



Künftige Potenziale der Kohlennutzung

Professor Dr. rer. pol. Franz-Josef Wodopia, Geschäftsführendes Vorstandsmitglied und Hauptgeschäftsführer des Gesamtverbands Steinkohle (GVST), Essen

Auch wenn die seit dem Spätsommer 2008 allgegenwärtige Finanz- und Wirtschaftskrise die wirtschaftliche Entwicklung und damit auch den Energieverbrauch weltweit dämpft, bedingen das Bevölkerungswachstum und der wirtschaftliche Aufholprozess der Schwellenländer sowie das hohe Wohlstandsniveau der Industrieländer einen tendenziell weiterwachsenden globalen Energiebedarf. Im Jahr 2007 betrug der Weltenergieverbrauch 17,5 Mrd. tSKE. Die Kohle war dabei mit einem Anteil von 29 % nach Erdöl (36 %) der wichtigste Energieträger, vor Erdgas (24 %) sowie Kernenergie und Wasserkraft mit jeweils 6 % (1). Die Kohle war auch der Energieträger, der im Zeitraum 2000 bis 2007 mit 31 % den mit Abstand größten Zuwachs zu verzeichnen hatte, deutlich vor dem Erdgas (+20 %), der Wasserkraft (+16 %), dem Erdöl (+11 %) und der Kernenergie (+6 %). In der globalen Stromerzeugung ist die Kohle mit einem Anteil von 40 % des weltweit erzeugten Stroms (19,9 Mill. GWh im Jahr 2007) klar der Energieträger Nummer Eins. Größter Treiber dieser Entwicklung war zuletzt und ist die Volksrepublik China, die ihre Stromerzeugung aus Kohle im Zeitraum zwischen 2000 und 2007 annähernd verdoppelt hat (+96 %) und zukünftig noch weiter ausbauen wird. Energieszenarien gehen dabei überwiegend davon aus, dass die Rolle der Kohle weltweit sowohl relativ als auch absolut in den nächsten Jahrzehnten weiter zunehmen wird.

Auswirkungen der internationalen Klimapolitik auf die künftige Kohlennutzung

Bis zum Jahr 2030 wird sich der Weltenergieverbrauch bei Fortschreibung der gegenwärtigen Trends gemäß dem „Referenzszenario“ im jüngsten World Energy Outlook der IEA vom November 2008 um weitere 45 % erhöhen, der Stromverbrauch sogar um 76 % (2). Im strengsten Klimaszenario der IEA (Reduktion der CO₂-Konzentration auf 450 ppm¹) steigt der Weltenergieverbrauch um gut 22 %, der weltweite Stromverbrauch um 53 %. Zur Deckung des Energiebedarfs werden laut IEA alle Energieressourcen gebraucht – ob fossil, regenerativ oder nuklear –, auch wenn ihre Anteile je nach Szenario variieren. Doch selbst im Klimaszenario haben die fossilen Energieträger im Jahr 2030 noch einen Anteil von fast 70 % am Weltenergieverbrauch – mit Kohle als wesentlichem Teil des globalen Energiemix. In der Stromerzeugung ist sie mit einem Anteil

¹ Bei dieser Konzentration kann annahmegemäß der globale Temperaturanstieg auf 2 °C beschränkt werden.

Die Kohle spielt im weltweiten Energiemix mit zunehmender Tendenz eine herausragende Rolle. Sie ist in fast allen Weltregionen vorhanden und stellt nicht nur in den meisten Industrieländern, sondern insbesondere auch in den Entwicklungs- und Schwellenländern den Energieträger Nummer Eins in der Stromerzeugung dar. Dabei dominiert in der öffentlichen Wahrnehmung der Einsatz der Kohle in der Kraftwirtschaft, der Stahlindustrie und im Wärmemarkt. Ihr Stellenwert für die Chemie wird gemeinhin verkannt. Angesichts starker Abhängigkeit der Industriestaaten, aber in zunehmendem Maße auch der Schwellenländer wie die Volksrepublik China, von Erdöl- und Erdgasimporten bei tendenziell steigenden Preisen stellt sich inzwischen wieder die Frage nach alternativen Nutzungsmöglichkeiten der Kohle. Hinzu kommen klimapolitische Herausforderungen für den Einsatz von Kohle durch die Verabschiedung einer Reihe von internationalen Vereinbarungen, wie der Klimarahmenkonvention und dem Kyoto-Protokoll. Eine Verschärfung in den nächsten Jahren ist absehbar. In Europa werden diese Abkommen unter anderem durch die Einführung eines Emissionshandelssystems (ETS) umgesetzt. Künftig sollen Technologien zur Abscheidung und Speicherung von Kohlendioxid (CCS) in der Elektrizitätswirtschaft eingeführt werden, um anspruchsvollen Klimazielen in der Zeit nach dem Jahr 2012 – dem Auslaufen des Kyoto-Protokolls – gerecht zu werden. Der Beitrag stellt die künftigen Potenziale der Kohle vor dem Hintergrund der klimapolitischen Anforderungen, der energiepolitischen Herausforderungen einer sicheren Versorgung zu bezahlbaren Preisen und einer weiterreichenden Nutzung als Rohstoff dar. Andiskutiert werden die in diesen Zusammenhängen initiierten Projekte und Aktivitäten. Besonders eingegangen wird auf Chancen und Risiken der CCS-Technologie. Der Beitrag basiert auf Präsentationen des Autors anlässlich zweier von der Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) initiierten Aufenthalte in der Volksrepublik China im Oktober 2008 sowie im April 2009.

von 41 % der bedeutendste Energieträger und wird ihren Anteil gemäß IEA-Referenzszenario bis zum Jahr 2030 auf 48 % ausbauen.

An dieser Stelle ist der Blick auf die Klimapolitik und die prognostizierte Entwicklung der Treibhausgasemissionen in der Welt geboten. Im Jahr 2007 betrug die energiebedingte CO₂-Emissionen weltweit 30,9 Mrd. t, wobei die mit Abstand größten Anteile in Höhe von jeweils 21 % gleichermaßen auf die USA und die Volksrepublik China entfielen (Bild 1). Der Anteil Deutschlands betrug 3 %, der der deutschen Steinkohle 0,2 %.

