richtlinienentwurf* vorgelegt. Dieser wurde bereits im Dezember 2008 durch das Europäische Parlament gebilligt, im April 2009 vom Europäischen Rat angenommen und konnte somit in Kraft treten.¹⁷ Damit hat der *CCS-Gesetzentwurf* in gerade einmal 14 Monaten den Europäischen Gesetzgebungsprozess durchlaufen, was als deutlicher Hinweis auf den Stellenwert der Technik auf Ebene der Europäischen Kommission verstanden werden kann.¹⁸

Parallel dazu hat die damalige Große Koalition in Deutschland einen ersten *CCS-Gesetzentwurf* vorge-

legt. Dieser scheiterte überraschend kurz vor seiner Verabschiedung am Widerstand einiger Bundesländer, insbesondere Schleswig-Holstein und Bayern. In Schleswig-Holstein sah sich Ministerpräsident Peter Harry Carstensen aufgrund des massiven Widerstands der Bevölkerung gegen das von RWE angekündigte Demonstrationsprojekt zu einer Ablehnung des Entwurfs genötigt.¹⁹ Aufgrund des Diskontinuitätsgrundsatzes in der Gesetzgebung musste das Gesetzgebungsverfahren nach der Bundestagswahl 2009 neu aufgerollt werden. Die EU-Vorgabe nicht umzusetzen, ist nicht möglich; bei Verzögerung werden Strafzahlungen an die EU fällig.

Der nun vorgelegte Gesetzentwurf beruht im Wesentlichen auf dem Entwurf von 2009, wurde aber in einigen Punkten geändert, sodass man letztendlich nur noch von einem *CCTS-Demonstrationsgesetz* sprechen kann. Einige der wichtigsten Änderungen:²⁰

1. **„Beschränkung der Speicherung auf die Erprobung und Demonstration:** Speicher dürfen nur zugelassen werden, wenn der Zulassungsantrag bis Ende 2015 gestellt ist und die jährliche Speichermenge pro Speicher nicht mehr als drei Millionen Tonnen und bundesweit pro Jahr nicht mehr als acht Millionen Tonnen CO₂ beträgt. Die Genehmigungsfrist endet 2015.
2. **„Evaluierung:** Das Gesetz wird im Jahr 2017 umfassend evaluiert. Hierzu erstellt die Bundesregierung einen Bericht an den Deutschen Bundestag. Wenn der Bericht positiv ausfällt, kann CCS in größerem Umfang genutzt werden.
3. Wirksame **„Absicherung gegenüber möglichen langfristigen Risiken** durch den Betreiber: Anspargung des Nachsorgebeitrags von der ersten gespeicherten Tonne an.
4. **„Andere Nutzungsansprüche** im Untergrund, zum Beispiel Geothermie und Energiespeicher, werden noch umfassender berücksichtigt.
5. **„Grundstückseigentümer** müssen den CO₂-Speicher erst dann dulden, wenn der Planfeststellungsbeschluss bestandskräftig ist.“

Eine maximale jährliche Speicherung von drei Millionen Tonnen CO₂ pro Standort entspricht den erwarteten Emissionen eines CCS-Demonstrationskraftwerks. Damit wird prinzipiell die großtechnische Erprobung der CO₂-Speicherung möglich. Die Nutzung eines Speichers für Emissionen mehrerer Kraftwerke ist aber praktisch ausgeschlossen. Somit lassen sich

¹⁵ Gerling, J.P.: CO₂ Storage – German and International Perspective. Presentation at the Berlin Seminar on Energy and Climate Policy, 3. Juni 2010.

¹⁶ Mendelevitch, R., Oei, P., Tissen, A., Herold, J.: CO₂-Highways – Modeling Aspects of a Future CO₂ Transport Infrastructure. DIW Discussion Paper Nr. 1052, Berlin 2010.

¹⁷ Richtlinie 2009/31/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 über die geologische Speicherung von Kohlendioxid.

¹⁸ Hellriegel, M.: Carbon Capture and Storage. Legal Perspectives of CCS in Europe and Germany. Presentation at the Berlin Seminar on Energy and Climate Policy, 3. Juni 2010.

