

IMIA WGP58 (08)

(Arbeitsübersetzung aus dem Englischen durch GDV/Berlin, 03.11.2008)

Verfahren zur CO₂-freien Kohleverbrennung – Einfluss auf Versicherungen

Vorsitz: Michael P. Bove, Hartford Steam Boiler Inspection & Insurance
Co.
Arbeitsgruppe: Friedrich Scholz, AXA Versicherung AG
Cass Kuhlke, Zürich
Markus von Stumberg, Münchener Rück

Kurzbeschreibung:

Gegenstand dieses Dokuments sind Verfahren zur Abtrennung/Abscheidung von Kohlendioxid bei der Verbrennung von fossilen Brennstoffen zur elektrischen Energieerzeugung. Der Einsatz von Kohle bei der Energieerzeugung sowie die Notwendigkeit der CO₂-Abtrennung werden im Rahmen des Dokuments diskutiert. Es wird eine Übersicht der sich in der Entwicklung befindenden Verfahren gezeigt, der voraussichtliche Zeitpunkt ihrer Kommerzialisierung genannt und relevante Bedenken der Versicherungswirtschaft überprüft. Das Dokument befasst sich nicht mit dem Risiko, das mit der CO₂-Sequestrierung verbunden ist, da dies als Thema betrachtet wird, das es wert ist, in einem eigenen Dokument behandelt zu werden.

Inhaltsverzeichnis

1. Anteil von Kohle bei der Energieerzeugung	3
1.1 Kohlereserven – USA & weltweit	4
1.2 Erneuerbare Energien	5
1.3 Atomenergie	6
1.4 Nachrüstung von Anlagen	6
1.5 Regulatorische Unsicherheit.....	6
1.6 Zusammenfassung.....	6
2. Gibt es eine Notwendigkeit für die CO ₂ -Abtrennung?	7
3. Führende Entwicklungen im Bereich der CO ₂ -Abtrennung	8
4. Herausforderungen bei der CO ₂ -Abtrennung.....	12
5. Arten der CO ₂ -Abtrennung und -Steuerung	12
5.1 Verfahren zur CO ₂ -Abtrennung nach der Verbrennung (Post-Combustion).....	13
5.2 Verfahren zur CO ₂ -Abtrennung vor der Verbrennung (Pre-Combustion)	15
5.3 Oxyfuel-Verfahren (Sauerstoffverbrennung).....	18
6. Versicherungsbedenken bei CO ₂ -freien Kraftwerken.....	20
7. Fazit und Ausblick.....	22
8. Quellenangaben.....	24

1. Anteil von Kohle bei der Energieerzeugung

Fossile Brennstoffe sind die wichtigsten Energieträger für die Energieerzeugung in den USA und weltweit. Von den fossilen Brennstoffen ist Kohle die erste Wahl bei den Brennstoffen (Abbildung 1).¹ Bei weltweiter Betrachtung beträgt der Anteil von Kohle beinahe 41% an der Energieproduktion (Abbildung 2).^{2,3}

Abbildung 1:

Percentage of US Power by Fuel, Jan - Nov 07

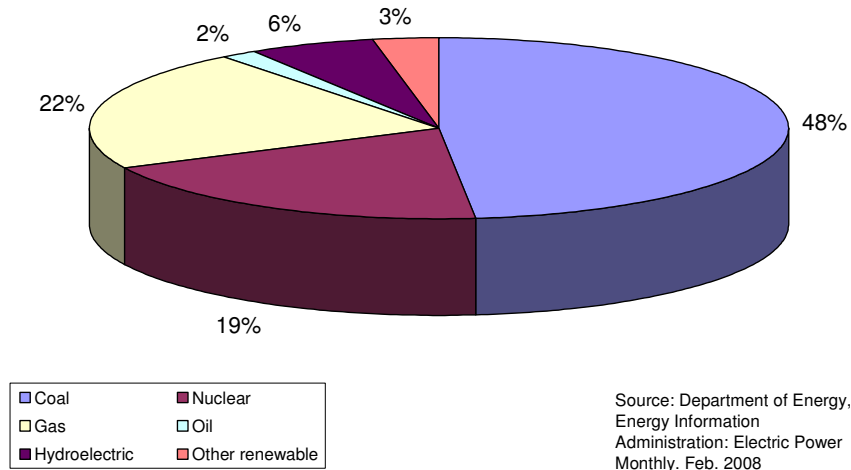
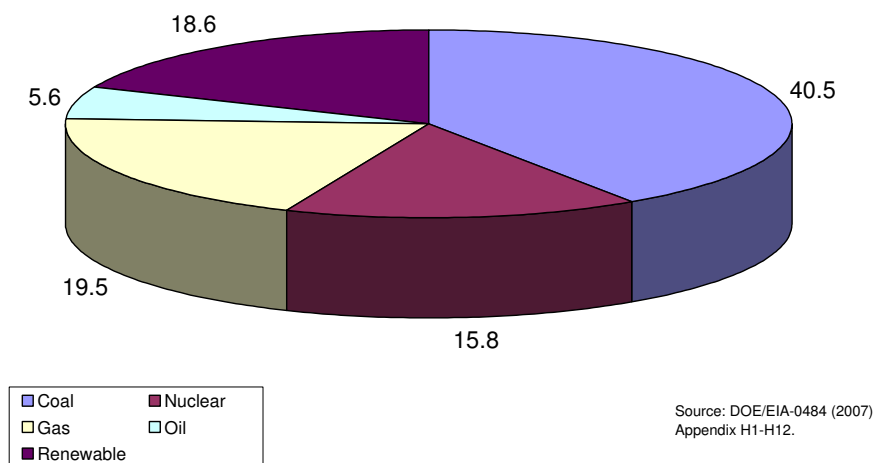


Abbildung 2:

Percentage of Fuels used in World Power Production



1.1 Kohlereserven – USA & weltweit

Zur Beurteilung der langfristigen Nutzbarkeit von Kohle müssen die Kohlereserven evaluiert werden, um festzustellen, ob die gegenwärtige Energieerzeugung nachhaltig ist oder ob sie aufgrund begrenzter Mengen sinken muss. Auf der Grundlage der folgenden Informationen wird deutlich, dass es einen großen Vorrat an Kohlereserven gibt und dass es keine unmittelbare Reduktion des gegenwärtigen Verbrauchs geben wird. Aufgrund dieser großen Reserve könnte es zu einer Ausweitung der Anzahl Anlagen kommen, die Kohle verbrennen. Dies trifft besonders für Entwicklungsländer zu, da Kohle dort unter Umständen der günstigste verfügbare Brennstoff ist.

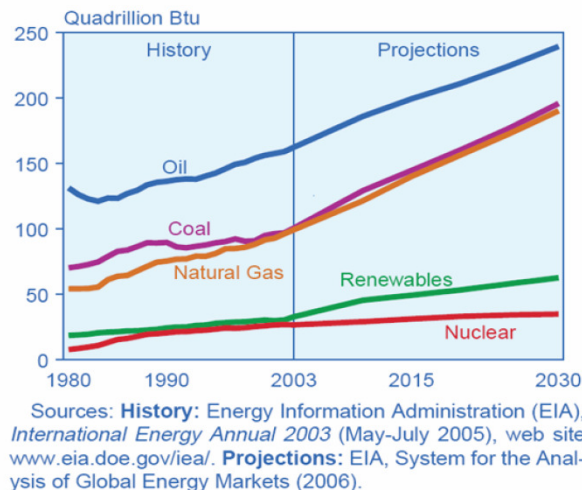
Die Kohlereserven der USA werden auf 242 Milliarden Tonnen geschätzt, die jährliche Produktion liegt bei ca. 1,055 Milliarden Tonnen.⁴ Während die genaue Menge an verfügbarer Kohle von unterschiedlichen Quellen unterschiedlich angegeben wird, so bleibt der Umfang der Reserven der gleiche. Ausgehend von diesen Zahlen reicht die Menge an Kohle bei der momentanen Verbrauchsrate noch mehr als 230 Jahre. Das Energieministerium der Vereinigten Staaten von Amerika, das United States Department of Energy (DOE), prognostiziert, dass Kohle noch viele weitere Jahre der bevorzugte Energieträger für die elektrische Energieerzeugung bleiben wird. Das DOE prognostiziert ferner, dass Kohle auf ca. 57% der erzeugten Energie im Jahr 2030 ansteigen wird.⁵ Es darf nicht außer Acht gelassen werden, dass die USA und andere Staaten eine beträchtliche Infrastruktur um Kohle herum aufgebaut haben. Dazu gehört die Fähigkeit, Kohle effizient aus dem Boden zu fördern, der Transport der Kohle zum Endverbraucher und die Kohleverbrennung zur Erzeugung von Elektrizität. Diese Investitionen in die Infrastruktur stellen riesige Ausgaben dar und die Unternehmen werden diese Investitionen nur zögerlich aufgeben.

Die weltweiten Kohlereserven werden auf 905 Milliarden Tonnen geschätzt, wobei die gegenwärtige Produktion 5,89 Milliarden beträgt (Schätzung von 2005). Ausgehend von diesen Zahlen dürfte es bei den bekannten Reserven einen Kohlevorrat von ca. 154 Jahren geben.⁶ Wie bei den USA, so erlauben auch die bekannten weltweiten Reserven noch viele Jahre eine kontinuierliche Kohlenutzung.

Zur Veranschaulichung der anhaltenden Dominanz von Kohle lässt sich ein Beispiel aus China heranziehen: im Jahr 2006 baute China 90.000 MW an Kapazitäten, die mit Kohle befeuert werden. Dies übersteigt die gesamte Produktionskapazität des Vereinigten Königreichs um 13.000 MW.⁷

Die folgende Abbildung zeigt den weltweiten Energieverbrauch nach Energieträger von 1980 bis einschließlich 2003 sowie Prognosen bis zum Jahr 2030. Sie zeigt nicht nur eine kontinuierliche Nutzung von Kohle, sondern prognostiziert sogar einen beträchtlichen Anstieg der Kohlenutzung.

World Marketed Energy Use by Energy Type, 1980-2030



1.2 Erneuerbare Energien

Energieerzeugung auf Basis erneuerbarer oder grüner Energien wurde zum Fokus umfangreicher Studien, der Medienberichterstattung und der Anwendung. Es gibt verschiedene erneuerbare Energien, aber die meist diskutierten und genutzten sind Wasser, Wind und Sonne. Erneuerbare Energien werden häufig als zukunftsfähige Energiequelle diskutiert und erörtert, doch ihr Anteil an der Gesamtenergie, die auf weltweiter Basis erzeugt wird, ist momentan noch sehr gering.