Im Rahmen des Kyoto-Protokolls hat die EU die Verpflichtung übernommen, ihre Treibhausgasemissionen zwischen den Jahren 1990 und 2012 um 8 % zu senken. Im Vorfeld der gegenwärtigen Verhandlungen über eine Kyoto-Nachfolge, die im Dezember 2009 in Kopenhagen abgeschlossen werden sollen, hat sie sich unilateral dazu verpflichtet, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2020 gegenüber 1990 um 20 % zu senken. Diese Zahl will sie auf 30 % erhöhen, falls die übrigen Industriestaaten bei der UN-Klimakonferenz in Kopenhagen vergleichbare Minderungsverpflichtungen eingehen.

Darüber hinaus soll der Anteil der erneuerbaren Energien am Energiemix auf 20 % erhöht und die Energieeffizienz um 20 % gesteigert werden. Der Anteil der Biokraftstoffe im Verkehrswesen soll bis zum Jahr 2020 rund 10 % betragen, sofern die Produktion nachhaltig ist und Biokraftstoffe der zweiten Generation kommerziell verfügbar sind.

Das EU-Klimaziel – 20 %ige Reduktion der Treibhausgasemissionen in den Mitgliedsstaaten bis zum Jahr 2020 – bedeutet eine Verringerung um über 1 Mrd. t CO₂e (e = equivalent), gemessen am Jahr 1990. Das Kyoto-Ziel zum Vergleich verlangt eine Minderung der Treibhausgasemissionen um 8 % bis 2012, das entspricht einer Menge von „nur“ 341 Mill. t CO₂e. Die EU hat somit weltweit eine Vorreiterrolle bei der Verringerung ihrer Treibhausgasemissionen übernommen.

Zwischen den Anforderungen der Klimapolitik und der Sicherung der Energieversorgung eröffnet sich in den kommenden Jahrzehnten zunehmend ein Zielkonflikt.

Ein Blick auf die Ergebnisse der Studie „The Future of Coal“ des Massachusetts Institute of Technology (MIT) verdeutlicht die Problematik (3). Während die EU mit ihren Beschlüssen den Forderungen des Kyoto-Protokolls überproportional Rechnung trägt, zeichnet sich in den Ländern, die bereits heute die größten Emittenten von Treibhausgasen sind, eine weitere Steigerung ihres Ausstoßes ab. So prognostiziert das MIT für den Zeitraum von 1990 bis 2020 eine Zunahme der kohlenstämmigen CO₂-Emissionen für die USA um 46 % beziehungsweise 820 Mill. t CO₂ und für die Volksrepublik China, Russland, Indien sowie die übrigen Nicht-OECD-Staaten zusammen um 130 % beziehungsweise 5 520 Mill. t CO₂. Die CO₂-Emissionen aus der – kohlenbasierten – Stromerzeugung sind ein globales Thema. Eine somit merkliche und nicht nur symbolische Verminderung kann nur global und gemeinsam erreicht werden. Wie das Bild 2 verdeutlicht, hat die globale Klimapolitik hierzu viele Hebel und Möglichkeiten, nicht nur oder hauptsächlich im Kohlenbergbau. Demnach lassen sich rund 27 Mrd. t CO₂e zu Kosten unter 40 €/t vermeiden – darunter

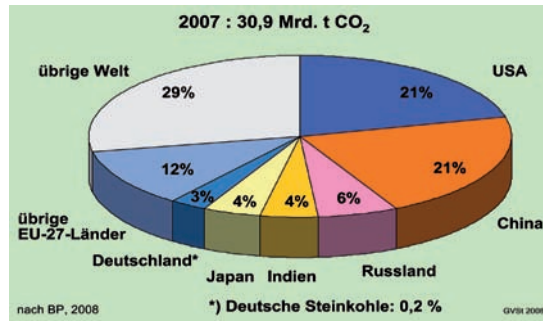
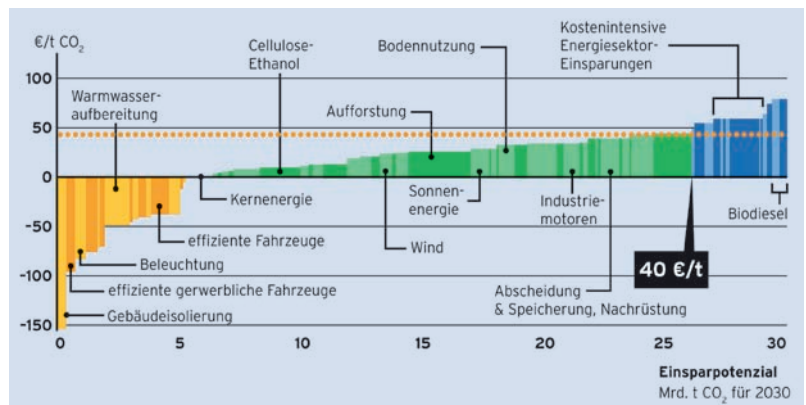


Bild 1. Energiebedingte CO₂-Emissionen in der Welt.

befinden sich zum Beispiel auch die Verfahren zur Abscheidung und unterirdischen Speicherung von CO₂ (Carbon Capture and Storage (CCS)) –, und etwa 7 Mrd. t Reduktionspotenzial verursachen keine Kosten beziehungsweise lässt sich mit diesen Maßnahmen sogar Geld verdienen. Zu ihnen zählen unter anderem Maßnahmen im Verkehrs- und Gebäudesektor.

