GREEN BUDGET GERMANY

FORUM ÖKOLOGISCH-SOZIALE MARKTWIRTSCHAFT

WIRTSCHAFTLICHE RISIKEN DES NEUBAUS VON KOHLEKRAFTWERKEN IN DEUTSCHLAND

Diskussionen um die Strukturen der zukünftigen Energieerzeugung in Deutschland sind geprägt von einem Spannungsfeld zwischen ökonomischer Effizienz, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit. Derzeit sind in Deutschland 29 neue Stein- und Braunkohlekraftwerke in Planung oder bereits im Bau, deren Verwirklichung vor allem auf dem Argument der Versorgungssicherheit basiert. Da sich das Energieerzeugungssystem durch extrem lange Investitionszyklen bei Kraftwerken und Netzen auszeichnet, sind heutige Kraftwerksprojekte den Bedingungen und Anforderungen des Jahres 2050 und darüber hinaus unterworfen. **Es soll aufgezeigt werden, welche zukünftigen wirtschaftlichen und klimapolitischen Rahmenbedingungen die Rentabilität von neuen Kohlekraftwerken langfristig gefährden und damit grundlegend in Frage stellen**. Wenngleich von einem ordnungspolitischen Verbot neuer Kraftwerksprojekte grundsätzlich abgesehen wird, sollen die langfristigen Risiken bestehender Regularien und Strukturen der Energieerzeugung – wie dem europäischen Emissionshandel, dem Ausbau Erneuerbarer Energien oder der zunehmenden Dezentralisierung und Liberalisierung des Strommarktes – für die Wirtschaftlichkeit der Kohleverstromung herausgestellt werden.

Vorstand
Dr. Anselm Görres (Vorsitz)
Dipl.-Vw. Kai Schlegelmilch (Stellvertretender Vorsitz)
Florian Prange M.Sc. (Schatzmeister)
Dr. jur. Dörte Fouquet
Dipl.-Vw. Bettina Meyer
Dipl.-Pol. Martin Weiß
Geschäftsführung
Damian Ludewig
Andrea Sauer (in Elternzeit)
Sebastian Schmidt
Beirat des FÖS
Dr. Gerhard Berz
Prof. Dr. H.-C. Binswanger, CH
Dr. Martin Bursík, Vize-Premier a.D., CZ
Prof. Dr. Frank Convery, IRE
Dr. Henner Ehringhaus, CH
Dr. Franz Fischler, EU-Agrarkommissar a.D., AT
Josef Göppel, MdB
Prof. Dr. Hartmut Graßl
Prof. Dr. Gebhard Kirchgässner, CH
Norbert Mann
Dr. Paul E. Metz, NL
Prof. Janet E. Milne, USA
Yannis D. Paleocrassas, GR
Prof. Dr. Albert J. Rädler
Christine Scheel, MdB
Matthias Max Schön
Prof. Dr. Ulrich Steger
Prof. Dr. Norbert Walter
Prof. Dr. E. U. von Weizsäcker
Prof. Dr. Wolfgang Wiegard
Anders Wijkman MdEP, S

INHALT

AUSGANGSLAGE

A. UNVEREINBARKEIT MIT DEM AUSBAU ERNEUERBARER ENERGIEN
- Geringere Vollaststundenzahl verursacht höhere Betriebskosten
- „Merit Order“-Effekt verdrängt ineffiziente Kohle und verhindert Strompreisanstieg

B. VERTEUERUNG DER KOHLEKRAFT AUFGRUND HÖHERER BETRIEBSKOSTEN
- Verteuerung aufgrund höherer Brennstoffpreise
- Verteuerung aufgrund höherer Zertifikatspreise

C. CCS ALS BISLANG UNGEWISSE UND TEURE ZUKUNFTSOPTION
- Investitions- und Stromgestehungskosten
- Zertifikatspreis zu niedrig, um Kosten zu decken
- CCS in Konkurrenz mit Erneuerbaren Energien

LITERATUR

GREEN BUDGET GERMANY (GBG) • FORUM ÖKOLOGISCH-SOZIALE MARKTWIRTSCHAFT e.V.
Seestraße 116 · D-13353 Berlin · Fon/Fax +49-30-510530-80/-79 · foes@foes.de · www.foes.de
GLS Gemeinschaftsbank eG Konto 804 371 3000 · BLZ 430 609 67 · IBAN DE87430609678043713000
Gemeinnützig zur Förderung wissenschaftlicher Zwecke laut Finanzamt München für Körperschaften

AUSGANGSLAGE

Die erfolgreiche Bekämpfung des Klimawandels ist eine der größten Herausforderungen in den kommenden Jahrzehnten und bringt daher dringenden Handlungsbedarf mit sich. Wiederholt hat der Rat der Europäischen Union das Ziel einer Begrenzung des Anstiegs der globalen Durchschnittstemperatur um 2°C gegenüber vorindustriellem Niveau bekräftigt. Nach den Erkenntnissen des 4. Sachverständigenberichts des Zwischenstaatlichen Ausschusses für Klimaänderungen (Intergovernmental Panel on Climate Change – IPCC) ist dieses Ziel nur zu erreichen, wenn die Industrieländer die von ihnen verursachten Treibhausgasemissionen im Vergleich zu den Werten von 1990 bis zum Jahr 2050 um 80 bis 95% reduzieren. Explizites Ziel der Bundesregierung ist bislang zunächst eine Minderung von 40%[1] bis zum Jahr 2020. Eine grundlegende Voraussetzung für das Erreichen der Klimaziele ist der Übergang zu einer nachhaltigen Stromerzeugung, die Treibhausgasemissionen weitestgehend vermeidet (SRU 2009b).

Im deutlichen Widerspruch zu einer solchen *„ökologischen industriellen Revolution“*[2] steht hingegen der geplante Neubau von 29 konventionellen Stein- und Braunkohlekraftwerken in Deutschland, von denen nur 8 Projekte explizit als Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) vorgesehen sind[3]. Aufgrund der langen Regelbetriebsdauer kapitalintensiver Kohlekraftwerke von über 40 Jahren werden die heutigen Investitionsentscheidungen den Energiemix der Zukunft über viele Jahrzehnte, mindestens jedoch bis 2050, strukturell festlegen – ein Erreichen der wissenschaftlich für notwendig angesehenen Reduktion bis 2050 ist dann nicht mehr denkbar. In Erwägung der nachstehenden Gründe stellen wir die Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit des Neubaus von Kohlekraftwerken in Frage. Davon ausgenommen sind moderne Heizkraftwerke mit KWK-Technik, deren Wirtschaftlichkeit durch Wärmeerlöse und den KWK-Bonus voraussichtlich auch in Zukunft gesichert sein wird (Schumacher/Matthes 2008).