Obwohl erneuerbare Energieträger allgemein als frei verfügbar betrachtet werden, bestehen Bedenken bezüglich ihrer Verlässlichkeit. So ist die Windenergie unstet, die Sonne wird häufig von Wolken verdeckt und Trockenperioden beeinträchtigen die Energieerzeugung auf Basis von Wasserkraft. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt ergänzen diese Technologien lediglich das Energieversorgungsnetz. Es wird weiterhin umfassende Diskussionen darüber geben, inwieweit erneuerbare Energien ein Gebiet bedienen können und wie viel Reserveenergie erforderlich ist, um ein stabiles Stromnetz aufrechtzuerhalten.

Zudem sind die meisten Verfahren bezüglich erneuerbarer Energien im Vergleich zu herkömmlichen Verfahren zur Stromerzeugung aus wirtschaftlicher Sicht nicht wettbewerbsfähig. Sie sind daher auf staatliche Förderung angewiesen, um wirtschaftlich wettbewerbsfähig zu sein. Dies wird ein noch wichtigeres Thema bei der Kohlendioxid-Abtrennung und der damit verbundenen Kosten werden. Mit dem Hinzufügen der Kohlendioxid-Abtrennung in Kohlekraftwerken könnten sich die Kosten für die Energieerzeugung den Kosten der subventionierten erneuerbaren Energien angleichen, was wiederum zur Verbreitung von Anlagen für erneuerbare Energien beiträgt. Es wird an vielen Entwicklungen, die diese Probleme adressieren, gearbeitet, doch Kohle wird als Hauptenergieträger gebraucht werden, um die geringe und häufig unstete Elektrizität, die aus erneuerbaren Energien erzeugt wird, auszugleichen.

1.3 Atomenergie

Eine Alternative, die die Dominanz von Kohle als bevorzugtem Brennstoff beeinflussen sollte, ist die Verbreitung von Atomenergie. Obwohl die Atomenergie einen beträchtlichen Teil der Gesamtkapazität der Energieerzeugung ausmacht, wurden in den USA mehr als 20 Jahre keine neuen Atomkraftwerke gebaut. Zudem werden Atomkraftwerke gewöhnlich mit voller Auslastung betrieben und können daher nicht der sich ständig ändernden Nachfrage nach Elektrizität Rechnung tragen (Auslastung hinkt hinterher). Diese Lücke wird durch Energieträger wie beispielsweise Kohle, Öl und Erdgas gefüllt. Zudem nähern sich viele Atomkraftwerke dem Ende ihrer geplanten Lebensdauer und ohne eine erneute Lizenz müssen sie schließen, was wiederum den Bedarf an großen neuen Kraftwerken erhöht. Kohle deckt diesen Bedarf zweifellos.

Auf globaler Ebene wird die Atomenergie weiter entwickelt und ausgebaut, wobei es viele Diskussionen über ihre Verbreitung, Themen in Bezug auf radioaktiven Abfall und ihren möglichen Einfluss auf Waffenprogramme gibt. Zweifelsohne wird Elektrizität, die mit Atomkraft erzeugt wird, weiterhin einen großen Teil des Erzeugungsprofils ausmachen, doch es wird nicht damit gerechnet, dass sie den Bedarf an Kohlekraftwerken senkt.

1.4 Nachrüstung von Anlagen

Aufgrund der hohen Kosten, die mit dem Ersetzen von Kohlendioxid (CO₂) produzierenden Elektrizitätsquellen einhergehen, kann angenommen werden, dass es wirtschaftlich sinnvoller ist, bestehende Werke nachzurüsten statt sie durch neue zu ersetzen. Im Rahmen dieses Dokuments werden daher sowohl neue Technologien als auch Verfahren zur Nachrüstung betrachtet.

1.5 Regulatorische Unsicherheit

Durch die regulatorische Unsicherheit ist es für Unternehmen schwierig, die Ausgabe von Milliarden von Dollar für neue Anlagen, die durch fossile Brennstoffe befeuert werden, wirtschaftlich zu rechtfertigen, wenn sie bei ihrer Fertigstellung eventuell nicht den neuen und veränderten Richtlinien zur Kohlendioxid-Emission entsprechen. Diese Unsicherheit kann auch zu einem zusätzlichen stufenweisen Ausbau der Anlage führen und zu zusätzlichen Ausgaben für die bestehende Anlage, um den Betrieb aufrechtzuerhalten. Der Grad an Unsicherheit hält Unternehmen eventuell davon ab, in vollem Umfang in Verfahren zur Kohlendioxid-Abtrennung zu investieren. Es gibt jedoch viele Unternehmen, die in Pilotprojekte investieren, um die Herausforderungen, die mit der Kohlendioxid-Abtrennung verbunden sind, besser zu verstehen bevor sie die Verfahren in vollem Umfang implementieren. In Kapitel 2 werden die Folgen dieser regulatorischen Unsicherheit anhand der Streichung verschiedener Kohlekraftwerke aufgezeigt.

1.6 Zusammenfassung

Bei Betrachtung der langfristigen Prognose in Bezug auf Kohle ist es schwierig, sie als weiter bestehenden Energieträger zur Energieerzeugung von der Hand zu weisen, und es wäre unmöglich, einfach auf Kohle als Energieträger zu verzichten, ohne das Netz abzuschalten. Die Zahlen zeigen die weltweite

Abhängigkeit von Kohle bei der Erzeugung von Elektrizität und es gibt keine schnelle und einfache Lösung für Ersatzenergien. Aus diesem Grund wird Kohle der führende Brennstoff für die Elektrizitätserzeugung bleiben, und es müssen Verfahren zur Kohlendioxid-Abtrennung entwickelt und implementiert werden.

2. Gibt es eine Notwendigkeit für die CO₂-Abtrennung?

Egal ob CO₂ eine direkte Ursache für die globale Erwärmung oder ein Spätindikator ist oder gar nichts damit zu tun hat, es gibt weltweite Besorgnis bezüglich der steigenden Konzentrationswerte in der Atmosphäre. Bei diesem Anstieg der CO₂-Werte gibt es verschiedene Faktoren, die die Notwendigkeit zur CO₂-Abtrennung beeinflussen werden. Die zwei wichtigsten Faktoren sind die globale Klimaerwärmung und staatliche Regulierungen. Die technische Bedeutung der Auswirkungen des von Menschen verursachten CO₂ auf die globale Erwärmung wird von vielen Wissenschaftlern diskutiert und nur die Zukunft wird zeigen, wer Recht hat. Im Rahmen dieses Dokuments wird weder die Bedeutung der Klimaveränderung noch der Einfluss der CO₂-Konzentration auf die Umwelt diskutiert. Stattdessen liegt der Fokus auf der entsprechenden Reaktion auf diese Wahrnehmung/Realität.

Die meisten, wenn nicht sogar alle Regierungen auf der Welt erkennen die globale Erwärmung als Problem an und sie haben, zu einem gewissen Grad, eingeräumt, dass CO₂ zur Klimaerwärmung beiträgt. Sie glauben, dass die Gesetzgebung dazu beitragen kann, diesen Schadstoff zu kontrollieren und damit die Auswirkungen der globalen Erwärmung einzudämmen. Es gibt verschiedene Ausprägungen dieser Gesetzgebung und es wird auch in Zukunft verschiedene Ausprägungen geben, von internationalen Vereinbarungen, wie beispielsweise dem Kyoto-Protokoll, über bundesstaatliche Programme zu Emissionsgrenzen und zum Emissionsrechtehandel bis zu Weisungen von Kommunalverwaltungen an Werke in der Nähe, für niedrigere Emissionen zu sorgen. Es gilt als allgemein akzeptiert, dass zusätzliche CO₂-Vorschriften erlassen werden, sobald sich die Technologie als kommerziell tragfähig erwiesen hat.

Wie bereits zuvor dargelegt, ist Kohle der dominierende Energieträger für die Energieerzeugung und wird dies wohl auch noch viele Jahre bleiben. Leider entsteht bei der Stromerzeugung mit fossilen Brennstoffen CO₂ als Nebenprodukt. Aus diesem Grund ist es erforderlich, die Entwicklung von Methoden zur Beseitigung oder Reduktion dieser Komponente der Verbrennung voranzutreiben.

In den vergangenen 20 Jahren gab es große Fortschritte bei den Methoden zur Reduktion bzw. Beseitigung von Schadstoffemissionen, die mit der Verbrennung von Kohle in Kraftwerken zusammenhängen. Eine NO_x-Kontrolle hat sich im Zuge der Weiterentwicklung von Systemen zur selektiven katalytischen Reduktion (SCR) und von Low-NO_x-Brenner-Systemen entwickelt; SO_x-Reduktionen gehen mit Rauchgasentschwefelung (Gaswäscher) weiter; und Feinstaub-Beseitigung mit Elektrofiltern (ESP) und Abluftfiltern. Diese Technologien entstanden in einem Prozess aus theoretischer Entwicklung, Prüfstandtests,

Implementierung in kleinem Umfang, vollständiger Installation und kommerzieller Entwicklung. Energieerzeugungsunternehmen sind mit der Technologie zufrieden; Gesetzgebungsvorhaben verlangen ihre Implementierung und die Installierungen gehen weltweit mit schnellen Schritten voran. Die Kohlendioxid-Abtrennung hat diese Entwicklung noch nicht beendet. Diese kommerziell verfügbaren Umwelttechnologien sind ein integraler Bestandteil einiger Verfahren zur Kohlendioxid-Abtrennung. Beispielsweise sind Methanol- und Aminwäscher im kommerziellen Betrieb, um Verbindungen aus SO_x und CO₂ innerhalb des Kohlevergasungsprozesses zu trennen.

Die Notwendigkeit, die Fähigkeit zur Abtrennung von CO₂ zu entwickeln, zeigt sich auch anhand der jüngsten Streichung von neuen Kohlekraftwerken in den USA und der Streichung von Werksnachrüstungen aufgrund der Unsicherheit bezüglich der CO₂-Gesetzgebung. In Europa haben die öffentliche Stimmung und staatliche Regulierungen den Ansatz, neue Kohlekraftwerke zu bauen, beinahe vollständig zum Erliegen gebracht. Die folgenden Punkte stellen eine Liste jüngst erschienener Pressemeldungen und Zeitungsüberschriften zu geplanten neuen Kohlekraftwerken in den USA dar.