Die Initiative des Bundesverbands der Deutschen Industrie (BDI) „Wirtschaft für Klimaschutz“ hat Ende März 2009 im Rahmen einer klimapolitischen Veranstaltung des BDI eine aktualisierte Fassung der erstmals im Jahr 2007 vorgelegten McKinsey-Studie „Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland“ veröffentlicht. Damit verfügt Deutschland als erstes Land der Welt über eine detaillierte Bewertung aller bekannten Klimaschutztechniken in Euro pro Tonne CO₂. Wesentliches Kriterium für die „Vertretbarkeit“ von entsprechenden Umstellungs- und Vermeidungsinvestitionen ist, ob sie zu Einbußen an Wirtschaftswachstum, Wettbewerbsfähigkeit und Lebensqualität führen oder nicht. Eine Emissionsreduktion von bis zu 30 % bis zum Jahr 2020 wird für machbar gehalten, noch größere Reduktionen (40 %-Ziel der Bundesregierung) jedoch nicht. Dabei wird die Beibehaltung des beschlossenen Kernenergieausstiegs wie auch des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) unterstellt. Einbezogen in die Untersuchung wurden indessen nicht nur der Energiesektor, sondern auch die Bereiche Gebäude, Transport und Industrie. Die kostengünstigsten Einsparpotenziale sind keineswegs im Energiesektor zu finden, sondern im Gebäudesektor sowie in Teilen der industriellen Produktion, insbesondere bei den Antriebssystemen. Innerhalb des Energiesektors zählen dagegen Retrofit-Maßnahmen bei Kohlekraftwerken zu den kostengünstigsten Optionen, teilweise als sich selbst rechnende „wirtschaftliche Hebel“. Die Studie macht auch deutlich, dass über die Ernte der wirtschaftlichen und tragbaren Vermeidungspotenziale hinaus mit relativ steil ansteigenden Grenzermeidungskosten zu rechnen ist, das heißt

Bild 2. Globale Kosten für Maßnahmen zur Verringerung von Treibhausgas-Emissionen (Quelle: Umweltbericht 2008, Vattenfall).



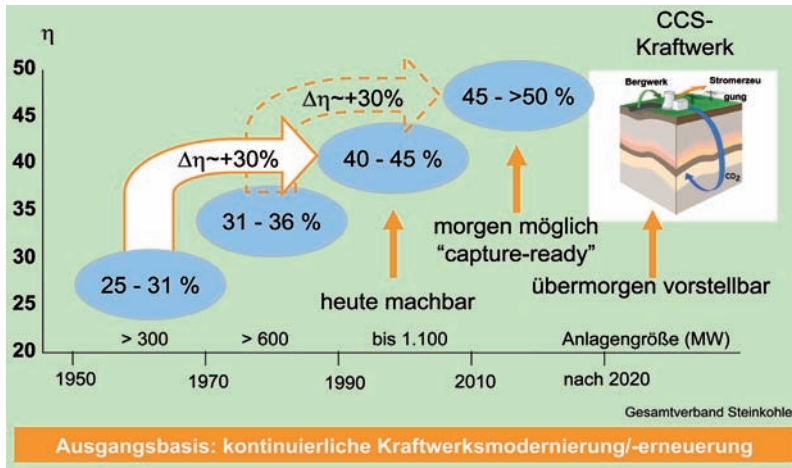


Bild 3. Modernisierung und höhere Wirkungsgrade als Wegbereiter für CCS.

zusätzliche Reduktionen erfordern dann je Tonne CO₂-Äquivalent immer höhere Vermeidungskosten. Eine 25 %-Reduktion könnte im Zielzeitraum durch wirtschaftliche Hebel realisiert werden. Etwa 30 % sind möglich, wenn mit politischer Unterstützung (beziehungsweise Mehrkosten von bis zu 49 €/t CO₂e) zusätzlich die Umstellung des Energiemix auf einen höheren Anteil erneuerbarer Energien erfolgt. Eine 40 %ige Minderung der Treibhausgas-Emissionen wird hingegen erst bis zum Jahr 2030 für tragbar gehalten, sofern nach dem Jahr 2020 die CCS-Technologien zum Durchbruch gelangen.

Effizienzsteigerung in Kraftwerken

In der Stromerzeugung werden heute weltweit etwas mehr als 6 Mrd. t CO₂ emittiert von Kraftwerken, deren durchschnittlicher Wirkungsgrad bei etwa 30 % liegt. Würde man den bestehenden, kohlebasierten Kraftwerkspark auf den heutigen Stand der Technik im deutschen Kraftwerksbau umrüsten, ließen sich die CO₂-Emissionen auf diese Weise um 30 % auf 4,2 Mrd. t

reduzieren. Durch weitere Effizienzsteigerungen in der Kraftwerkstechnik werden aus heutiger Sicht nach 2020 Wirkungsgrade von über 50 % erreicht, die eine weitere Reduktion auf 3,8 Mrd. t CO₂ beziehungsweise um dann 38 % ermöglichen.

Die dafür erforderlichen Forschungs- und Entwicklungsarbeiten werden hierzulande unter anderem vom VGB Power Tech e.V. in der so genannten E_{max}-Initiative koordiniert. Diese soll sicherstellen, dass zukünftig eine neue Kraftwerksgeneration zur Verfügung steht, die mit höheren Wirkungsgraden umweltfreundlich und trotzdem kostengünstig und zuverlässig Strom auf Kohlebasis erzeugt. In die E_{max}-Initiative integriert sind die verschiedenen F&E-Programme sowohl auf nationaler (KOMET 650, COORETEC) als auch auf EU-Ebene (Thermie, AD 700, 6. und 7. Forschungsrahmenprogramm). Im Mittelpunkt der Arbeiten steht die Entwicklung und Erprobung von Werkstoffen, die im Kraftwerksbetrieb Dampfparameter von 700 °C bei 350 bar erlauben.

