

power:perspektiven 2005

Innovationen zur Klimavorsorge in
der fossil gefeuerten Kraftwerkstechnik



RWE Power setzt bei der Stromproduktion in erster Linie auf Effizienzsteigerung

Die Kraftwerkstechnik auf Basis fossiler Energieträger bietet dank des erreichten hohen technischen Standards und der absehbaren Entwicklungshorizonte ein beträchtliches Potenzial für eine nachhaltige Klimavorsorge im globalen Kontext. Hocheffiziente Clean-Coal- und Erdgastechnologien haben heute Priorität, erläutert RWE Power-Vorstand Dr. Johannes Lambertz.

Effiziente Kohle- und Gaskraftwerke sind zur Deckung der Energieversorgung unverzichtbar. Regenerative Energien werden dazu in absehbarer Zeit nicht in ausreichendem Maß zur Verfügung stehen. Bei einem Ausstieg aus der Kernenergie müssen Kohle- und Gaskraftwerke sogar noch mehr Kapazität bereitstellen. Fossil gefeuerte Kraftwerke werden demnach durch eine stetige Steigerung der Wirkungsgrade entscheidend dazu beitragen, die weltweiten CO₂-Emissionen spürbar zu senken. Jede Wirkungsgrad- und damit Effizienzsteigerung trägt dabei auch zur Ressourcenschonung bei und folgt so dem Grundsatz der Nachhaltigkeit. Daher ist die fortwährende Weiterentwicklung der Dampfkraftwerke zu noch effizienteren Technologien für CO₂-arme Kraftwerke ein effektiver Weg zur langfristigen Sicherung von Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit.

Zusätzlich benötigter Aufwand ist enorm

Die Vision des CO₂-freien fossil gefeuerten Kraftwerks verspricht noch weiter gehende Minderungspotenziale. Anders als bei der Primärmaßnahme der Effizienzsteigerung in der Kraftwerkstechnik handelt es sich bei der CO₂-Abtrennung des CO₂-freien fossil gefeuerten Kraftwerks und bei der Lagerung jedoch um Sekundärmaßnahmen. Der notwendige zusätzliche Aufwand zur CO₂-Abtrennung und -Lagerung ist nach heutigem Kenntnisstand enorm: Gegenüber der effizientesten heutigen Technik

- erhöhen sich die spezifischen Kapitalkosten eines Kraftwerks um etwa einen Faktor 2,
- steigen die Stromerzeugungskosten um 80 bis 150 Prozent,
- steigt der Ressourcenverbrauch aufgrund der Wirkungsgradeinbuße um bis zu einem Drittel.

Neben der Wirtschaftlichkeit wird auch die Akzeptanz in der Gesellschaft eine große Rolle spielen. Dies betrifft sowohl den deutlich erhöhten Ressourcenverbrauch für die Stromerzeugung als auch die langzeit-sichere Speicherung von CO₂ in Aquiferen und alten Öl- oder Gaslagerstätten.

CO₂-freies Kraftwerk kein Königsweg

Der Weg zu einem CO₂-freien fossil gefeuerten Kraftwerk ist daher kein Königsweg. Bis die CO₂-freie Kraftwerkstechnik in breitem Umfang kommerziell einsetzbar sein kann, müssen umfangreiche parallele Entwicklungen in der Kraftwerks- und Speichertechnik mit den notwendigen Langzeituntersuchungen stattfinden. Diese sind frühestens 2020 abgeschlossen.

RWE Power setzt in erster Linie auf den Weg der Effizienzsteigerung in der Stromerzeugung und damit auf CO₂-arme Kraftwerke. Die Kraftwerkserneuerung und die aktive Rolle bei der Entwicklung noch effizienterer Technologien sind Ausdruck dieses Engagements. Parallel dazu arbeiten wir daran, die Vision des CO₂-freien fossil gefeuerten Kraftwerks Wirklichkeit werden zu lassen.

Die Entwicklung neuer kommerziell einsetzbarer Kraftwerkstechnik erfordert hohe Aufwendungen. Angesichts der engen Märkte ist eine geeignete Forschungsförderung unverzichtbar. Sie sollte ideologiefrei alle Optionen einbeziehen und damit insbesondere auch die Entwicklungen zur Effizienzsteigerung wegen ihres hohen Potenzials für eine nachhaltige Klimavorsorge berücksichtigen.



Der Autor: Dr. Johannes Lambertz
RWE Power
Vorstand
Ressort Fossil gefeuerte Kraftwerke



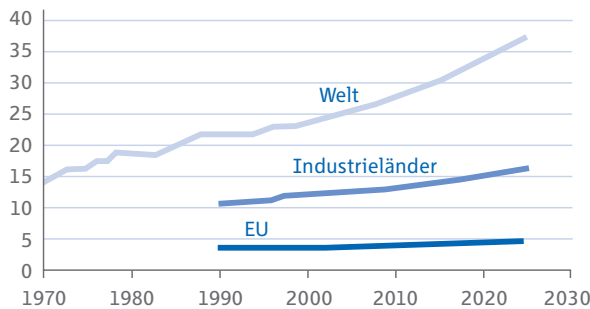
Strategie der drei Innovationshorizonte bietet die besten Möglichkeiten zur CO₂-Minderung

Die Klimavorsorge steht im Spannungsfeld des weltweit stark wachsenden Energieverbrauchs und des damit einhergehenden Anstiegs der CO₂-Emissionen. So zeigt der am 26. Oktober 2004 veröffentlichte World Energy Outlook 2004 der Internationalen Energieagentur (IEA), dass der Weltenergieverbrauch von 14,8 Mrd. t SKE 2002 um knapp 60 Prozent auf 23,6 Mrd. t SKE 2030 steigen wird. Dementsprechend werden sich die weltweiten jährlichen CO₂-Emissionen von gegenwärtig 24 Mrd. t auf 38 Mrd. t erhöhen. Im gleichen Zeitraum verdoppelt sich die globale Stromerzeugung von 16,1 auf 31,7 Billionen kWh. Die durchschnittlichen Zuwachsraten betragen beim Primärenergieverbrauch 1,7 Prozent pro Jahr, bei Stromverbrauch und -erzeugung 2,5 Prozent pro Jahr.

Fossile Energien dominieren auch künftig die Bedarfsdeckung. Ihr Anteil wird sich sogar leicht erhöhen, und zwar von 80 Prozent im Jahr 2002 auf 82 Prozent im Jahr 2030. Die absoluten fossilen Energiemengen werden um 63 Prozent zunehmen. Die CO₂-Emissionen werden damit zwangsläufig steigen, ganz im Gegensatz zu den Zielen der Klimavorsorge. In diesem Dilemma stellen die Innovationen im Bereich moderner Technologien in der Stromerzeugung auf Basis fossiler Energieträger, der Säule der weltweiten Energieversorgung, den entscheidenden Schlüssel für eine effiziente Klimavorsorge dar.

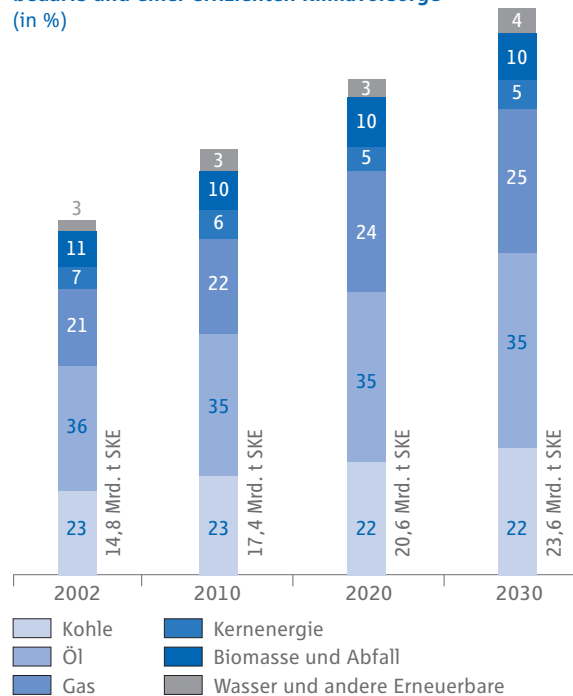
Dass Innovation im Kraftwerksbau auch für den Klimaschutz entscheidend ist, zeigen die Beispiele neuester Kraftwerkstechnik auf Basis der Brennstoffe Braunkohle, Steinkohle und Erdgas. Gegenüber weltweit durchschnittlichen Wirkungsgraden von fossil gefeuerten Kraftwerken um die 30 Prozent erreichen moderne fossil gefeuerte Kraftwerke bereits heute Werte zwischen 43 Prozent und 58 Prozent. Da der CO₂-Ausstoß umgekehrt proportional zum Wirkungsgrad ist, kann der Ausstoß dieses Treibhausgases bereits mit heute vorhandenen State-of-the-Art-Kraftwerken deutlich reduziert werden.

Welt-CO₂-Emission in Mrd. t
Spannungsfeld Klimavorsorge



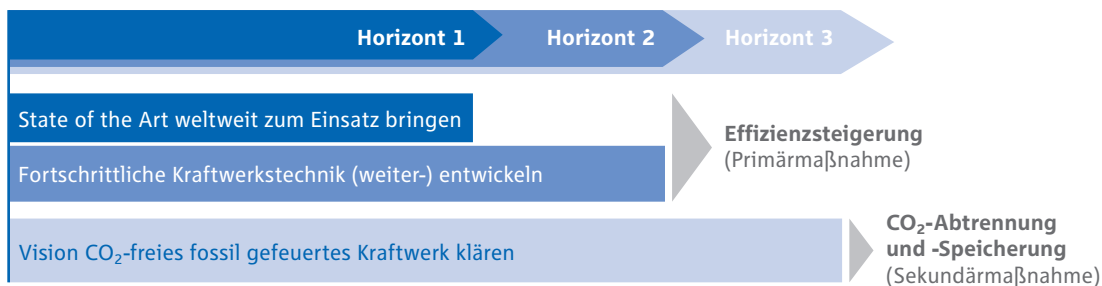
International Energy Outlook 2004
Quelle: Energy Information Agency (Washington)

Die Herausforderungen des stark wachsenden Energiebedarfs und einer effizienten Klimavorsorge
(in %)



Weltenergieverbrauch bis 2030 nach Energieträgern-Referenzszenario
Quelle: IEA (Paris), World Energy Outlook 2004

Strategie zur CO₂-Minderung in der Stromerzeugung



Eine konsequent auf Innovationen ausgerichtete Strategie der CO₂-Minderung im Bereich der fossilen Energieträger sollte in drei Horizonten angelegt sein, die parallel zu verfolgen sind.

- Im **Horizont 1** geht es um den weltweiten Einsatz von State-of-the-Art-Technologie beim Ersatz von Altkraftwerken oder beim Zubau der erforderlichen zusätzlichen Kraftwerke. Die sukzessive Erneuerung des weltweiten Kohlekraftwerksparks kann zu einer CO₂-Minderung um fast 2 Mrd. t/a führen. Diese mehr als 30-prozentige Reduzierung entspricht dem gesamten CO₂-Ausstoß des europäischen Straßenverkehrs. Hilfreich für diesen Weg können unbürokratische Regeln für die flexiblen Instrumente JI und CDM des Kyoto-Protokolls sein.
- Parallel dazu geht es im **Horizont 2** um die Weiterentwicklung modernster Kraftwerkstechnologien. Die entscheidenden Hebel sind hier die Steigerung der Prozessparameter der Kraftwerksprozesse und die Einführung der Vortrocknung bei Braunkohlenkraftwerken. Die Entwicklung dieser Technologien liegt vor allen Dingen bei den Industrieländern. Beide Horizonte setzen auf CO₂-Minderung durch Effizienzsteigerung. Diese Primärmaßnahme verbindet die Ressourcenschonung und den vorbeugenden Klimaschutz. Deshalb ist der Weg der Effizienzsteigerung ohne Alternative. So konnten in den zurückliegenden rund 50 Jahren die spezifischen CO₂-Emissionen je kWh um 30 Prozent gesenkt werden. Bis etwa 2030 wird die weitere technologische Entwicklung zusätzliche 20 Prozent ermöglichen.
- Eine durch Effizienzsteigerung allein nicht realisierbare nahezu CO₂-freie Stromerzeugung auf Basis fossiler Energieträger lässt sich möglicherweise durch die Sekundärmaßnahme der CO₂-Abtrennung und CO₂-Speicherung verwirklichen. Dementsprechend sollte es im ebenfalls parallel zu verfolgenden **Horizont 3** um die Klärung der Vision des CO₂-freien fossil gefeuerten Kraftwerks gehen. Der Anreiz liegt hier vor allem darin, dem Energieträger Kohle mit den weltweit weitaus größten Ressourcen und der wichtigsten Bedeutung für die Weltstromerzeugung den Weg für eine nahezu klimaneutrale Stromerzeugung zu bahnen.

Die hierfür erforderlichen Technologien werden weitgehend auf vorhandenen Entwicklungen aufsetzen. Bei der CO₂-Abtrennung und -Lagerung handelt es sich allerdings um eine weitere Sekundärmaßnahme im Stromerzeugungsprozess, verbunden mit einem deutlich erhöhten Energie- und Ressourcenverbrauch. Dies hat erhebliche zusätzliche Kosten zur Folge. Zunächst wird es darum gehen, diesen Weg technologisch, ökonomisch, ökologisch und geologisch zu prüfen. Eine langfristig sichere CO₂-Speicherung mit ausreichender Akzeptanz wird Grundvoraussetzung für diese technologische Linie sein.

Alle technologischen Optionen in den Fokus nehmen

Die Strategie der drei Innovationshorizonte zur CO₂-Minderung in der weltweiten Stromerzeugung erfordert heute keine Grundsatzentscheidungen über die zukünftig einzusetzende beste Technologie. Angesichts der Herausforderung der Weltenergieversorgung gilt es vielmehr, alle technologischen Optionen in den Fokus zu nehmen – natürlich in einer angemessenen Gewichtung. Die Effizienzsteigerung lässt sich umgehend und weltweit mit vorhandener Technologie umsetzen, parallel dazu kann noch effizientere Kraftwerkstechnik entwickelt werden. Deshalb haben die Bemühungen um Effizienzsteigerung heute höchste Priorität.

In den folgenden Beiträgen geht es darum, die Innovationen zur Klimavorsorge im Bereich der fossilen Energieträger vorzustellen, näher zu beleuchten und einzuordnen. Den kraftwerkstechnischen Überblick ergänzen spezielle Beiträge zur Technik der CO₂-Abtrennung und der CO₂-Speicherung. Sie werden begleitet von Beispielen bereits angestoßener technologischer Entwicklungen. Über die nationale und europäische Förderpolitik und die jeweiligen Entwicklungsprogramme im Bereich der Kraftwerkstechnik informieren Mitarbeiter des Bundeswirtschaftsministeriums und der EU-Kommission. Das IEA-Greenhouse Gas-Program wird vorgestellt, das vor allem die Beobachtung, Bewertung und Verbreitung der einschlägigen technischen Entwicklungen zum Ziel hat. Zur Abrundung folgen eine Bewertung und Einordnung der diskutierten Innovationspfade.

Klimavorsorge stellt wachsende Ansprüche an Kraftwerkstechnologien

Die Energiewirtschaft hat in den nächsten Jahrzehnten weltweit einen enormen Ersatz- und Zubaubedarf an neuen Kraftwerken. Dabei sind die fossilen Energien Kohle und Gas auch zukünftig die dominierenden Energieträger. Die Herausforderungen der Klimavorsorge stellen zunehmende Ansprüche an die Umweltfreundlichkeit aller Kraftwerkstechnologien. Wege zur CO₂-armen Stromerzeugung skizziert dieser Bericht.

Handel mit Emissionen erhöht den Druck zur Modernisierung der Kraftwerke

Bisher erfolgt die Auslegung der Kraftwerke weitgehend im Hinblick auf vorgegebene stationäre Betriebspunkte mit Fokus auf das technisch-wirtschaftliche Optimum. Diese Entwicklungslinie hat zum Stand der Technik mit Wirkungsgraden von über 43 Prozent für Braunkohlen- und über 45 Prozent für Steinkohlenkraftwerke geführt. Solche Wirkungsgrade entsprechen Dampftemperaturen von 600 bis 620 °C und Drücken von 300 bar, die heute verfügbare Stähle ermöglichen. Prof. Dr. Günter Scheffknecht (Universität Stuttgart) und Dr. Georg-Nikolaus Stamatelopoulos (ALSTOM Power Boiler GmbH) zeigen drei Horizonte auf.

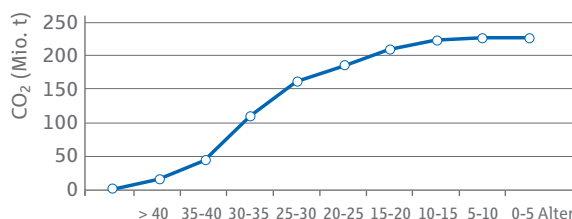
Horizont 1: Liberalisierung und Deregulierung des Strommarkts verschärfen den Wettbewerb und führen zu verstärkter Optimierung des Kraftwerkseinsatzes und Senkung der Betriebskosten. Durch das Stilllegen insbesondere kleinerer Anlagen werden an verbleibende und neue Kraftwerke gesteigerte Anforderungen bezüglich ihrer Lastfolgeeigenschaften gestellt. Zusätzlich erhöht sich wegen der geltenden Förderpolitik von erneuerbaren Energiequellen immer mehr deren Anteil im deutschen und europäischen Energieverbund. Sie weisen einen niedrigen Anlagenauslastungsgrad auf, sind bei der Einsatzplanung schwer prognostizierbar und verursachen so einen erhöhten Bedarf an Regelenergie und Reservekapazität. Durch den EU-Beschluss – ab Januar 2005 als vorbereitende Pilotphase und ab Januar 2008 als verbindlicher Kontrollmechanismus –, ein Handelssystem für CO₂-Emissionen einzuführen, gewinnen Technologien zur Reduzierung und Konzepte zur Vermeidung von CO₂ an Bedeutung. Kohlekraftwerke weisen brennstoffbedingt höhere spezifische CO₂-Emissionen auf. Für deren Reduzierung kommt kurz- und mittelfristig nur eine Verbesserung des Wirkungsgrads oder ein Brennstoffwechsel in Frage. Es zeichnen sich drei Tendenzen ab:

- Optimierung des Einsatzes existierender Kraftwerke durch Erhöhung ihrer Verfügbarkeit, Flexibilität und Zuverlässigkeit. Die hohen Verfügbarkeitswerte heutiger Kraftwerke sollen auch bei Verbrennung von Kohlen, die außerhalb des ursprünglichen Auslegungsbands liegen, erhalten bleiben. Neben der Einführung intelligenter Kesselreinigungssysteme arbeiten RWE und ALSTOM gemeinsam an neuen, reinigungsfreundlicheren Heizflächenkonzepten.
- Ersatz alter Kraftwerke durch neue Anlagen, die für einen flexiblen Einsatz mit täglichem An- und Abfahren ausgelegt werden. Neben den Vorgaben für die Primärleistungsreserve zur Stützung der Netzfrequenz wird von solchen Anlagen eine ausreichende Heißstartfähigkeit, was die Anzahl der Starts und deren Dauer anbelangt, sowie ein ausreichend schnelles Laständerungsverhalten erwartet. Dabei

empfiehlt es sich, die Auslegungsdampfzustände auf circa 560 bis 570 °C zu begrenzen. Damit hat der Betreiber eine Anlage zur Verfügung, die – falls nötig – täglich an- und abgefahren werden kann und Laständerungsgeschwindigkeiten von etwa 4 Prozent/Min. sicher erreichen kann. Der Zugewinn an Flexibilität wird mit einem Wirkungsgradverlust von rund 1 Prozentpunkt zu bezahlen sein.

- Ersatz alter Kraftwerke durch neue, die für höchste Wirkungsgrade bzw. Dampfparameter überwiegend für den Grundlastbetrieb ausgelegt werden. Eine einfache Vergleichsrechnung zeigt, dass ein Ersatz alter durch moderne Kohlekraftwerke mit einem Wirkungsgrad von 43 Prozent zu einer Ersparnis von 3 Mio. t CO₂/a bei einer Leistung von 1.000 MW führen kann. Bei der heutigen Alters- bzw. Wirkungsgradverteilung des europäischen Kraftwerksparks entspräche dies einem Einsparpotenzial von ungefähr 225 Mio. t CO₂/a. Das kommt 92 Prozent des Kyoto-Ziels für die EU gleich.