- Idaho Power Co.; Projekt aufgrund von Schwierigkeiten bei der Zulassung und Bedenken bezüglich der Emissionen gestrichen; 250-MW-Anlage; November 2007.⁸
- Kansas – Sunflower Electric Power Corporation; zwei 700-MW-Anlagen; Zulassung wegen Emissionsbedenken verweigert; Oktober 2007.
- AEP & Oklahoma Gas & Electric – Red Rock Generating Station; 950-MW-Anlage; Behörden lehnen Zulassung ab; September 2007.⁹
- Florida – Seminole Electric Power Cooperative; Seminole 3 Generation Station; 750 MW; Zulassung vom Florida Department of Environmental Protection abgelehnt; August 2007¹⁰
- Florida – FPL – Glades Power Plant; 1960 MW; Entscheidung der Public Service Commission fällt gegen sauberes Kohlekraftwerk aus; Juni 2007.¹¹
- Tampa Electric; Polk 6; 623-MW-Kombikraftwerk mit integrierter Kohlevergasung (IGCC); wegen Unsicherheit über zukünftige Kohlendioxid-Regulierung gestrichen.¹²

Um mit dem Bau neuer Kohlekraftwerke zur Elektrizitätserzeugung fortzufahren, müssen Verfahren zur CO₂-Abtrennung für die vollständige Implementierung entwickelt werden. Da neue Anlagen mit der Fähigkeit, CO₂-Emissionen zu begrenzen, gebaut werden, müssen auch bestehende Anlagen diese neuen Emissionskriterien erfüllen, was dazu führt, dass die Notwendigkeit, bestehende Anlagen nachzurüsten, wächst und das Verfahren weiter verbreitet wird.

3. Führende Entwicklungen im Bereich der CO₂-Abtrennung

Gesellschaftlicher, politischer und regulatorischer Druck sorgen dafür, dass das Interesse von Eigentümern und Herstellern an Verfahren zur Abtrennung von CO₂ gewachsen ist. Auf Energiekonferenzen gibt es inzwischen Vorträge zu Verfahren der Kohlendioxid-Abtrennung, die große Teilnehmerzahlen verzeichnen, und eine Fülle von Präsentationen. Regierungen finanzieren Forschung und

Entwicklung. In den USA konzentrierte sich das FutureGen-Projekt auf Kohle, doch es wurde heftig darüber debattiert, da es sich nur auf eine Technologie konzentrierte. Schließlich wurde das FutureGen-Projekt gestrichen, doch die Gelder dafür wurden nicht zurückgezogen. Stattdessen verwendet die US-Regierung diese Gelder nun, um die Entwicklung verschiedenster Verfahren in Bezug auf Kohle voranzutreiben, wobei eines davon die Kohlendioxid-Abtrennung und -Sequestrierung ist.

Zahlreiche Unternehmen haben Pilotprojekte angekündigt und Gelder zur Entwicklung von Verfahren zur Kohlendioxid-Abtrennung eingesetzt. Im Mittelpunkt steht die Entwicklung von Pilotprojekten zur frühen Verfahrensentwicklung bevor diese in kommerzieller Größe implementiert werden. Im Folgenden finden sich einige Beispiele der Ankündigungen der letzten zwei Jahre.

- Das deutsche Unternehmen Vattenfall plant, die erste Pilotanlage eines Oxyfuel-Kohlekraftwerks zu errichten. Die Verbrennung erfolgt in einer sauerstoffreichen, stickstoffarmen Umgebung, wobei das Abgas vor der Abtrennung des CO₂ rezirkuliert wird. Die Anlage ist für eine thermische Leistung von 30 MW ausgelegt und stellt einen ersten Schritt der Gesamttests des Oxyfuel-Prozesses in einer großtechnischen Anwendung dar. Die Aktivitäten konzentrieren sich darauf, die Komponentenintegration und die Reinheit der CO₂-Trennung zu testen. Die Anlage soll Mitte 2008 in Betrieb gehen, wobei die Testphase noch knapp 3 Jahre dauern soll. Verläuft die Testphase erfolgreich, dann ist ein Demonstrationskraftwerk mit einer elektrischen Kapazität von 250-300 MW beabsichtigt. Dies wird dann als groß angelegter Rentabilitäts- und Optimierungstest für ein größeres Werk mit einer Kapazität von 1.000 MW fungieren, das für den Zeitraum 2015-2020 geplant ist.
- „NRG und Powerspan kündigen große Demonstration der Kohlendioxid-Abtrennung und -Sequestrierung für Kohlekraftwerke an“ – Im November 2007 gaben NRG und Powerspan Corp. eine Absichtserklärung zur Demonstration eines Verfahrens zur Kohlendioxid-Abtrennung in kommerziellem Umfang bekannt. Das Verfahren ist ein regenerativer Prozess, in dem die Abtrennung nach der Verbrennung erfolgt (Post-Combustion) und der eine Ammoniak-basierte Lösung verwendet, um das CO₂ vom Rauchgas eines Kraftwerks zu trennen und es in einen Zustand zu bringen, in dem es transportiert und dauerhaft in einer geologischen Formation gespeichert werden kann. Powerspans ECO₂-Demonstrationsanlage wird so ausgelegt sein, dass sie 90% des anfallenden CO₂ abscheiden kann. Mit der Inbetriebnahme wird für 2012 gerechnet. Die Abtrennung und Speicherung des Kohlendioxids (CCS = Carbon Capture and Storage) wird im W.A. Parish Plant in der Nähe von Sugar Land, Texas, USA, in einer 125-MW-Anlage durchgeführt. Von der Anlage wird erwartet, dass sie ca. eine Million Tonnen CO₂ jährlich abtrennen und speichern kann. Sie wird eines der weltweit größten CCS-Projekte sein und wahrscheinlich das erste, das eine Abtrennung und Speicherung in kommerziellem Umfang bei einem bestehenden Kohlekraftwerk erreicht.¹³

- FutureGen: Auch wenn dieses Projekt der US-Regierung ausgesetzt wurde, so werden die Gelder neu verteilt, um saubere Kohletechnologien weiterzuentwickeln. Das DOE beantragte 241 Millionen US-Dollar, um Verfahren zur kosteneffizienten Kohlendioxid-Abtrennung und -Speicherung für Kohlekraftwerke zu demonstrieren. Davon sind 156 Millionen US-Dollar für den restrukturierten Ansatz von FutureGen, der versucht, die Technologie bis 2015 zu kommerzialisieren und 85 Millionen US-Dollar für eine sog. „Clean Coal Power Initiative“ (Saubere-Kohlekraft-Initiative).
- Basin Electric und Powerspan Corp. kündigten ein Demonstrationsprojekt für Powerspans Verfahren zur Kohlendioxid-Abtrennung in der Antelope Valley Station in der Nähe von Beulah, North Dakota, USA, an. Dies ist eine Anlage mit 120 MW, die jährlich eine Million Tonnen CO₂ abtrennen wird. Die Anlage wird voraussichtlich 2012 in Betrieb gehen. Powerspans CO₂-Abtrennungsprozess, „ECO2™“ genannt, ist ein regenerativer Prozess, bei dem die Abtrennung nach der Verbrennung erfolgt und der eine Ammoniak-basierte Lösung verwendet, um das CO₂ vom Rauchgas eines Kraftwerks zu trennen und es in einen Zustand zu bringen, in dem es weiter verdichtet, sicher transportiert und in einer geologischen Formation gespeichert werden kann.¹⁴ Die Kosten für das Basin-Projekt werden auf 200 Millionen US-Dollar geschätzt.¹⁵
- American Electric Power (AEP), der französische Maschinenbaukonzern Alstom und der deutsche Energiegroßkonzern RWE haben sich zusammengetan, um zu beweisen, dass Kohlendioxid aus dem Abgas eines Kohlekraftwerks entfernt werden kann. Das System, das im Steinkohlekraftwerk Mountaineer installiert wird, wird eine der ersten großen Validierungen der Technologie zur Kohlendioxid-Abtrennung weltweit sein. Ein von Alstom entwickelter „Chilled Ammonia Process“ (Verfahren mit gekühltem Ammoniak) wird verwendet, um das Kohlendioxid in Flüssigkeit zu verwandeln. Die Flüssigkeit wird 3,2 km (2 Meilen) unter die Erdoberfläche gepumpt, wo sie dauerhaft in einer porösen, 30 bis 45 Meter dicken (100-140 Fuß) Gesteinsformation gelagert wird. Das verbleibende Rauchgas wird in die Brennkammer zurückgeführt. Die Anlage entspricht ca. einer 20-MW-Kraftwerksleistung der 1.300-MW-Anlage und Alstom wird in den ersten fünf Jahren als Betreiber eingesetzt. Ist die Anlage erfolgreich, werden AEP und Alstom das kommerzielle Scale-up angehen.¹⁶
- Doosan Babcock Energy gab im Februar 2008 bekannt, ein neues Projekt namens „Oxycoal 2“ zu starten, um das Oxyfuel-Verfahren für die Kohlendioxid-Abtrennung bei Kohlekraftwerken zu demonstrieren. Das Projekt im Wert von 14,5 Millionen US-Dollar wird von dem Department for Business Enterprise and Regulatory Reform (BERR) im Rahmen seines „Hydrogen Fuel Cells and Carbon Abatement Technologies (HFCCAT) Demonstration Programme“ und von einer Gruppe Sponsoren aus der Industrie und Partnern aus dem Universitätsbereich, u.a. Scottish and Southern Energy (Hauptsponsor), E.ON UK PLC, Drax Power Limited, Scottish Power, EDF Energy, Dong Energy Generation, Air Products Plc (Sponsoren), Imperial College und University of

Nottingham (Universitätspartner), unterstützt. Doosan Babcock wird seinen „Multi Fuel Burner Test Rig“ (Versuchsaufbau für einen Brenner für mehrere Brennstoffe) in Renfrew modifizieren, um die Oxyfuel-Verbrennung an Kohlenstaub mit rezirkuliertem Rauchgas anzupassen und den Betrieb eines großen 40-MW-Brenners, der in Dampfkesseln, die mit Kohle befeuert werden, zum Einsatz kommt, zu demonstrieren, was sowohl für neue Kraftwerke, die weltweit gebaut werden, als auch für Nachrüstungen geeignet ist.¹⁷