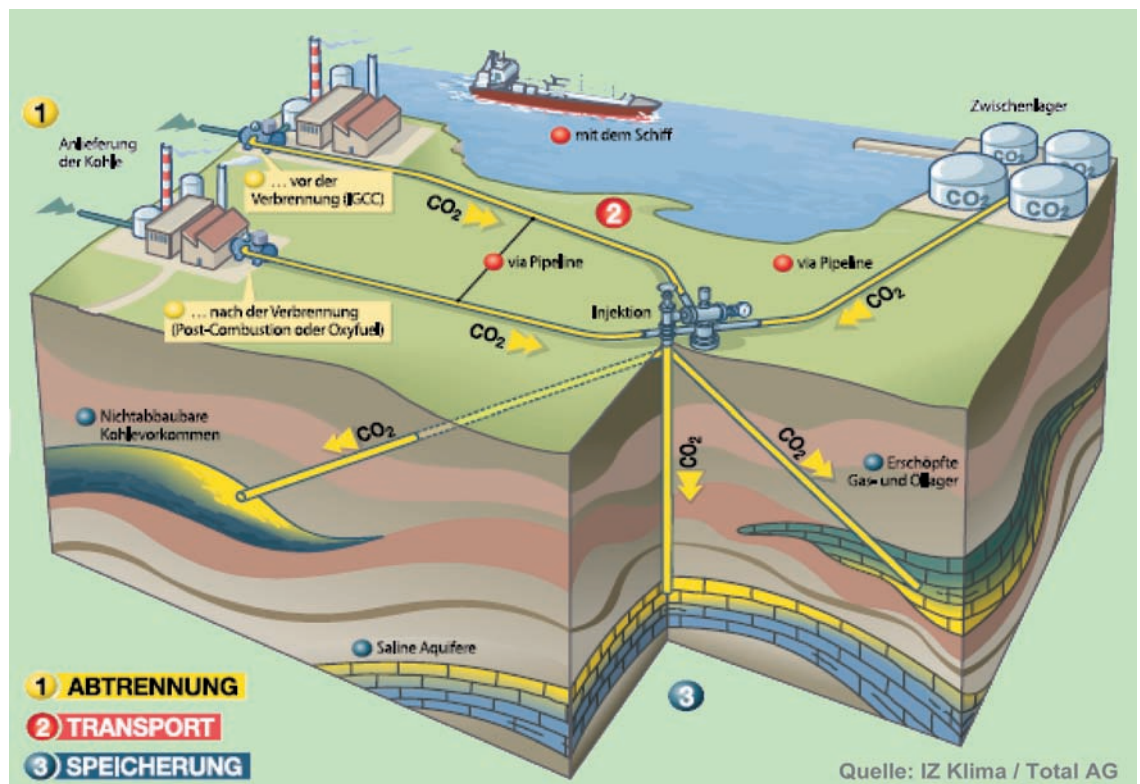
Die kontinuierliche Modernisierung und Erneuerung des Kraftwerksparks ist notwendig als Grundlage für die Einführung und Erprobung von Technologien zur Abscheidung von CO₂ und seine anschließende Verbringung, da diese eine Reduzierung des Wirkungsgrads um 8 bis 14 %-Punkte bewirken (Bild 3).

Heute sind Kraftwerke mit einem Wirkungsgrad zwischen 40 und 45 % möglich, zukünftig werden es sogar mehr als 50 % sein. Ein Beispiel für ein modernes, hoch effizientes Steinkohlekraftwerk ist in Deutschland der Bau des neuen Kraftwerks Walsum 10 in Duisburg durch die Evonik Steag GmbH, das im Jahr 2010 mit einem Wirkungsgrad von 46 % in Betrieb genommen werden soll.

Carbon Capture and Storage (CCS)

Vor dem Hintergrund zunehmend schärferer klimapolitischer Forderungen, die CO₂-Emissionen bis zum Jahr

Bild 4. CCS-Technologien.



2050 um 80 % oder mehr zu senken, wird verstärkt darüber nachgedacht, CO₂ aus dem Rauchgas von Kraftwerken abzuscheiden und in geeigneten geologischen Depositorien dauerhaft abzulagern. Diese Technologien sind – wie oben schon erwähnt – in letzter Zeit unter dem Namen CCS bekannter geworden (Bild 4).

Politisch hat die EU diesen Technologien Ende 2008 durch eine Reihe gesetzgeberischer Maßnahmen den Weg bereitet. So sollen bis zum Jahr 2015 zwölf großtechnische Demonstrationskraftwerke gebaut werden, die unter anderem durch Auktionserlöse aus dem Europäischen Emissionshandelssystem ab dem Jahr 2013 mitfinanziert werden sollen.

Zur Schaffung der notwendigen rechtlichen Rahmenbedingungen für die Anwendung der CCS-Technologien auch in Deutschland hat das Bundeskabinett am 1. April 2009 einen gemeinsamen Gesetzentwurf zur Regelung von Abscheidung, Transport und dauerhafter Speicherung von Kohlendioxid verabschiedet. Der Gesetzentwurf wurde im Rahmen des parlamentarischen Verfahrens dem Bundesrat und Bundestag zur weiteren Beratung zugeleitet. Bei Fertigstellung dieses Beitrags liefern noch die Beratungen im Bundestag.

Bei den Technologien zur Abscheidung von CO₂ im Kraftwerk konzentrieren sich Wissenschaft und Wirtschaft derzeit auf drei unterschiedliche Verfahren:

- ➔ Abtrennung von CO₂ durch Vergasung der Kohle vor der Verbrennung (Pre-Combustion beziehungsweise IGCC-Verfahren (IGCC = Integrated Gasification Coal Combined Circle).
- ➔ Verbrennung in einem Kessel mit reinem Sauerstoff (Oxyfuel-Verfahren).
- ➔ CO₂-Wäsche, bei der das Kohlendioxid mit einem Lösungsmittel aus dem Rauchgas gewaschen wird (Post-Combustion).

Der Transport des abgeschiedenen CO₂ kann grundsätzlich mit dem Schiff, per LKW oder via Pipeline erfolgen. Aufgrund der großen Menge des zu transportierenden CO₂ kommt zumindest für Landtransporte nur Letzteres infrage. Die unterirdische Lagerung des CO₂ wiederum kann in erschöpften Gas- oder

Öllagerstätten, nicht abbaubaren Kohlevorkommen, Kavernen und salinen Aquiferen erfolgen. Letzteres ist die Speicheroption mit dem größten Potenzial.