Unbestritten ist, dass die Kohlekraft mit einem heutigen Anteil von über 40%[4] an der deutschen Stromerzeugung auch in den nächsten Jahren zur Energiegewinnung beitragen wird. Grundsätzlich ist dabei zwischen der deutschen und der weltweiten Situation zu unterscheiden: Während die Kohlekraft weltweit (insbesondere in Entwicklungs- und Schwellenländern) noch über mehrere Jahrzehnte einen wesentlichen Beitrag zur Energieerzeugung leisten muss, besteht in Deutschland keine Notwendigkeit für den umfangreichen Kraftwerksneubau: Die von den Energieversorgern oft zitierte „Stromlücke“ aufgrund des geplanten Atomenergieausstiegs kann den Ergebnissen verschiedener Studien zufolge statt mit dem Ausbau der Kohleverstromung über die Steigerung der Energieeffizienz, über den Ausbau Erneuerbarer Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung, sowie über einen geringfügig höheren Anteil an Erdgasverstromung geschlossen werden (z.B. Bode et al. 2007, Bräuninger et al. 2005, Loreck 2008, Nitsch 2008, Matthes/Ziesing 2007, WBGU 2003). Deutschland kann als gewichtiger Industriestaat eine Vorreiterrolle und Vorbildfunktion einnehmen, wenn mit dem Ausstieg aus der Atomenergie und dem Verzicht auf den Neubau von Kohlekraftwerken bei zugleich hohem Grad von Industrialisierung und Dienstleistungen heute der Übergang in nachhaltige Strukturen geschaffen wird. Mit den geplanten Kraftwerksneubauten wird hin-

[1] Dies steht unter der Voraussetzung, dass sich die EU zu einer Verringerung der Treibhausgasemissionen um 30% verpflichtet, was wiederum davon abhängt, ob sich international andere Staaten entsprechende Minderungspflichten auferlegen.

[2] Bundespräsident Köhler in seiner Berliner Rede vom 24. März 2009, **http://www.bundespraesident.de/artikel-,2.653316/Berliner-Rede-2009.htm**.

[3] Eine Liste der geplanten / im Bau befindlichen Anlagen ist verfügbar unter **http://www.klimawahl2009.de/fakten-analysen/streit-um-kohle/**.

[4] 40% der Stromerzeugung entsprechen 278,5 Mrd. kWh (davon 128,5 Mrd. auf Steinkohle- und 150 Mrd. kWh auf Braunkohlebasis vgl. BDEW 2008, vorläufige Zahlen für 2008).

gegen ein klimatisch unverträglicher Anteil der Kohlekraft bis weit über die Mitte dieses Jahrhunderts hinaus fortgeschrieben. In sich stark verändernden Erzeugungsstrukturen unterliegt der Neubau damit (unter der Voraussetzung einer Weiterführung der jetzigen Klimaziele und des Ausbaus Erneuerbarer Energien) anderen Anforderungen als bisher.

Wir möchten aufzeigen, welche Rahmenbedingungen und strukturellen Zusammenhänge die Energieerzeugung mittels Kohlekraft in Zukunft – insbesondere für einen Zeithorizont über 2020 hinaus bis 2050 – im Verhältnis zu Erneuerbaren Energien auf Basis heute verfügbarer Informationen verteuern bzw. unrentabel gestalten werden.

A. UNVEREINBARKEIT MIT DEM AUSBAU ERNEUERBARER ENERGIEN

Im Jahr 2008 hatten die Erneuerbaren Energien einen Anteil von etwa 15% an der Stromproduktion in Deutschland, der laut Bundesregierung bis zum Jahr 2020 mindestens 30% betragen, also verdoppelt werden soll. Verschiedene Potenzialanalysen zeigen, dass der deutsche Strombedarf bis 2020 über 40% und im Jahr 2050 nahezu vollständig durch Erneuerbare Energien gedeckt werden kann (BEE 2009, Nitsch 2008, SRU 2009b). Aufgrund des bevorzugten Netzzugangs der Erneuerbaren Energien werden die Einsatzmöglichkeiten von Grundlastkraftwerken in Zukunft deutlich eingeschränkt werden. Vor allem die wachsende Menge von Stromerzeugung durch Windkraft erfordert eine Flexibilisierung des übrigen Kraftwerkparks, der sich an die schwankenden Einspeisemengen der Erneuerbaren anpassen muss (BUND 2007, Nicolosi/Fürsch 2009, Nitsch 2008). Die Forschung und Entwicklung im Bereich „intelligenter Stromnetze“ (engl. „smart grids“) zur Steuerung, Verteilung und Speicherung elektrischer Energie in Kombination mit einer zunehmend dezentralen Energieversorgung lassen erwarten, dass der Einsatz traditioneller Grundlastkraftwerke weiter an Bedeutung verlieren wird (Europäische Kommission 2006).

Geringere Volllaststundenzahl verursacht höhere Betriebskosten

Für Kohlekraftwerke bedeutet dies, dass ihre Wirtschaftlichkeit mit einer geringeren Jahresvolllaststundenzahl nicht mehr garantiert werden kann: Wegen der relativ hohen Investitionskosten von Kohlekraftwerken sind die Stromgestehungskosten bei einer Auslastung von 4000 h/a rund 1 ct/kWh höher als bei einer Auslastung von 7000 h/a. Das Leitszenario des BMU verdeutlicht, dass im Jahr 2030 (2050) bei einem steigenden Anteil Erneuerbarer Energien nur noch von einer mittleren Auslastung aller fossilen Kraftwerke von 3900 h/a (3200 h/a) auszugehen ist und Erdgaskraftwerke dann deutlich günstigeren Strom liefern können als Kohlekraftwerke. Die Auslastungsgrenze, bei der mit Erdgas kostengünstiger Strom erzeugt werden kann als mit Kohle, liegt heute bei 5000 h/a (Nitsch 2008, S. 111). Obwohl diese Grenze aufgrund eines zu erwartenden Anstiegs der Erdgaspreise niedriger liegen kann, wird die Kohleverstromung ihren ökonomischen Wettbewerbsvorteil langfristig verlieren. Öko-Institut und Arrhenius-Institut berechnen, dass im Jahr 2030 lediglich GuD-Kraftwerke (Erdgas) und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK) wirtschaftlich zu betreiben sind (Matthes et al. 2007, S. 43ff.).