CO₂-Reduzierung durch Wirkungsgradsteigerung in der EU



Quelle: ALSTOM

Akkumulierte Einsparungen an CO₂ für die verschiedenen Altersklassen bestehender Kraftwerke unter der Bedingung, dass sie sukzessive durch kohlengefeuerte Neuanlagen mit modernster Technik ersetzt werden.

Technische Fortentwicklung mittelfristig am sinnvollsten

Bei konventionellen kohlenstaubgefeuerten Kraftwerken ist eine weitere Wirkungsgradsteigerung hauptsächlich durch Erhöhung der Dampfparameter – Druck und Temperatur – möglich. Bei braunkohlengefeuerten Kraftwerken stellt die Vortrocknung der Rohkohle eine zusätzliche Möglichkeit dar.

Horizont 2: Neben der Dampfparametererhöhung wurden in der Vergangenheit die Wirkungsgrade hauptsächlich durch die Verbesserung der inneren Turbinenwirkungsgrade, die Optimierung des kalten Endes, die mehrstufige Ausführung der Zwischenüberhitzung, die Optimierung des gesamten Wasser-Dampf-Kreislaufs und die Reduzierung des Eigenbedarfs erreicht. Diese Potenziale sind heute weitgehend ausgeschöpft. Künftig wird die Anhebung der Dampfparameter eine entscheidende Rolle spielen.

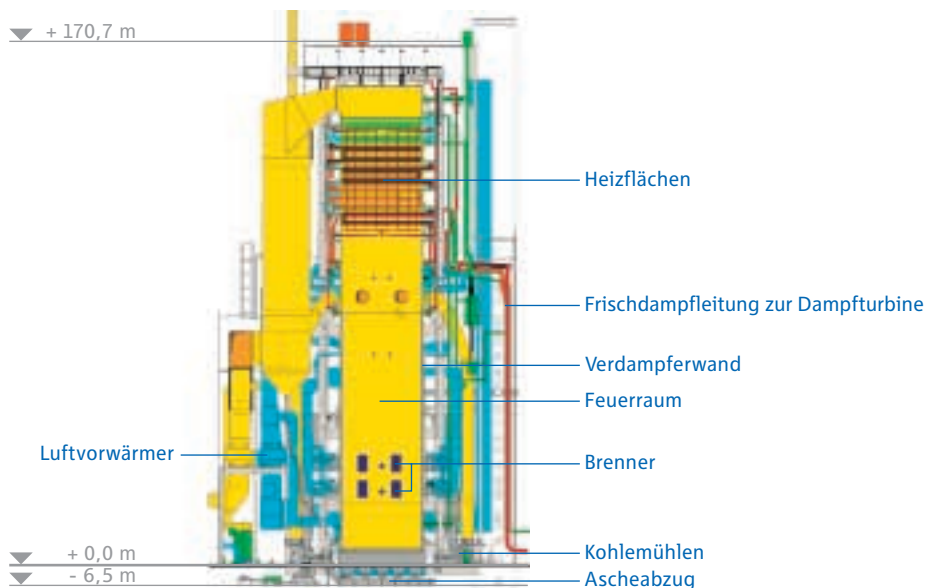
In Deutschland wurden in den letzten zehn Jahren hauptsächlich braunkohlengefeuerte Kraftwerke gebaut. So ging 2002 der achte überkritische braunkohlengefeuerte Kraftwerksblock seit 1990 in Deutschland ans Netz: Block K im Kraftwerk Niederaußem der RWE Power mit Dampfaustrittstemperaturen von 580 °C am Hochdruckteil und 600 °C am Zwischenüberhitzer und

einem Wirkungsgrad von über 43 Prozent. Die Auslegung des Blocks basiert auf dem BoA-Konzept: Braunkohlkraftwerk mit optimierter Anlagentechnik. Mit der am Standort Neurath in Planung befindlichen Doppelblockanlage wird diese Entwicklungslinie konsequent weitergeführt. Eine nochmalige Erhöhung der Dampftemperaturen auf über 600 °C verbessert den Kreislaufwirkungsgrad. Zudem wird die Leistung um weitere 10 Prozent angehoben.

Der Trend zeigt sich auch in anderen Ländern mit der ersten überkritischen Anlage am Standort Florina (Griechenland) und der Anlage Patnów (Polen) mit Dampfdaten von 266 bar/544 °C/568 °C.

Die neue Herausforderung – das 700-Grad-Kraftwerk
Der nächste mittelfristig mögliche Schritt ist die Realisierung von Dampfparametern im Bereich von 375 bar/700 °C/720 °C mit einem Wirkungsgrad von über 50 Prozent. Der Vorteil dieser Entwicklungslinie ist, dass der Gesamtprozess gleich bleibt und von den langjährigen Betriebserfahrungen mit Anlagen dieser Art profitieren kann. Der Fortschritt konzentriert sich auf die Entwicklung und Erprobung neuer Werkstoffe für wenige kritische Kraftwerksbauteile.

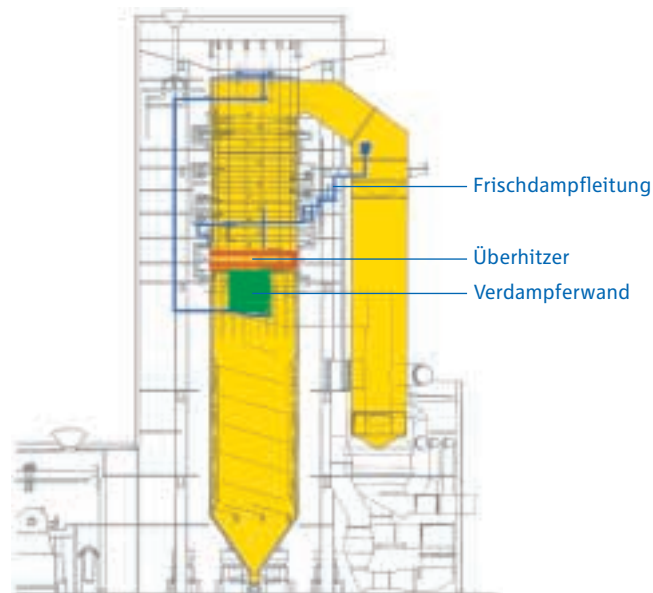
Prinzipbild eines BoA-Kraftwerks der 1.000-MW-Klasse



Quelle: ALSTOM (2)

BoA-Kraftwerk der 1.000-MW-Klasse: Bessere Abgaswärmenutzung, Anhebung der Dampfzustände und Prozessoptimierungen wie 10-stufige Kondensatvorwärmung, moderne Dampfturbine, verbessertes kaltes Ende und verringerter Eigenbedarf erhöhen den Wirkungsgrad um 9,7 Prozentpunkte gegenüber bestehenden 600-MW-Blöcken.

Komponententestanlage COMTES 700



Einen Meilenstein in der Entwicklung der 700-Grad-Technologie stellt die Erprobung der kritischen Kraftwerkskomponenten für diesen Temperaturbereich im Kraftwerk Scholven F der E.ON Kraftwerke dar. Das Projekt, bekannt unter dem Akronym COMTES 700, wird von einem Konsortium, bestehend aus den neun europäischen Energieversorgern RWE, E.ON, EnBW, Vattenfall, EDF, Electrabel, Elsam, Energi E2 und PPC, der Europäischen Kommission im Rahmen des Research Fund for Coal and Steel (RFCS) und den beteiligten Herstellern ALSTOM Power Boiler, Babcock-Hitachi Europe, Burmeister & Wain Energy und Siemens finanziert. Dabei werden in einem existierenden steinkohlebefeuerten 750-MW-Kraftwerk Heizflächenabschnitte, dickwandige Komponenten, Rohrleitungen und Armaturen im Kraftwerksbetrieb bei 700 °C für einen Zeitraum von über drei Jahren getestet. Bei solch hohen Temperaturen ist der Einsatz von Nickel-Basis-Werkstoffen erforderlich. Deren Fertigung in großtechnischem Maßstab gestaltet sich als besonders anspruchsvoll. Zusätzlich sollen im Betrieb Erfahrungen bezüglich Dehn-, Dampfoxidations- und Rauchgaskorrosionsverhalten für die kritischen Kraftwerkskomponenten gewonnen werden.

Verglichen mit dem Durchschnitt der in der EU installierten Kohlekraftwerke, wird die 700-Grad-Technologie eine Reduzierung der CO₂-Emissionen um 30 Prozent ermöglichen und somit die spezifischen CO₂-Emissionen auf circa 650 g/kWh bei Steinkohle begrenzen.

Vortrocknung als attraktives Wirkungsgradpotenzial
Speziell bei braunkohlebefeuerten Kraftwerken eröffnet die Vortrocknung der Rohkohle die Möglichkeit, den Wirkungsgrad um circa 4 Prozentpunkte zu erhöhen: Durch die Trocknung der Rohkohle mit Niederdruckdampf in einer Wirbelschicht wird die notwendige Trocknungsenergie auf niedrigem Exergieniveau bereitgestellt, ohne direkt dafür die Brennstoffwärme zu verwenden. Gleichzeitig wird die Energie der freigesetzten Brüden prozessintern genutzt. RWE hat dafür die eigene Wirbelschichttrocknungstechnik (WTA) in den letzten zehn Jahren konsequent weiterentwickelt. Die großtechnische Einsatzreife der Grobkorn-trocknung wurde bereits ab 1993 in der WTA-Demoanlage in Frechen mit einem Durchsatz von 50 t/h Rohkohle erfolgreich demonstriert. Der Durchbruch kam 2002 mit dem Betrieb der WTA-Feinkorn-trocknung ebenfalls in Frechen mit einer Durchsatzleistung von 30 t/h. Bei der Feinkorn-trocknung wird die Rohkohle vor dem Eintrag in den Wirbelschicht-trockner bis zu einer Korngröße von 2 mm fein gemahlen. Die Feinkorn-trocknungstechnik verringert das Volumen des Trockners, reduziert die spezifische Leistung des Brüdengebläses und erfüllt somit das ursprüngliche Entwicklungsziel, den Kraftwerks-wirkungsgrad bei konstant bleibenden Stromge-stehungskosten zu erhöhen.

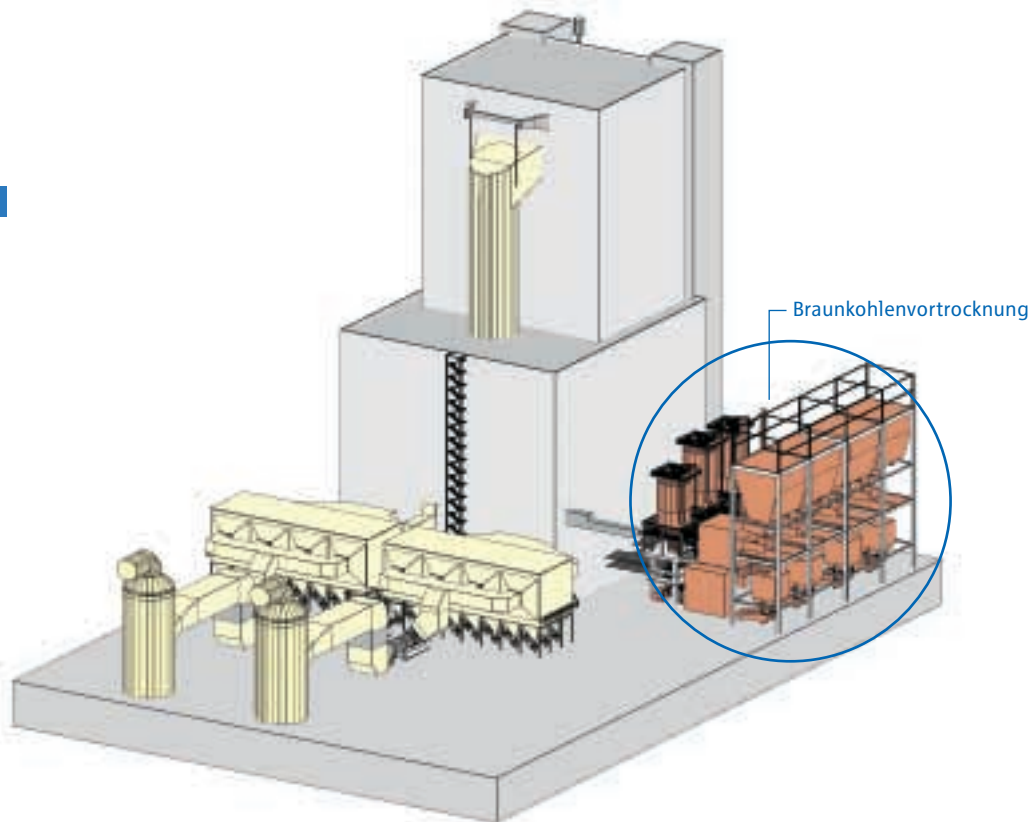
RWE Power hat 2004 das Projekt WTA-Prototypanlage am BoA-Block im Kraftwerk Niederaußem gestartet. Es umfasst die Planung und den Bau einer Prototypanlage für die vorkommerzielle 1:1-Erprobung der Feinkorn-WTA-Technik sowie die Mitverbrennung von Trockenbraunkohle im BoA-Block.

Weiterentwicklung führt Trends der letzten Jahre fort

Im Rahmen eines EU-geförderten Teilprojekts wird ALSTOM neben anderen Partnern insbesondere die Planung und den Betrieb begleiten. Ferner hat das Unternehmen im Rahmen einer Studie für RWE Power die Auslegung eines mit Trockenbraunkohle gefeuerten Dampferzeugers (BoA-Plus-Konzept) untersucht. Während das Brennersystem große Ähnlichkeiten mit einer Steinkohlenfeuerung hat, sind für die Brennkammerauslegung die Kohle- und Ascheeigenschaften der Braunkohle im Hinblick auf Verschlackungsneigung und NO_x -Emissionen maßgebend.

Die Weiterentwicklung der fortschrittlichen Kraftwerkstechnik führt die Trends der letzten 50 Jahre konsequent weiter. Mit der Steigerung des Wirkungsgrads werden die Ressourcen geschont, alle Schadstoffemissionen reduziert und auch die Ziele für die Reduzierung der CO_2 -Emissionen erfüllt. Ziel ist, die zusätzlichen Investitionskosten der effizienten Anlagen durch höhere Wirkungsgrade und niedrigere Brennstoffverbräuche zu kompensieren, so dass die Stromgestehungskosten konstant gehalten werden können. Verglichen mit anderen CO_2 -Abscheidungs- oder Vermeidungstechnologien, ergeben sich somit die niedrigsten CO_2 -Vermeidungskosten. Deshalb ist die Weiterentwicklung der fortschrittlichen Kraftwerkstechnik kurz- und mittelfristig die effektivste und wirtschaftlich sinnvollste Option zur Senkung der CO_2 -Emissionen.

BoA-Plus mit angeschlossener Braunkohlenvortrocknung (schematische Darstellung)



Quelle: RWE Power

Abscheidung und Speicherung derzeit noch zu teuer

Die Option einer weiteren Reduzierung der CO₂-Emissionen über die Effizienzsteigerung hinaus kann möglicherweise durch Technologien zur Abscheidung und Speicherung von CO₂ entwickelt und großtechnisch eröffnet werden.

Horizont 3: In den letzten Jahren wurden verstärkt solche Technologien für den Einsatz im Kraftwerksbereich untersucht. Die Abtrennungsprozesse, die bereits in Raffinerien eingesetzt wurden, sind ein möglicher Technologiepfad zur CO₂-Abtrennung in konventionellen Kraftwerken.

Parallel dazu wird die Verbrennung mit reinem Sauerstoff, der entweder in einer Lufterlegungsanlage erzeugt oder durch geeignete Membrantechnik einem Gasgemisch entnommen wird, auf Laborebene entwickelt. Bei diesem – auch als Oxyfuel bekannten – Prozess besteht das Rauchgas nach Kondensation des Wasserdampfanteils nahezu vollständig aus CO₂. Die Einhaltung der Temperatur in der Brennkammer des Dampferzeugers erfolgt durch Rauchgasrezirkulation. Bei Wirbelschichtanlagen kann die Temperatur teilweise durch geeignete Ascherezirkulation geregelt werden. Zurzeit wird diese Technologie auch in Deutschland im labortechnischen Maßstab näher untersucht.

Deutlicher Anstieg der Stromgestehungskosten

Zudem besteht die Möglichkeit, feste Brennstoffe durch Vergasung in ein Synthesegas umzuwandeln und dieses noch vor der Verbrennung von CO₂ zu befreien. Das Vergasungskombikraftwerk erlaubt eine thermodynamisch besonders vorteilhafte Ausgestaltung dieser Variante. Auch diese Technologie steht zurzeit im Mittelpunkt der Untersuchungen in Deutschland und weltweit.

Wichtig ist, dass diese Entwicklung einhergeht mit der Klärung der langzeitsicheren Speicherung des CO₂. Die Konzepte sehen vor, das CO₂ in ehemaligen Öl- oder Gaslagerstätten oder in tiefen Salzwasser führenden Schichten, den so genannten Aquiferen, flüssig zu lagern. Ungeachtet der Tatsache, dass die CO₂-Abscheidung und -Speicherung nicht genügend

untersucht und noch nicht endgültig gelöst sind, sind die CO₂-Abscheidungs- und Vermeidungstechnologien wirtschaftlich unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen noch nicht vertretbar. Mit den günstigsten Annahmen werden die Stromgestehungskosten durch CO₂-Abtrennung, -Transport und -Einlagerung um etwa 70 Prozent im Vergleich zum heutigen Niveau ansteigen, während sich der Wirkungsgrad verschlechtert und die Reichweite der Ressourcen deutlich abnehmen wird.

In zahlreichen F&E-Projekten arbeiten Betreiber, Hersteller und Universitäten zusammen, um die CO₂-Abscheidungs- und Vermeidungstechnologien und somit die Vision des CO₂-freien Kraftwerks zu einer realistischen Langfristoption jenseits 2020 zu machen.

Fazit

Durch den Einsatz heute verfügbarer moderner Kohlekraftwerkstechnik sind erhebliche CO₂-Minderungen erreichbar. Zu diesem Weg gibt es somit keine sinnvolle Alternative für eine effiziente Klimavorsorge. Ob und inwieweit eine darüber hinausgehende Abtrennung und Einlagerung des CO₂ nach 2020 zur Verfügung stehen, wird entscheidend von der Machbarkeit der sicheren Einlagerung und der öffentlichen Akzeptanz abhängen.



Der Autor: Dr. Georg-Nikolaos Stamatelopoulos
ALSTOM Power Boiler GmbH,
Leiter Berechnung und Entwicklung



Der Autor: Prof. Dr. Günter Scheffknecht
Direktor des Instituts für
Verfahrenstechnik und
Dampfkesselwesen
der Universität Stuttgart

Abtrennen und speichern: Optionen für den Umgang mit Kohlendioxid

Wie weit sind die Entwicklungen zur CO₂-Abscheidung und -Einlagerung gediehen? Welche Techniken kommen für die CO₂-Abtrennung grundsätzlich in Frage? Welche Möglichkeiten für die Einlagerung von Kohlendioxid gibt es? Antworten auf diese Fragen und konkrete Projektbeispiele, die Forscher an Universitäten und in den Unternehmen beschäftigen, werden in diesem Kapitel vorgestellt.

Drei Technologierouten eröffnen Möglichkeiten zur CO₂-Abtrennung in fossil gefeuerten Kraftwerken

Mit wirkungsgradsteigernden Maßnahmen lassen sich die CO₂-Emissionen der heute vorhandenen fossil gefeuerten Kraftwerkleistung in Deutschland um circa 30 Prozent vermindern. Eine darüber hinausgehende CO₂-Minderung erfordert Verfahren, die das erzeugte CO₂ möglichst weitgehend aus dem Kraftwerksprozess abscheiden können. Hier schälen sich drei alternative Technologien heraus, die mittlerweile weltweit entwickelt und bewertet werden. Mit diesem Thema haben sich Prof. Dr.-Ing. Alfons Kather (TU Hamburg-Harburg) und Dr. Ludolf Plass (Lurgi AG) beschäftigt.