Durch die Einführung von CCS wird sich der Steinkohlekraftwerkspark schrittweise verändern. Die Marktreife dieser Technik – die ungefähr bis zum Jahr 2020 erwartet wird – ist zunächst in Pilotanlagen und dann in entsprechenden Demonstrationskraftwerken nachzuweisen. Vattenfall betreibt seit dem Jahr 2008 am Standort Schwarze Pumpe in der Lausitz eine Oxyfuel-Pilotanlage mit einer Leistung von 30 MW. Eine CCS-Demonstrationsanlage mit einer Leistung von 450 MW auf Basis der IGCC-Technologie plant die RWE AG für den Standort Hürth in Nordrhein-Westfalen. Die Inbetriebnahme ist für das Jahr 2014 vorgesehen, das abgeschiedene CO₂ soll über eine Pipeline nach Norddeutschland transportiert und in einem salinen Aquifer verpresst werden.

Im brandenburgischen Ketzin wird erstmals auf dem europäischen Festland seit dem Jahr 2007 CO₂ in einem salinen Aquifer gespeichert. Zwei Jahre lang werden insgesamt 60 000 t CO₂ zu Forschungszwecken in die Lagerstätte in einer Teufe von rund 700 m eingebracht und das Verhalten des CO₂ untersucht und überwacht. Die gewonnenen Ergebnisse sind für die Beurteilung anderer Speicherprojekte notwendig. An dem Projekt sind 18 Institutionen aus neun europäischen Ländern beteiligt.

Eine Vielzahl von Demonstrationskraftwerken befindet sich in der Planung, insbesondere in Großbritannien, Deutschland und dem EU-Nichtmitgliedsland Norwegen, aber auch in Frankreich und den Niederlanden (Tabelle 1), von denen einige – unter anderem die in Deutschland – bereits Eingang in das EU-Konjunkturprogramm gefunden haben (Tabelle 2).

Eine Einschätzung der Wirtschaftlichkeit der CCS-Technologien ist bisher nur sehr grob möglich, da sich die einzelnen Prozessschritte noch weitgehend in der Forschungs- und Entwicklungsphase befinden. Dennoch lässt sich auf Basis der von verschiedenen Institutionen bereits angestellten Berechnungen ein ökonomischer Vergleich bei Anwendung der

Tabelle 1. Geplante Demonstrationskraftwerke.

Projekt	Land	Kapazität (MW _e)	Abscheidetechnik	Kapital	Vorauss. Beginn	Beteiligte
Lacq	Frankreich	50	oxyfuel	?	2006	Total
Schwarze Pumpe	Deutschland	30	?	?	2008	Vattenfall
Kårstø	Norwegen	385	NGCC	?	2009	?
Teeside	UK	800	IGCC	1,5 Mrd. \$	2009	Progressive Energy
Peterhead Miller	UK	350	NG to H ₂	0,6 Mrd. \$	2010	BP, SSE
Ferrybridge	UK	500	SCPC, retrofit	?	2011	SSE
Hatfield	UK	900	IGCC	?	2010	Powerfuel
Killingholme	UK	450	IGCC	?	2011	E.ON
Magnum	Niederlande	1 200	IGCC multifuel	1 Mrd. €	2011	Nuon
Siemens	Deutschland	1 000	IGCC	1,7 Mrd. €	2011	Siemens
Tjeldbergodden	Norwegen	860	NGCC	?	2011	Shell, Statoil
Mongstad	Norwegen	820	NGCC		2014	Statoil
RWE, Deutschland	Deutschland	450	IGCC	< 1 Mrd. €	2014	RWE
RWE, Tilbury	UK	1 000	SCPC	0,8 Mrd. £	2016	RWE

Tabelle 2 CCS-Projekte im EU-Konjunkturprogramm¹.

Projektname/ Standort		angestrebter Gemeinschafts- beitrag (Mill. €)	Brennstoff	Kapazität [mW]	Abscheide- technik	Speicherkonzept
Hürth	Deutschland	180	Kohle	450	IGCC	Saline Aquifere
Jämschwalde	Deutschland		Kohle	500	Oxyfuel	Öl-/Gasfelder
Eemshaven	Niederlande	180	Kohle	1 200	IGCC	Öl-/Gasfelder
Rotterdam	Niederlande		Kohle	1 080	PC	Öl-/Gasfelder
Rotterdam	Niederlande		Kohle	800	PC	Öl-/Gasfelder
Belchatow	Polen	180	Kohle	858	PC	Saline Aquifere
Compostella	Spanien (mit Portugal)	180	Kohle	500	Oxyfuel	Saline Aquifere
Porto Tolle	Italien	100	Kohle	660	PC	
Kingsnorth	UK	180	Kohle	800	PC	Öl-/Gasfelder
Longannet	UK		Kohle	3 390	PC	Saline Aquifere
Tilbury	UK		Kohle	1 600	PC	Öl-/Gasfelder
Hatfield	UK		Kohle	900	IGCC	Öl-/Gasfelder
Florange	Frankreich	50	CO ₂ -Transport vom Stahlwerk in saline Aquifere			
Gesamt: 1,05 Mrd. €						

¹ Nur aufgeführte Projekte sind förderfähig

herkömmlichen Kohletechnologie nach aktuellem technischem Standard, von Clean-Coal-Technologies (CCT), das heißt mit heute darstellbaren und den für das Jahr 2020 erwarteten Wirkungsgraden, und von CCS vornehmen. Ein solcher Vergleich der Wirkungsgrade und der Stromgestehungskosten zeigt den bei der Anwendung von CCS zu erwartenden Rückgang der Kraftwerkswirkungsgrade – was letztlich einen höheren Brennstoffeinsatz für die erzeugte Strommenge bedeutet - und nahezu eine Verdopplung bei den Kosten (Bild 5).

Gemäß einer Studie der Beratungsgesellschaft McKinsey & Company mit dem Titel „CCS: Assessing the Economics“ vom September 2008 könnten die CCS-Kosten mit Eintreten in die kommerzielle Phase ab etwa 2020 in den Bereich des zukünftigen – geschätzten – Kohlenstoffpreises sinken (4). Dieser Überlegung liegt die Erwartung zugrunde, dass die Zertifikatspreise für CO₂-Emissionen aus konventionellen Kraftwerken in etwa vergleichbar sind mit den Kosten für CCS pro t CO₂. Unter Kostengesichtspunkten würde dann CCS-Kraftwerken kein Nachteil mehr entstehen.