„Merit Order“-Effekt verdrängt ineffiziente Kohle und verhindert Strompreisanstieg

Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit von Kohlekraftwerken sind unter anderem die Erlöse ausschlaggebend, die für den produzierten Strom zu erzielen sind. Maßgeblich für den Preis an der Strombörse ist das Verhältnis von Angebot und Nachfrage, wobei sich der Strompreis grundsätzlich aus der Einsatzreihenfolge der unterschiedlichen Kraftwerke („Merit Order“) bzw. aus den Stromgestehungskosten des „Grenzkraftwerkes“ ergibt. Je teurer ein Kraftwerk im Verhältnis zu den anderen Energiequellen (beispielsweise Gaskraftwerke oder Erneuerbare) ist, umso wahrscheinlicher fungiert es als Grenzkraftwerk und umso geringer sind die Deckungsbeiträge (Differenz zwischen erzielbarem Strompreis und Stromgestehungskosten). Grundsätzlich führt ein Ausbau der

Erneuerbaren Energien gemäß der „Merit Order"-Logik dazu, dass teurere Kohlekraftwerke aufgrund des Vorrangs zur Einspeisung von Erneuerbaren Energien immer häufiger (in Abhängigkeit von der Stromnachfrage und der Einspeisemenge) aus der Merit Order verdrängt werden (Groscurth 2009, Matthes et al. 2007, Sensfuß/Ragwitz 2007). Dank der Erneuerbaren Energien hat dies im Jahr 2006 zu einer Stromkostenersparnis von rund 5 Mrd. € geführt (Sensfuß/Ragwitz 2007). Des weiteren bewirken die in dieser Erklärung aufgeführten Verteuerungsaspekte der Kohlekraft (Brennstoffpreise, Zertifikatskosten, geringere Volllaststunden), dass Kohlekraftwerke verhältnismäßig teurer werden und mit den geringeren Deckungsbeiträgen die Wirtschaftlichkeit insgesamt sinkt.

Wenngleich die Höhe der zukünftigen Strompreise – vor allem in der langen Frist – aus heutiger Perspektive kaum abgeschätzt werden kann, muss festgestellt werden, dass die Kohlekraft ihren relativen Kostenvorsprung auf Basis der genannten Gründe verlieren und evtl. sogar unrentabel werden wird. Dabei weisen neue Kohlekraftwerke aufgrund einer höheren Effizienz und niedrigeren Emissionswerten kurzfristig zwar bessere Wirtschaftlichkeitsbedingungen als alte Kraftwerke auf, langfristig sind sie jedoch selbst die Ursache für hohe CO_2-Preise und ebenfalls den Bedingungen der sinkenden Rentabilität unterworfen (Groscurth 2009).

Insgesamt ist der massive Ausbau Erneuerbarer Energien aus betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten langfristig nur mit einer zusätzlichen Stromversorgung mittels Erdgas und KWK-Anlagen[5] kompatibel, nicht jedoch mit einem weiteren Ausbau der überwiegenden oder gar ausschließlichen Kohleverstromung.

B. VERTEUERUNG DER KOHLEKRAFT AUFGRUND HÖHERER BETRIEBSKOSTEN

Die Energieversorger argumentieren, dass die Energieerzeugung mittels Kohlekraft aufgrund der vergleichbar günstigen Herstellungskosten auch in Zukunft unverzichtbar sei. Eine kürzlich veröffentlichte Studie des Arrhenius Instituts für Energie- und Klimapolitik verdeutlicht hingegen am Beispiel des geplanten Kohlekraftwerks in Mainz, dass die Wirtschaftlichkeit von Kohlekraftwerken grundsätzlich in Frage gestellt werden muss. Die Rahmenbedingungen, auf denen die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des geplanten Kraftwerks basierte, haben sich geändert. Neben den oben angeführten Preissteigerungen aufgrund geringerer Volllaststunden sind als weitere Kostenfaktoren höhere Brennstoffkosten und die Kosten für CO_2-Zertifikate im Rahmen des europäischen Emissionshandels (EHS) anzuführen, die sich negativ auf die zukünftige Rentabilität von Kohlekraftwerken auswirken. Für beide Faktoren ist eine genaue Prognose der zukünftigen Kostenentwicklung nicht möglich, da diese einer Reihe von langfristig unsicheren Ausgangsbedingungen und komplexen weltwirtschaftlichen Zusammenhängen unterlegen sind (u.a. Kostenentwicklung und Verfügbarkeit alternativer Energieerzeugungsoptionen, politisch definierte Klimaziele und Klimaschutzinstrumente, Ressourcenverfügbarkeit, Wechselwirkungen zwischen Strom-, CO_2- und Brennstoffpreis, weltweite Nachfrage nach fossilen Brennstoffen, vgl. Matthes et al. 2008). Der zukünftige Zertifikatspreis wird insbesondere davon abhängen, ob die politischen Vorgaben zur Emissionsobergrenze (cap) nach 2020 eine strikte Treibhausgasminderung im Rahmen des EHS verlangen. Zahlreiche Studien belegen, dass insgesamt von einem deutlichen Anstieg der Stromgestehungskosten von Braun- und Steinkohlekraftwerken auszugehen ist (Nitsch 2008, RETD 2007, Schumacher/Matthes 2008, Wissel et al. 2008).

[5] Voraussetzung für die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen auf Steinkohle-Basis ist allerdings eine Mindestanforderung von 5000 Nutzungsstunden pro Jahr (Matthes et al. 2007, S. 44).