Nach dem jeweiligen Ort der CO₂-Abtrennung in der Stoffumwandlungskette lassen sich prinzipiell drei Abtrennstrategien unterscheiden:

1. Rauchgasdekarbonisierung: CO₂-Abtrennung aus Rauchgas nach Verbrennung mit Luft
2. CO₂-Aufkonzentrierung im Rauchgas nach Verbrennung mit Sauerstoff
3. Brenngasdekarbonisierung: CO₂-Abscheidung aus Brenngas vor Verbrennung

Das jeweilige Abtrennverfahren ist eng gekoppelt an den zugrunde liegenden Kraftwerkstyp. Während Maßnahmen nach der ersten der oben genannten Abtrennstrategien – der CO₂-Wäsche aus dem Rauchgas – praktisch jedem fossil gefeuerten Kraftwerkstyp nachgeschaltet werden können, erfordern die anderen Abtrennverfahren erhebliche Eingriffe in den eigentlichen Kraftwerksprozess bzw. ein völlig neues Kraftwerkskonzept.

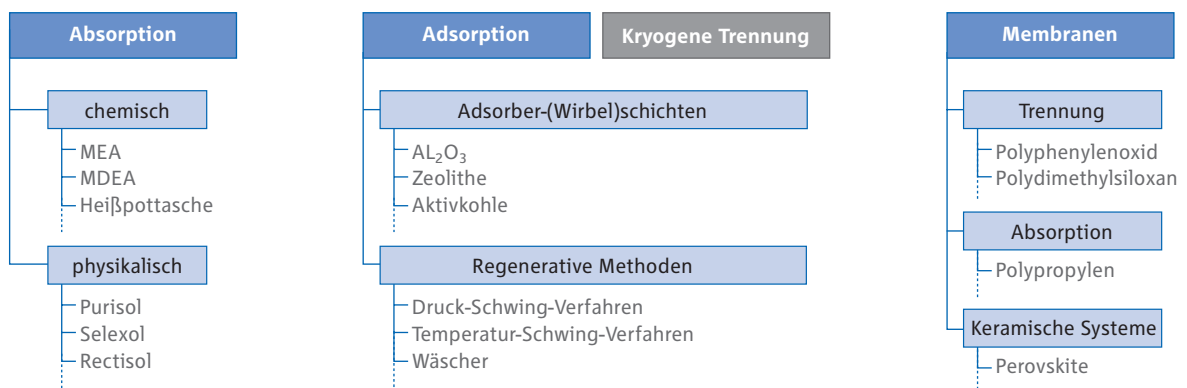
Insbesondere die Absorptionstechnologien zur CO₂-Abscheidung, also Waschprozesse, sind im Prinzip bekannt und umfänglich in der chemischen Industrie erprobt. Ein großtechnisches Einsatzbeispiel findet sich zum Beispiel für die Rectisol-Wäsche bei der Kraftstoffsynthese, wie sie von Sasol in Südafrika realisiert wurde.

Mehrbedarf an Brennstoff, höhere Investitionen

Dennoch müssen Verfügbarkeit und Wirkungsgrad dieser Verfahren auch unter Kraftwerksbedingungen in Pilotanlagen demonstriert werden. Der großtechnische Einsatz in Kraftwerken ist mittelfristig möglich. Je nach Abscheideverfahren und Kraftwerkstyp ergeben sich nach heutigem Kenntnisstand dabei erhebliche Wirkungsgradeinbußen (6 bis 15 Prozentpunkte). Diese erfordern bei gleicher Nennleistung einen Mehrbedarf an Brennstoff von 10 bis 35 Prozent und erhebliche zusätzliche Investitionen (30 bis 150 Prozent).

Auf den folgenden Seiten werden die wichtigsten derzeit verfolgten Technologierouten dargestellt.

Wesentliche Technologien zur CO₂-Abscheidung

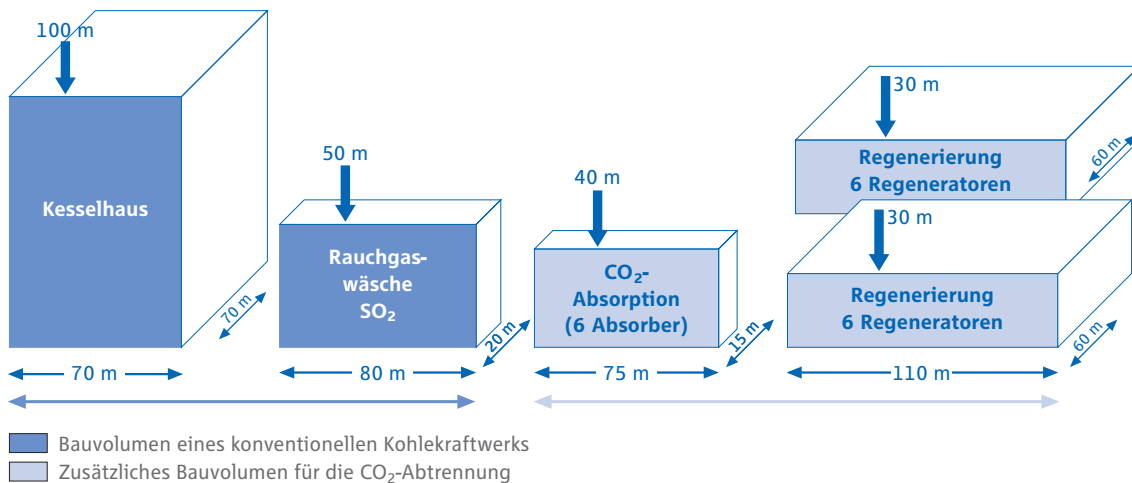


Konventionelles kohlebefeuertes Dampfkraftwerk mit CO₂-Abtrennung: Beim konventionellen Dampfkraftprozess kann die Abtrennung des CO₂ aus den drucklosen Rauchgasen mit Hilfe einer Lösung aus Monoethanolamin (MEA), Wasser und möglicherweise anderen Hilfssubstanzen zum Beispiel zur Korrosionsvermeidung erfolgen. Zur Regeneration der MEA-Lösung wird Wärme aus Niederdruckdampf verwendet. Dadurch sinkt der Gesamtwirkungsgrad des Dampfkraftwerksblocks um circa 10 bis 15 Prozentpunkte. Derart hohe Wirkungsgradeinbußen resultieren aus den geringen CO₂-Konzentrationen in den drucklosen Rauchgasen, die den Einsatz einer chemisch wirkenden Waschflüssigkeit mit hohem Regenerationsdampfbedarf erfordert.

CASTOR untersucht Abtrennung mit Waschflüssigkeit
Zu dem bei konventionellen Anlagen vorhandenen Bauvolumen für Kesselhaus und Rauchgaswäsche gesellen sich fast noch einmal das gleiche Bauvolumen für die Absorptionsanlage und die Regenerierung hinzu. Diese Technologie bietet prinzipiell die Möglichkeit der Nachrüstung von bereits existierenden Kraftwerken. Im Kohlekraftwerk Esbjerg in Dänemark wird derzeit im europäischen Forschungsprojekt CASTOR die Abtrennung des CO₂ (1 bis 2 t/h) aus Rauchgasstrom mit Hilfe verschiedener Waschflüssigkeiten repräsentativ untersucht.

Zusammengefasst ergeben sich bei der CO₂-Abtrennung aus herkömmlichen Rauchgasen hinter konventionellen Kohlekraftwerken nach derzeitigem Kenntnisstand die ungünstigsten Verhältnisse infolge erhöhter Investitionskosten, stärkster Wirkungsgradminderung und des damit einhergehenden Mehraufwands für Brennstoffe.

Hohes zusätzliches Bauvolumen bei einem konventionellen Kraftwerk mit CO₂-Wäsche



Vereinfachte Darstellung der baulichen Größe eines 660-MW-Steinkohlenblocks mit nachgeschalteter CO₂-Wäsche

Kohle gefeuertes Dampfkraftwerk mit Sauerstoffverbrennung und CO₂-Abtrennung (Oxyfuel-Prozess): Günstiger stellen sich die Verhältnisse bei dem so genannten Oxyfuel-Prozess dar, weshalb dieser Prozess auch als ein Schwerpunkt im Rahmen des deutschen Forschungsprogramms COORETEC (s. S. 65) weiterverfolgt wird. Erstmals erwähnt wurde der kohle gefeuerte Oxyfuel-Kraftwerksprozess mit CO₂-Abtrennung im Zusammenhang mit der Bereitstellung von CO₂ für das Enhanced Oil Recovery Verfahren (EOR) in den frühen achtziger Jahren. Dennoch existieren bislang keine Pilotanlagen zu diesem Prozess.

Der Prozess basiert auf dem klassischen Kohle-Dampf-Kraftwerk, wobei die Verbrennung der Kohle im Dampferzeuger anstatt mit Luft nun in einer Atmosphäre aus Sauerstoff, bereitgestellt durch eine Luftzerlegungsanlage, und rezirkuliertem Rauchgas geschieht. Die Hauptbestandteile des Rauchgases sind CO₂ und Wasser, so dass das CO₂ durch Auskondensation des Wassers energetisch günstig separiert und verflüssigt werden kann. Eine Wäsche mit Regeneration ist hier nicht erforderlich. Als weiterer Vorteil der Oxyfuel-Technologie gilt der eventuell mögliche Wegfall von aufwändigen Abgasreinigungssystemen wie DENOX und REA. Hierdurch wird ein Teil der zusätzlichen Investitionskosten aufgehoben.

Markante Neuerungen

Der Prozess gliedert sich im Wesentlichen in die Hauptkomponenten Luftzerlegungsanlage (LZA), Dampfkraftwerk, Rauchgaskondensation, Abwasserbehandlung und Rauchgasverflüssigung. Der in der LZA gewonnene Sauerstoffstrom wird mit rezirkuliertem Rauchgas gemischt, um die Verbrennungstemperatur und damit die thermische Belastung der Wärmeüberträgerflächen in technisch beherrschbarem Rahmen zu halten. Dazu müssen bei Kohlenstaubfeuerungen etwa zwei Drittel der Rauchgasmenge nach dem Dampferzeuger rezirkuliert werden.

Der Dampferzeuger selbst sowie auch der Wasserdampfkreislauf ähneln denen in herkömmlichen modernen Dampfkraftwerken, weisen auf der anderen Seite jedoch auch markante Unterschiede auf. Die Notwendigkeit, das Rauchgas bis auf Umgebungstemperatur abzukühlen und das enthaltene Wasser auszukondensieren, sowie der Wegfall des Luftvorwärmers führen zu einem veränderten Wärmeangebot auf der Rauchgasseite, das vor allem ein erhöhtes Angebot an Niedertemperaturwärme zur Folge hat. Deren Einkopplung in den Prozess wirkt sich auf den Umfang der regenerativen Speisewasservorwärmung aus und erfordert zusätzliche rauchgasbeheizte Wärmeüberträger im Dampferzeuger, welche einen großen Einfluss auf die Investitionskosten haben können.

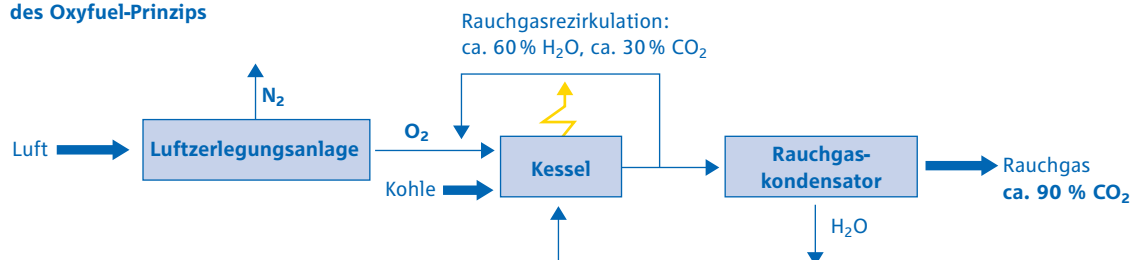
Wirkungsgradeinbußen von 8 Prozentpunkten

Das Rauchgas wird im Rauchgaskondensator bis auf die Taupunkttemperatur abgekühlt und so von einem Großteil der Wasserbelastung befreit. Das restliche Wasser wird über Molekularsiebe aus dem Rauchgas entfernt. Die Konzentration des CO₂ im nun trockenen Rauchgas beträgt etwa 90 Prozent.

Der Rest besteht zum größten Teil aus überschüssigem Sauerstoff sowie aus Argon und geringen Mengen Stickstoff wie auch Schwefel- und Stickoxiden. Während sich die Schadstoffe zum Teil im auskondensierten Wasser und im flüssigen CO₂ lösen, ist es notwendig, Sauerstoff und Argon während der Verflüssigung des CO₂ bei etwa 20 bar und -45 °C abzutrennen. Das so gewonnene CO₂ bleibt bei dem Transportdruck von circa 100 bar auch bei Umgebungstemperatur flüssig.

In einer Studie der TU Hamburg-Harburg wurde das Oxyfuel-Prinzip auf ein modernes Steinkohlenkraftwerk angewandt. Danach ergibt sich gegenüber dem Basisprozess eine Wirkungsgradeinbuße von 8 Prozentpunkten.

Blockschaltbild des Oxyfuel-Prinzips



IGCC-Prozess mit CO₂-Abtrennung: Beim Kombi-Kraftwerk mit integrierter Vergasung (IGCC) wird durch unterstöchiometrische Teiloxidation von Kohle mit Sauerstoff anstelle Rauchgas ein Brenngas erzeugt, dessen Hauptkomponenten Kohlenmonoxid, Wasserstoff und Kohlendioxid sind. Das Brenngas wird gereinigt und zur Brennkammer einer Gasturbine geleitet. Die nachgeschaltete Kombianlage ist vergleichbar mit einem erdgasgefeuerten Gas- und Dampfturbinenprozess. Bis heute sind weltweit fünf Demonstrationsanlagen mit Leistungen zwischen 100 und 300 MW mit unterschiedlichen Vergasungsverfahren für den Brennstoff Steinkohle in Betrieb gegangen. Wegen des erheblichen Vorteils beim Wirkungsgrad dachte man Anfang der 90er Jahre auch in Deutschland darüber nach, ein großes Kombikraftwerk mit integrierter Kohlevergasung zu bauen. Von diesen Überlegungen hat man aber später insbesondere wegen der erforderlichen hohen Anfangsinvestitionen, der komplexen Anlagentechnik und Verfügbarkeitsrisiken sowie der erfolgreichen Steigerung des Wirkungsgrads bei konventionellen Kraftwerksblöcken Abstand genommen.

Anpassung von Gasturbine und Brenner

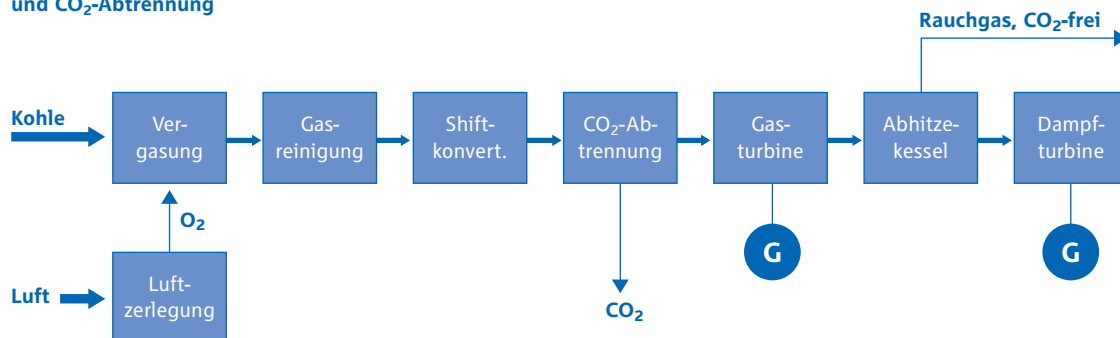
Unter dem Gesichtspunkt einer zusätzlich integrierten CO₂-Abtrennung jedoch erscheint der IGCC-Prozess wieder sehr vielversprechend, da sich hier eine günstige CO₂-Abtrennung vor der Verbrennung erreichen lässt. Dabei wird nach der Vergasung der Kohle mit Sauerstoff das CO im Synthesegas in einer nachfolgenden Konvertierung (Shift) zu Wasserstoff und CO₂ umgesetzt. In einer ersten Gaswäsche werden unerwünschte Gasbestandteile (H₂S, COS, HCN, NH₃) entfernt.

Mittels einer zweiten Wäsche erfolgt die Abtrennung des CO₂. Die Prozessführung der Brenngasbereitung ist praktisch analog zu einem der bereits vielfach realisierten Prozesse zur Erzeugung von Ammoniak aus Kohle. Das Brenngas weist nach der CO₂-Abtrennung relativ hohe H₂-Gehalte auf. Die Anpassung der Gasturbine und insbesondere der Brenner an diese veränderte Gaszusammensetzung ist ein Schwerpunkt der Weiterentwicklung zum CO₂-freien IGCC-Kraftwerk.

COORIVA soll Schwachpunkte identifizieren

Der Gesamtwirkungsgrad der Schaltung liegt mit 42 bis 46 Prozent um 6 bis 10 Prozentpunkte niedriger als bei einem vergleichbar modernen IGCC ohne CO₂-Abscheidung. Der hohe Entwicklungsstand der Kombikraftwerkstechnologie sowie relativ moderate Auswirkungen der CO₂-Abtrennung auf Kosten und Wirkungsgrad machen die IGCC-Technologie damit zu einer attraktiven Lösung für eine CO₂-freie Stromerzeugung. Wesentliche Entwicklungsarbeiten sind bereits angestoßen oder in Vorbereitung. Schwerpunkt des seit Anfang 2004 laufenden europäischen Forschungsprojekts ENCAP ist neben der Erarbeitung optimierter Schaltungen für Stein- und Braunkohle wie auch Erdgas insbesondere die Entwicklung von Gasturbinenbrennern für wasserstoffreiche Brenngase. Das im Rahmen von COORETEC beim BMWA beantragte Vorhaben COORIVA wird vor allem die noch vorhandenen grundsätzlichen Schwachpunkte der IGCC-Prozesse identifizieren und insbesondere hinsichtlich Verfügbarkeit und Kosten tragfähige Konzepte entwickeln.

Kohlefeuerter IGCC mit CO-Konvertierung und CO₂-Abtrennung



Fazit

Für die zukünftige Option der Abtrennung von CO₂ aus fossil gefeuerten Kraftwerken kommen drei grundsätzliche Technologierouten in Frage:

1. Herkömmlicher Dampfkraftwerksprozess mit CO₂-Abscheidung aus dem Rauchgas
2. Dampfkraftprozess mit Sauerstoffverbrennung und Rauchgasrückführung (Oxyfuel-Prozess)
3. Vergasungskombikraftwerk mit CO₂-Abscheidung aus dem Brenngas

Alle Routen führen im Vergleich zu den Prozessen ohne CO₂-Abtrennung grundsätzlich zu erheblichen Mehrkosten und zusätzlichem Energieverbrauch. Im Detail zeigen sich jedoch Unterschiede, die zu einer differenzierten Bewertung führen.

1. Die CO₂-Abtrennung aus dem Rauchgas mittels Amin-Wäsche wird zwar in einigen Sonderfällen bereits praktiziert, erfordert aber insbesondere für die kohlespezifischen Rauchgase eine umfassende Erprobung. Diese Route führt zu den höchsten Mehrkosten und den größten Wirkungsgradeinbußen.
2. Beim Oxyfuel-Prozess sind die Auswirkungen der CO₂-Abtrennung moderater als bei der Amin-Wäsche, so dass dieser Prozess wesentlich attraktiver erscheint. Der Prozess muss allerdings noch in den wesentlichen Verfahrensschritten untersucht und bis zur kommerziellen Reife entwickelt werden.
3. Die aus heutiger Sicht vielversprechendste Route ist das Vergasungskombikraftwerk mit CO₂-Abtrennung. Es erreicht die höchsten Wirkungsgrade bei vergleichsweise geringen Kostensteigerungen. Die Entwicklungsaufgaben konzentrieren sich auf die Gasturbine, die für die Verbrennung eines H₂-reichen Brenngases konzipiert werden muss. (s.S. 62)

Die Entwicklung der Prozesse mit CO₂-Abtrennung wird mittlerweile in zahlreichen nationalen und internationalen Projekten mit Nachdruck vorangebracht. Wichtig ist, dass auch der unverzichtbare Nachweis der langzeit-sicheren Einlagerung des CO₂ mit dieser Entwicklung Schritt hält.