- Dominion Energy stiftete dem Virginia Center for Coal and Energy Research und dessen Projekt zur Kohlendioxid-Abtrennung 500.000 US-Dollar.¹⁸
- AEP führt zusammen mit GE Energy und Bechtel Corporation den Front-End-Engineering-Design-Prozess für ein IGCC-Werk mit einer Kapazität von 600 MW durch. Das Werk wird in der Gegend von Ohio, Kentucky und West Virginia in den USA angesiedelt sein.¹⁹
- Alstom, das Electric Power Research Institute (EPRI) und WE Energies gaben bekannt, dass das erste Pilotprojekt, welches gekühlten Ammoniak zur Abtrennung von Kohlendioxid (CO₂) bei Kohlekraftwerken verwendet, voraussichtlich im Laufe des Jahres 2008 beginnen wird. Alstom war verantwortlich für die Entwicklung und Konstruktion und wird das 1,7-MW-System betreiben, das CO₂ aus einem Teil des Rauchgases des mit Kohle befeuerten Dampfkessels in We Energies Pleasant Prairie Power Plant, einem 1.210-MW-Kohlekraftwerk, abtrennen wird. Der von Alstom entwickelte Prozess verwendet gekühlten Ammoniak, um das CO₂ abzutrennen und es in einer hochkonzentrierten Hochdruckform zu isolieren. In Labortests hat er das Potenzial zur Abtrennung von mehr als 90 Prozent des CO₂ bei scheinbar niedrigeren Kosten als bei anderen Verfahren zur Kohlendioxid-Abtrennung demonstriert. Ist es erst einmal abgetrennt, kann das CO₂ kommerziell genutzt oder in geeigneten unterirdischen geologischen Formationen gespeichert werden.²⁰
- Peabody & ConocoPhillips gaben im Juli 2007 bekannt, dass sie eine Übereinkunft getroffen hätten, die Entwicklung einer kommerziellen Kohle-zu-künstlichem-Gas-Anlage zu erforschen, wobei die E-GAS™-Technologie von ConocoPhillips genutzt wird.²¹
- Viele IGCC-Verfahren (integrierte Kohlevergasung) umfassen keine Verfahren zur Kohlendioxid-Abtrennung. Sie versuchen, den Vergasungsprozess zu perfektionieren bevor sie den nächsten Schritt der Abtrennung und dann den nächsten Schritt der Speicherung gehen. China entwickelt das sog. GreenGen, doch in seiner Anfangsphase wird es keine Vorrichtungen zur Kohlendioxid-Abtrennung enthalten. Australien und Europa sind am gleichen Punkt.²² Obwohl es umfassende Diskussionen zu diesem Thema gibt, wurden per 2. November 2007 nur Projekte in Pilotgröße oder mit ein bis fünf MW gebaut.²³

4. Herausforderungen bei der CO₂-Abtrennung

Es gibt viele Herausforderungen, die mit der CO₂-Abtrennung verbunden sind und die von allen Verfahren, die im folgenden Abschnitt diskutiert werden, bewältigt werden müssen. Zudem gibt es noch Klärungsbedarf darüber, was mit dem CO₂ geschieht nachdem es abgetrennt wurde. Sequestrierung ist eine Option, doch dabei gibt es einige Schwierigkeiten bei der Auswahl des Ortes, dem Transport und der langfristigen Belastung, um nur einige zu nennen.

Die Kosten zur Errichtung einer neuen Anlage, die in der Lage ist, CO₂ abzutrennen, sind eventuell höher als bei anderen Methoden zur Elektrizitätserzeugung. Daher werden ohne staatliche Regulierungen in irgendeiner Form keine neuen Anlagen gebaut und die Technologie wird nicht weiterentwickelt.

Die Kosten für die Nachrüstung einer Anlage zur Abtrennung von CO₂ werden eine große finanzielle Belastung für die Betreiber solcher Anlagen darstellen und es besteht Unsicherheit darüber, wie diese Kosten an den Endverbraucher weitergegeben werden. Der Umbau einer bestehenden Anlage wird eine große Auswirkung auf den Grundriss des Werksgeländes haben und einige Anlagen werden nicht die für einen Umbau erforderliche Fläche besitzen. Die zusätzliche Grundfläche wird ungefähr gleich groß geschätzt wie die Fläche des bestehenden Kohlekraftwerks, d.h. die Gesamtfläche wird sich verdoppeln, wobei eine Hälfte für die Energieerzeugung und die andere Hälfte für die CO₂-Abtrennung ist.

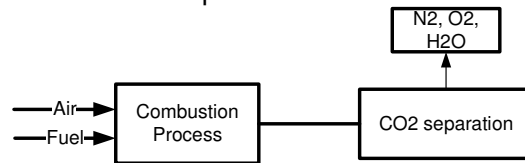
Die Menge an CO₂, die in einem Abgasstrom erlaubt sein wird, wurde noch nicht einheitlich festgelegt. Wenn dies gemacht ist, werden einige Verfahren nicht in der Lage sein, die geforderten Grenzen zu erreichen und andere werden sich als zu kostspielig für eine Implementierung erweisen. Es ist möglich, 99% des CO₂ zu entfernen, doch aus wirtschaftlicher Sicht wäre das nicht sinnvoll. Es ist zu beachten, dass die zum Ziel gesetzten Reinigungsgrenzen einen Kompromiss zwischen wirtschaftlichen und technischen Kriterien darstellen werden.

Die Verfahren zur Kohlendioxid-Abtrennung erfordern eventuell Modifikationen entsprechend der Variabilität der Kohle, die aus verschiedenen Minen kommt. Zusätzlich zur Fähigkeit, CO₂ abtrennen zu können, muss das CO₂ komprimiert und deponiert werden. Außerdem geht die Fähigkeit zur CO₂-Abtrennung zu Lasten der Effizienz der Anlage aufgrund des hohen Eigenverbrauchs, der zu Rückgängen von 6-10 Prozent führt.²⁴

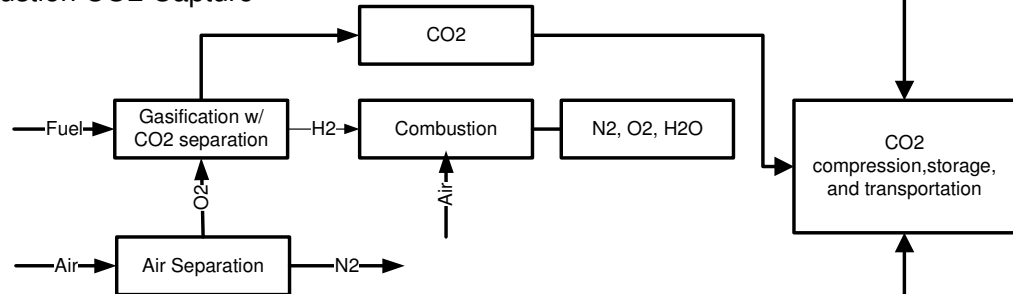
5. Arten der CO₂-Abtrennung und -Steuerung

Es gibt ganz generell drei Arten der Abtrennung von Kohlendioxid (CO₂): (1) CO₂-Abtrennung nach der Verbrennung (Post-Combustion), (2) CO₂-Abtrennung vor der Verbrennung (Pre-Combustion), (3) Oxyfuel-Verbrennung. Diagramme dieser Verfahren werden nachfolgend gezeigt und später im Detail diskutiert.

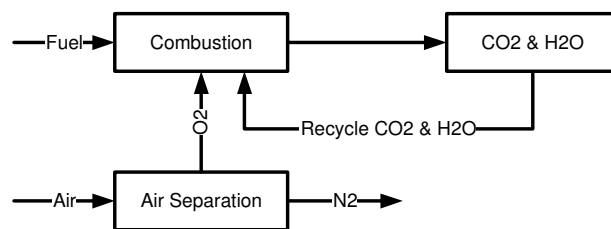
Post-combustion CO2 Capture



Pre-combustion CO2 Capture

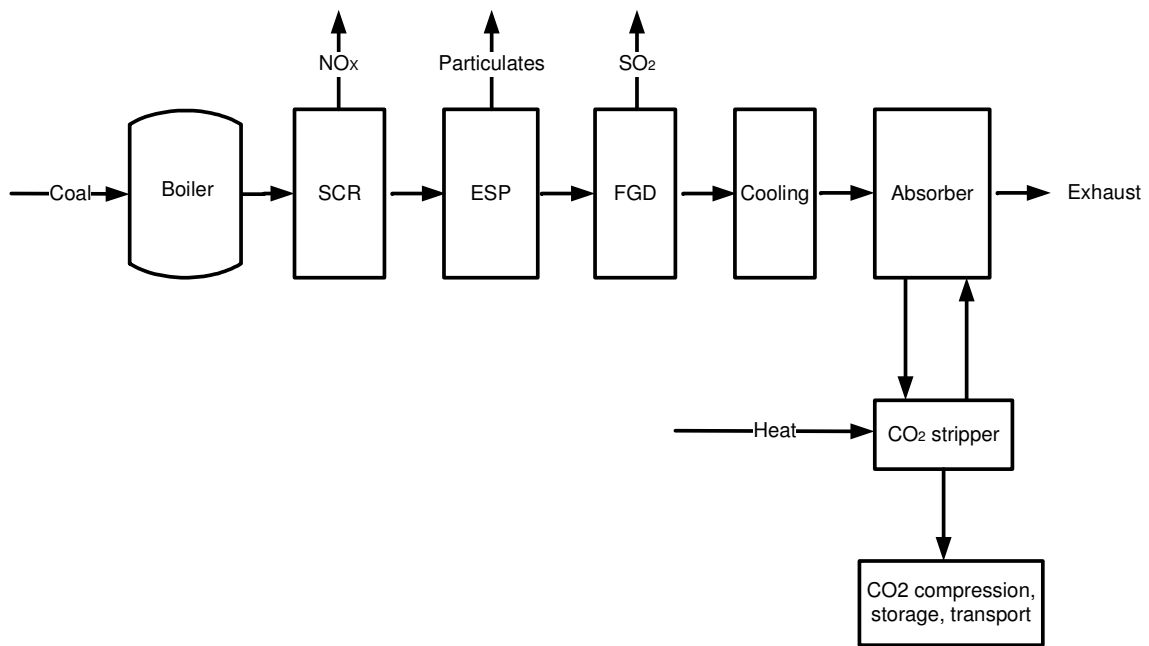


Oxyfuel Technologies



5.1 Verfahren zur CO₂-Abtrennung nach der Verbrennung (Post-Combustion)

Bei Post-Combustion-Verfahren wird das CO₂ nach der Verbrennung im Dampfkessel aus dem Rauchgas entfernt. Dazu gehört gewöhnlich eine CO₂-Wäsche, die von einem Reinigungsprozess gefolgt wird, der wiederum in der Rückgewinnung von CO₂ mündet.