Verteuerung aufgrund höherer Brennstoffpreise

Derzeit verfügbare Prognosen über zukünftige Brennstoffpreisentwicklungen weichen stark voneinander ab (z.B. EIA 2007, EWI/Prognos 2005, IEA 2007, Nitsch 2008, Wissel et al. 2008): Für Steinkohle gehen die Vorhersagen für das Jahr 2030 von einem Absinken der Preise frei Kraftwerk (in €/GJ) um etwa 20% bis zu einer Verdoppelung gegenüber 2005 aus. Dies verdeutlicht, dass bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von neuen fossilen Kraftwerken verschiedene Preisszenarien berücksichtigt werden müssen. Angesicht der starken Anstiege und Schwankungen des Ölpreises seit 2006 und der weltweit steigenden Nachfrage nach fossilen Energieträgern empfiehlt sich jedoch die Annahme von vergleichsweise höheren Preisszenarien: *„Die Preise für Erdgas und Kohle sind auf einem so hohen Niveau, dass sie momentan jegliche zuvor getroffene Prognosen bei weitem übertreffen“* (Wiese 2008, S. 64f.). Unter Annahme eines aus heutiger Sicht wahrscheinlichen Anstiegs der Brennstoffpreise (Preispfad B des Leitszenarios) wird sich der Brennstoffpreis von Steinkohle bis 2030 im Vergleich zum Jahr 2007 verdoppeln (von ca. 2,6 auf 5 €/GJ), während der Braunkohlepreis von 1,1 auf 1,3 € steigt[6]. Auf Grundlage dieser Daten betragen die Stromgestehungskosten von neuen Steinkohlekraftwerken bei einer Auslastung von 5000 h/a im Jahr 2030 etwa 5,8 ct/kWh (2007: 4,5 ct) und von neuen Braunkohlekraftwerken etwa 3,6 ct (2007: 3,5 ct)[7]. Wenngleich ein zukünftiger Wettbewerbsnachteil gegenüber Erdgasstrom allein auf Grundlage der Brennstoffpreisentwicklungen nicht als wahrscheinlich gilt, führt die Verteuerung der Kohleverstromung dennoch zu einem teilweisen Verlust des heutigen Kostenvorteils gegenüber Strom aus Erneuerbaren Energien.

Verteuerung aufgrund höherer Zertifikatspreise

Noch deutlicher stellt sich der Verlust des Kostenvorteils dar, wenn die gesamtwirtschaftlichen Kosten einbezogen werden, die durch die hohe CO_2-Intensität des Energieträgers Kohle und den damit verbundenen Auswirkungen auf das globale Klima verursacht werden (so genannte externe Effekte). Unter Annahme eines durchschnittlichen Schätzwertes der Schadenskosten durch CO_2-Emissionen in Höhe von 70 €/tCO_2[8] liegen die externen Kosten bei der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern in der gleichen Größenordnung wie die betriebswirtschaftlichen (internen) Kosten. Bei einer vollständigen Internalisierung der externen Kosten verteuert sich die Stromerzeugung aus Stein- und Braunkohle um etwa 6 bis 8 ct/kWh (Krewitt/Schlomann 2006, S. 35ff). Das Ziel des im Jahr 2005 eingeführten EHS besteht darin, diese Kosten den Verursachern der Treibhausgasemissionen aufzuerlegen und so zu einer flexiblen Reduktion beizutragen. Bislang liegen die Preise der Zertifikate allerdings deutlich unter dem Schätzwert, so dass die heutigen Marktpreise die „wahren“ volkswirtschaftlichen Kosten der Stromerzeugung nur unzureichend widerspiegeln. Mit der vollen Versteigerung der EHS-Zertifikate im Stromsektor ab dem Jahr 2013, aber insbesondere mit Absenkung des Caps an die ökologischen Notwendigkeiten, kann hingegen davon ausgegangen werden, dass sich der Zertifikatspreis zunehmend an die gesamtwirtschaftlich verursachten Kosten annähern werden[9]. Wenngleich auch hier keine genaue Preisvorhersage getroffen werden kann, gilt ein Zertifikatspreis von etwa 35 €/t CO_2 im Jahr 2030 als mittlerer Schätzwert (20 € gilt als niedri-

[6] Demgegenüber betragen die Brennstoffpreise für Steinkohle (Braunkohle) für das Jahr 2030 im Niedrigpreisszenario 3,6 (1,25) €/GJ und im Hochpreisszenario 7,0 (1,4) €/GJ, vgl. Nitsch 2008, S. 178.

[7] Hier wird der Effekt der höheren Brennstoffpreise auf ein neues Steinkohledampfkraftwerk mit Kraft-Wärme-Kopplung isoliert (ohne Einbeziehung von Zertifikatskosten oder CCS) betrachtet.

[8] Der „Stern-Report“ nennt 70 €/tCO_2 als realistischen Wert.

[9] Es muss dabei allerdings davon ausgegangen werden, dass bereits heute ein Großteil der heutigen Kosten des Emissionshandels in die Strompreise eingepreist ist, so dass die zusätzliche Versteigerung – gegenüber der bis vor kurzem kostenlosen Vergabe – vermutlich nur geringfügige Preissteigerungen zur Folge haben wird. Erst eine weitere Absenkung des Caps dürfte einen weiteren deutlichen Preisschub mit sich bringen.

ger, 50€ als hoher Wert, vgl. Löschel/Moslener 2008, Nitsch 2008, RETD 2007, Schumacher/Matthes 2008).

Dieser Zusammenhang verdeutlicht, dass die Erneuerbaren Energien ebenso wie Erdgas bisher einem Wettbewerbsnachteil gegenüber CO_2-intensiven Energieträgern wie Stein- und Braunkohle ausgesetzt waren, der in Zukunft ausgeglichen werden wird. Nach Erkenntnissen der Leitstudie des BMU werden die durchschnittlichen Stromgestehungskosten der Erneuerbaren Energien unter Berücksichtigung der CO_2-Preisentwicklung und der Brennstoffpreisentwicklung ab 2020 (hoher Preispfad) bzw. ab 2025 (mittlerer Preispfad) niedriger liegen als bei fossilen Energieträgern: Strom aus Kohlekraft kostet im Jahr 2030 durchschnittlich bereits mehr als 7 ct/kWh (Steinkohle 8,1 ct / Braunkohle 6,5 ct, vgl. Nitsch 2008 Preispfad B), wobei eine weitere Kostenprogression in den Folgejahren zu erwarten ist. Auch im Vergleich zu Erdgas verteuert sich die Kohlekraft, wenn zukünftige Zertifikatspreise einbezogen werden: Nach Berechnungen des IER und unter Annahme der Preisprognose „Prognos Niedrigpreis“ ist Erdgasstrom ab einem Zertifikatspreis von etwa 22 € kostengünstiger zu produzieren (Wissel et al. 2008). So kann gefolgert werden: *„Die verbesserten Rahmenbedingungen für die Erdgasverstromung im Rahmen des Emissionshandelssystems führen also dazu, dass der wachsende Anteil erneuerbarer Energien vor allem zu Lasten der Kohleverstromung geht“* (Matthes et al. 2007, S.31).