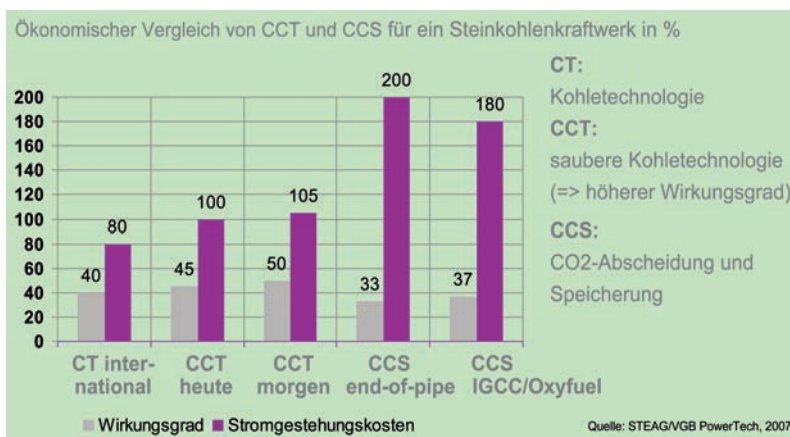
Insgesamt lässt sich aus heutiger Sicht des Kohlenbergbaus in der EU festhalten, dass CCS vor dem

Hintergrund klimapolitischer Anforderungen durchaus eine sinnvolle Strategie darstellen kann. Eine Reihe von technischen, ökologischen und finanziellen Fragen – insbesondere der großtechnischen Anwendung dieser Technologien – müssen allerdings noch abschließend geklärt werden. Diese sind einerseits wirtschaftlicher Art wegen der doch beträchtlichen Wirkungsgradverluste von 8 bis 14 %-Punkten und der höheren Kosten, die zu Wettbewerbsnachteilen im Hinblick auf die Stromproduktionskosten führen. Diese Wettbewerbsnachteile würden aber ausgeglichen, wenn die CO₂-Zertifikatspreise mindestens ebenso hoch sind wie die Preise für CCS pro t CO₂.

Andererseits gibt es Detailfragen zu den CO₂-Speichern. Verlässliche Zahlen zum Umfang der Speicherkapazitäten in Deutschland liegen nicht vor, Leckagen müssen verhütet werden, und es ist eine langfristige Beobachtung der Speicher nötig. Aktuell führte die Frage der Nutzungskonkurrenz, weil verschiedene Nutzungen wie CO₂-Speicherung, Geothermie, Druckluft- und Gasspeicherung in Konkurrenz zueinander treten beziehungsweise sich gegenseitig ausschließen können, zu politischen Konflikten im Rahmen der Erörterung des CCS-Gesetzentwurfs. Darüber hinaus gibt es Risiken im Hinblick auf die öffentliche Akzeptanz des Transports von CO₂ in Rohrleitungen und der unterirdischen Speicherung des CO₂.

Im Hinblick auf die UN-Klimakonferenz in Kopenhagen im Dezember 2009 bekennt sich die deutsche Industrie in einem Positionspapier zu den internationalen Klimaschutzverhandlungen und setzt sich für ein Nachfolgeprotokoll für das Kyoto-Abkommen ein. So soll unter anderem im Post-Kyoto-Abkommen CCS in den Clean Development Mechanism (CDM) einbezogen werden. Zur Verbesserung der Anwendbarkeit von CDM (und auch Joint Implementation – JI) ist es notwendig, dass vor allem der CDM entbürokratisiert und das Genehmigungsverfahren für Projekte vor dem CDM Executive Board gestrafft wird.

Bild 5. Ökonomischer Vergleich von CCT und CCS.



Kohle als Rohstoff – Gas und Öl aus Kohle

Kohle ist aber nicht nur der weltweit wichtigste Rohstoff für die Stromerzeugung, sie lässt sich dank lange bekannter und inzwischen weiterentwickelter Verfahren deutschen Ursprungs durch Vergasung und Verflüssigung auch zu Heizzwecken, zur Erzeugung von Kraftstoffen und als Grundstoff in der chemischen Industrie nutzen (Bild 6).

Kohlenveredelung

Seit mehr als 200 Jahren gehört die Kohlenveredelung zur Wertschöpfungskette rund um die Steinkohle. In Kokereien entstehen aus qualitativ hochwertiger Koks-kohle unter Luftabschluss die Produkte Koks, Gas und besondere Kohlenwertstoffe. Bei der Abkühlung werden dem gewonnenen Rohgas wertvolle Kuppelprodukte wie Teer, Benzol und Ammoniak entzogen. Rund 40 % des eigenen Kokereigases benötigt eine Kokerei für die Beheizung ihrer Koksöfen; die Restmenge wird nach Feinreinigung und Kompression an weitere Verbraucher abgegeben.

Kohlehydrierung

Auf der Suche nach möglichen Alternativen zur Nutzung von Erdöl im Transportbereich erlebt die Kohlehydrierung derzeit weltweit eine Renaissance. Bei der Kohlenverflüssigung werden aus fester Kohle flüssige petrochemische Produkte gewonnen. Die Umwandlungsverfahren wurden in den 1930er-Jahren in Deutschland entwickelt und in den 1970er-Jahren nach der ersten Ölkrise mit mehreren Pilotanlagen seitens der Bundesregierung wieder angestoßen. Durch den Ölpreiseinbruch Mitte der 1980er Jahre kam es jedoch nie zu großmaßstäblichen Kohlenveredelungsprojekten in Deutschland. Im Jahr 2004 wurde die letzte von der Deutschen Montan Technologie GmbH (DMT) im Labormaßstab betriebene Pilotanlage abgebaut und an die Volksrepublik China verkauft. Die Verfahren werden entsprechend der international üblichen Benennung häufig auch als Coal-to-Liquid- (kurz CTL) Verfahren bezeichnet.