Der Autor: Prof. Dr.-Ing. Alfons Kather
Technische Universität Hamburg-
Harburg
Institut für Wärmekraftanlagen
und Schiffsmaschinen



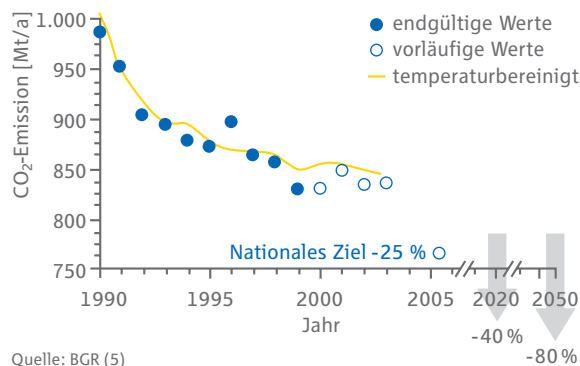
Der Autor: Dr. Ludolf Plass
Lurgi AG,
Executive Vice President Technology

Möglichkeiten zur Speicherung im Untergrund werden schon in der Praxis getestet

Die CO₂-freie Stromerzeugung ist nur dann zu rechtfertigen, wenn es gelingt, das abgetrennte CO₂ langfristig zu speichern und den Zutritt zur Atmosphäre sicher auszuschließen. Dr. Peter Gerling von der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) nimmt in seinen Ausführungen auf den nächsten Seiten Möglichkeiten zur CO₂-Speicherung in den Fokus.

Im Rahmen des Kyoto-Protokolls hat sich die Bundesrepublik Deutschland verpflichtet, bis zum Zeitraum 2008/12 ihre klimabeeinflussenden Gasemissionen gegenüber 1990 um 21 Prozent zu reduzieren. Mit einer Verminderung von über 18 Prozent ist dieses Ziel bereits heute fast erreicht.

CO₂-Emissionen und -Reduktionsziele in Deutschland



Die Weiterentwicklungen in der Kraftwerkstechnik mit dem Ziel der Effizienzsteigerung werden zusätzlich CO₂-Minderungspotenziale für die Stromerzeugung erschließen. Für darüber hinausgehende CO₂-Reduktionen für fossil gefeuerte Kraftwerke ist die Vision des CO₂-freien respektive CO₂-armen Kraftwerks entstanden.

Brückentechnologie zur Erreichung von Klimazielen

Das Konzept sieht die Abtrennung von CO₂ aus den Verbrennungsgasen großer lokaler Quellen und eine anschließende Speicherung in geologischen Strukturen vor. Solch ein Weg könnte eine Brückentechnologie zur Erreichung künftiger Klimaziele sein. Diesen Standpunkt vertreten beispielsweise der Wissenschaftliche Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (WBGU) in seinem Bericht „Energiewende zur Nachhaltigkeit“ und der Rat für Nachhaltige Entwicklung in den „Perspektiven der Kohle in einer nachhaltigen Energiewirtschaft“.

Erste praktische Erfahrungen werden mit der unterirdischen Speicherung von CO₂ bereits in der norwegischen Nordsee gemacht, wo das CO₂ aus dem Gasfeld Sleipner nach seiner Abtrennung aus dem geförderten Erdgas unmittelbar wieder in einen etwa 1.000 m tief liegenden Aquifer injiziert wird. Ein zweites Projekt läuft im kanadischen Weyburn. CO₂ wird hier nach einem Pipeline-Transport über etwa 300 km aus den USA in ein Erdölfeld eingespeist. Dieses Verfahren erhöht die Ölausbeute signifikant. Das mit dem zusätzlichen Erdöl wieder zutage geförderte CO₂ wird abgeschieden und erneut eingesetzt.

Einspeicherung geotechnisch in Deutschland möglich

Ist eine Einspeicherung von CO₂ im Untergrund auch am Standort Deutschland möglich? Aus geotechnischer Sicht lautet die Antwort eindeutig: ja. In Deutschland wird seit mehr als 30 Jahren Erdgas in Kavernen, in Aquiferen sowie in ehemaligen Öl- oder Gasfeldern gespeichert. Dennoch gibt es signifikante Unterschiede zur CO₂-Speicherung:

- Erdgas besteht aus gasförmigen Kohlenwasserstoffen – im Wesentlichen Methan. Diese Gase verhalten sich im Untergrund anders als CO₂.
- Erdgas – genau genommen das Arbeitsgas in einem Speicher – wird in der Regel einmal pro Jahr umgeschlagen, das heißt, die Verweilzeit des Gases im Untergrund ist zeitlich limitiert.
- Der rechtliche Rahmen für die untertägige Speicherung von Erdgas ist per Bundesberggesetz, durch DIN und andere Bestimmungen eindeutig geregelt. Für CO₂ gibt es bisher keinerlei Regelungen.

Die nachfolgenden Ausführungen gehen auf die Spezifika von CO₂ ein und beinhalten zudem eine Einschätzung der verschiedenen Speicherpotenziale am Standort Deutschland.

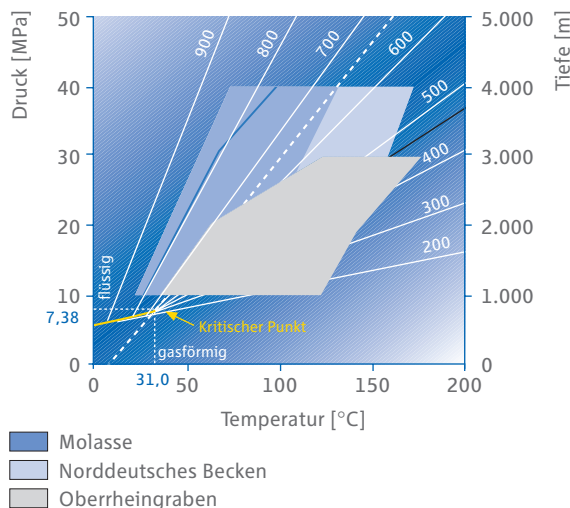
Bei der Speicherung von CO₂ im Untergrund ist das Wissen über dessen Phasenverhalten – grundsätzlich kann Kohlendioxid einen festen, flüssigen oder gasförmigen Zustand einnehmen – eine wichtige Kenngröße. Damit wird die Speichermenge pro Reservoirvolumen maßgeblich beeinflusst.

Im Untergrund kann CO₂ nur einen flüssigen oder gasförmigen Zustand einnehmen – der von Druck und Temperatur abhängige Phasenübergang ist im Bild unten wiedergegeben. Bei einem Druck von 7,38 Megapascal (MPa) und einer Temperatur von 31 °C wird der kritische Punkt von Kohlendioxid erreicht – er liegt in der Nähe üblicher Druck- und Temperaturgradienten bei hydrostatischen Verhältnissen. Oberhalb dieses Punkts befindet sich Kohlendioxid im überkritischen Zustand – es kann nicht mehr zwischen gasförmig und flüssig unterschieden werden. Im überkritischen Bereich entscheiden Druck und Temperatur in der Lagerstätte direkt über die Dichte des Kohlendioxids.

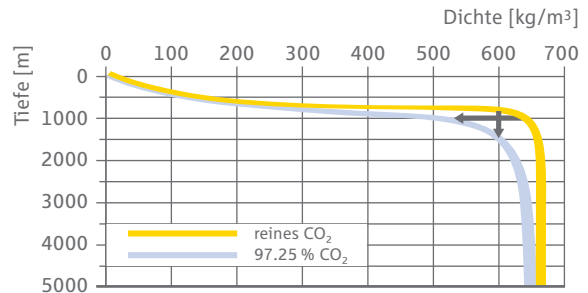
CO₂-Speichervermögen ist tiefenabhängig

Unter hydrostatischen Bedingungen wächst der Druck im Untergrund je Tiefenzunahme von 1.000 m um 10 MPa. Die relevanten Zusammenhänge von Tiefe und Temperaturverhältnissen in den drei großen deutschen Sedimentbecken mit CO₂-Speicherpotenzial – Norddeutsches Becken, Oberrheingraben, Alpenvorland-Becken – sind unten dargestellt. Obwohl diese

Phasendiagramm und Kennfelder deutscher Sedimentbecken



Dichte/Tiefe-Profil von reinem und verunreinigtem CO₂



Darstellung nur einen Pauschaleindruck liefert, wird ersichtlich, dass der Oberrheingraben wegen seiner erhöhten Temperaturgradienten die ungünstigsten Bedingungen für eine CO₂-Speicherung aufweist – diese Region ist zudem eine auch heute erdbebengefährdete Zone.

Auf Grundlage hydrostatischer Bedingungen (10 MPa/km) und eines geothermischen Gradienten von 30 °C/km lassen sich exemplarisch die Dichteänderungen von CO₂ mit der Tiefe darstellen, wie das Bild oben zeigt. Unter diesen Bedingungen ist CO₂ in Tiefen von weniger als etwa 600 m gasförmig und besitzt nur eine geringe Dichte. Bis zum Erreichen des kritischen Punkts in etwa 700 bis 800 m Tiefe verursachen marginale Druck- oder Temperaturänderungen starke Variationen der CO₂-Dichte. Unterhalb von etwa 1000 m ist das CO₂ nur noch wenig kompressibel – ein überkritisches Fluid, dessen Dichte sich mit zunehmender Tiefe nur noch geringfügig ändert.

Besondere Anforderungen beim Oxyfuel-Prozess

Nun gelten diese Ausführungen nur für ein reines Kohlendioxidgas. Wenn beispielsweise das zu speichernde Verbrennungsgas aus einem „Oxyfuel-Prozess“ stammt, ist eine Kontamination mit Argon und Sauerstoff denkbar. Bei einer summarischen Verunreinigung von 2,75 Prozent durch diese beiden Gase wäre die Dichte dieses Mischgases gegenüber einem reinen CO₂ deutlich reduziert. Dementsprechend wären in einem 1.000 m tiefen Reservoir pro Kubikmeter Porenraum nur noch 500 kg statt 650 kg speicherbar. Um dennoch eine Speicherdichte von 600 kg/m³ zu erzielen, müsste das Reservoir in 1.500 m statt in etwa 900 m Tiefe eingerichtet werden.

Um Porenraum effektiv, das heißt mit hoher Masse, auszufüllen, sind Tiefen von 800 bis 1000 m zu erreichen.

Die Bundesrepublik Deutschland ist mit etwa 850 Mt/a der größte CO₂-Emittent der EU. Auf fossil gefeuerte Kraftwerke, Raffinerien, integrierte Eisenhütten und Stahlwerke, Zementwerke und Teile der chemischen Industrie entfallen davon etwa 350 Mt/a.

Aus wirtschaftlichen Gründen ist es sinnvoll, das CO₂ vorrangig an diesen Punktquellen abzuscheiden und in entsprechend aufnahmefähigen „Senken“ zu speichern. Durch die bereits oben geschilderten physikochemischen Rahmenbedingungen beschränkt sich die Suche nach Speicheroptionen auf Gebiete mit hinreichend verbreiteten und mächtigen Sedimentpaketen – nämlich das Norddeutsche Becken, den Oberrheingraben und das Alpenvorlandbecken. Dabei gilt es nicht nur nach Speichern zu suchen, sondern ebenso wichtig ist es, die Existenz, Verbreitung und langfristige Stabilität von abdeckenden Schichten zu berücksichtigen.

Bundesanstalt untersucht Speichermöglichkeiten

Im Verlauf eines partiell von der EU geförderten Forschungsvorhabens (GESTCO) hat die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe für den Standort Deutschland Erdöl- und Erdgasfelder, tief liegende Aquifere, unterhalb der Abbaugrenze befindliche Kohlenflöze sowie Salz- und Kohlenbergwerke hinsichtlich ihrer Eignung als CO₂-Speicher evaluiert. Bewertungskriterien waren die Speicherkapazität, die Durchlässigkeit von Reservoirgesteinen, Existenz, Rückhaltevermögen und Integrität von abdeckenden Schichten, Kenntnis über den jetzigen Poreninhalt, gegebenenfalls Nutzungskonflikte sowie die Möglichkeit, die CO₂-Speicherung für eine gleichzeitige Gewinnung von Kohlenwasserstoffen zu nutzen.

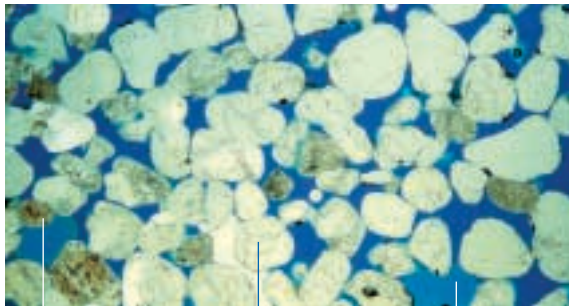
Ausgeförderte Erdgasfelder interessante Standorte

Leer geförderte bzw. nahezu ausgeförderte Erdgasfelder sind ausgesprochen interessante Standorte für die Speicherung von CO₂. Das erste und wichtigste Argument dafür ist, dass sie über geologische Zeiten – also Millionen von Jahren – ihre Dichtigkeit behalten haben.

Die meisten Erdgasfelder in Norddeutschland sind vor etwa 80 bis 90 Millionen Jahren mit dem heutigen Inhalt befüllt worden und speichern diesen seitdem. Zudem wissen die Betreiber dieser Lagerstätten aus der Fördergeschichte, wie sich das Reservoir über die Zeit entleert hat. Das Wissen um das Förderverhalten wird bereits im Zuge einer Nachnutzung als Erdgasspeicher – jährliche Ein- und Ausspeicherung – zunutze gemacht und könnte zukünftig auch bei einer Nachnutzung als CO₂-Speicher von großem Wert sein. Mit den Bohrplätzen, den Bohrungen und deren Anbindung an ein Pipeline-Netz existiert bereits eine Infrastruktur, die partiell oder durch Anpassungen auch für die neue Nutzung zu verwenden wäre.

Darüber hinaus gibt es einen weiteren Aspekt, der insbesondere die Wirtschaftlichkeit dieser Nachnutzung von Erdgasfeldern unterstützt: Bei der konventionellen Gewinnung von Erdgas werden etwa 75 bis 80 Prozent einer Lagerstätte ausgebeutet. Wenn es gelänge, durch den rechtzeitigen Beginn der Injektion von CO₂ in ein nahezu ausgefördertes Erdgasfeld die Ausbeuterate zu erhöhen, ließe sich ein Teil der Kosten für die CO₂-Speicherung auffangen. Faktisch würde auf diesem Wege eine „win-win“-Situation hergestellt werden.

Dünnschliff-Buntsandstein: Porenvolumen ist ein möglicher Speicherraum



Feldspat

Quarz

Porenvolumen

Unterhalb der geforderten Mindesttiefe von 800 bis 1.000 m sind in den Sedimentbecken in vielen geologischen Formationen mit hochsalinaren Wässern gefüllte Aquiferen weit verbreitet. Die Abbildung zeigt beispielhaft den Schnitt eines Sandsteinsediments, das CO₂ im Porenvolumen einspeisen kann.

Projekt CO2SINK sammelt praktische Erfahrungen

Aufgrund der Qualität des Poreninhalts sowie der großen Tiefe kommen diese Gesteinspakete für eine zukünftige Trinkwassergewinnung nicht in Betracht. Das potenzielle Speichervolumen von CO₂ wird als etwa zehnfach höher gegenüber jenem von Erdgasfeldern eingeschätzt. Es gibt jedoch Einschränkungen. Detailinformationen über die laterale Verbreitung, die Mächtigkeit, Porosität und Permeabilität der Speichergesteine beruhen auf vergleichsweise wenigen Bohrungen. Die Gesteinsausbildung kann auf geringen Entfernungen wechseln, die Geometrie der strukturellen Fallen und deren Überlaufpunkte sind meist nicht hinreichend bekannt. Der Viskositätsunterschied zwischen CO₂ und dem Formationswasser sowie die Heterogenität der Speicherausbildung kann zu bevorzugten Strömungspfaden für das injizierte CO₂ führen. Dieses Auffingern reduziert einerseits die Speicherkapazität, fördert auf der anderen Seite jedoch die Löslichkeit des CO₂ im Formationswasser. Durch ein gezieltes Reservoirmanagement – zum Beispiel den Einsatz mehrerer Injektionsbohrungen – kann die Ausbreitung des CO₂ im Speicher (Flutungseffizienz) optimiert werden.

Erste praktische Erfahrungen dazu sollen in dem vom GFZ Potsdam koordinierten Forschungsprojekt CO2SINK gewonnen werden. Es ist vorgesehen, am Standort Ketzin – nicht weit von Berlin – CO₂ unterhalb eines aufgegebenen Erdgasspeichers in einen Aquifer im Schilfsandstein einzubringen. Das Arbeitsprogramm ist insbesondere auf die Beobachtung der CO₂-Ausbreitung im Aquifer mit Hilfe geophysikalischer und geochemischer Methoden, den Abgleich mit Ergebnissen numerischer Modellierungen sowie die Entwicklung von Strategien zur Risikoabschätzung fokussiert. Das Vorhaben soll durch eine umfangreiche Öffentlichkeitsarbeit begleitet werden.

Die theoretische Speicherkapazität deutscher Erdgasfelder und Aquiferen, der Option mit dem eindeutig größten Speichervolumen, könnte ausreichen, um den oben angegebenen jährlichen CO₂-Ausstoß von 350 Mio. t/a für circa 65 bis 85 Jahre zu speichern. Die übrigen Speicheroptionen sind nachrangig und nur bedingt tauglich. Angesichts endlicher Kapazitäten müssten auch die Möglichkeiten einer Speicherung im Ausland in Betracht gezogen werden.

Von der BGR auf ihre Eignung als CO₂-Speicher beurteilte Optionen in der Bundesrepublik Deutschland und deren abgeschätzte Speicherkapazitäten

| Option | Speichervolumen [Mrd. t CO ₂] |
|-----------------|---|
| Erdgasfelder | 2,56 |
| Aquiferen | 20±8 |
| Kohleflöze | 0,37 bis 1,67 |
| Erdölfelder | 0,11 |
| Salzbergwerke | 0,04 |
| Kohlenbergwerke | 0,78 |

Feldversuch mit Kohleflözen läuft in Polen

Technische Grundlage für die Option Kohleflöze ist eine gegenüber Methan bevorzugte und nachgewiesene Adsorption von CO₂ an Kohlen. Durch Übertragung dieses Konzepts auf natürliche Umgebungen wird versucht, CO₂ an Kohle zu binden und gleichzeitig den Energieträger Methan freizusetzen. In dem Sinne wird derzeit in einem Feldversuch in Polen erkundet (RECOPOL), mit welchen Mengen dieses Phänomen unter natürlichen Bedingungen nachzubilden ist. Angesichts der sehr geringen Permeabilitäten von Kohle ist jedoch zu bezweifeln, dass dieses Verfahren für den Standort Deutschland ökonomisch umzusetzen ist.

Nordsee kommt für Speicherung nicht in Betracht

Abschließend eine Bemerkung zu nicht relevanten, jedoch oftmals diskutierten Optionen: Das Gebiet der deutschen Nordsee kommt wegen konkurrierender Nutzungsansprüche (Nationalpark Wattenmeer, FFH-Gebiete, Seeschiffahrtswege, Windparks etc.) nicht für eine CO₂-Speicherung in Betracht. Auch gegen eine Einlagerung im Ozean sprechen einige Gründe: Abgesehen von den Transportdistanzen zwischen Deutschland und dem tiefen Atlantik spricht insbesondere die nicht abwägbare mögliche Beeinflussung von Flora und Fauna im Ozean grundsätzlich gegen diese Option. Auch müssten die Konsequenzen eines unkontrollierten CO₂-Transports in die Hoheitsgebiete anderer Länder juristisch bedacht sein. Eine Fällung des Kohlendioxids in Form von Magnesit – unmittelbar am Kraftwerk – ist wegen der limitierten Verfügbarkeit des benötigten Rohstoffs Mg-Silikat in Mitteleuropa keine Lösung.