Da die derzeit in Planung oder im Bau befindlichen Kohlekraftwerke eine durchschnittliche Laufzeit von 40 Jahren besitzen, werden sie langfristig von diesem Effekt betroffen sein. Zusammengefasst kann festgehalten werden: Auch wenn der Ausbau Erneuerbarer Energien zunächst Differenzkosten verursacht und als „teure“ Option erscheint, wird er langfristig zu einem *„volkswirtschaftlich günstigen Ergebnis führen“* (Nitsch 2008, S. 120) und die Kohlekraft als bisher dominanten Energieträger ablösen.

C. CCS ALS BISLANG UNGEWISSE UND TEURE ZUKUNFTSOPTION

Eine derzeit viel diskutierte Möglichkeit, die CO_2-Bilanz der Braun- und Steinkohle zu verbessern und die Kosten für den Kauf von EHS-Zertifikaten größtenteils einzusparen, besteht in der Abscheidung und Speicherung von bei der Verbrennung produziertem CO_2 („Carbon Capture and Storage“, CCS). Der Einsatz dieser Technologie im Stromsektor erlaubt unter günstigen Bedingungen im Jahr 2050 eine jährliche CO_2-Einsparung von 55 Mio. t (Deutschland) gegenüber dem Alternativszenario ohne CCS, unter der Bedingung dass bis dahin Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 18 GW mit CCS ausgestattet sind (Nitsch 2008). Die Internationale Energieagentur (IEA) geht davon aus, dass die durch die CCS-Technologie erreichbaren Einsparungen im globalen Maßstab sogar 9,1 Gt/a[10] betragen und damit zu einer Reduktion der heutigen (2005) gesamtgesellschaftlichen Emissionen bis 2050 um etwa 10% führen können (IEA 2008). CCS ist demnach eine Zukunftsoption, die langfristig grundsätzlich zu einer vergleichsweise klimafreundlichen Kohlenverstromung beitragen könnte. Allerdings bestehen große Unsicherheiten in Bezug auf die überhaupt vorhandene Speicherkapazität, Kostenentwicklung und ökologische Auswirkungen[11] von CCS (vgl. z.B. SRU 2009a). Umfangreiche Lebenszyklusanalysen und Wirtschaftlichkeitsberechnungen (z.B. WI et al. 2007) weisen auf *„große technologische und ökonomische Hürden und ein überschätztes Potenzial“* (Nitsch 2008, S. 57) von CCS hin.

[10] davon 4,8 $GtCO_2$ im Energieerzeugungs- und 4,3 $GtCO_2$ im industriellen Sektor (vgl. IEA 2008 CH1, S. 9).

[11] u.a. das gesundheitliche Risiko durch Leckagen oder Auswirkungen auf das Grundwasser durch die Verdrängung stark salzhaltigen Wassers aus salinen Aquiferen, vgl. SRU 2009a.

Investitions- und Stromgestehungskosten

Nach Angaben der IEA sind die Investitions- und Stromgestehungskosten je nach Verfahren – dies beinhaltet Abscheidung, Transport und Speicherung – bis zu doppelt so hoch wie bei einem modernen Kohlekraftwerk ohne CCS (IEA 2007). In Abhängigkeit von Brennstoffpreisszenarien und Betriebsaufnahmezeiten muss von Vermeidungskosten für die ersten Anlagen in Höhe von 60 bis 90 €/t CO_2 ausgegangen werden (McKinsey 2008). Erst nach 2030 und einem Zubau von 80 bis 120 CCS-Kraftwerken kommerzieller Größe (rund 100 GW) könnte ein Kostenniveau von 30 bis 45 €/t CO_2 erreicht werden. Angesichts stark divergierender Abschätzungen über die Speicherkapazitäten (vgl. BMWi 2009, May et al. 2005, MIT 2007, Ragden et al. 2006, WI 2009) ist jedoch zweifelhaft, ob die Speicherkapazitäten in Europa überhaupt ausreichen, um die Installation allein schon in dieser Größenordung (10-15 Gt[12] abgeschiedenes CO_2) auffangen zu können. Angesichts dessen wird auch der Aufbau einer CO_2-Pipelineinfrastruktur für Deutschland mit Kosten im zweistelligen Milliardenbereich[13] zu einem ökonomischen Wagnis.

Zertifikatspreise zu niedrig, um Kosten zu decken

Die Verhältnismäßigkeit der Kosten wird entscheidend davon abhängen, wie sich der Preis für CO_2-Zertifikate innerhalb des Emissionshandelssystem entwickeln wird: Kraftwerksbetreiber müssen abwägen, ob sie zukünftig entweder 1. in CCS investieren und damit den Ausstoß von CO_2-Emissionen weitgehend vermeiden, oder 2. die entsprechend höhere Berechtigungsmenge an Zertifikaten erwerben, oder 3. bei Nichtrealisierung der ersten beiden Optionen das Geld alternativ in Energieeffizienz/Nachfragereduktion oder in diejenigen Erneuerbaren Energietechnologien investieren, die bis 2020 voraussichtlich wettbewerbsfähig sind. Ein für CCS „lohnender“ Zertifikatspreis orientiert sich an den Vermeidungskosten und müsste nach Berechnungen verschiedener Finanzinstitute mindestens 30-48 €/t CO_2 betragen (für neue CCS-Anlagen, vgl. McKinsey 2008). Da das Verfahren nach einhelliger Meinung verschiedener Experten frühestens im Jahr 2020 einsatzfähig sein wird, kommt für einen Großteil der geplanten Kraftwerke nur eine Nachrüstung in Frage, die nach heutigen Schätzungen noch deutlich teurer sein wird: Die Vermeidungskosten könnten dann bis zu 86€/t CO_2 betragen[14].