Post-Combustion CO₂ Absorption

Die CO₂-Abtrennung nach der Verbrennung findet gewöhnlich während oder nach der Entfernung anderer Verunreinigungen des Rauchgases statt. Vorgeschlagene Verfahren beinhalten Absorbierung, Tieftemperaturtechnik (Kryotechnik) und Membranen. Zurzeit sind chemische Absorptionsmittel die gängigste Methode, um CO₂ von Rauchgas abzutrennen. Aktuelle Absorptionsmittel verwenden u.a. feste Sorptionsmittel auf Aminbasis, eine Wäsche mit wässriger Ammoniaklösung und Multi-Schadstoff-Abtrennung mit einer wässrigen Ammoniaklösung. Alkanolamine werden vielfach als am besten für den Einsatz bei der CO₂-Abtrennung nach der Verbrennung geeignet betrachtet.²⁵ Nach der Verbrennung und vor Weiterleitung in den chemischen Absorber müssen Verunreinigungen aus dem Rauchgas entfernt werden, um eine Kontaminierung des Lösungsmittels zu verhindern. Zu diesen Verunreinigungen gehören SO_x, NO_x, Schwebstoffe etc. Sind die Verunreinigungen entfernt, wird das Rauchgas gekühlt und über einen Absorber geleitet, wo das CO₂ chemisch absorbiert wird. Das Lösungsmittel wird dann zum CO₂-Abscheider (Stripper) transportiert, wo Hitze hinzugefügt wird, und ein relativ reiner Strom an CO₂ wird freigesetzt und gebunden. Diese Hitze muss aus dem Prozessdampf entnommen werden, was die Effizienz der Niederdruckturbine beeinflusst und die Gesamteffizienz der Anlage weiter verringert. Das Absorptionsmittel wird entweder durch eine Erhöhung der Temperatur oder eine Verringerung des Drucks regeneriert. Das Absorptionsmittel wird dann zurückgeschickt, um in einem kontinuierlichen Verfahren noch mehr CO₂ aus dem Rauchgas abzuscheiden.

Einige aktuelle Kohlekraftwerke können mit diesen Post-Combustion-Amin-Absorptions-Systemen nachgerüstet werden. Sie können sowohl für die Rauchgase von Kohlekraftwerken als auch von Erdgaskraftwerken eingesetzt werden sowie für eine Vielzahl von Industrieanlagen. Sie können auch in Verbindung mit anderen fortschrittlichen Technologien, wie beispielsweise dem Kombikraftwerk mit integrierter Kohlevergasung (IGCC), genutzt werden. Statt das Kohlen-

dioxid vor der Verbrennung abzuscheiden, wie dies später in diesem Abschnitt diskutiert wird, kann es mit dieser Technologie nach der Verbrennung abgetrennt werden. Nach grober Schätzung verdoppelt die Aufnahme des Verfahrens der CO₂-Abtrennung nach der Verbrennung die Grundfläche eines bestehenden Kohlekraftwerks.

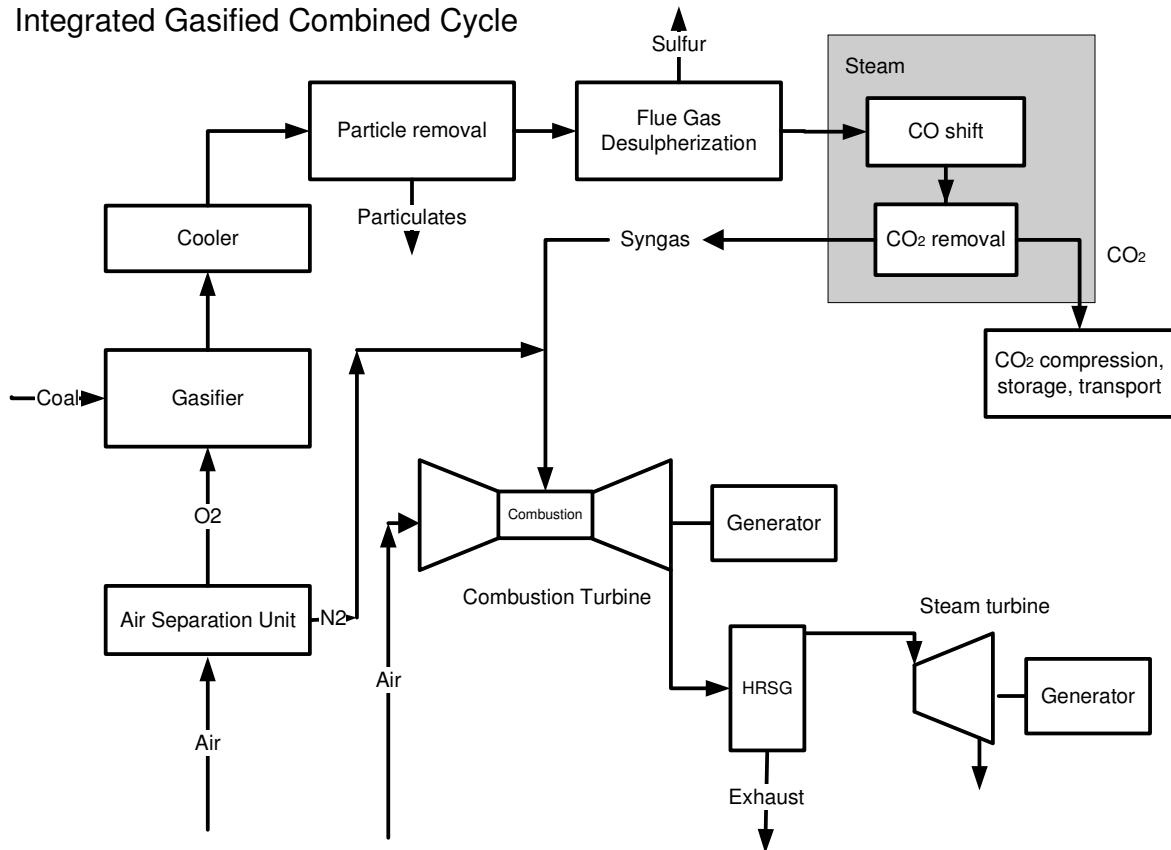
Alstom führt derzeit ein umfassendes Testprogramm für eine Anlage zur Kohlendioxid-Abtrennung nach der Verbrennung in Pleasant Prairie, Wisconsin, in den USA durch. Diese Anlage wurde gebaut, um die Fähigkeiten des Verfahrens mit tatsächlichem Rauchgas zu testen und zu demonstrieren. Die Prognose für das System lautet, dass mehr als 90% des CO₂ abgetrennt und restliche Schadstoffe wie z.B. SO₃ ebenfalls entfernt werden. Der Absorber basiert auf gekühltem Ammoniak. Es wird davon ausgegangen, dass dieses System noch vor Ende 2011 betriebsbereit ist.

Powerspan entwickelt in Zusammenarbeit mit dem US-amerikanischen Energieministerium im Rahmen eines Forschungs- und Sanierungsprogramms ebenfalls einen regenerativen Post-Combustion-Prozess. Der Prozess kann direkt in Powerspans patentiertes Electro-Catalytic-Oxidation-System (ECO) zur Kontrolle mehrerer Schadstoffe integriert werden. Die Erweiterung um die Kohlendioxid-Abtrennung wird ECO2 genannt. Es wurde zur Nachrüstung bestehender Kohlekraftwerke entwickelt. Die CO₂-Abtrennung erfolgt nach der Entfernung von NO_x, SO_x, Quecksilber und Schwebstoffen. Der Ammoniak wird als Katalysator verwendet und wird regeneriert.

5.2 Verfahren zur CO₂-Abtrennung vor der Verbrennung (Pre-Combustion)

Bei Pre-Combustion-Verfahren wird das CO₂ vor der Verbrennung abgetrennt. Verfahren zur CO₂-Abtrennung vor der Verbrennung beziehen sich in der Regel auf Kombikraftwerke mit integrierter Kohlevergasung (IGCC = Integrated Gasification Combined Cycle). IGCC-Werke sind gewöhnlich mit Erdgas-Dampfreformierung verknüpft und verwenden eine Wassergas-Reaktion, um die Wasserstoffbildung und CO₂-Abtrennung zu maximieren.

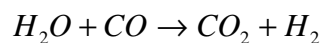
Integrated Gasified Combined Cycle



Die einzelnen Komponenten des Konzepts der CO₂-Abtrennung vor der Verbrennung werden eigentlich schon seit vielen Jahren erfolgreich in der Industrie eingesetzt. Allerdings bleibt abzuwarten, ob das Verfahren in Kraftwerken mit akzeptabler Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit bei gleichzeitig kommerziellem Betrieb eingesetzt werden kann.²⁶ Mit dem Hinzukommen der neuen Komplexität der CO₂-Entfernung wächst die Unsicherheit noch.

Bei Pre-Combustion-Verfahren wird das CO₂ durch einen Reformierungsprozess von dem Brennstoff abgetrennt, wobei Wasserstoff entsteht. Dieser Wasserstoff wird dann als Brennstoff in einer Verbrennungsturbine verbrannt. Der Vorteil des Pre-Combustion-Prozesses liegt darin, dass das CO₂ in einem reichhaltigeren CO₂-Strom unter Druck abgetrennt wird als bei Post-Combustion-Prozessen. Das führt zu einem einfacheren und weniger kostspieligen Abtrennungsprozess. Der Nachteil ist, dass die Kosten für die Kohlevergasung deutlich höher sind als die Kosten für die Verbrennung des Brennstoffs in einem herkömmlichen Kraftwerk.

Um die Wasserstoff- und Kohlendioxid-Bildung zu maximieren, findet eine Wassergas-Reaktion statt. Dabei werden Wasserdampf und Kohlenmonoxid zusammengeführt, um CO₂ und Wasserstoff zu generieren. Das CO₂ wird dann im Reformierungsprozess entfernt und hinterlässt ein sehr wasserstoffreiches Synthetikgas und CO₂ zur Abtrennung. Die chemische Gleichung lautet vereinfachend:



Kombikraftwerk mit integrierter Kohlevergasung (IGCC)

IGCC ist ein integraler Bestandteil des Verfahrens der Kohlendioxid-Abtrennung vor der Verbrennung und seine Entwicklung wird in diesem Abschnitt betrachtet. Es ist zu beachten, dass das IGCC-Verfahren wirtschaftlich tragfähig sein muss, bevor der Prozess der Kohlendioxid-Abtrennung der Anlage hinzugefügt wird.