Rechtsklarheit ist die Grundlage für unternehmerische Planungssicherheit – entsprechend diesem Motto sind noch grundsätzliche juristische Fragen zu klären.

Es existiert bisher kein CO₂-Speicher in Deutschland – daher ist die mögliche rechtliche Behandlung einer solchen Speicherung bisher offen. Die Untertagespeicherung von Erdgas unterliegt dem Bundesberggesetz. Hierbei wird die Wiederentnahme des Gases unterstellt. Falls die CO₂-Speicherung als „Deponierung“ betrachtet wird, wäre das Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz zu beachten. Dies bezieht sich ausdrücklich nicht auf „nicht in Behältern gefasste gasförmige Stoffe“. Für die Speicherung in Aquiferen sind zudem das Wasserhaushaltsgesetz bzw. die entsprechenden Landeswassergesetze in Betracht zu ziehen. Salzreiche Tiefenwässer sind einerseits Solelagerstätten gemäß Bergrecht, andererseits aber auch Grundwässer gemäß Wasserhaushaltsgesetz, das Grundwässer nicht nach Tiefenlage oder Beschaffenheit unterscheidet. Demnach ist die Einleitung von Stoffen, die nachteilige Veränderungen seiner Eigenschaften bewirken, in Grundwasser nicht gestattet. Durch die Lösung von CO₂ in den Formationswässern und nachfolgenden Reaktionen mit dem Nebengestein wird deren Beschaffenheit, zum Beispiel der pH-Wert, in jedem Fall nachteilig verändert. Über diese Fragen der Genehmigung zur Speicherung hinaus ist das grundsätzliche Problem hinsichtlich der langfristigen Verantwortlichkeit für eine mit CO₂ gefüllte geologische Struktur im Untergrund zu klären.

Transparente Kommunikation für Umsetzung wichtig

Die öffentliche Akzeptanz ist neben der Wirtschaftlichkeit ein weiterer wichtiger Faktor für die Umsetzung durch potenzielle Betreiber. Bei der Implementierung einer neuen Technologie mit komplexen Folgen ist in umweltbewussten Gesellschaften mit Skepsis, möglicherweise mit Ablehnung zu rechnen. Eine negative öffentliche Meinung könnte selbst bei

einer positiven Bewertung der CO₂-Speicherung durch Staat, Industrie und Forschung zum Scheitern von Speichervorhaben führen. Da die öffentliche Meinung insbesondere von der Art und Weise der Berichterstattung in den Medien geprägt wird, gilt für alle Beteiligten, frühzeitig, offen und proaktiv tätig zu werden. Am Beispiel der untertägigen Erdgasspeicherung kann verdeutlicht werden, dass die Bevölkerung im Grunde bereit ist, auf ihr Verhalten zurückzuführende Risiken mitzutragen.

Fazit

Die Speicherung von CO₂ ist in Deutschland sowohl in Erdgasfeldern als auch in tiefen Aquiferen aus geologischer Sicht grundsätzlich sinnvoll und möglich – alle anderen Optionen scheinen dagegen wenig erfolgversprechend.

Angesichts über das Kyoto-Protokoll hinausgehender CO₂-Reduktionsziele müssen die kommenden Jahre dazu genutzt werden, um – neben den oben angesprochenen juristischen Fragen – offene fachliche Details zu klären. Viele technische Fragen wie zum Beispiel die Entwicklung adäquater preiswerter Monitoring-Instrumente oder die Standsicherheit der Bohrungen und Bohrlochzemente können im Rahmen der unterschiedlichen internationalen Forschungsaktivitäten gelöst werden. National zu klären sind dagegen alle Fragen, die mit der Eignung individueller Speicherstandorte verknüpft sind. Hierzu könnte die Erstellung eines bundesweiten Speicherkatasters eine wertvolle Grundlage bilden.

Über all diesen Fragen darf nicht vergessen werden, dass die unterirdische CO₂-Speicherung nur einen Teil der Emissionsminderung tragen kann und soll. Ansonsten würden die nationalen Speicherpotenziale in relativ kurzer Zeit erschöpft sein. Es soll weiterhin das Primat der Vermeidung von CO₂ gelten. Insbesondere die Einsparung von CO₂ durch Effizienzverbesserungen unterstützt den nachhaltigen Umgang mit Energierohstoffen.



Der Autor: *Dr. Peter Gerling*
Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover
Leiter des Referats Energierohstoffe

Pionierprojekt Sleipner zeigt sichere Wege zur Abscheidung und Lagerung von CO₂ aus Erdgas

Statoil ist eine norwegische Öl- und Gasgesellschaft, die hauptsächlich in der Nordsee tätig ist, aber auch international expandiert. Wie das Unternehmen das globale Klimaproblem bewertet und wie es daran mitwirkt, den Ausstoß von Treibhausgas zu reduzieren, schildert Gelein M. de Koeijer, bei Statoil zuständig für Forschung zu CO₂-Abscheidung, -Transport und -Speicherung.

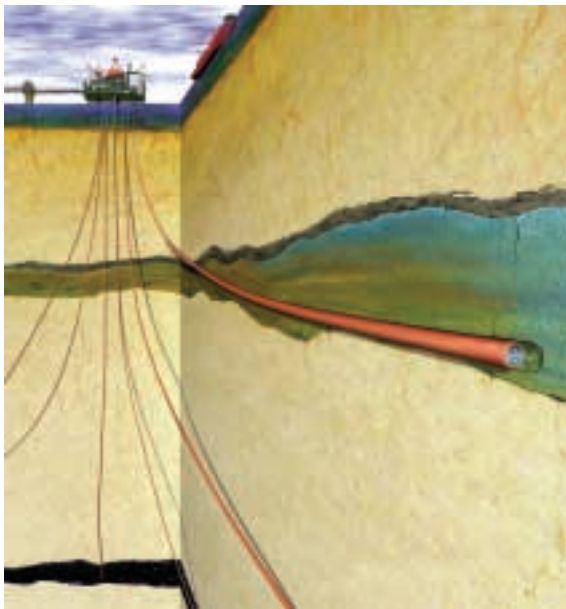
Für Statoil geht es nicht um die Frage, ob die Welt einem Klimaproblem gegenübersteht oder wie schwerwiegend dieses sein mag, sondern wie man schädliche Emissionen am besten in den Griff bekommt. Das Kyoto-Protokoll wird daher als gute Grundlage für eine vernünftige globale Klimapolitik angesehen. Statoil arbeitet eng mit anderen Unternehmen und Behörden zusammen.

In erster Linie reduziert das Unternehmen zusammen mit Partnern seine CO₂-Emissionen durch die Abscheidung und Lagerung von CO₂ aus Erdgas an drei Anlagen:

1. Sleipner-Plattform in der Nordsee
2. In-Salah in der algerischen Wüste
3. Snøhvit Flüssigerdgas-Anlage in Nordnorwegen (geplant)

Mit der CO₂-Abscheidung und -Lagerung können auf mittel- oder langfristige Sicht diese Emissionen drastisch gesenkt werden. Diese neue Technologie kann darüber hinaus eine Brücke zu der langfristigen Vision einer Strom- und Wasserstoff-Gesellschaft mit hohem energetischem Wirkungsgrad und zunehmender Nutzung erneuerbarer Energiequellen sein.

Erdgasförderung und CO₂-Rückführung im Sleipner-Projekt



Quelle: Statoil (2)

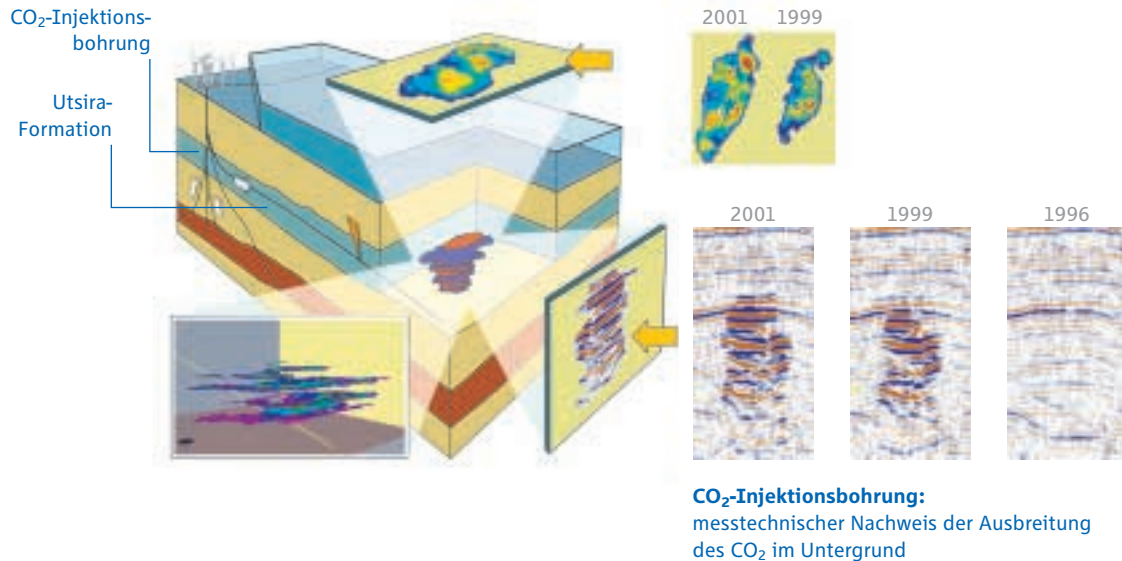
Erdgas mit CO₂ (untere dunkle Formation) strömt hinauf zur Sleipner-Plattform, wo das CO₂ abgetrennt und anschließend zur sicheren langfristigen Lagerung in den Utsira-Grundwasserleiter (Mitte) zurückgeleitet wird.

Die Sleipner-Plattform in der Nordsee

Während der Erschließung des Sleipner-Westfelds 1990 wurde festgestellt, dass der CO₂-Gehalt im Erdgas von 4 bis 9,5 Prozent auf weniger als 2,5 Prozent reduziert werden muss, um das Gas direkt in die Gasleitungen für den Verkauf nach Europa einspeisen zu können. Eine Gruppe Techniker hatte die bis dahin beispiellose Idee, das CO₂ offshore abzuscheiden und in einen salzhaltigen Grundwasserleiter unterhalb der Sleipner-Anlage einzuspeisen. Ein Grundwasserleiter ist eine sandige Schicht, deren Poren mit Salzwasser gefüllt sind und die für die langfristige CO₂-Lagerung bestens geeignet ist. So würde die Sleipner-Anlage als wichtigstes Ziel ihre CO₂-Emissionen auf ein Minimum reduzieren und dabei gleichzeitig Umweltsteuern von circa 40 USD/t CO₂ vermeiden.

Trotz ihres Pioniercharakters wurde diese Idee von den Partnern als Lösung gebilligt. Seit dem Beginn im Jahre 1996 wurden bis zu 1 Mio. t/a CO₂ in den Utsira-Grundwasserleiter injiziert. Im Rahmen ihrer Umweltschutzanstrengungen verbuchte die Sleipner-Anlage auf Anhieb gleich zwei Weltneuheiten: zum einen die groß angelegte Offshore-Abscheidung von Kohlendioxid und zum anderen die Injektion in den 1.000 m unter dem Meeresgrund liegenden salzhaltigen Grundwasserleiter.

Ergebnisse der seismischen Überwachungen der CO₂-Speicherung im Sleipner-Feld



Alle bisherigen Forschungen zeigen: Sleipner ist sicher

Um so viel wie möglich aus dieser Pionierarbeit zu lernen, wurde ein Forschungsprojekt unter dem Namen Saline Aquifer CO₂ Storage Project (SACS, 1998 bis 2003) gestartet, um das Verhalten des eingelagerten CO₂ zu untersuchen. Die Kooperationspartner waren verschiedene europäische Forschungsinstitute und die Partner der Sleipner-Anlage. Das Projekt wurde teilweise von der EU finanziert. Die wesentlichen Ergebnisse wurden durch regelmäßige seismische Überwachungen des Kohlendioxids im Untergrund erzielt.

Die zeitversetzten seismischen Profile, die zwischen 1999 und 2001 erstellt werden konnten, zeigen, dass das injizierte CO₂ an der richtigen Stelle ist und das Volumen stark zugenommen hat. Eine Tatsache, die durch die entsprechenden seismischen Amplitudenkarten noch erhärtet wird.

Simulationen deuten darauf hin, dass die Kohlendioxid-Fahne ihre endgültige Größe möglicherweise erst nach einigen hundert Jahren erreicht, nach Abschluss der Einlagerung zusammenschrumpft und schließlich nach einigen tausend Jahren ganz verschwindet. Seismische Überwachungen haben gezeigt, dass kein Kohlendioxid in die darüber liegenden Schichten entweicht. Bisher geben alle Forschungen an, dass die CO₂-Lagerung bei der Sleipner-Anlage sicher ist.

Das teilweise EU-finanzierte Forschungsprojekt CO₂STORE setzt die Arbeiten von SACS fort. Unter anderem wird ein optimierter Ansatz zur besseren Bestimmung der Kohlendioxid-Dichte und -Massenverteilung in Betracht gezogen. Darüber hinaus wurde ein erster Schritt unternommen, chemische und strömungsorientierte Modellierungsansätze zu kombinieren. Ziel ist hierbei, zuverlässige, langfristige Vorhersagen über das CO₂-Speicherverhalten treffen zu können.

Folgeprojekte

Im Sommer 2004 wurde mit der CO₂-Injektion in In-Salah, einem Erdgasfeld mitten in der algerischen Wüste, begonnen. Es handelt sich um eine Kooperation zwischen BP, Sonatrach und Statoil. Nahezu 1,2 Mio. t CO₂ werden jährlich in derselben geologischen Formation wie das Erdgas gelagert, jedoch in einem sicheren Abstand.

Statoil und seine Partner planen das zweitgrößte Offshore-CO₂-Lagerungsprojekt in Snøhvit, das 2006 beginnen soll. Diese Projekt ist die erste Öl- und Gaserschließung in der aus Sicht des Umweltschutzes empfindlichen Barentssee, die erste LNG-basierte Gasfeldentwicklung in Europa sowie die erste LNG-Produktionsstätte, an der das abgeschiedene CO₂ gelagert wird. Zudem handelt es sich um die erste norwegische Offshore-Erschließung ohne Oberflächeninstallationen. Da sich die gesamte Produktionsausrüstung in Wassertiefen von 250 bis 345 m befinden wird, gibt es keinerlei Beeinträchtigung der Fischfangaktivitäten. Der Betrieb wird von Land aus fernüberwacht. Das Erdgas enthält 5 bis 8 Prozent CO₂, das durch Absorption von Amin abgeschieden wird. Nach der Abscheidung wird das CO₂ verdichtet und in einer dafür vorgesehenen Leitung zurück zum Gasfeld transportiert. Rund 0,7 Mio. t CO₂ werden jährlich in einen Grundwasserleiter unterhalb der Gaslagerstätte in 2.600 m Tiefe injiziert werden.

Beteiligung auch an Projekten im Strombereich

Die CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung sind wesentlich größer als jene aus der Erdgasgewinnung. Die Abscheidung ist wesentlich teurer. Frühere und heutige Forschungen bringen uns der Möglichkeit einer kostengünstigen Abscheidung und Lagerung von Kohlendioxid aus Kraftwerken immer näher. Statoil war in der Vergangenheit und ist auch heute in verschiedene F&E-Kooperationsprojekte eingebunden. Das CO₂ Capture Project (CCP), das kürzlich abgeschlossen wurde, hat eine Reihe von Verbesserungsmöglichkeiten aufgezeigt. Zurzeit ist Statoil als Partner in verschiedenen anderen Projekten, die teilweise von der EU finanziert werden, tätig.

ENCAP ist auf die Entwicklung einer langfristigen Technologie zur CO₂-Abscheidung ausgerichtet. CASTOR wird eine Pilotanlage zur Aminabsorption an einem von Elsam betriebenen Kohlekraftwerk in Dänemark bauen mit dem Ziel, eine kurzfristig verfügbare Technologie zu entwickeln. Darüber hinaus werden vier Machbarkeitsstudien zur CO₂-Lagerung an verschiedenen Standorten in Europa durchgeführt. Im Projekt CO2SINK erfolgt die Weiterentwicklung der Überwachung und Überprüfung der CO₂-Lagerung an einer Pilotanlage in Ostdeutschland. Diese Projekte sind große Verbundprojekte mit bis zu 30 Partnern. RWE ist in vielen dieser Projekte ein geschätzter Partner.

Info

Weitere Informationen:

www.statoil.com

www.co2store.org

www.co2captureproject.org



Der Autor: Gelein M. de Koeijer
Statoil ASA
Forschung zu CO₂-Abscheidung,
-Transport und -Speicherung

IGCC-Technologie: moderate Folgen für Kosten und Wirkungsgrad durch günstige Abtrennvoraussetzungen

Heutige Gasturbinen- und GuD-Kraftwerke werden hauptsächlich mit Erdgas und in geringerem Umfang mit leichtem Heizöl betrieben. Für diese hochwertigen Brennstoffe wurde die GuD- und Gasturbinentechnik großtechnisch entwickelt und erprobt. Sie steht heute als Grundlastkraftwerkstyp mit Netto-Wirkungsgraden von über 58 Prozent kommerziell zur Verfügung. In den vergangenen zwei Jahrzehnten erfolgten auch die Entwicklung und Erprobung der Verbrennung niederkalorischer Synthesegase in Gasturbinen. Sie öffnet somit einer Stromerzeugung aus Kohle oder Raffinerierückständen das hohe Wirkungsgradpotenzial der GuD Technik. Einzelheiten zu diesem Thema stellt Dr. Nicolas Vortmeyer von der Siemens Power Generation vor.

Die heute als IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle) bekannte Technologie nutzt die Vergasung mit Sauerstoff unter Druck zur Erzeugung eines Synthesegases, das in weiteren Prozessschritten gereinigt und der Gasturbine als Brennstoff zugeführt wird. IGCC-Anlagen auf Kohlebasis sind als Demonstrationsanlagen derzeit in Europa und den USA in kommerziellem Betrieb. Mit modernster Gasturbinentechnologie könnten Wirkungsgrade von bis zu 50 Prozent erreicht werden.

Für eine CO₂-freie Stromerzeugung bietet die IGCC-Technologie insbesondere wegen hoher CO₂-Konzentrationen im druckaufgeladenen Brenngas günstige Abtrennvoraussetzungen. Die Auswirkungen auf Investitionskosten und Wirkungsgrad können damit relativ moderat gehalten werden. Dieses Potenzial bietet den Anreiz für die notwendigen Entwicklungsarbeiten.

Zusammensetzung von konditionierten Brenngasen für Gasturbinen

| Anwendung | Erdgas | Synthesegas IGCC Buggenum | ZEIGCC (H ₂ -reiches Gas) |
|--------------------|---------------|---------------------------------|---|
| | % vol. | % vol. | % vol. |
| Gaszusammensetzung | | | |
| H ₂ | 0.0 | 12.3 | 41.5 |
| CO | - | 24.8 | 0.3 |
| CO ₂ | 2.0 | 0.8 | 0.1 |
| N ₂ | 0.9 | 42.0 | 43.7 |
| CH ₄ | 89 | - | 3.6 |
| H ₂ O | - | 19.1 | 10 |
| Heizwert | 46.5 MJ/kg | 4.3 MJ/kg | 8.2 MJ/kg |

Quelle: Siemens Power Generation (4)

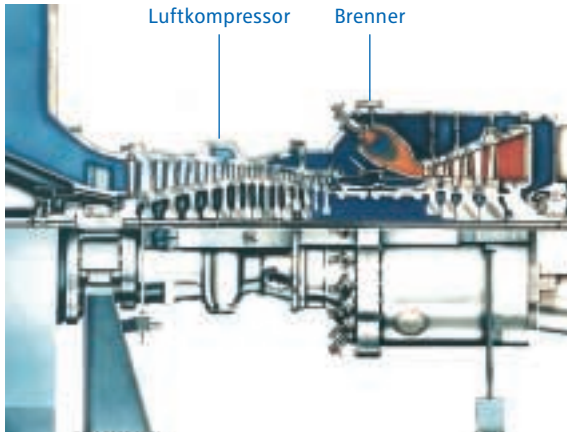
| Brennstoffeigenschaften | CH ₄ | H ₂ | CO |
|--|-----------------|----------------|-----------|
| Heizwert (massenbezogen) [MJ/kg] | 50,3 | 119,9 | 10,1 |
| Heizwert (volumenbezogen) [MJ/m ³] | 33,9 | 10,2 | 12,6 |
| Flammgeschwindigkeit (in Luft) [cm/s] | 43 | 350 | 20 |
| Stöch. Verbrennungstemp. [K] | 2.227 | 2.370 | 2.374 |
| Normdichte [kg/m ³] | 0,72 | 0,09 | 1,25 |
| Wärmekapazität [kJ/kg K] | 2,18 | 14,24 | 1,05 |
| Zündgrenzen [vol. %] | 5 - 15 | 4 - 75 | 12,5 - 74 |

Beim Übergang auf die CO₂-freie IGCC-Technologie (ZEIGCC) erreicht ein hoch wasserstoffreicher Brennstoff die Gasturbine. Bei der Verbrennung dieser wasserstoffreichen Gase kann auf die Erfahrung beim Einsatz von Synthesegasen aufgebaut werden (linke Tabelle).