¹⁹ Die Pläne von RWE sahen ein CCTS-Kohlekraftwerk am Standort Hürth sowie eine 500 km lange Pipeline zur Speicherstätte bei Husum in Schleswig-Holstein vor.

²⁰ BMU und BMWI: CCS-Gesetz wichtiger Schritt für eine Zukunftstechnologie. Gemeinsame Pressemitteilung von BMU und Bundeswirtschaftsministerium. Nr. 109/10, Berlin, 14. Juli 2010.

keine Skalenerträge in der Errichtung der Transport- und Speicherinfrastruktur realisieren. Dieser Effekt kann durch die Begrenzung der Speicherung auf acht Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr noch verstärkt werden.

Aufgrund der begrenzten Gesamtspeichermenge kann das geplante Gesetz mittelfristig nur Anwendung auf einige wenige Kraftwerksprojekte oder Industrieanlagen finden. Es dürfte nicht ausreichen, um alle drei technischen Abscheideoptionen über die gesamte Prozesskette im Kraftwerksbereich in Deutschland zur Marktreife zu bringen.

Als kritisch anzusehen ist die geplante Evaluierung der Technik erst im Jahr 2017. Dies schafft nicht die notwendige Planungssicherheit für den großtechnischen Einsatz der Technologie in Deutschland, insbesondere nicht für die notwendigen Investitionen in die benötigte Transportinfrastruktur. Es ist kaum davon auszugehen, dass der Widerstand der Bevölkerung gegen die CO₂-Speicherung künftig an Schärfe verliert. Damit wird das Problem eines fehlenden verlässlichen Rechtsrahmens für die CCTS-Technologie bis weit in die Zukunft verlängert.²¹

Problematisch ist auch die Möglichkeit der Ablehnung der Genehmigung für einen CO₂-Speicher aufgrund der potenziellen Nutzung des Untergrunds für andere Zwecke. Zu nennen wären hier vor allem die Geothermie oder die Speicherung anderer Stoffe, ohne dass hierfür bereits konkrete Zulassungen bestehen. Auch die Duldung des CO₂-Speichers durch betroffene Personen erst nach bestandskräftigem Planfeststellungsbeschluss kann zu weiteren Verzögerungen von Projekten durch gerichtliche Streitfälle führen.

Ausblick

Der vorliegende Gesetzentwurf der Bundesregierung zur CO₂-Abscheide-, Transport- und Speichertechnologie (CCTS) erscheint nicht geeignet, die großtechnische Anwendung der Technologie in Deutschland voranzubringen. Sowohl die begrenzte Zahl der realisierbaren Projekte, als auch die weiterhin bestehende Unsicherheit über die langfristige Perspektive für CCTS in Deutschland wirken einer erfolgreichen Kommerzialisierung entgegen.

Der Erfolg von CCTS auf deutscher, aber auch auf europäischer Ebene steht damit mehr und mehr in

Frage. Wenn aber Europa seine Vorreiterrolle bei CCTS ablegt, stellt sich die Frage, wo die Technologie entwickelt und zur Marktreife gebracht werden soll. Die Bedeutung der CCTS-Technologie für das Erreichen der globalen Klimaziele kann aber nach heutigem Erkenntnisstand nicht infragegestellt werden.

In Anbetracht neuer Daten bezüglich der zu erwartenden Kosten, eines besseren Verständnisses der Komplexität des CCTS-Technologieverbands, des deutlich niedrigeren Speicherpotentials sowie des starken Wachstums der erneuerbaren Energieträger, sollte eine Neubewertung der Technologie vorgenommen werden. Ein Scheitern dieser Technologieoptionen erscheint aus heutiger Sicht durchaus möglich. Sollte sich allerdings die Regierung klar hinter die CCTS-Technologie stellen, sind drastische Maßnahmen dringend notwendig, um eine erfolgreiche Kommerzialisierung der Technologie zu beschleunigen. Dazu gehören die zügige Umsetzung der zugesagten Investitionen und Investitionsbeihilfen für konkrete Projekte, inklusive eines verlässlichen Rechtsrahmens, eine aktive Rolle des Staates bei der Planung, Finanzierung, Bereitstellung und Regulierung der Infrastruktur sowie eine umgehende Festlegung von Speicherstätten.