IGCC-Kraftwerke verwenden Kohlenwasserstoff-Brennstoff, gewöhnlich Kohle, und verwandeln den Brennstoff in einer Umgebung aus hohem Druck und hoher Temperatur in Gas. In diesen Vergaser werden Luft oder reiner Sauerstoff (aus der Luftzerlegungsanlage) beigefügt. Reiner Sauerstoff wäre unter ökologischen Gesichtspunkten wünschenswert, da er NO_x -Emissionen eliminiert, ist aber nicht erforderlich. Das Gas wird künstliches Gas (oder Synthesegas) genannt. Es wird gekühlt, von Verunreinigungen befreit und als Brennstoff in einer Verbrennungsturbine verwendet. Die heißen Rauchgase aus der Turbine passieren einen Abhitzedampferzeuger (AHDE), wobei sie Dampf erzeugen, der eine Dampfturbine antreibt. Die Elektrizität wird sowohl von der Verbrennungs- als auch von der Dampfturbine erzeugt.

Durch die Entfernung von emissionsbildenden Komponenten vor der Verbrennung erzeugt ein IGCC-Kraftwerk sehr niedrige Mengen an NO_x , SO_x , Feinstaub und flüchtigem Quecksilber. IGCC selbst entfernt kein CO_2 . Die CO_2 -Entfernung wäre ein Zusatz, der die Kosten einer IGCC-Anlage weiter in die Höhe treibt, wenn potenzielle CO_2 -Emissionsvorschriften eingehalten werden sollen. Einigen Schätzungen zufolge liegen die Kosten einer IGCC-Anlage 20% über den Kosten ihrer herkömmlichen Pendanten, doch langfristig kosten sie 20% weniger. Ein Vorteil der Verfahren zur Kohlendioxid-Abtrennung vor der Verbrennung sind niedrigere Kosten bei der Entfernung von Kohlendioxid vor der Verbrennung.

Es gibt derzeit zwei IGCC-Anlagen auf Kohlebasis in kommerzieller Größe, die in den USA in Betrieb sind. Die zwei US-amerikanischen Projekte wurden zunächst im Rahmen des „Clean Coal Technology Demonstration Program“ des US-amerikanischen Energieministeriums gefördert, doch inzwischen werden sie kommerziell ohne staatliche Hilfen betrieben. Diese zwei US-amerikanischen Projekte und zwei Projekte in Europa und eines in Japan werden nachfolgend besprochen.

Das IGCC-Repowering-Projekt von Wabash River in Indiana mit einer Kapazität von 262 MW startete im Oktober 1995 und verwendet das E-Gas-Vergasungsverfahren. Dieses Verfahren wurde 2003 von ConocoPhillips übernommen.

Das IGCC-Projekt der Tampa Electric Co. Polk Power Station in Florida mit einer Kapazität von 250 MW startete im September 1996 und basiert auf dem Texaco-Vergasungsverfahren, das auch unter dem Begriff „Partial Oxidation Technology“ (PO_x) bekannt ist. Das Verfahren wurde 2004 von GE Energy erworben. Im Rahmen des „Clean Coal Technology Program“ übernahm das US-amerikanische Energieministerium ein Fünftel der 600 Mio. US-Dollar Kapitalkosten des Projekts.²⁷ Das Projekt verwendet eine 192-MW-Gasturbine, AHDE und eine 123-MW-Dampfturbine für eine Bruttoleistung von 315 MW. Mit einem Eigenverbrauch der Anlage von 10 MW und zusätzlichen 55 MW für die Luftzerlegung beträgt die Nettoleistung 250 MW, also ca. 20% weniger.

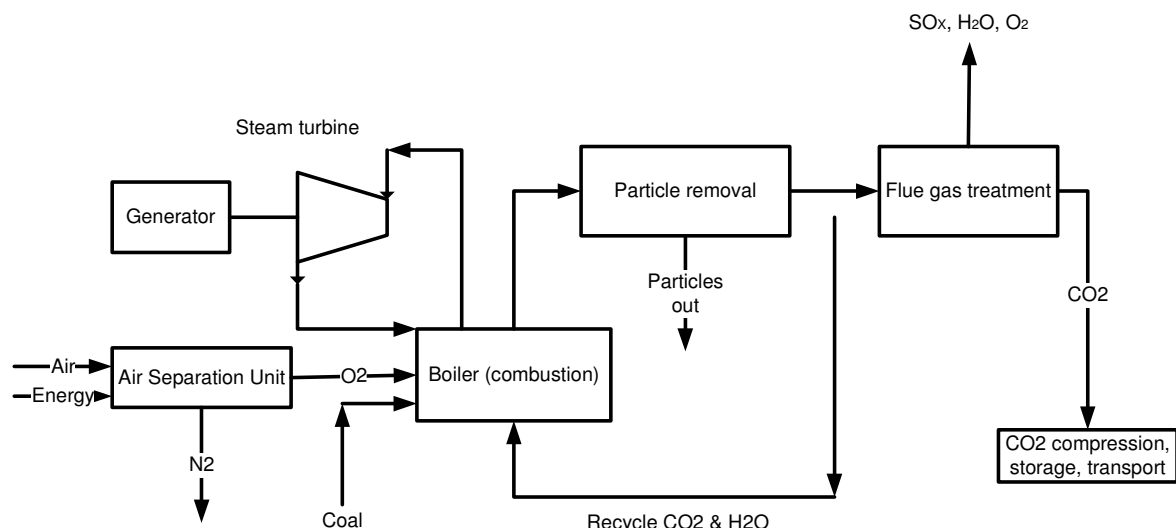
Die IGCC-Entwicklung geht auch in Europa weiter, u.a. mit folgenden in Betrieb befindlichen Anlagen. Die erste europäische IGCC-Anlage war das NUON-Projekt (früher SEP/Demkolec) in Buggenum, Holland, das das Shell-Vergasungsverfahren verwendet. Sie ging Anfang 1994 in Betrieb. Das zweite europäische Projekt, das ELCOGAS-Projekt in Puertollano, Spanien, verwendet das Prenflo-Vergasungsverfahren (Krupp-Uhde) und begann mit dem Betrieb auf Kohlebasis Anfang 1998. 2002 gaben Shell und Krupp-Uhde bekannt, dass ihre Verfahren von nun an zusammengelegt und als Shell-Vergasungstechnologie vermarktet würden.²⁸

Die IGCC-Entwicklung schreitet auch in Japan voran, wo sich ein Konsortium japanischer Gesellschaften und regionaler Energieversorgungsunternehmen bildete, um ein IGCC-Projekt zu realisieren, das die Technologie von Mitsubishi Heavy Industries Ltd. nutzt. Es verwendet einen mit Luft betriebenen, zweistufigen Flugstrom-Kohlevergaser und ein Trockenkohle-Zufuhrsystem. Ihre Studien kamen zu dem Ergebnis, dass mit Luft betriebene Vergaser besser für die kommerzielle Produktion geeignet sind als mit Sauerstoff betriebene Vergaser, da sie keine Luftzerlegungsanlage (Sauerstoffquelle) erfordern, die einen extrem hohen Eigenverbrauch hat. Leider führt dies zu einer sehr hohen Menge an Stickstoff im Synthesegas, was es schwieriger macht, das Kohlendioxid mit Hilfe des Pre-Combustion-Verfahrens abzutrennen.²⁹

5.3 Oxyfuel-Verfahren (Sauerstoffverbrennung)

Im Oxyfuel-Verfahren wird die Kohle in einer sauerstoffreichen (mit wenig oder gar keinem Stickstoff) Umgebung verbrannt, was dazu führt, dass das Rauchgas hauptsächlich aus CO_2 und H_2O besteht. Das Wasser kann leicht auskondensiert werden, wodurch relativ reines CO_2 für die Abtrennung zurückbleibt.

Oxyfuel combustion capture



Bei der Oxyfuel-Verbrennung wird Kohle in einer Umgebung aus reinem Sauerstoff statt stickstoffreicher Luft verbrannt. Dies führt zu einem CO₂-Reinheitsgrad von schätzungsweise 95%. Um dies zu erreichen, wird eine Luftzerlegungsanlage verwendet, um reinen Sauerstoff in den Kessel zu leiten. Dieser Prozess erfordert allerdings viel Energie und beeinflusst die Gesamteffizienz des Kraftwerks negativ. In den Kessel werden Sauerstoff, Kohle und recycelte Rauchgase in beinahe stöchiometrischem Zustand geleitet, um Dampf für einen Dampfturbinengenerator zu erzeugen. Nach der Verbrennung werden Partikel aus dem Rauchgas entfernt und ein Teil des Rauchgases wird rezirkuliert, um die Temperaturen im Kessel zu kontrollieren und/oder den Sauerstoff zu verdünnen.³⁰ Der zurückgebliebene Abgasdampf wird weiterbehandelt, sodass weitere Schadstoffe, die Teil des Ausgangsmaterials (Kohle) waren, entfernt werden und das Wasser wird auskondensiert. Übrig bleibt CO₂ für die Abtrennung. Die endgültige Entfernung von Schadstoffen kann parallel zur CO₂-Verdichtung stattfinden.

Ein Vorteil dieses Systems ist, dass kein NO_x durch die Verbrennungsluft gebildet wird und es dadurch auch nicht aus dem Abgasstrom entfernt werden muss. Es können allerdings kleine Mengen durch Bestandteile des Ausgangsmaterials (Kohle) vorhanden sein. Nachteile stellen die Komplexität bei der Erhaltung einer sauerstoffreichen Umgebung zur Verbrennung der Kohle sowie der hohe Energieaufwand für den Prozess der Sauerstoff-Trennung dar. Diese Prozesse haben einen Eigenverbrauch von bis zu 25%.