Die nochmals deutlich höheren Wasserstoffanteile im Brenngas des ZEIGCC gegenüber den Synthesegasen erfordern jedoch konstruktive Änderungen am Brenner. Ausschlaggebend hierfür sind im Wesentlichen die unterschiedlichen Brennstoffeigenschaften von Erdgas, Wasserstoff und Synthesegas und die daraus resultierenden Kriterien für die Brennerentwicklung. Die obige Tabelle gibt einen Überblick über die maßgeblichen Brennstoffkomponenten und ihre wichtigsten Eigenschaften.

Als erster Parameter für die Verbrennung von Wasserstoff ist ähnlich wie bei Synthesegasen der im Vergleich zu Erdgas wesentlich höhere Brennstoffvolumenstrom aufgrund des geringeren volumetrischen Heizwerts zu berücksichtigen. Zur Begrenzung der daraus resultierenden hohen Gasaustrittsgeschwindigkeiten und Brennerdruckverluste sind Anpassungen an den Brennerdüsen erforderlich.

V94.3A-Gasturbine



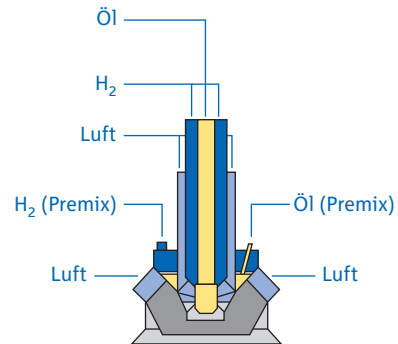
Darüber hinaus stellen die sehr hohe Reaktivität und laminare Flammgeschwindigkeit von Wasserstoff ein weiteres für die Verbrennung entscheidendes Kriterium dar. Um die daraus resultierende Gefahr von Flammrückschlägen und Frühzündungen zu vermeiden, sind spezielle konstruktive Änderungen am Brenner notwendig, die neben einer stabilen auch eine NO_x-arme Verbrennung sicherstellen müssen. Hierfür sind vor allem die Einstellung eines homogenen Brennstoff-Luft-Gemischs und die Vermeidung von Rückströmgebieten innerhalb des Brenners von besonderer Bedeutung.

Unterstützung durch Hersteller, Betreiber und EU

Mit dem Start dieser Entwicklungsarbeiten zur Verbrennung wasserstoffreicher Gase im Rahmen des Projekts ENCAP wurde Anfang 2004 ein wichtiger Schritt in Richtung CO₂-freie IGCC-Technologie unternommen. Neben dem Gasturbinenlieferanten Siemens und der RWE Power sind weitere europäische Hersteller und Betreiber in diesem Projekt, das mit Mitteln des 6. Forschungsrahmenprogramms finanziell von der EU unterstützt wird, engagiert.

Die Aufgabenstellung umfasst sowohl die Entwicklung eines Wasserstoffbrenners für fortschrittliche Gasturbinen als auch die Anlagenkonzeptionierung für Braunkohle, Steinkohle und Erdgas mit Schwerpunkt CO₂-Abscheidung. Die Konzepte gehen jeweils von einer teilintegrierten Luftzerlegungsanlage und einer Siemens-V94.3A-Gasturbine aus (Bild oben). Um den Anforderungen eines ZEIGCC gerecht werden zu können, sind für diese Maschine Anpassungen für das System Brenner/Brennkammer, das vorgeschaltete Brennstoffsystem und eine Luftentnahme aus der Gasturbine notwendig. Zusätzliche Untersuchungen der heißgasführenden Teile bei Wasserstoffverbrennung sind geplant.

Entwicklungsschwerpunkt H₂-Brenner mit Brennkammer



Die für eine Brennerauslegung erforderlichen Randbedingungen wie Brenngaszusammensetzung und -temperatur werden im Rahmen von thermodynamischen Rechnungen innerhalb der ZEIGCC-Konzeptarbeit bestimmt und während des Projektverlaufs zur Verfügung gestellt. Die Brennerentwicklung erfolgt schrittweise auf Basis des erprobten Siemens-Hybridbrennerdesigns (Bild oben).

Im ersten Schritt werden die Betriebsgrenzen dieses Standardbrenners unter maschinentypischen Randbedingungen bei der Verbrennung eines H₂-N₂-Gemischs ermittelt. Im zweiten Schritt wird unter Berücksichtigung der Ergebnisse und der Randbedingungen aus der Gesamtanlagenstudie ein für die NO_x-arme Verbrennung geeigneter Wasserstoffbrenner für den Einsatz in einer fortschrittlichen V94.3A-Gasturbine konzipiert, gefertigt und getestet.

Hohe Gasturbineneintrittstemperaturen unverzichtbar

Das ENCAP-Projekt leistet damit einen ersten großen Schritt in Richtung einer NO_x-armen Verbrennung wasserstoffreicher Gase. Hohe Gasturbineneintrittstemperaturen sind unverzichtbare Voraussetzung zur Nutzung der hocheffizienten IGCC-Technologie zur CO₂-freien Stromerzeugung.



Der Autor: Dr. Nicolas Vortmeyer
Siemens Power Generation,
PG CT,
Chief Technology Officer

Forschung und Entwicklung sichern bedeutenden Exportanteil auf dem Weltmarkt

Forschung und Entwicklung moderner Kraftwerkstechniken haben in Deutschland eine lange Tradition, die nicht zuletzt zur weltweit höchsten Effizienz des bestehenden Kraftwerksparks geführt hat. Sie sichert der deutschen Industrie einen bedeutenden Exportanteil auf dem Weltmarkt. Auf dieser Basis wurde in den letzten beiden Jahren auf Initiative des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit (BMWA) das neue Forschungs- und Entwicklungskonzept COORETEC gemeinsam mit Wirtschaft und Wissenschaft erstellt.

COORETEC: mit technologischen Innovationen bis 2020 effiziente und emissionsfreie Kraftwerke schaffen

Das Forschungs- und Entwicklungskonzept COORETEC zeigt mit Zeithorizont 2020 die Entwicklung notwendiger Technologien für höchst effiziente, praktisch abgasfreie und wirtschaftliche Kohle- und Gaskraftwerke auf. Weltweit erstmalig wurde damit eine realistische wie auch detaillierte „Roadmap“ der Kraftwerksentwicklung erstellt. Details zu diesem Konzept stellt Dr. Thomas Rüggeberg vor, im BMWA zuständig für Forschung und Entwicklung von Kraftwerken auf Basis Kohle und Gas.

Die Energieträger Kohle und Gas haben heute in Deutschland einen Anteil von 60 Prozent an der jährlichen Stromproduktion von 590 TWh. Die Kernenergie deckt 28 Prozent der Stromversorgung ab. Ziel der Bundesregierung ist es, bis 2020 den Anteil der erneuerbaren Energien von heute 8 Prozent auf 20 Prozent zu erhöhen bei gleichzeitigem Ausstieg aus der Kernenergie. In der Konsequenz wird der Anteil von Kohle und Gas bis zum Jahr 2020 auf etwa 75 Prozent zunehmen müssen.

und Gaskraftwerke initiiert. Ein Kreis von etwa 100 Experten aus Unternehmen und Instituten hat innerhalb von 12 Monaten in dem COORETEC-Konzept dargelegt, wie durch technologische Innovationen im Bereich Kraftwerkstechnik das Ziel höchst effizienter und emissionsfreier fossil gefeuerter Kraftwerke bis 2020 erreicht werden kann.

Das Konzept gliedert sich in zwei einander ergänzende strategische Grundlinien:

▪ Linie 1: Energieeffizienz

Der Prozess der Stromerzeugung soll weiter verbessert werden mit dem Ziel, Kohle und Gas so effizient wie möglich zu nutzen und gleichzeitig die Emissionen weitestmöglich zu mindern.

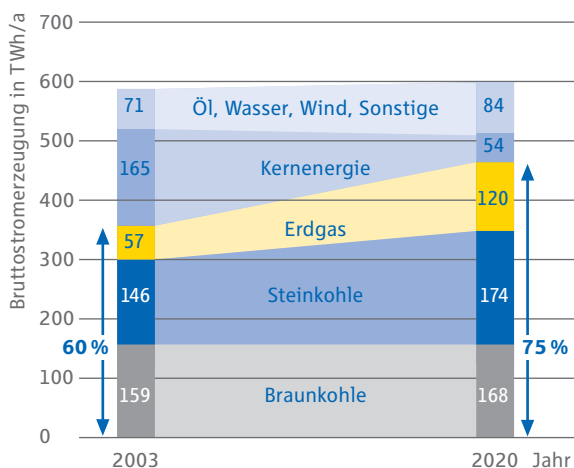
▪ Linie 2: CO₂-Abtrennung und -Speicherung

Das bei der Stromerzeugung unvermeidbar erzeugte CO₂ muss – soweit wirtschaftlich und ökologisch vertretbar – abgefangen und sicher gespeichert werden.

Bis 2020 lassen sich die Wirkungsgrade konventioneller Kraftwerkskonzepte um bis zu 20 Prozent gegenüber dem Stand der Technik steigern. In einem Dampfkraftwerk können dann circa 50 Prozent und in einem GuD-Kraftwerk rund 65 Prozent der im Energieträger gespeicherten Energie in Strom umgewandelt werden (heute 43 bis 47 bzw. 58 Prozent). Um dieses Ziel zu erreichen, ist es notwendig, die Prozessparameter Druck und Temperatur zu erhöhen sowie die Energieverluste über die gesamte Umwandlungskette zu vermindern.

Im gleichen Zeitraum gilt es, etwa 40.000 MW Kraftwerksleistung in Deutschland zu erneuern. Mit der Effizienz-Strategielinie des Konzepts lassen sich etwa 20 Prozent der CO₂-Emissionen bei der Stromerzeugung einsparen. Das reicht aus, um den Ersatz der Kernenergie durch fossil gefeuerte Kraftwerke CO₂-neutral zu gestalten.

Energiemix in Deutschland

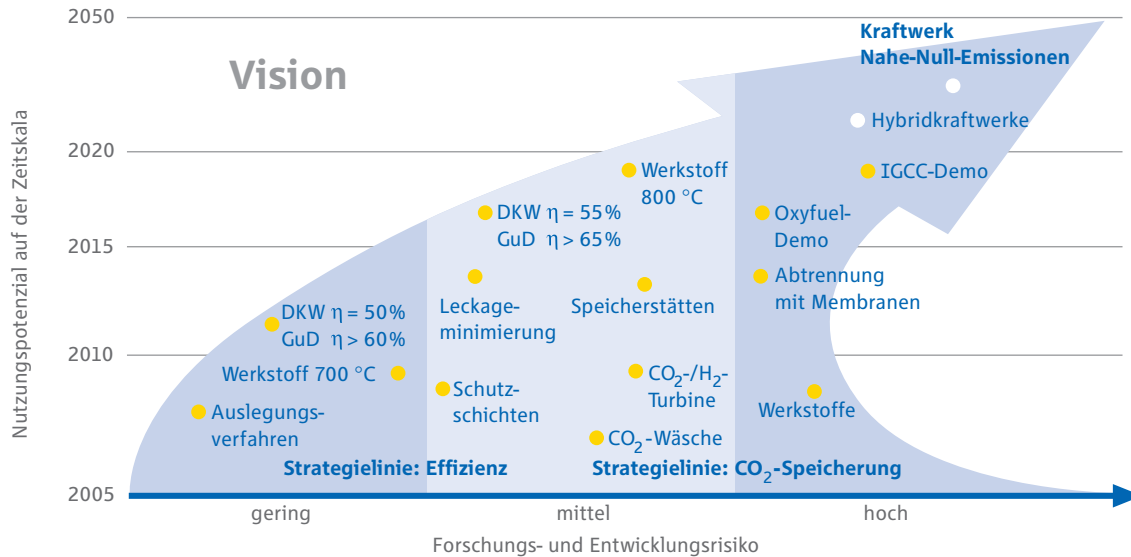


Quelle: PROGNOSE/EWI

100 Experten haben am Konzept mitgewirkt

In Anbetracht der bleibenden Bedeutung fossil gefeuerter Kraftwerke für die sichere Stromversorgung, des Potenzials weiterer technologischer Verbesserungen für Wirtschaftlichkeit und Klimaschutz sowie nicht zuletzt der internationalen Entwicklungen für CO₂-Abtrennung und -Speicherung hat das Wirtschaftsministerium Anfang 2002 die Erarbeitung eines nationalen Konzepts für die künftige Forschung im Bereich Kohle-

Die „Roadmap“ COORETEC



Quelle: BMWA

Weiter reichende CO₂-Minderungen lassen sich danach mit der Abtrennung und Speicherung gemäß Strategie-
linie 2 erzielen.

Ein Ziel von COORETEC ist es, die Kosten für die Ab-
trennung und Speicherung von CO₂ auf unter 30 €/t
zu senken. Damit würden, abgesehen von der Kern-
energie, Kohle und Gas aus heutiger Sicht die mit
Abstand wirtschaftlichste Form einer CO₂-freien und
sicheren Stromversorgung darstellen.

Leuchtturmprojekte haben 2004 begonnen

Im Rahmen der COORETEC-Initiative konnten 2004
wichtige „Leuchtturmprojekte“ entwickelt oder begon-
nen werden.

Ein erstes Leuchtturmprojekt OXYCOAL wurde in der
2. Jahreshälfte 2004 gestartet. Hierbei geht es um
die Entwicklung der Technologien für ein neues Kraft-
werkskonzept, das geeignet ist, bei der Verbrennung
von Kohle entstehendes CO₂ kostengünstig abzutren-
nen. Die Grundidee ist, dass Kohle in einer Sauerstoff-
atmosphäre verbrannt wird. Das erzeugte Abgas be-
steht im Wesentlichen aus Wasserdampf und CO₂,
das sich leicht abscheiden lässt. Eine Herausforderung
dieses Konzepts besteht in der Entwicklung von Mem-
branen zur Sauerstoffgewinnung, die statt der übli-
chen, aber kosten- und energieintensiven Luftzerle-
gung durch Verflüssigung verwendet werden sollen.

Für umfassende Untersuchungen zum IGCC-Kraftwerk
mit CO₂-Abtrennung liegt unter der Kurzbezeichnung
COORIVA der Förderantrag einer Projektinitiative vor.
Ein weiteres beantragtes Projekt mit der Kurzbezeich-
nung ADECOS untersucht den Oxyfuel-Prozess mit
konventioneller Luftzerlegung.

Verhalten von CO₂ in tiefen Salzwasserschichten

Das ebenfalls von der EU geförderte Projekt CO2SINK
in Ketzin bei Potsdam startete unter Federführung
des Geoforschungszentrums Potsdam im April 2004.
Bei diesem Projekt geht es darum, in einem früheren
Erdgaszwischenpeicher das Verhalten von CO₂ in
tiefen Salzwasserschichten zu klären. Bereits im Vor-
feld erfährt das Projekt große internationale Beach-
tung, da die Untersuchungsergebnisse, die hier
gewonnen werden sollen, für die CO₂-Speicherung
bei Null-Emissions-Kraftwerken in Europa und weltweit
von zentraler Bedeutung sein können.

RWE Power engagiert sich von Beginn an in der
COORETEC-Initiative und beteiligt sich an allen
genannten Projekten.



Der Autor: Dr. Thomas Rüggeberg
Bundesministerium für Wirtschaft
und Arbeit
Energieforschung: Neue Energie-
umwandlungstechniken

Quickstart-Projekte zur Ankurbelung der europäischen Wirtschaft unterstützen EU-Forschungsstrategie

Im Rahmen des Übergangs zu einer nachhaltigeren Energiewirtschaft auf Basis erneuerbarer Energieträger werden die fossilen Brennstoffe wahrscheinlich noch mehrere Jahrzehnte lang Hauptquelle für die globale Energieversorgung sein. Eine Herausforderung auch für die EU, wie Pablo Fernández Ruiz ausführt, bei der Europäischen Kommission als Direktor mit Schwerpunkt Energie tätig.

Sämtliche derzeitigen Energieversorgungsszenarien weisen darauf hin, dass die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen mindestens bis zum Zeitraum 2020 bis 2030 bestehen bleiben wird – auch dann, wenn man den Effekt momentaner Maßnahmen mit berücksichtigt. Die damit verbundenen CO₂-Emissionen stellen ein wesentliches Problem dar, da sie zur globalen Erwärmung beitragen. Die Herausforderung für von fossiler Energie abhängige europäische Wirtschaften liegt darin, fossile Brennstoffe einsetzen zu können, dabei CO₂ zu mindern und gleichzeitig die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie auf den Weltmärkten zu sichern.

Die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen in den kommenden Jahrzehnten lässt sich durch CO₂-Abscheidung und -Lagerung mit der Erfüllung der Kyoto-Verpflichtungen in Einklang bringen. Dies setzt die Verfügbarkeit wettbewerbsfähiger Technologien sowie die erforderliche öffentliche Akzeptanz ihres Einsatzes voraus.

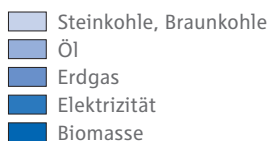
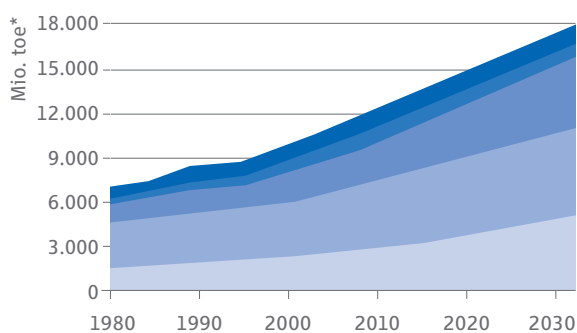
Bedeutung der Technologien wird noch wachsen

Die vorteilhaften Auswirkungen der Anwendung von Abscheidungs- und Lagerungstechnologien werden – zusammen mit Erneuerbaren, Energieeffizienz und Nachfragemanagement – für eine Vereinbarung nach Kyoto sogar noch eine bedeutendere Rolle spielen. Es besteht die Möglichkeit eines CO₂-freien Energiesystems auf Basis fossiler Brennstoffe, wenn Wasserstoff der letztlich zur Energieerzeugung angewandte Brennstoff ist. Wasserstoff aus fossilen Brennstoffen könnte – beim Übergang zu einem auf Erneuerbaren basierenden Energiesystem – einschließlich Kohlenstoffabscheidung zusammen mit Strom und anderen Produkten in großen Anlagen produziert werden. Wasserstoff würde dann in sämtlichen Verkehrsanwendungen, bei denen zurzeit flüssige Brennstoffe zum Einsatz kommen, angewandt werden.

Forschungs- und Entwicklungsziele

Mit der Abscheidung und Lagerung von CO₂ sind erhebliche Kosten verbunden, wobei die Abscheidung 70 bis 80 Prozent der Gesamtkosten ausmacht. Das primäre Ziel der Forschung und technischen Entwicklung der EU besteht daher darin, die Kosten für die Abscheidung von 50 bis 60 €/t auf 20 bis 30 €/t abgechiedenes CO₂ zu senken. Zu den Verfahren gehören die Abscheidung vor der Verbrennung, nach der Verbrennung sowie die Oxyfuel-Verbrennung.