Hinzu kommt, dass die CO_2-Abspaltung mit signifikanten Wirkungsgradeinbußen einhergeht. Durch den höheren Energieverbrauch, bei gleichzeitigem Anstieg des Brennstoffbedarfs, sinkt das heute erreichte Wirkungsgradniveau von über 45%[15] wieder auf den Stand von vor 20-30 Jahren mit damals rund 35% ab (WI et al. 2007, S. 200f.). Eine Nachrüstung ist aus betriebswirtschaftlicher Sicht nur lohnend, wenn sich der Zertifikatspreis auf einem hohen Niveau von etwa 100 €/t CO_2 bewegt (vgl. Matthes/Ziesing 2008). So kann der Emissionshandel nach heutigen Einschätzungen die Wirtschaftlichkeit des CCS-Vorhabens nur zu sehr geringen Teilen sichern und der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) folgert: *„Zum gegenwärtigen Zeitpunkt scheint CCS aus*

[12] Entspricht der erwarteten Menge für 100 CCS-Kraftwerke mit 500 MW elektrischer Leistung, 7000 Volllaststunden, 40 Jahren Betriebsdauer und einer abgeschiedenen CO_2-Menge von ca. 100-150 Mt je Kraftwerk (je nach Brennstoff und Technologie), vgl. WI 2009, S. 40.

[13] Nach Angaben von RWE könne für 6,5 Mrd. € eine Infrastruktur aufgebaut werden, die jährlich ca. 75 Mt CO_2 transportieren könne (Großmann 2009). Allerdings beträgt die jährlich zu transportierende Menge allein für die ersten 100 CCS-Kraftwerke mehr als 250 Mt (unter der Annahme, dass pro Anlage im Jahr ca. 2,5 Mt CO_2 abgeschieden werden, s.o.).

[14] Die IEA gibt einen Höchstwert von 122 $ pro vermiedener Tonne CO_2-Emissionen an (IEA 2007, S. 218ff.), der Wert wurde in € umgerechnet (aktueller Wechselkurs 1€ ~1,40 US$).

[15] Dieser Wirkungsgrad entspricht in etwa den Wirkungsgraden der momentan geplanten Kraftwerke, vgl. Löschel 2009, S. 20.

privatwirtschaftlicher Sicht keine lohnende CO_2-Vermeidungsstrategie zu sein" (SRU 2009a, S. 27).

Nach Angaben von McKinsey ist aufgrund der hohen Investitionskosten von Demonstrationsprojekten und den für die Kostendeckung zu niedrigen Zertifikatspreisen eine zusätzliche öffentliche Finanzierung von 0,5-1,1 Mrd. € für jedes CCS-Projekt notwendig (McKinsey 2008, S. 8). So sind in Deutschland bereits CCS-Kooperationsprojekte zwischen Wissenschaft und Industrie mit ca. 150 Mio. € staatlich gefördert worden[16]. Von europäischer Seite sollen zusätzlich 300 Millionen Zertifikate (mit einem geschätzten Gegenwert von 6 Mrd. € Fördersumme)[17] aus der Neuanlagenreserve des EHS für Demonstrationsprojekte im Bereich CCS und/oder Erneuerbare Energien bis 2015 bereitgestellt werden[18]. Besonders problematisch erscheinen diese hohen öffentlichen Subventionen unter Berücksichtigung der wettbewerblichen Benachteiligung anderer – für eine zukünftig emissionsfreie Stromerzeugung notwendige – Klimaschutztechnologien: CCS wird aus Betreibersicht kostengünstiger, obwohl das Potenzial von Emissionsminderungen in den Bereichen Erneuerbare Energien und Steigerung der Energieeffizienz in größerem Umfang und zu geringeren Kosten möglich sind[19] (vgl. McKinsey/BDI 2007). Die direkte Konkurrenz um Fördermittel wird insbesondere bei der geplanten Subventionierung über die Neuanlagenreserve des EHS (s.o.) deutlich: 300 Millionen Zertifikate sollen in Form eines Fonds für „kommerzielle Demonstrationsprojekte" entweder für CCS oder für „innovative Technologien für Erneuerbare Energien" ausgegeben werden. Da die Aufteilung nicht eindeutig festgelegt ist und keine Mindestanteile der Zertifikate für Erneuerbare Energien vorgesehen sind, konkurrieren sie direkt mit CCS um finanzielle Unterstützung und ihre Förderung wird durch CCS-Investitionen teilweise ersetzt bzw. verzögert.

CCS in Konkurrenz mit Erneuerbaren Energien

Insgesamt ist davon auszugehen, dass die Kohleverstromung unter Einsatz von CCS ihren Kostenvorteil gegenüber Erneuerbaren Energien verlieren wird (WI et al. 2007, NABU 2008, WBGU 2003). Die Stromgestehungskosten eines Steinkohle-Dampfkraftwerks betragen im Jahr 2020 unter Einbeziehung der zusätzlichen CCS-Kosten zwischen 5,9 und 6,5 ct/kWh, wobei die Mehrkosten gegenüber dem gleichen Kraftwerkstyp ohne CCS bei etwa 2,5 ct liegen und so den Preis für Kohlestrom fast verdoppeln[20] (WI et al. 2007, S. 209). Der ökonomische Vergleich von CCS mit regenerativen Energietechnologien im Rahmen des RECCS-Projektes[21] verdeutlicht, dass ein reprä-

---

[16] Darunter das Corretec-Programm des Bundeswirtschaftsministeriums (100 Mio. €, 2004-2008) und das Geotechnologien-Programm des Bundesforschungsministeriums und der Deutschen Forschungsgemeinschaft (45 Mio. € über einen Zeitraum von drei Jahren), vgl. BMWi et al. 2007, Deutscher Bundestag 2008.

[17] Bei einem Zertifikatspreis von 20 €/t CO_2.

[18] Nach Art. 10a §8 der Emissionshandelsrichtlinie (2003/87/EC), inkl. Änderung durch die Richtlinie 2009/29/EG vom 23. April 2009.

[19] McKinsey schätzt die Vermeidungskosten von erneuerbaren Energien auf durchschnittlich 32 €/t CO_2 (mit einem Vermeidungspotential von 34 Mt CO_2-Emissionen bis 2020), während die Vermeidungskosten von verbesserter Effizienz im Kraftwerksbereich (Nachrüstung) sogar als negativ angenommen werden kann (durch eingesparte Brennstoffkosten, Vermeidungspotential von 1,2 Mt bis 2020). Effizienzmaßnahmen auf Seiten der Energienachfrage (Industrie >20Mt, Gebäude >50Mt) können ebenfalls zu Einsparungen von mehr als 70 Mt CO_2-Emissionen bis 2020 beitragen, die über den gesamten Zeitraum betrachtet keine zusätzlichen Kosten verursachen.