Man unterscheidet indirekte Verfahren, denen eine Kohlenvergasung vorausgeht (zum Beispiel Fischer-Tropsch-Synthese) und die direkte Hydrierung von Kohle (Bergius-Pier-Verfahren). Mit den seit langem erforschten Verfahren der Kohleverflüssigung, bei denen je nach Prozess verschiedene flüssige Kohlenwasserstoffe wie zum Beispiel Vergaser- und Dieselmotorkraftstoffe, Methanol (als Beimischung zu Benzin) oder Kohleöl als Heizmittel hergestellt werden können, ließe sich in Deutschland und der EU die Abhängigkeit vom Rohöl nachhaltig verringern. Aus einer Tonne Kohle lassen sich rund zwei Barrel (1 b = 159 l) Flüssigkraftstoff gewinnen. Kohle hat von den fossilen Energieträgern die weitreichendsten Vorkommen und steht in Deutschland und der EU, anders als Rohöl, aus großen eigenen Vorräten zur Verfügung. Prozesse, Katalysatoren und Reaktoren für CTL werden ständig verbessert. Die geschätzten Kapitalkosten für eine 50 000-bpd-Anlage betragen 3,5 bis 4,5 Mrd. US-\$, die Produktionskosten einer solchen Anlage liegen bei rund 40 US-\$/b und der Hintergrund eines aktuellen Rohölpreises von und 60 US-\$/b und der Tatsache, dass dieser noch im vergangenen Jahr bei 100 US-\$/b und mehr lag, erscheinen Investitionen in diese Technologie durchaus zukunftsträchtig.

Nutzung zu Heizzwecken, als Kraftstoffe oder Chemische Grundstoffe

- Grubengas (Kohle-Entgasung)
- Insitu-Vergasung (Kohlevergasung im Flöz)
- Kokereigas
- Kohlevergasung
- Hydrierung von Synthesegas aus Kohle (Fischer-Tropsch-Synthese)
- Direkte Kohlehydrierung (Bergius-Pier-Verfahren)



Gesamtverband Steinkohle

Bild 6. Gas und Öl aus Kohle.

Allerdings ist die Bereitstellung von Treibstoffen aus Rohöl im Vergleich mit der aus Kohle gegenwärtig energie günstiger. Zudem stoßen solche Pläne auf starke klimapolitische Vorbehalte, da mehr CO₂ emittiert wird als bei der Verwendung von Rohöl. Andererseits könnten die Kohleverflüssigungsanlagen mit CCS verknüpft werden. Bei Anwendung des Fischer-Tropsch-Verfahrens muss das CO₂ ohnehin aus dem Synthesegas entfernt werden, sodass keine zusätzlichen Abspaltungskosten entstehen.

Ohne adäquate politische Rahmensetzung und Unterstützung sind Investitionen in CTL allerdings nicht realisierbar. Internationale Entwicklungen und Impulse sowie Überlegungen zu einer nationalen Rohstoffstrategie könnten es in einem neuen Licht erscheinen lassen. Die erstmals hierzulande hoch entwickelte Technologie hat in einer Reihe von anderen Ländern wie in der Volksrepublik China oder den USA mittlerweile bedeutende Projekte zur Folge.

Chinas größtes Kohlenunternehmen, die Shenhua Group, ist mit Projekten in Shaanxi, in der Inneren Mongolei, Ningxia und Xinjiang aktiv. In der Inneren Mongolei lancierte sie im Jahr 2004 das erste chinesische Kohleverflüssigungsprojekt im Direktverfahren. Nach Fertigstellung sollen jährlich aus rund 9,7 Mill. t Kohle rund 5 Mill. t Benzin, Kerosin, Diesel und anderes hergestellt werden (Investition: rund 3 Mrd. US-\$). Insgesamt will die Shenhua Group bis zum Jahr 2020 Kapazitäten zur Kohleverflüssigung von 30 Mill. t in den vier Nordprovinzen aufgebaut haben. Das entspricht 10 % der für jenes Jahr prognostizierten chinesischen Öl-Importe.

In den USA wurden mehrere Fördergesetze verabschiedet. Das Pentagon hat ein Forschungsprogramm zur Gewinnung von Flugzeugkraftstoff aus Kohle aufgelegt. Elf Projekte mit einer Kapazität von mehr als 230 000 bpd sind in der Planung beziehungsweise in der Umsetzungsphase. Eine Gruppe von 16 südlichen US-Bundesstaaten strebt die Produktion von 5,6 Mill. bpd an.

Weltmarktführer im Bereich der indirekten Kohlehydrierung ist das Unternehmen Sasol in Südafrika. Der staatseigene Betrieb wurde in den 1950er-Jahren aufgrund des Handelsembargos gegen das Apartheidsregime gegründet und produziert heute rund 150 000 bpd.

Kohlevergasung

Die untertägige Kohlevergasung (In-situ-Vergasung oder Underground Coal Gasification (UCG) genannt)

ist eine Möglichkeit, um auch gering mächtige oder tief liegende Kohlenlagerstätten, die auch mit modernen Abbaumethoden nicht gewinnbar sind oder, wo diese unwirtschaftlich wären, zu nutzen. Bei der UCG-Technologie wird Kohle in ihrer Lagerstätte in ein gasförmiges Produkt, das so genannte Synthesegas, umgewandelt. Pro Tonne Kohle können dabei etwa 2 700 m³ Gas produziert werden. Dabei wird die Kohlenlagerstätte über ein Bohrloch gezündet, die Kohle kontrolliert erhitzt, sodass keine Verbrennung erfolgt, und das separierte Synthesegas über ein weiteres Bohrloch abgezogen. Die Umwandlung basiert auf den gleichen chemischen Reaktionen, wie sie in übertägigen Vergasungsanlagen ablaufen. Das Synthesegas kann zur Stromerzeugung, als chemischer Grundstoff oder zur Treibstoffgewinnung eingesetzt werden. Erste experimentelle Versuche gab es schon Anfang des 20. Jahrhunderts. Als die USA ebenso wie die europäischen Staaten die UCG-Forschung Mitte der 1980er-Jahre aufgrund des Preisverfalls von Erdöl und Erdgas einstellten, wurden in der Volksrepublik China erste Projekte aufgelegt. In Europa, Australien und Neuseeland setzte in den 1990er-Jahren die Forschungstätigkeit ein. Aktuell gibt es weltweit bereits zahlreiche Projekte zur In-Situ-Kohlenvergasung, zum Beispiel in den USA, in Russland, in der Volksrepublik China und Australien. Die Volksrepublik betreibt zurzeit mit 16 Projekten das größte UCG-Programm. In Australien sind zwei Projekte im kommerziellen Betrieb. Bei einem Projekt wurden innerhalb von 30 Monaten rund 35 000 t Kohle vergast, dabei wurden 95 % der Lagerstätte genutzt mit einer 75 %igen Energiegewinnung.