Die prozessbedingten Emissionen aus der Papier-, Stahl- und Zementproduktion sowie der chemischen Industrie bilden mit etwa 90 Millionen Tonnen CO₂ (2009) einen nicht zu vernachlässigen Anteil an den Gesamtemissionen in Deutschland.²² Eine Reduzierung dieser Emissionen ist ohne den Einsatz der CCTS-Technologie kaum möglich. Gleichzeitig würde eine ausschließliche Anwendung der Technologie auf industrielle Prozesse neue Schwierigkeiten aufwerfen. Zwar ist die CO₂-Abscheidung in industriellen Prozessen oftmals zu niedrigeren Kosten möglich, aber die punktuell deutlich geringeren Emissionen lassen eine Amortisation der benötigten Transport- und Speicherinfrastruktur nur zu deutlich höheren Kosten zu.

Aus heutiger Sicht erscheinen die Perspektiven der CO₂-Abscheide-, Transport- und Speichertechnologie (CCTS) sowohl in Deutschland als auch im Rest Europas als sehr unsicher. Vor einer eventuellen großflächigen Umsetzung dieser Technologie dürften mehrere Jahrzehnte vergehen. So bleibt der Einsatz von CCTS in der zukünftigen Energieversorgung unter den heutigen Bedingungen in Deutschland und Europa eher fraglich.

JEL Classification:
Q55

Keywords:
CCTS

²¹ Die angedachte Übertragung der Verantwortung für eine Speicherstätte an den Staat nach 30 Jahren, anstatt wie von der EU vorgeschlagen nach 20 Jahren, ist in der Praxis nur von geringer Bedeutung.

²² Umweltbundesamt: Emissionshandel: 9,4 Prozent weniger CO₂-Emissionen im Jahr 2009. Presse-Information 022/2010.

Impressum

DIW Berlin
Mohrenstraße 58
10117 Berlin
Tel. +49-30-897 89-0
Fax +49-30-897 89-200

Herausgeber

Prof. Dr. Klaus F. Zimmermann
(Präsident)
Prof. Dr. Alexander Kritikos
(Vizepräsident)
Prof. Dr. Tilman Brück
Prof. Dr. Christian Dreger
Prof. Dr. Claudia Kemfert
Prof. Dr. Viktor Steiner
Prof. Dr. Gert G. Wagner

Chefredaktion

Dr. Kurt Geppert
Carel Mohn

Redaktion

Tobias Hanraths
PD Dr. Elke Holst
Susanne Marcus
Manfred Schmidt

Lektorat

Dr. Thure Traber

Pressestelle

Renate Bogdanovic
Tel. +49 – 30 – 89789–249
presse@diw.de

Vertrieb

DIW Berlin Leserservice
Postfach 7477649
Offenburg
leserservice@diw.de
Tel. 01 805–19 88 88, 14 Cent./min.
Reklamationen können nur innerhalb
von vier Wochen nach Erscheinen des
Wochenberichts angenommen werden;
danach wird der Heftpreis berechnet.

Bezugspreis

Jahrgang Euro 180,-
Einzelheft Euro 7,-
(jeweils inkl. Mehrwertsteuer
und Versandkosten)
Abbestellungen von Abonnements
spätestens 6 Wochen vor Jahresende
ISSN 0012-1304
Bestellung unter leserservice@diw.de

Satz

eScriptum GmbH & Co KG, Berlin

Druck

USE gGmbH, Berlin

Nachdruck und sonstige Verbreitung –
auch auszugsweise – nur mit
Quellenangabe und unter Zusendung
eines Belegexemplars an die Stabs-
abteilung Kommunikation des DIW
Berlin (Kundenservice@diw.de)
zulässig.

Gedruckt auf
100 Prozent Recyclingpapier.