[20] Ohne Einbeziehung von Kosten für CO_2-Zertifikate, siehe dazu Abschnitt B. Die Projektionen basieren auf dem Brennstoffpreisszenario des DLR 2005, mit einer vergleichsweise geringen Steigerung der Brennstoffpreise für Steinkohle um knapp 15% (2,12 → 2,42 €/GJ) zwischen 2005 und 2020. Zum isolierten Effekt der Brennstoffpreisentwicklung siehe ebenfalls Anschnitt B.

[21] Gemeinsames Forschungsprojekt von Wuppertal-Institut, DLR, ZSW und PIK im Auftrag des Bundesumweltministeriums: „Strukturell-ökonomisch-ökologischer Vergleich regenerativer Energietechnologien (RE) mit Carbon Capture and Storage (CCS)", 2007.

sentativer Mix aus Erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2020 (frühester Zeitpunkt der kommerziellen Nutzung von CCS) ebenfalls dieses Kostenniveau erreichen kann: *„Schon im Jahr 2020, dem Jahr der voraussichtlich frühesten kommerziellen Verfügbarkeit der CCS-Technologie, dürften eine Reihe von erneuerbaren Energietechnologien zu vergleichbaren oder günstigeren Konditionen Strom anbieten können als dies über fossile Kraftwerke der Fall ist. Längerfristig ist zu erwarten, dass erneuerbare Energien wegen der Unabhängigkeit von Brennstoffpreisschwankungen erhebliche Vorteile haben"* (WI et al. 2007, S. IV).

Eine mit Blick auf den zukünftigen Energiemix besonders problematische Konkurrenz zwischen CCS und Erneuerbaren Energien ergibt sich – zusätzlich zum Aspekt der finanziellen Förderung – aus den begrenzt verfügbaren unterirdischen Speicherkapazitäten. Die für CCS notwendigen geologischen Formationen im Untergrund können grundsätzlich auch für Geothermieprojekte, als Druckluft- und Gasspeicher oder zur Wärme- und Kältespeicherung genutzt werden (SRU 2009a). Wenngleich eine hinreichend belastbare quantifizierbare Abschätzung des Speicherumfangs und der Nutzungskonflikte bislang nicht vorliegt, kann die unterirdische Lagerung von CO_2-Abscheidungen den Ausbau Erneuerbarer Energien beeinträchtigen.

Sollten die aktuellen Forschungen und Pilotprojekte zur CO_2-Abscheidung in Zukunft Erfolg versprechende Ergebnisse mit perspektivisch sinkenden Kosten, ökologischer Tragfähigkeit und ausreichender Speicherkapazität hervorbringen und CCS-Kraftwerke auch im Mittellastbetrieb ökonomisch rentabel betrieben werden können, ist ein späterer Ausbau der CCS-Kohleverstromung zur ergänzenden Strombedarfsdeckung neben den Erneuerbaren Energien angemessen. Werden hingegen bereits heute in großem Umfang Kohlekraftwerke mit der vagen Aussicht auf die o.g. positiven Ergebnisse und dem darauf basierenden Versprechen einer Nachrüstung von CCS gebaut, ist dies ein nicht akzeptables ökologisches und ökonomisches Risiko.

LITERATUR

BEE 2009, Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.: „Stromversorgung 2020 – Wege in eine moderne Energiewirtschaft. Ausbauprognose der Erneuerbare-Energien-Branche für den Stromsektor". Berlin, Januar 2009.

BDEW 2008, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft: Brutto-Stromerzeugung 2008 nach Energieträgern in Deutschland. Erhältlich unter **http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_Brutto-Stromerzeugung_2007_nach_Energietraegern_in_Deutschland?open&l=DE&ccm=450040020**

BMWi 2009, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: „Antwort auf die kleine Anfrage der Bundestagsfraktion der Grünen betreffend CO2 Abscheidung und Lagerung". BT Drucksache 16/12540. Berlin, April 2009.

BMWi et al. 2007, (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie), BMU (Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit), BMBF (Bundesministerium für Bildung und Forschung): „Entwicklungsstand und Perspektiven von CCS-Technologien in Deutschland". Gemeinsamer Bericht des BMWi, BMU und BMBF für die Bundesregierung. Berlin: BMWi.

BUND 2007, Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V.: „Hamburg-Moorburg: Das Aus für den Klimaschutz? Eine Zusammenfassung der von ifeu und arrhenius erstellten Studie ‚Das Kraftwerk Hamburg-Moorburg und seine Alternativen'". Berlin, November 2007.

Bundesregierung 2009: „Gesetz zur Regelung von Abscheidung, Transport und dauerhafter Speicherung von Kohlendioxid" (Entwurf der Bundesregierung), April 2009.

Bode, S. et al. 2007: „Strategie 2030 – Klimawandel" (Initiative „Vermögen und Leben in der nächsten Generation" des HWWI und der Berenberg Bank). Hamburg, Juli 2007.

Bräuninger, M. et al. 2005: „Strategie 2030 – Energierohstoffe“ (Initiative „Vermögen und Leben in der nächsten Generation“ des HWWI und der Berenberg Bank). Hamburg, Juli 2005.

Deutscher Bundestag 2008: Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Hans-Josef Fell, Bärbel Höhn, Sylvia Kotting-Uhl, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN – Drucksache 16/8554 –Berlin: Deutscher Bundestag. Bundestagsdrucksache 16/9032.

EIA 2008, Energy Information Administration: „International Energy Outlook“, Washington D.C..

Europäische Kommission 2006: „European Smartgrids Technology Platform. Vision and Strategy for Europe’s Electricity Networks of the Future“. Europäische Kommission (DG Research / Sustainable Energy Systems), Brüssel 2006.

EWI/Prognos 2005, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln / Prognos AG: „Energiereport IV: Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030 – Energiewirtschaftliche Referenzprognose“. Untersuchung im Auftrag des BMWA. Köln/Basel, Mai 2005.

Groscurth, H.-M. 2009: „Projektbericht – Zur Wirtschaftlichkeit von Kohlekraftwerken am Beispiel des geplanten Kohlekraftwerks in Mainz“, Bericht im Auftrag der „Wirtschaftswissenschaftler/innen gegen das Kohlekraftwerk Mainz“. Arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik (Hamburg), Mai 2009.

Großmann, J. 2009: “CCS: ein Muss für den Klimaschutz – eine Chance für Deutschland?” (Rede von Dr. Jürgen Großmann/RWE auf der CCS-Konferenz von IZ-Klima), 23. Januar 2009.