Oxyfuel-Verfahren verwenden eine bekannte, bewährte und kommerziell verfügbare Kohlenstaubkonfiguration. Theoretisch können damit viele bestehende Rankine-Cycle-Kraftwerke nachgerüstet werden, doch es gibt einige technologische Herausforderungen, die vor der Umsetzung bewältigt werden müssen. Dazu gehören Studien zum Wärmeaustausch bei neuen Energieträgern, die Verhinderung des Eindringens von Falschluff, Ablagerungen und Schlackenbildung, um nur einige zu nennen. Zu den Vorteilen gegenüber der Abtrennung nach der Verbrennung gehören Rauchgase, die hauptsächlich aus CO₂ und H₂O bestehen. Dies erhöht die Effizienz der CO₂-Abtrennung und die Rentabilität. Verunreinigungen im Rauchgas können leicht in der CO₂-Verdichtungsphase beseitigt werden. Verfahren zur Abtrennung nach der Verbrennung, die auf Reinigungsverfahren mit Lösungsmitteln basieren, benötigen hingegen sehr sauberes Rauchgas.³¹

Das deutsche Unternehmen Vattenfall baut Mitte 2008 eine Pilotanlage zur Oxyfuel-Verbrennung in Brandenburg, Deutschland. Dies wird die weltweit erste Pilotanlage für ein CO₂-freies Braunkohlekraftwerk sein, das mit dem Oxyfuel-Verfahren betrieben wird. Die Pilotanlage von Vattenfall nutzt das Verfahren in Verbindung mit Kohlendioxid-Speicherung für einen Power Block mit einer Leistung von ca. 30 MW. Dies ist der erste Schritt, um den Gesamtprozess hinsichtlich einer aussagekräftigen Leistung zu testen und wird den Nachweis erbringen, dass eine großtechnische Anwendung der Methode machbar ist. Nach dreijähriger Testphase und Datensammlung werden die dabei gewonnenen Informationen zur Planung eines Demonstrationskraftwerks mit einer Kapazität von 250 bis 300 MW genutzt. Mit der Fertigstellung wird zwischen 2015 und 2020 gerechnet. Der Fokus hierbei wird auf der Optimierung der Effizienz des

Gesamtprozesses, der Evaluierung der Rentabilität und der Planung eines Energieprojekts mit einer Kapazität von ca. 1.000 MW liegen.

Vattenfall hat die Oxyfuel-Methode gewählt, da sie auf Kraftwerkskomponenten aufbauen kann, die bereits in Betrieb sind, sowie auf weiteren technisch ausgereiften Komponenten, wie beispielsweise Luftzerlegung durch Verbrennung des getrockneten Braunkohlestaubs in einer Sauerstoff-Kohlendioxid-Atmosphäre. Die im Kessel ablaufenden Prozesse sind nicht vergleichbar mit den Prozessen bei der konventionellen Verbrennung mit Umgebungsluft. Aus diesem Grund sollten die Prozesse der Pilotanlage besonders die Verbrennungsleistung testen, um sie für die Nutzung in Großkraftwerken zu optimieren. Zusätzlich wird auch ein Schwerpunkt auf die Analyse der Materialanforderungen, die Verfügbarkeit der Einheiten, die erforderlichen CO₂-Reinigungsgrade und die Berechnung der erwarteten Investitions- und Betriebskosten gelegt.

Das Verfahren der Oxyfuel-Verbrennung ist noch unerprobt und wird noch nicht kommerziell eingesetzt. American Electric Power (AEP) und B&W kooperierten im Rahmen des B&W Alliance Research Centre mit verschiedenen Energieversorgungsunternehmen bei einer Demonstration im 4. Quartal 2007. Eine in großem Maßstab geplante Nachrüstung einer bestehenden AEP-Anlage ist zwischen 2013 und 2015 geplant.

Durch das Fehlen einer Anlage, die in großem Maßstab nach dem Oxyfuel-Verfahren betrieben wird, ist damit zu rechnen, dass es noch einige Jahre dauern wird bis dieses Verfahren kommerziell verfügbar ist.

6. Versicherungsbedenken bei CO₂-freien Kraftwerken

Es gibt viele Bedenken bezüglich CO₂-freier Kraftwerke. Bisher sind diese Bedenken vorwiegend spekulativer Natur, da die Verfahren noch nicht in großem Umfang bei der Energieerzeugung eingesetzt werden. Die folgenden Punkte werden als potenzielle Problembereiche hervorgehoben, während das Verfahren auf dem Weg zu Demonstrationsanlagen und kommerzieller Umsetzung ist.

Verfahren: Die Verfahren sind neu und es gibt nur wenige in Betrieb befindliche Anlagen. Teile der neuen Anlagen müssen als unbewiesen oder sogar als Prototyp angesehen werden. Bisher sind nur Demonstrationsanlagen in Betrieb bzw. ihre Entwicklung ist geplant. Wenn diese Demonstrationsanlagen in Betrieb gehen und Daten gesammelt werden, wird es eine weitere Entwicklungsstufe geben, um das Projekt für eine Implementierung in großem Maßstab zu verfeinern. Nur wenn Projekte, die in großem Umfang mit diesen Verfahren arbeiten, in Betrieb sind, können sie als kommerziell verfügbar betrachtet werden.

Versicherungsunternehmen sind gefordert, qualifizierte Experten zur Verfügung zu haben, die als externe Partei Evaluierungen vornehmen, um die Eignung der neuen Verfahrenstechniken zu bestimmen. Zudem wird der Wissenstransfer langsam vorangehen. Wenn nur wenige Standorte in Betrieb sind und verschie-

dene Verfahren eingesetzt werden, dann wird es schwierig, Erfahrungen zwischen Eignern und Versicherungsunternehmen auszutauschen.

Faktor Mensch: Das Verfahren zur Kohlendioxid-Abtrennung wird zu einer steigenden Komplexität der Anlagen und steigendem Personalbedarf führen und damit die Relevanz von Themen rund um den Faktor Mensch erhöhen. Dazu gehören Weiterbildungsmaßnahmen, qualifizierte Mitarbeiter, Verfahren und Wartung, um nur einige zu nennen. Es wird in der Folge einen Anstieg der damit verbundenen Betriebs- und Wartungskosten bei der neuen Anlage geben.

Scale-up: Scale-up und Integration der Komponenten wird ein Thema sein, besonders bei Komponenten wie Luftzerlegungsanlagen, Kohletrocknung, Kessel mit Verbrennung von rezykliertem O₂ und CO₂, Entschwefelungsanlagen, CO₂-Reinigung, CO₂-Trocknung und CO₂-Verdichtung. Auch wenn diese Punkte keine unüberwindbaren Probleme darstellen, so ist das Scale-up bestehender Komponenten immer eine neue Herausforderung und wird das Ausfallrisiko erhöhen. Membranverfahren und das Scale-up zu Größen, die von großen Kraftwerken für die CO₂-Abtrennung gebraucht werden, scheinen eine große technologische Herausforderung zu sein und können sich auch als problematisch erweisen. Der systematische Prozess des Scale-up vom Pilotprojekt zur Demonstrationsanlage bis zu einer Kommerzialisierung in kleinem Umfang ist für den Erfolg entscheidend.

Betriebsunterbrechung: Wie hoch wäre der Verlust aus einer Betriebsunterbrechung wenn die CO₂-Abtrennung scheitert? Welchen Wert wird diese Abtrennung haben? Wenn der Teilbereich der CO₂-Abtrennung der Anlage nicht funktioniert, muss dann die gesamte Anlage heruntergefahren werden, um die ökologischen Konzessionen zu erfüllen, wodurch der Verlust durch die Betriebsunterbrechung über den Teil der Kohlendioxid-Abtrennung hinausgehen und zu einem Verlust der Produktionskapazität führen würde? Ein umfassendes Verständnis der gesetzlichen Sachverhalte and Anforderungen wird erforderlich sein, um Anlagen zur Kohlendioxid-Abtrennung richtig zu versichern.

IGCC-Verfahren: IGCC-Verfahren müssen weiter entwickelt werden, damit das Verfahren zur CO₂-Abtrennung vor der Verbrennung Fortschritte macht. Neue IGCC-Anlagen müssen daher so entwickelt werden, dass das Verfahren stabil ist, damit das erhöhte Risiko bei dem Verfahren der Kohlendioxid-Abtrennung vor der Verbrennung minimiert wird. Zudem wird es Herausforderungen im Zusammenhang mit dem wasserstoffreichen Brennstoff, der in den Verbrennungsturbinen eingesetzt wird, geben. Um die Gesamteffizienz der Anlage zu maximieren, werden die fortschrittlichsten Verbrennungsturbinen genutzt, die gewöhnlich nicht für diesen Energieträger ausgelegt sind. Das wird ein weiterer Bereich mit erhöhtem Risiko in Verbindung mit dem Verfahren zur Kohlendioxid-Abtrennung sein.

Niederdruckdampf ist ebenfalls für eine Lösungsmittelregeneration erforderlich, was zusätzliche Anforderungen an das Dampfsystem stellen wird. Dies verlangt unter Umständen eine Modifizierung oder Neugestaltung im Bereich der Niederdruckturbine der Dampfturbine.

Oxyfuel-Prozess: Der Oxyfuel-Prozess erfordert Modifikationen der Kessel und Brenner, um dem neuen Prozess Rechnung zu tragen. Eine Nachrüstung ist möglich, allerdings würde sie umfassende Studien zum Wärmeaustausch erfordern, um sicherzustellen, dass der neue Energieträger in dem bestehenden Kessel einsetzbar ist. Es wird Bedenken bezüglich Schlackenbildung und Ablagerungen durch den neuen Energieträger geben und es wird eine sehr große Herausforderung sein, den Kessel während des Betriebs hermetisch verschlossen zu halten, sodass keine Luft (Stickstoff) eindringen kann.

Luftzerlegungsanlagen werden ebenfalls eine Herausforderung darstellen, da die größte Anlage, die sich gegenwärtig in Betrieb befindet, nur eine 300-MW-Anlage unterstützen könnte.³² Dies macht das Scale-up der Luftzerlegungsanlage zu einem weiteren Risikofaktor.

Bedenken bezüglich Korrosion und Umwelt: Werden die neuen Anlagen zusätzliche Umweltschadstoffe durch den Ausstoß von Methanol oder Aminen produzieren? Bleiben die Korrosionsfragen eine Sorge, die auf dem Lösungsmittel, das für die CO₂-Reduktion verwendet wird, basiert? Diese Fragen bleiben so lange offen bis das Verfahren ausgereifter ist.

Die neue Generation CO₂-freier Kraftwerke wird in hoch effizienten Anlagen mit Dampftemperaturen bis zu 700 °C (1292 °F) eingeführt. Diese erhöhten Temperaturen haben keine Auswirkungen auf den Prozess der Kohlendioxid-Abtrennung, doch die Gesamtanlage wird Materialprobleme bekommen, die unter Umständen das Risiko erheblich erhöhen.

Behälter: Werden die benötigten Behälter aus Glasfasern bestehen, was zu einer zusätzlichen Brandgefährdung führt? Wird es eine zusätzliche Gefährdung aufgrund von entzündbaren Betriebsmaterialien geben, wie z.B. Waschlösungen, Methanol, Amine etc.? Auch hier bleiben die Fragen unbeantwortet bis das Verfahren weiter ausgereift ist.