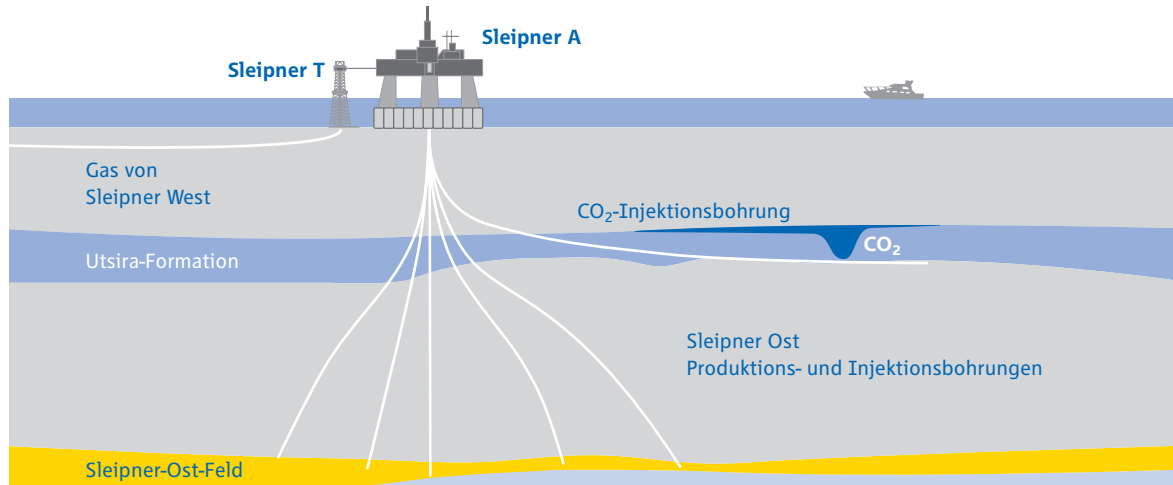
Szenarien und Prognosen –
weltweite Brennstoffanteile bis 2030



* 1 Tonne Ölequivalente (toe) = 1,428 t SKE = 41,8 GJ

Quelle: Europäische Kommission: World Energy Technology Outlook to 2030, Brussels 2003

Sleipner: großtechnisches Experiment zur Speicherung von CO₂ im Untergrund



Quelle: Europäische Kommission

Bei der Lagerung besteht eine starke Notwendigkeit, sowohl die Zuverlässigkeit als auch die langfristige Stabilität der geologischen Lagerung von CO₂ einzuschätzen und das Vertrauen der Öffentlichkeit zu gewinnen. Zu den CO₂-Lagerungsmöglichkeiten, die für die EU von Interesse sind, gehören die geologische Lagerung in Aquiferen, erschöpften Öl- und Gasfeldern (mit der Möglichkeit der Erhöhung der Erdölförderrate) sowie in tiefen, nicht abgebauten Kohleflözen (die den Vorteil der erhöhten Methangasgewinnung bieten).

Forschungs- und Entwicklungsstrategie der EU

Im Kontext ihres Rahmenprogramms FP5 bezuschusste die EU mit 16 Mio. € neun Projekte, deren Gesamtinvestitionen sich auf mehr als 30 Mio. € beliefen. Hierzu zählten zwei Projekte im Bereich CO₂-Abscheidung, sechs Projekte zum Thema CO₂-Lagerung und Monitoring der Lagerung sowie ein Themennetzwerk. Hierzu gehört auch das Monitoring der CO₂-Injektion im Sleipner-Feld.

Der erste Aufruf im Rahmen von FP6 erfolgte im Dezember 2002 mit einem Budget von 198 Mio. € für mittel- bis langfristige Energieforschung. Die vorgeschlagene EU-Unterstützung für CO₂-Projekte beläuft sich auf insgesamt 37 Mio. €, die Gesamtkosten liegen in der Größenordnung von 65 Mio. €. Vier Forschungsprojekte wurden vor kurzem vereinbart; sie befassen sich mit der Abscheidung vor der Verbrennung (ENCAP), nach der Verbrennung (CASTOR), der geologischen Lagerung in Land-Aquiferen (CO₂SINK) sowie der Braunkohlenvergasung mit gleichzeitiger Kohlenstoff-

abscheidung (ISCC). Darüber hinaus wurde ein Netzwerk führender Forschungsgruppen zum Thema geologische Lagerung aus 13 Forschungszentren ins Leben gerufen (CO₂GEONET). Die Frist für den zweiten großen Aufruf im Rahmen von FP6 lief im Dezember 2004 ab. Dabei wurden Projekte angefragt, die sich im Wesentlichen mit den nachstehenden Themen beschäftigen:

- CO₂-Abscheidung sowie Wasserstoffherstellung aus gashaltigen Brennstoffen
- Monitoring und Verifizierung der geologischen Lagerung von CO₂
- Vorbereitung der großtechnischen H₂-Produktion aus entkohlten fossilen Brennstoffen einschließlich der geologischen Lagerung von CO₂
- Fortschrittliche Abtrenntechniken
- Darstellung des auf Quellen und Senken abgestimmten geologischen CO₂-Lagerungspotenzials
- Europäische Koordinierungs- und Netzwerkbildungsaktivitäten im Bereich CO₂-Abscheidung und -Lagerung



Auf EU-Ebene wurde innerhalb der European Initiative for Growth eine Reihe von „Quickstart“-Projekten zur Ankurbelung der europäischen Wirtschaft ins Leben gerufen; bei einem dieser Projekte handelt es sich um HYPOGEN, eine Volldemonstrationsanlage für die Herstellung von Wasserstoff aus fossilen Brennstoffen mit CO₂-Abscheidung und -Lagerung.

Europäische Union kooperiert auf vielen Ebenen

Die EU hat über die Europäische Kommission mit zahlreichen Ländern wie Argentinien, Australien, Brasilien, China, Indien, Kanada, Russland, Südafrika und den USA Kooperationsvereinbarungen im Bereich Wissenschaft und Technologie abgeschlossen. Die Europäische Kommission hat darüber hinaus mit dem amerikanischen Energieministerium eine gemeinsame Absichtserklärung unterzeichnet und ist Mitglied des Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF), das durch die USA gegründet wurde und mittlerweile etwa 15 Mitgliedsstaaten zählt. Es handelt sich um einen Rahmen für die internationale Kooperation im Bereich Forschung und Entwicklung bezüglich Abtrennung, Abscheidung und Lagerung von Kohlendioxid.

Die Europäische Kommission ist in der Internationalen Energieagentur (IEA) der OECD aktiv. Sie ist Mitglied im Committee of Energy Research and Technology (CERT) sowie in der Working Party on Fossil Fuels (WPF), wobei sie eine besondere Rolle in der Zero Emission Technologies Strategy (ZETS) spielt. Darüber hinaus sponsert die Europäische Kommission die Treibhausgas-Umsetzungsvereinbarung der IEA.

Fazit

Schwerpunkte der Forschungsaktivitäten der Europäischen Union sind die Unterstützung einer nachhaltigen Energieversorgung und die gleichzeitige Sicherung der industriellen Wettbewerbsfähigkeit der EU. Der zukünftige Energiemix soll vielfältig sein und dadurch die Energieversorgung sichern; fossile Brennstoffe werden Bestandteil dieses Mix sein – vorausgesetzt, es werden akzeptable Techniken mit dem Schwerpunkt auf Kohlenstoffmanagement eingeführt. Bei der Betrachtung eines Szenarios nach Kyoto nimmt die Entwicklung von CO₂-Abscheidungs- und -Lagerungssystemen im Zusammenhang mit fossil gefeuerten Kraftwerken demnach eine Schlüsselposition innerhalb der FTE-Rahmenprogramme der EU ein.

Info

Weitere Informationen über die Europäische Union erhalten Sie unter <http://europa.eu.int>.



Der Autor: *Pablo Fernández Ruiz*
Europäische Kommission,
Generaldirektorat für Forschung,
Director RTD/J, Energie

Forschungs- und Entwicklungsprogramm der IEA: Informationsquelle zur Reduktion von Treibhausgasen

Das IEA-Greenhouse Gas-Programm (IEA-GHG) versteht sich als objektive Informationsquelle für Technologien zur Reduktion von Treibhausgasen. Es wurde 1991 als internationale Kooperation ins Leben gerufen und wird in verschiedenen Programmphasen bis 2009 reichen. Das Programm wird vorgestellt von IEA-Projektdirektor Paul Freund.

Ziel des IEA-Programms ist es, Untersuchungen zur Minderung von Treibhausgasemissionen aus der Stromerzeugung und anderer Emittenten zu bewerten und den Wissensstand zu verbreiten. Die Technologien, mit denen sich IEA-GHG seit 1991 im Wesentlichen beschäftigt, betreffen die Abscheidung, den Transport und die Lagerung von CO₂ aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe. Das IEA-GHG-Programm ist als maßgebende Autorität für diese Technologien anerkannt. Die IEA informiert politische Entscheidungsträger sowie die Verantwortlichen aus Industrie, Technik, Wissenschaft und Wirtschaft objektiv über den Beitrag, den diese Verfahren zur Minderung des Klimawandels leisten können.

Programm bündelt Fortschritte und Entwicklungen

Das IEA-GHG-Programm führt technische und wirtschaftliche Bewertungen durch, indem Kosten transparent, konsequent und vergleichend geschätzt werden. Es zeigt weltweit Lücken und Duplizitäten auf und hält über Fortschritte sowie Entwicklungen auf dem Laufenden. Darüber hinaus werden internationale Expertengruppen mit dem Ziel gefördert, den verfügbaren Kenntnisstand der Öffentlichkeit zugänglich zu machen und internationale Kooperationen bei Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsprojekten zu unterstützen. Auf der Basis von Technologiebewertungen erkennt IEA-GHG Chancen sowie wesentliche Wissenslücken und unterstützt Arbeiten, die darauf abzielen, diese zu schließen – insbesondere im Bereich praktischer Forschung, Entwicklung bzw. Demonstration.

IEA-GHG will das Wissen über Minderungstechnologien erweitern, ohne jedoch als Befürworter oder politischer Entscheidungsträger aufzutreten. IEA-GHG erstellt Berichtsreihen für Mitglieder sowie eine weitere Reihe für ein allgemeineres Publikum, veröffentlicht alle zwei Monate das Mitteilungsblatt „Greenhouse Issues“, unterhält Webseiten zum Thema Minderungsoptionen und organisiert Experten-Workshops sowie internationale Konferenzen.

Länder, EU-Kommission und Industrie unterstützen

Die Mitgliedschaft steht den meisten Ländern offen, unabhängig von einer Mitgliedschaft bei der IEA. Darüber hinaus ist eine Reihe großer und multinationaler Unternehmen Industriesponsoren des Programms. Insgesamt unterstützen heute 16 Länder, die Europäische Kommission sowie 10 Industriesponsoren das Programm. Die Industrie ist zudem aktiv durch nationale Mitgliedschaften involviert. Jedes Mitgliedsland und -unternehmen hat Vertreter im Exekutivausschuss, die über die zu realisierenden Arbeiten entscheiden. Diese Aufgabe nimmt das Projektteam in Cheltenham (Großbritannien) wahr, das auf Fachleute aus aller Welt zurückgreifen kann.

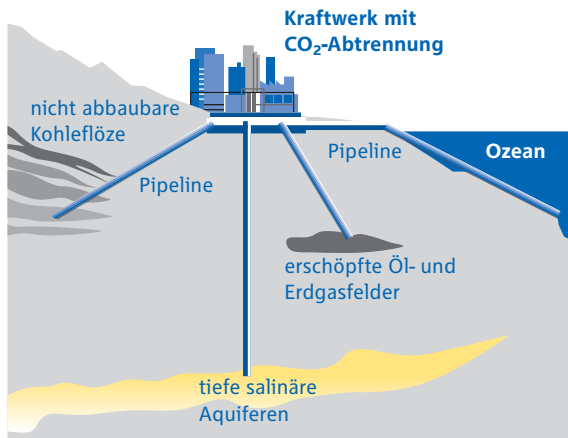
Bewertung technologischer Optionen

Die IEA-GHG-Aktivitäten befassen sich zu einem Großteil mit Verfahren zur Minderung der Emissionen des wichtigsten anthropogenen Treibhausgases CO₂ aus seiner hauptsächlichlichen Quelle – der Stromerzeugung. Geeignete Maßnahmen für andere CO₂-Quellen wie Industrie und Verkehr sowie andere Treibhausgase wie Methan und Stickoxid werden hier ebenfalls angesprochen.

Die Technologiebewertungen befassen sich mit zahlreichen Verfahren der Abscheidung, des Transports mittels Pipeline oder Schiff, der Lagerung in geologischen Formationen und anderen Optionen. IEA-GHG untersucht Wege zur Reduzierung der Kosten, zur Feststellung der Kapazität und des umweltrelevanten Verhaltens der CO₂-Lagerung sowie zur Ermittlung und Bewertung neuer Ideen für Energiesysteme mit minimalen CO₂-Emissionen. Sonstige untersuchte Aspekte sind unter anderem die rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen für die CO₂-Abscheidung und -Lagerung.

Weitere IEA-GHG-Aktivitäten befassen sich damit, die potenzielle Rolle der fossilen Brennstoffe bei der Minderung des Klimawandels in einen Zusammenhang zu bringen mit anderen Wegen zur Treibhausgas-minderung – wie beispielsweise Windkraft, Sonnenenergie und Biomasse.

Optionen zur CO₂-Lagerung



Quelle: IEA

Forschungs-Netzwerke verbessern Zusammenarbeit

Zur Verbesserung einzelner Technologien unterstützt IEA-GHG die praktische Forschung und Entwicklung sowohl im Pilotmaßstab als auch bei Demonstrationsprojekten zur Abscheidung und Lagerung von CO₂. Der erste Erfolg von IEA-GHG in diesem Bereich war die Entwicklung des Monitoring-Programms für das Sleipner-Verfahren zusammen mit Statoil. Seitdem beteiligt sich IEA-GHG an anderen Projekten wie beispielsweise dem Weyburn-Monitoring-Projekt in Kanada.

Mehrere internationale Forschungs-Netzwerke wurden gebildet, um die Zusammenarbeit zu verbessern. Zu diesen Netzwerken zählen derzeit die Erprobung der CO₂-Abscheidung, die Biofixation von CO₂, CO₂-freie Gase sowie die Risikoeinschätzung hinsichtlich der CO₂-Lagerung. Weitere Netzwerke befinden sich in Vorbereitung.

Zielgruppengerechte Information

Eine Vielzahl von Publikationen wird für diverse Zielgruppen herausgegeben. Die Mitglieder erhalten sehr ausführliche Berichte über jede technische Studie, normalerweise zwölf pro Jahr. Darüber hinaus werden verschiedene andere Berichte über Workshops

und technische Besprechungen für die Mitglieder veröffentlicht. Eine Reihe zusammenfassender Berichte liefert Bewertungen des Wissensstands über bestimmte Technologien. Das Mitteilungsblatt „Greenhouse Issues“ erscheint alle zwei Monate. In der Regel enthält jede Ausgabe Artikel zu einem breiten Spektrum von Themen aus der ganzen Welt. Das Mitteilungsblatt ist eines der wichtigsten Foren für die Werbung und Verbreitung von Ankündigungen über die Publikationen und Konferenzen des Programms sowie für die Veröffentlichung von relevanten Veranstaltungen.

IEA-GHG ist Organisator der internationalen Konferenzreihe Treibhausgas-Begrenzungstechnologien (Greenhouse Gas Control Technologies – GHGT), die alle zwei Jahre stattfindet.

Mehrere Mitglieder des Projektteams sowie mehrere Mitglieder des Exekutivausschusses sind Autoren des Sonderberichts über CO₂-Abscheidung und -Lagerung des Zwischenstaatlichen Ausschusses für globalen Klimawandel (Intergovernmental Panel on Climate Change), der 2005 erscheinen soll.

RWE unterstützt als Mitglied und Sponsor die Arbeiten des IEA-GHG-Programms.

Info

Weitere Informationen:
www.ieagreen.org.uk
www.co2captureandstorage.info



Der Autor: Paul Freund
IEA-Greenhouse
Gas R&D Programme
Projektdirektor
Cheltenham, Großbritannien

Innovationen zur Klimavorsorge im Kontext der Marktentwicklungen

„Innovationen zur Klimavorsorge in der fossil gefeuerten Kraftwerkstechnik“ sind in den vorherigen Beiträgen ausführlich dargestellt worden. Diese Ausführungen bedürfen – auch vor dem Hintergrund der Entwicklung auf dem Strommarkt in der EU bzw. in Deutschland – einer Einordnung in einen Gesamtkontext.



Clean-Coal-Konzept soll Nutzung der Kohle ökonomisch und ökologisch langfristig sichern

EURACOAL, der Dachverband der europäischen Kohleindustrie, setzt sich dafür ein, für die Kohle ein breites Einsatzfeld zu erhalten und ihren Beitrag zur Energieversorgung auszubauen. Zusammen mit den Betreibern der Kohlekraftwerke wird ein zeitlich und inhaltlich gestuftes Clean-Coal-Konzept zur CO₂-Minderung in der Stromerzeugung verfolgt. Clean-Coal ist damit Teil einer langfristigen Strategie zur ökonomischen und ökologischen Absicherung der Kohlenutzung. Dr. Dietrich Böcker, bis 31. Januar 2005 EURACOAL-Präsident und jetzt als Berater in der Energiewirtschaft tätig, beschreibt das Konzept.

Das Clean-Coal-Konzept soll in der ersten Stufe dazu beitragen, die „State-of-the-Art“-Technik zur umwelt- und klimagerechten Verbrennung von Braun- und Steinkohle europaweit zur Anwendung zu bringen. Das bezieht sich auf die Minderung der Staub-, NO_x- und CO₂-Emissionen ebenso wie auf die Erreichung anspruchsvoller Kraftwerkswirkungsgrade. Darüber hinaus beschreibt das Konzept pragmatische Zukunftsentwicklungen auf der Grundlage kontinuierlicher Effizienzsteigerungen im Kraftwerksprozess. Das durch Effizienzgewinn in Kohlekraftwerken weltweit nutzbare CO₂-Minderungspotenzial reicht aus, um einen großen Teil der derzeit international vereinbarten oder für notwendig gehaltenen CO₂-Einsparungen zu erzielen.

Ökonomische und ökologische Risiken minimieren

Die Besonderheit des Clean-Coal-Konzepts liegt darin, dass diese Potenziale ausgeschöpft werden können, ohne die sichere und wirtschaftliche Versorgung mit Strom zu gefährden. Mit der visionären Option des CO₂-armen Kraftwerks greift Clean-Coal weit in die Zukunft. Der Realisierung des Konzepts zur Abtrennung und Speicherung stehen nach heutigem Kenntnisstand keine unüberwindlichen technischen Hindernisse entgegen, wohl aber erhebliche ökonomische und ökologische Risiken. Sie zu minimieren ist eine wichtige Zukunftsaufgabe, der sich Wirtschaft und Politik gemeinsam widmen müssen.

EURACOAL setzt sich für eine sachgerechte Prüfung der Optionen zur CO₂-Abtrennung und -Speicherung im Rahmen des 7. EU-Forschungsprogramms ein. Gleichzeitig fordert der Verband, dass in diesem Rahmenprogramm die Anstrengungen zur Effizienzsteigerung als grundlegende Zielsetzung der gesamten kraftwerkstechnischen Entwicklung vorrangig gefördert werden.

Technologiefragen durch Machbarkeitsstudien klären

Es sollte ein konkreter Zeit- und Maßnahmenplan für die Entwicklung von Abscheidungs- und Speichertechniken erstellt werden. Aus Sicht der Kohleindustrie sollte es möglich sein, bis zum Beginn des nächsten Jahrzehnts durch Machbarkeits- und Pilotstudien zu klären, welche Technologien am besten geeignet sind und wirtschaftlich die größten Chancen haben. In der darauf folgenden Dekade müssen die gesetzlichen Grundlagen und Rahmenbedingungen vorbereitet werden. Erste Anlagen inklusive der erforderlichen gesicherten CO₂-Speicherung könnten bis 2020 in Betrieb gehen, sofern sich bis dahin geklärt hat, ob einschneidende zusätzliche Maßnahmen zur Minderung des CO₂-Ausstoßes unumgänglich sind.