Die ausgegasteten Kavernen, die durch den UCG-Prozess entstehen, könnten sich möglicherweise auch als CO₂-Speicherstätten eignen. Beim Vergasungsprozess bläht sich die Kohle auf und verändert ihr plastisches Verhalten. In dem Hohlraum werden Brüche und Poren der Kavernenoberfläche versiegelt und verhindern damit Leckagen. Diese Veränderungen sind allerdings schwierig zu ermitteln und zu überwachen. Ein weiterer Vorteil ergibt sich dadurch, dass die für die Vergasung benutzten Bohrungen auch für den Speichervorgang benutzt werden können. Die Bohrkosten machen den größten Teil der gesamten Speicherkosten aus. Seit wenigen Jahren wird eine Verbindung von UCG mit der CO₂-Speicherung in den entstandenen Hohlräumen auf internationaler Ebene in Betracht gezogen. Dies führte zu einer intensivierten Forschung im Bereich der UCG sowie zu politischen Aktivitäten in mehreren Ländern. Die wesentlichen Vorteile dabei sind:

- ➔ Geringe Umweltauswirkungen durch den Steinkohlenabbau (Wasserhaltung und Setzungen).
- ➔ Keine Entsorgungsproblematik von Aufbereitungsrückständen und Verbrennungaschen.
- ➔ Emissionsreduzierung und maximale Nutzung von bisher nicht wirtschaftlich gewinnbaren Ressourcen.

Die Ziele des Projekts CO₂SINUS an der Rheinisch Westfälischen Technischen Hochschule (RWTH) Aachen in Zusammenarbeit mit der DMT GmbH & Co. KG, Essen, sind die Implementierung eines innovativen Konzepts zur CO₂-Speicherung in situ umgewandelten Kohlenflözen mit der Bewertung von Umweltauswirkungen und einer Wirtschaftlichkeitsanalyse der entwickelten UCG-CCS-Technologie. Die wissenschaftlichen Arbei-

ten bereiten die Durchführung eines Pilotprojekts im großtechnischen Maßstab vor.

Weltweit wird mit einem Potenzial von rund 70 Mrd. t konventionell nicht förderbaren, für den UCG-Prozess aber nutzbaren Reserven gerechnet. Allein die Volksrepublik China als mit Abstand größtes Steinkohlenförderland verfügt über enorme Kohlenreserven, von denen 5,57 x 10⁶ Mt in Teufen von mehr als 2 000 m liegen. Weitere 2,71 x 10⁶ Mt befinden sich in einer Teufe zwischen 1 000 und 2 000 m. In Verbindung mit CCS erscheint UCG daher als interessante, weltweit und insbesondere in Kohlenländern wie China nutzbare Zukunftstechnologie.

Ob in Europa wieder in die Kohleverflüssigung und -vergasung investiert wird, hängt nicht allein von der Wirtschaftlichkeit ab. Wenn die Infrastruktur fehlt und die Erfahrung abgewandert ist, bedarf es zusätzlicher Anreize, um Versäumtes aufzuholen. Umso wichtiger ist es, die Forschung und Entwicklung in diesem Bereich in Deutschland wieder zu beleben und die mit der Rohstoffreserve Kohle verbundene Option „Kohleöl“ nicht völlig zu verspielen.

Grubengas

In Deutschland leistet die Verstromung von Grubengas (CH₄) nach dem EEG aus laufenden und bereits stillgelegten Bergwerken einen nicht unerheblichen Beitrag zur kommunalen Stromversorgung an den jeweiligen Standorten. In Nordrhein-Westfalen und dem Saarland erzeugen 151 Blockheizkraftwerke mit einer installierten Leistung von 229 MW_{el} 1 341 Mill. kWh elektrischen Strom. Da CH₄ etwa 21-mal klimawirksamer als CO₂ ist, leisten diese Anlagen mit 5,9 Mill. t CO₂-Äquivalent vermiedener Treibhausgasemissionen einen wichtigen Beitrag zum Klimaschutz. Grubengas hat in Nordrhein-Westfalen einen Anteil von 11 % an der Stromerzeugung durch regenerative Energien, an der CO₂-Minderung sogar einen Anteil von 31 %.

Schlussbemerkung

Wie eingangs erwähnt, ist die Kohle weltweit nach wie vor der Energieträger Nummer Eins und wird es auch in den nächsten Jahrzehnten bleiben. Sie ist weltweit verfügbar und auf vielfältige Weise verwertbar. Für die Einführung der CCS-Technologien ist nach der Schaffung eines rechtlichen Rahmens die politische Unterstützung für die weitere technologische Forschung und Entwicklung erforderlich. Dies gilt auch für die sonstigen Nutzungsmöglichkeiten der Kohle, insbesondere als Rohstoff für die Herstellung von Öl und Gas, um bei diesen Technologien den Anschluss an andere Regionen auf der Welt nicht zu verlieren. Nicht zuletzt ist auch eine Vertiefung der bestehenden Kooperationen zwischen der Volksrepublik China mit seinem enormen Verbrauch an Kohle und der EU beziehungsweise insbesondere auch Deutschland zu empfehlen.

Quellennachweis

1. BP: Statistical Review of World Energy. London, Juni 2008.
2. IEA: World Energy Outlook 2008. Paris, November 2008.
3. MIT: The Future of Coal. Cambridge MA, März 2007.
4. McKinsey & Company: CCS: Assessing the Economics. September 2008.