CO₂-Verdichtung, -Speicherung und -Transport: Verdichtung, Speicherung und Transport des CO₂ werden eine Reihe technischer und logistischer Probleme aufwerfen, auf die in diesem Dokument nicht eingegangen wird. Allerdings sollte erwähnt werden, dass diese Probleme allein schon die Verbreitung des Verfahrens zur Kohlendioxid-Abtrennung verhindern könnten.

7. Fazit und Ausblick

Es wird davon ausgegangen, dass der weltweite Stromverbrauch ansteigen wird, und um diese Nachfrage zu befriedigen, wird Kohle und muss Kohle zukünftig einen wesentlichen Beitrag leisten. Mit einer Reserve für ca. 230 Jahre, basierend auf dem gegenwärtigen Verbrauch, ist Kohle der fossile Energieträger, der weltweit am längsten zur Verfügung stehen wird. Der von Umweltschutzorganisationen häufig vorgebrachte Plan, zunächst auf Kraftwerke umzusteigen, die mit Gas befeuert werden, und dann, in ca. 20 Jahren, die Energieanforderungen mittels erneuerbarer Energien zu erfüllen, scheint weder wirtschaftlich noch technisch realistisch zu sein. Es steht außer Frage, dass die Entwicklung erneuerbarer Energien fortgesetzt werden muss, doch

sollte dabei nicht die weitere Entwicklung bei der Verbrennung von Kohle zur Stromerzeugung aufgegeben werden.

Aufgrund ihrer chemischen Zusammensetzung setzt die Verbrennung von Kohle ungefähr doppelt so viel CO₂ pro Energieeinheit frei als Erdgas. Dieser Nachteil kann nur durch folgende Maßnahmen kompensiert werden: (1) Erhöhung der Effizienz von Kraftwerken, die mit Kohle befeuert werden; (2) CO₂-Abtrennung (Carbon Capture) durch Verbrennung vor der Abtrennung, Verbrennung nach der Abtrennung oder Oxyfuel-Verfahren mittels wirtschaftlicher Verfahren in großem Umfang.

Das Verfahren zur CO₂-Abtrennung befindet sich immer noch im Entwicklungsstadium und es gibt viele mögliche Lösungen, die noch getestet werden. Die endgültigen Verfahren müssen auf Kosten-kWh-Basis im Vergleich zu anderen sauberen Energien rentabel sein; die Demonstrationsanlagen müssen so weiterentwickelt werden, dass sie kommerziell einsetzbar sind; es muss auf internationaler Ebene einen gegenseitigen Konsens geben bezüglich der Maßnahmen, die zur Adressierung der Klimaveränderung identifiziert wurden, d.h. Subventionierung; und die Probleme der Sequestrierung müssen bewältigt werden.

Auch wenn sich diese Verfahren in der Entwicklung befinden, so werden sie in großen Kraftwerksanlagen (> 500 MW) in den USA und/oder Europa in den nächsten ca. 10 Jahren, zwischen 2015 und 2020, nicht kommerziell zur Verfügung stehen. Bei der Errichtung neuer Kohlekraftwerke sollte besonders darauf geachtet werden, dass diese Anlagen für eine CO₂-Abtrennung nachgerüstet werden können.

Versicherungsunternehmen haben aufgrund der höheren Kosten im Zusammenhang mit Anlagen, die mit Verfahren zur CO₂-Abtrennung ausgerüstet werden, und aufgrund des erforderlichen raschen Einsatzes der Verfahren sowohl bei hoch effizienten Kohlekraftwerken als auch für die CO₂-Abtrennung ein erhöhtes Risiko. Versicherungsunternehmen haben jedoch Erfahrung darin, sich auf die evolutionären Risikodeckungsbedarfe ihrer Kunden einzustellen. Beispiele hierfür sind die Entwicklung von Rauchgas-Reinigungsanlagen, hoch entwickelter Gasturbinen und erneuerbarer Energien.

8. Quellenangaben

- ¹ "Electric Power Monthly." Official Energy Statistics from the US Government. 10. Juni 2008. Energy Information Administration. 16 Juni 2008 <http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epm/epm_sum.html>.
- ² "International Energy Outlook." Official Energy Statistics from the US Government. Mai 2007. Energy Information Administration. 16 Juni 2008 <<http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/ieoecg.html>>.
- ³ United States. Energy Information Administration. International Energy Outlook. 2007. <<http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/pdf/world.pdf>>.
- ⁴ "Annual Coal Report." Official Energy Statistics from the US Government. 2006. Energy Information Administration. 16. Juni 2008 <http://www.eia.doe.gov/cneaf/coal/page/acr/acr_sum.html>.
- ⁵ United States. Energy Information Administration. Annual Energy Outlook. 2007.
- ⁶ United States. Energy Information Administration, Office of Energy Markets and End Use, International Energy Statistics Team. Recent World Coal Production. 2007.
- ⁷ Stern, Gary M. "Asian energy surge hits America, The impact of China and India." Energybiz März/April 2008.
- ⁸ Miller, John. Idaho Power gives up on coal fired plant." Idaho Statesman [Boise] 07 Nov 2007. <<http://www.idahostatesman.com/business/story/203898.html>>
- ⁹ "OCC Denies application for Red Rock Power Plant." AEP Newsroom. American Electric Power. 16. Juni 2008 <<http://www.aep.com/newsroom/newsreleases/default.asp?dbcommand=DisplayRelease&ID=1396>>.
- ¹⁰ Lane, Marcia. "Seminole Electric plans to appeal rejection of coal-burning unit," St. Augustine Record 22. August 2007. Seminole Electric. 16. Juni 2008 <http://www.seminole-electric.com/sections/generation/unit3/cbi_website/coverage.html>
- ¹¹ "Florida Power & Light Company disappointed with Public Service Commission ruling denying a clean coal power plant," Press Release 05 June 2007. Florida Power & Light. 16. Juni 2008 <<http://www.fpl.com/news/2007/060507.shtml>>
- ¹² "Tampa Electric defers use of clean coal generating unit beyond 2013 needs," Press Release 04 Oct 2007. Tampa Electric. 16. Juni 2008 <<http://www.tampaelectric.com/news/article/index.cfm?article=430>>
- ¹³ "NRG and Powerspan Announce large-scale demonstration of carbon capture and sequestration (CCS) for coal-fueled power plants," Press Release 02 Nov 2007. NRG Energy & Powerspan. 16. Juni 2008 <http://www.powerspan.com/news/release_32.pdf>
- ¹⁴ "Basin Electric selects Powerspan for large-scale demonstration of carbon capture at Antelope Valley station," Press release 13 Mar 2007. Basin Electric Power Cooperative. 16. Juni 2008 <http://www.powerspan.com/news/BEPC-PowerspanRelease_031308FINAL.pdf>
- ¹⁵ "Basin works to snag CO2 ahead of law," Bismark Tribune 19 Mar 2007. 16. Juni 2008 <<http://www.bismarcktribune.com/articles/2008/03/19/news/opinion/editorials/151355.txt>>
- ¹⁶ "Utility counting on carbon capture," Charleston Daily Mail 31 Mar 2008. 16. Juni 2008 <<http://dailymail.com/Business/200803310199>>
- ¹⁷ "£7.4M Oxycoal 2 project given go-ahead," Press Release 19 Feb 2008. Doosan Babcock Energy. 16. Juni 2008 <http://www.doosanbabcock.com/live/dynamic/News2ShowArticle.asp?article_id={EB54A807-72DB-49C8-9A43-3ECCEAB5EC7E}&cmtemplate=dynamic/pressreleaseslist.tmp>
- ¹⁸ "Dominion, Virginia Tech partner to address climate change issue for power stations," Press release 03 Nov 2007. Dominion. 16. Juni 2008 <<http://www.dom.com/news/dom2007/pr1103.jsp>>
- ¹⁹ "AEP and IGCC." About Us. American Electric Power. 16. Juni 2008 <<http://www.aep.com/about/igcc/AEP-igcc.htm>>.
- ²⁰ "Alstom, EPRI, We Energies launch innovative pilot project to capture CO₂," Pr-insider 27 Feb 2008. Business Wire. 16. Juni 2008 <<http://www.pr-inside.com/alstom-epri-we-energies-launch-innovative-r460454.htm>>
- ²¹ "Peabody and ConocoPhillips enter into agreement to explore development of midwest coal-to-substitute natural gas facility," News release 23 July 2007. Peabody. 16. Juni 2008 <<http://www.gasification.org/Docs/News/2007/Peabody%20News%20Release%207-23-07%20PM.pdf>>

-
- ²² Stern, Gary M. "Asian energy surge hits America, The impact of China and India." Energybiz März/April 2008.
- ²³ "NRG and Powerspan Announce large-scale demonstration of carbon capture and sequestration (CCS) for coal-fueled power plants," Press Release 02 Nov 2007. NRG Energy & Powerspan. 16. Juni 2008 <http://www.powerspan.com/news/release_32.pdf>
- ²⁴ CO2 Capture and storage. VGB Powertech, 2004.
- ²⁵ Couppis, Evis, Matthias Gewalt; Vincent Hahn, and Ronald Moe. "Carbon Dioxide Regulation and its Impact on the Electric Utility Industry." RW Beck. 16. Juni 2008 <http://www.rwbeck.net/insights/insightpdfs/RWBeck_CarbonCaptureSequestration.pdf>.
- ²⁶ CO2 Capture and storage. VGB Powertech, 2004.
- ²⁷ Hornick, Mark. "Polk Power Station Unit 1, Mulberry, FL." Power Magazine Oct 2007.
- ²⁸ Hutchison, Fred H.. "About IGCC Power." Facts about IGCC electric power. 05 July 2006. clean-energy.us. 16. Juni 2008 <<http://www.clean-energy.us/facts/igcc.htm>>.
- ²⁹ Peltier, Robert. "IGCC Demonstration Plant at Nakoso Power Station, Iwaki City, Japan." Power Magazine Oct 2007.
- ³⁰ "£7.4M Oxycoal 2 project given go-ahead," Press Release 19 Feb 2008. Doosan Babcock Energy. 16. Juni 2008 <http://www.doosanbabcock.com/live/dynamic/News2ShowArticle.asp?article_id={EB54A807-72DB-49C8-9A43-3ECCEAB5EC7E}&cmtemplate=dynamic/pressreleaseslist.tmp>
- ³¹ Xu, Bin. Oxy-fuel CO2 capture from advanced supercritical pulverized fuel power plants. Doosan Babcock Energy America LLC. Power-gen International, 2007.
- ³² CO2 Capture and storage. VGB Powertech, 2004.