Kohle ist ein unverzichtbarer Energieträger

EURACOAL ist überzeugt, dass der Primärenergieträger Kohle eine entscheidende Position bei der wirtschaftlichen, umweltfreundlichen und sicheren Energieversorgung Europas einnimmt. Neue, leistungsfähige Technologien im Kraftwerksbereich und die Potenziale zur weiteren Verbesserung der Energieeffizienz sind gute Voraussetzungen, dass sich die Kohle in einem offenen europäischen Markt aus eigener Kraft bewähren kann.



Der Autor: Dr. Dietrich Böcker

EURACOAL-Präsident
Dachverband der europäischen
Kohleindustrie (bis 31.01.2005)
Berater in der Energiewirtschaft



Innovative, fossil gefeuerte Kraftwerkstechnologien bieten größtes CO₂-Minderungspotenzial weltweit

Im Folgenden wird eine erste quantitative Bewertung der behandelten Kohletechnologien vorgenommen. Der notwendige Klärungsbedarf zum Thema CO₂-Abtrennung, -Transport und -Speicherung wird umrissen. An der Hierarchie der resultierenden Bewertung der Kohletechnologien orientieren sich die abschließend dargestellte Entwicklungsstrategie und das F&E-Engagement von RWE Power, erläutert Dr. Johannes Ewers, Leiter Neue Kraftwerkstechnologien.

1. Optionen der CO₂-Minderung im Vergleich: Zieht man die klassischen Kriterien Effizienz, Investitions- und Stromerzeugungskosten heran, ergeben sich für die wichtigsten diskutierten Kraftwerksprozesse die unten am Beispiel der Braunkohle dargestellten Relationen.

CO₂-Minderung durch Effizienzsteigerung

Das Braunkohlenkraftwerk mit Vortrocknung (BoA-Plus) erreicht bei gleichen Stromerzeugungskosten einen um 4 Prozentpunkte höheren Wirkungsgrad als die heutige BoA-Technologie (Braunkohlenkraftwerk mit optimierter Anlagentechnik) im Referenzkraftwerk in Niederaußem. Eine weitere Option zur Effizienzsteigerung des Dampfkraftwerks, das so genannte 700-Grad-Kraftwerk, hat ebenfalls ein zusätzliches Wirkungsgradpotenzial von 4 Prozentpunkten. Das Vergasungskombikraftwerk (IGCC = Integrated Gasification Combined Cycle) ohne CO₂-Abtrennung ist dem Dampfkraftwerk trotz des Wirkungsgradvorteils von 9 Prozentpunkten wirtschaftlich unterlegen. Notwendig sind eine Senkung der Investitionskosten, eine höhere Verfügbarkeit, als sie bisher in einigen weltweit betriebenen Anlagen erreicht wird, sowie der erfolgreiche Betrieb einer Demonstrationsanlage. Deshalb ist die IGCC-Technik gegenüber dem Dampfkraftwerk heute nicht wettbewerbsfähig.

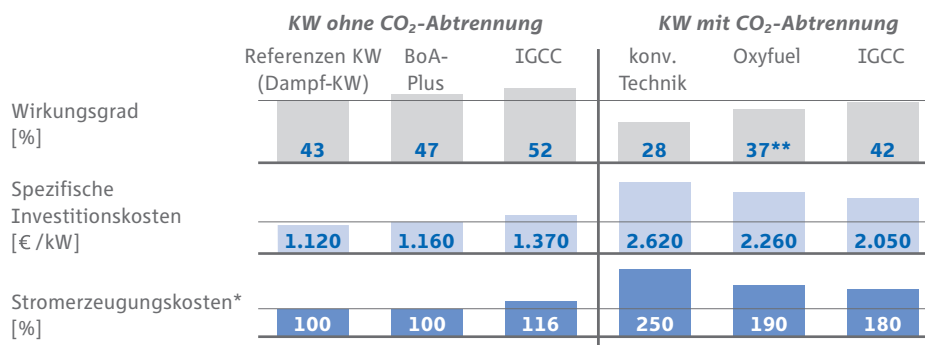
Mit der CO₂-Abtrennung sinkt der Wirkungsgrad

Unter den Kraftwerksprozessen mit CO₂-Abtrennung weist das konventionelle Kraftwerk mit nachgeschalteter

CO₂-Wäsche im atmosphärischen Rauchgas einen drastischen Wirkungsgradverlust auf. Hier schlägt insbesondere der hohe Energiebedarf durch. Mit der Wäsche sinkt die Netto-Stromerzeugung, während der Investitionsaufwand steigt. Dadurch liegen die spezifischen Investitionskosten um circa 130 Prozent und die Stromerzeugungskosten um 150 Prozent höher als beim Referenzkraftwerk. Dieser Prozess ist aus Sicht der Ressourcenschonung wie auch der Kosten unattraktiv. Beim Oxyfuel-Prozess erfolgt die Verbrennung mit einem Gemisch aus Sauerstoff und rückgeführtem CO₂. Das überwiegend aus CO₂ und Wasserdampf bestehende Rauchgas wird nach der Reinigung gekühlt, so dass nach der Kondensation des Wasserdampfanteils das CO₂ ohne zusätzliche Waschstufe vorliegt. Dieser bisher überwiegend erst auf dem Papier existierende Prozess verspricht deutlich niedrigere Leistungseinbußen; allerdings werden auch hier steigende Investitionskosten erwartet. Die spezifischen Investitionen können sich etwa verdoppeln, und die Stromerzeugungskosten werden um rund 90 Prozent höher sein als beim Referenzkraftwerk.

Beim IGCC-Prozess mit CO₂-Abtrennung könnte das Wirkungsgradniveau heutiger moderner Kraftwerke nahezu gehalten werden, wengleich gegenüber dem IGCC ohne CO₂-Abtrennung ein spürbarer Wirkungsgradnachteil von 10 Prozentpunkten festzustellen ist.

Kraftwerksprozesse im Vergleich (1): Effizienz und Kosten am Beispiel Braunkohle



* inkl. CO₂-Verdichtung, -Verflüssigung, 300 km CO₂-Transport und -Speicherung
** inkl. Vortrocknung, d.h. Wirkungsgradvorteile gegenüber Rohkohlefeuerung berücksichtigt

Die CO₂-Abtrennung ist hier relativ kostengünstig. Weil der IGCC-Prozess aber generell gegenüber dem konventionellen Kraftwerk teurer ist, liegen die spezifischen Investitionskosten und die Stromerzeugungskosten jeweils um etwa 80 Prozent über denen des konventionellen Dampfkraftwerks. Von allen Prozessen mit CO₂-Abtrennung haben die Kalkulationen für den IGCC die fundierteste Basis, weil dieser Prozess technisch und betrieblich weitgehend durchdrungen ist. Insgesamt hat der IGCC-Prozess unter den Verfahren mit CO₂-Abtrennung das höchste Potenzial.

Kohle hat größtes CO₂-Minderungspotenzial

Unter Klimavorsorgeaspekten sind die CO₂-Vermeidungskosten ein Maß für eine effiziente CO₂-Minderung. Sie errechnen sich aus dem Unterschied in den Vollkosten der Stromerzeugung gegenüber dem Referenzkraftwerk bezogen auf den Unterschied im CO₂-Ausstoß. Das BoA-Plus-Kraftwerk wäre bereits heute wettbewerbsfähig. RWE Power hat deshalb die Genehmigungsplanung für den Bau einer Prototypanlage der Trocknung am BoA-Block in Niederaußem aufgenommen. Unter den Kohleprozessen mit CO₂-Abtrennung sind der IGCC- und der Oxyfuel-Prozess im Vorteil.

Beim Erdgas-GuD liegen die Vermeidungskosten hoch, weil hier das CO₂-Minderungspotenzial vergleichsweise gering ist. Im Vergleich zu den regenerativen Energien erweisen sich die Kohleprozesse als kosteneffizientester Hebel der CO₂-Minderung. Die Kohle bietet gleichzeitig das beste Einsatzpotenzial für die Stromversorgung und ermöglicht die mit Abstand größte CO₂-Minderung.

Dieses Potenzial zu heben ist nicht nur eine Frage der technischen Entwicklung, sondern setzt grundsätzlich voraus,

1. dass die resultierende drastische Verteuerung von Strom, dem Grundstoff jeder wettbewerbsfähigen

Volkswirtschaft im weltweiten Wettbewerb, überhaupt darstellbar sein wird und

2. dass die CO₂-Lagerung nicht nur technisch machbar sein, sondern auch sozioökologische Akzeptanz finden wird.

Beide Fragen können nicht im nationalen oder europäischen, sondern müssen im weltweiten Kontext gesehen und entschieden werden.

Klärung der CO₂-Speicherung eine Grundvoraussetzung

Die Klärung der Speicherfrage muss parallel zur Entwicklung der Kraftwerkstechnik erfolgen. Insbesondere aufgrund der Erprobung von Langzeiteffekten wird für die Entwicklung bis zur kommerziellen Umsetzung etwa der gleiche Zeithorizont bis circa 2020 veranschlagt wie für die Entwicklung der CO₂-freien Kraftwerkstechnik. Von dem für Deutschland theoretisch grob abgeleiteten Speicherpotenzial von 22 bis 30 Mrd. t liegt das weitaus größte in den Aquiferen. Hier besteht auch der größte Klärungsbedarf bezüglich der Effekte einer CO₂-Einleitung und langfristigen Lagerung.

Da die Speicherkapazität begrenzt sein wird – das theoretische Potenzial könnte für 65 bis 85 Jahre reichen –, kann die CO₂-freie Kraftwerkstechnik in jedem Fall nur eine zeitlich begrenzte Option darstellen. Eine Option zum Zeitgewinn, um ganz neue Technologien zu Säulen der Stromerzeugung zu entwickeln. Der Klärungsbedarf in der Speicherfrage geht weit über das Technisch-Ökologische hinaus (s. Fokus, S. 76). Die Klärung aller Fragestellungen ist Grundvoraussetzung für die Akzeptanz der gesamten Technologieroute. Am Ende wird die alles entscheidende, heute noch nicht kalkulierbare Frage der öffentlichen Akzeptanz stehen. Gründlichkeit, Sorgfalt und Offenheit in der Technologieentwicklung sind entscheidende Vorleistungen, die es zu erbringen gilt.

Kraftwerksprozesse im Vergleich (2): CO₂-Vermeidungskosten gegenüber Referenz-KW* [€/t CO₂] unter Berücksichtigung von Abscheidung, Transport und Speicherung des CO₂

| | | |
|---------------------|-----------|--|
| BoA-Plus | 0 | } Kohle* ohne CO ₂ -Abtrennung |
| IGCC ohne Abtr. | 28 | |
| Konv. KW mit Wäsche | 53 | } Kohle* mit CO ₂ -Abtrennung |
| IGCC mit Abtr. | 27 | |
| Oxyfuel | 28 | |
| GuD mit Wäsche | 50 | } Erdgas** mit CO ₂ -Abtrennung |
| Wasser | 37 – 105 | } Erneuerbare Energien |
| Wind | 65 – 100 | |
| Photovoltaik | 760 – 970 | |

* am Beispiel Braunkohle

** Ergebnis des CCP-Projekts, Norwegen

2. Engagement von RWE Power für Clean-Coal

Technologien: Einsatz und Entwicklung von Clean-Coal Technologien stehen im Fokus der konkreten Kraftwerkserneuerung wie auch der gesamten Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten von RWE Power.

Effizienzsteigerung hat Vorrang

Die Priorität in der Klimavorsorge von RWE Power liegt in der Effizienzsteigerung zur CO₂-Minderung und Ressourcenschonung. Dementsprechend wird im Rahmen der laufenden Kraftwerkserneuerung – im anfangs aufgezeigten ersten Horizont der kraftwerkstechnischen Entwicklung – modernste State-of-the-Art-Technik zum Einsatz gebracht. Beispiel ist das BoA-Kraftwerk, das weltweit modernste Braunkohlenkraftwerk. Der zweite und dritte Block dieser innovativen Technik werden derzeit geplant.

Parallel treibt RWE Power die Weiterentwicklung innovativer Kraftwerkstechnik voran. Die Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten und -projekte sind vorrangig mittelfristig (Horizont 2) und langfristig (Horizont 3) angelegt. Im Horizont 2 stehen zwei Großprojekte im Zentrum. In beiden geht es darum, noch effizientere Kohlekraftwerkstechnik zur Einsatzreife zu führen. Dies gilt für die eigene Entwicklung einer hocheffizienten Braunkohlentrocknung, deren Kombination mit der BoA-Technologie zum so genannten BoA-Plus-Kraftwerk führt. Mit einem Budget von 40 Mio. € wird in einer

Prototypanlage zur Trocknung am BoA-Block Nieder- außerdem diese Technologie zur kommerziellen Reife geführt. Parallel engagiert sich RWE Power an führender Stelle in der Weiterentwicklung der Dampfkraftwerkstechnik zum so genannten 700-Grad-Kraftwerk. Hier erfolgt eine umfangreiche Kooperation mit europäischen Partnern in den im Bild aufgeführten Projekten mit einem Gesamtbudget von 17 Mio. €.

Von der Vision zur einsatzreifen Technik

Im parallel verfolgten Langfristhorizont 3 geht es RWE Power darum, aus der Vision des CO₂-freien fossil gefeuerten Kraftwerks eine realisierbare, einsatzreife und akzeptierte Technik zu entwickeln. Das dazu aufgelegte Entwicklungsprogramm bezieht alle drei Schwerpunkte dieser neuen Technologie ein:

- Kraftwerkstechnische Optionen
- Transport und Speicherung von CO₂
- Umwelt- und Akzeptanzfragen

Angesichts der Breite der Themenstellung, ihrer Bearbeitungstiefe und des Aufwands an Zeit, Personal und Geld werden Kernthemen im Rahmen nationaler und europäischer Verbundprojekte gemeinsam mit Partnern aus der Herstellerindustrie, der Stromerzeuger und von Hochschulen/Instituten bearbeitet. Die Projekte ENCAP, CASTOR zur Kraftwerkstechnik und CO₂SINK zur CO₂-Speicherung laufen im 6. EU-Rahmenprogramm. Die Projekte COORIVA, ADECOS und OXYCOAL sind nationale Projekte zur Kraftwerkstechnik im Rahmen des COORETEC-Konzepts des BMWA. Bei CO₂TRAP und COSMOS handelt es sich um Programme des BMBF zur CO₂-Einlagerung. Das von den Partnern getragene Gesamtbudget dieser Projekte liegt bei 66 Mio. €.

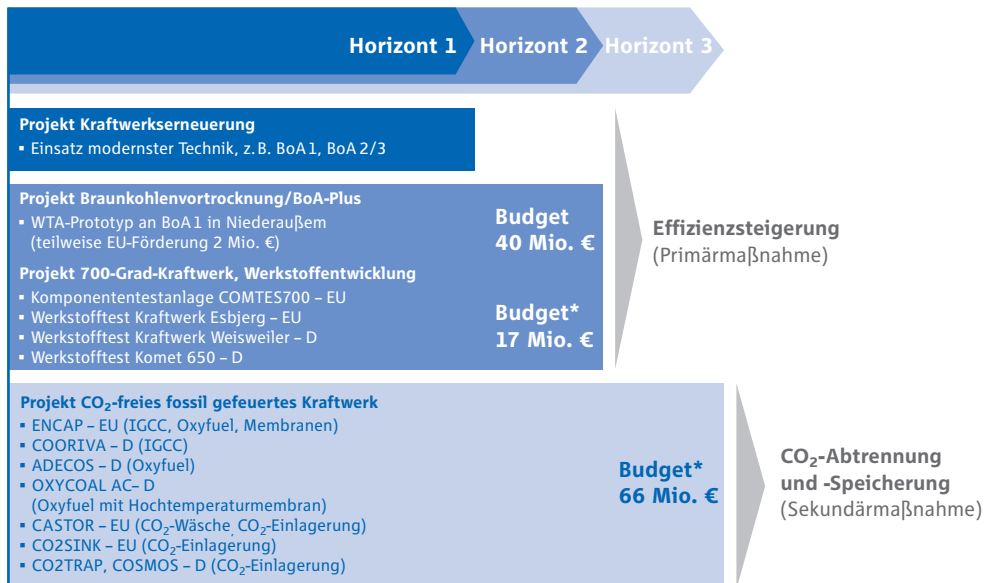
Das Programm des CO₂-freien Kraftwerks von RWE Power ist darauf ausgerichtet, zunächst die Kraftwerkstechnik zu bestimmen, die für diesen Weg am besten geeignet ist und ökonomisch wie ökologisch die größten Chancen hat. RWE Power setzt dabei ihre umfassenden Erfahrungen in der Vergasungs- und Kombikraftwerkstechnik um. Im Folgeschritt wird es um die anlagentechnische Erprobung im Pilot- bzw. Demonstrationsmaßstab gehen. Parallel zur kraftwerkstechnischen Entwicklung werden die aufgezeigten Fragen der CO₂-Speicherung behandelt. Ebenfalls parallel läuft die Klärung der genehmigungsrechtlichen und gesetzlichen Grundlagen und Rahmenbedingungen für die Technologie. Der Zielhorizont für den kommerziellen Einsatz des CO₂-freien fossil gefeuerten Kraftwerks einschließlich einer gesicherten Langzeitspeicherung von CO₂ liegt im Bereich von 2020.

Fokus

Klärungsbedarf bei der CO₂-Speicherung

- **Technische, ökonomische und ökologische Machbarkeit**
 - Aufstellen der Kataster möglicher Speicher
 - Einspeicherversuche mit umfassendem Monitoring (Projekt CO₂SINK)
 - Auswirkungen auf die unterirdische Hydrosphäre
- **Juristische Klärungen**
 - Rechtliche Behandlung der Speicherung (Deponie, Zwischenlagerung)
 - Rechtlicher Rahmen für Zugriffsrechte auf potenzielle Speicher
- **Öffentliche Akzeptanz**
 - Die CO₂-Speicherung setzt eine breite öffentliche Akzeptanz voraus
 - Die Realisierbarkeit einer CO₂-Speicherung unter dicht besiedeltem Gebiet muss derzeit als ungewiss eingeschätzt werden

Einsatz und Entwicklung von Clean-Coal-Technologien bei RWE Power – eine Projektübersicht (EU, D kennzeichnen europäische bzw. deutsche Förderprojekte)



* Gesamtbudget der Verbundprojekte

Fazit

Die heutigen und zukünftigen Innovationen moderner Kraftwerkstechnik auf Basis fossiler Energieträger bieten ein beträchtliches Potenzial zur Klimavorsorge durch CO₂-Minderung, das weltweit zum Einsatz gebracht werden kann. Die entsprechenden kraftwerkstechnischen Entwicklungen müssen auf allen angesprochenen Horizonten vorangebracht werden. RWE Power hat ihre Aktivitäten dementsprechend ausgerichtet.

Ein klarer Vorrang liegt bei der Effizienzsteigerung. Sie sorgt nicht nur für CO₂-Minderung, sondern auch für Ressourcenschonung. Die Instrumente der Kraftwerkstechnik sind bereits heute verfügbar. Ihre Weiterentwicklung eröffnet zusätzliche Potenziale. Deshalb sollte in den europäischen wie in den nationalen Forschungsförderprogrammen die Effizienzsteigerung in geeignetem Rahmen gefördert werden.

Die CO₂-Abtrennung und -Lagerung erfordern bis zu einem breiten Einsatz umfangreiche Entwicklungen und Absicherungen in der Kraftwerks- und Speichertechnik. Dazu hat RWE Power ein umfassendes Entwicklungsprogramm aufgelegt. Kernthemen dieser neuen Technologieroute werden in Kooperation mit europäischen Partnern intensiv untersucht. Die Akzeptanz des stark erhöhten Ressourcenverbrauchs und der Langzeit-speicherung von CO₂ gehört zu den entscheidenden Themen, die vor einem breiten Einsatz dieser Technologie zu klären sind.



Der Autor: Dr. Johannes Ewers
RWE Power
Leiter Neue Kraftwerkstechnologien