IEA 2007, International Energy Agency: „World Energy Outlook”.

IEA 2008, International Energy Agency: „Carbon Capture and Storage – Meeting the Challenge of Climate Change”.

IPCC 2007, Intergovernmental Panel on Climate Change: „IPPC Fourth Assessment Report – Climate Change 2007”. Genf, 2007.

Krewitt, W. und B. Schlomann 2006: „Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern“. Gutachten des Fraunhofer Instituts für System- und Innovationsforschung (ISI) und des Instituts für Technische Thermodynamik, Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung (DLR) im Rahmen von Beratungsleistungen für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Karlsruhe/Suttgart, April 2006.

Loreck, C. 2008: „Atomausstieg und Versorgungssicherheit“. Umweltbundesamt (Dessau-Roßlau), März 2008.

Löschel, A. 2009: „Die Zukunft der Kohle in der Stromerzeugung in Deutschland – Eine umweltökonomische Betrachtung der öffentlichen Diskussion“. Energiepolitik 1/2009, Arbeitskreis Energiepolitik (Friedrich-Ebert-Stiftung).

Löschel, A. und U. Moslener 2008: „Handel mit Emissionsrechten und Herkunftsnachweisen in Europa – Das Klima und Energiepaket’“, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft (ZfE) 04|2008, S. 248-253.

Matthes, F. und H.-J. Ziesing 2007: “Die Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks und die aktuelle Debatte um die künftige Strombedarfsdeckung – Ein Diskussionsbeitrag“. Berlin, April 2007.

Matthes, F. und H.-J. Ziesing 2008, “Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks und die Deckung des Strombedarfs – Kurzexpertise für den Rat für Nachhaltige Entwicklung“. www.nahchaltigkeitsrat.de, Texte Nr. 26, Oktober 2008.

Matthes, F. et al. 2007: „Klimaschutz und Stromwirtschaft 2020/2030 – Technologien, Emissionen, Kosten und Wirtschaftlichkeit eines klimafreundlichen Stromerzeugungssystems”. Endbericht des Öko-Institut und des Arrhenius-Institut im Auftrag von Umweltstiftung, WWF Deutschland und DUH. Berlin/Hamburg, Juni 2007.

Matthes, F. et al. 2008: „Energiepreise und Klimaschutz – Wirkung hoher Energieträgerpreise auf die CO2-Emissionsminderung bis 2030“. Climate Change 09/08. Studie von Öko-Institut, Forschungszentrum Jülich und DIW Berlin im Auftrag des Umweltbundesamtes. Berlin/Jülich, Mai 2008.

May, F. et al. 2005: „How much CO2 can be stored in Deep Saline Aquifers in Germany?" In: VGB Power Tech 6/2005, S. 32-37.

McKinsey 2008: „Carbon Capture & Storage: Assessing the Economics". McKinsey Climate Change Initiative, September 2008.

McKinsey/BDI 2007, "Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland". Studie im Auftrag von „BDI initiativ – Wirtschaft für Klimaschutz", September 2007.

MIT 2007, Massachusetts Institute of Technology: "The Future Role of Coal – Options for a Carbon-constrained World", Cambridge.

NABU 2008, Naturschutzbund Deutschland e.V.: „Grundsatzprogramm Energie: Leitlinien für klimaverträgliche Energiewende – Globalem Klimaschutz gerecht werden und biologische Vielfalt wahren". Berlin, Januar 2008.

Nicolosi, M. und M. Fürsch 2009: „The Impact of an increasing share of RES-E on the Conventional Power Market – The Example of Germany". Erscheint in: ZfE Zeitschrift für Energiewirtschaft (33. JG), Heft 03/2009

Nitsch, J. 2008: „Weiterentwicklung der Ausbaustrategie Erneuerbare Energien – Leitstudie 2008", Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Berlin, Oktober 2008.

Ragden, P. et al. 2006: „Verfahren zur CO-Abscheidung und –Speicherung", Studie des Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) / der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) im Auftrag des Umweltbundesamtes (UBA-Texte „Climate Change" 07/06). UBA (Dessau), August 2006.

RETD 2007, Renewable Energy Technology Deployment: "Renewable Energy Costs and Benefits for Society, RECABS", Studie von Ea Energy Analyses im Auftrag der IEA.

Schumacher, K. und F. Matthes 2008: „Aufarbeitung von energiewirtschaftlichen Hintergrunddaten für neue Kraftwerksprojekte". Endbericht für die Senatsverwaltung für Gesundheit, Umwelt und Verbraucherschutz. Öko-Institut (Berlin), März 2008.

Sensfuß, F. und M. Ragwitz 2007: „Analyse des Preiseffektes der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Börsenpreise im deutschen Stromhandel – Analyse für das Jahr 2006". Gutachten im Rahmen von Beratungsleistungen für das BMU.

SRU 2009a, Sachverständigenrat für Umweltfragen: „Abscheidung, Transport und Speicherung von Kohlendioxid – der Gesetzesentwurf der Bundesregierung im Kontext der Energiedebatte", Stellungnahme Nr. 13. Berlin, April 2009.

SRU 2009b, Sachverständigenrat für Umweltfragen: „Weichenstellungen für eine nachhaltige Stromversorgung", Thesenpapier. Berlin, Mai 2009.

WBGU 2003, Wissenschaftlicher Beirat Globale Umweltveränderungen: „Welt im Wandel- Energiewende zur Nachhaltigkeit. Zusammenfassung für Entscheidungsträger".

WI 2009, (Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH): „Energiewirtschaftliche, strukturelle und industriepolitische Analyse der Nachrüstung von Kohlekraftwerken mit einer CO2-Rückhaltung in NRW", Abschlussbericht. Wuppertal, Mai 2009.

WI et al. 2007, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH / DLR-Institut für Technische Thermodynamik / Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung / Potsdam Institut für Klimafolgenforschung: „RECCS – Strukturell-ökonomisch-ökologischer Vergleich regenerativer Energietechnologien (RE) mit Carbon Capture and Storage (CCS)". Forschungsvorhaben im Auftrag des BMU. Wuppertal/Stuttgart/Potsdam, Februar 2007.

Wiese, F. 2008, „Auswirkungen der Offshore-Windenergie auf den Betrieb von Kohlekraftwerken in Brunsbüttel". Diplomarbeit an der FH/Universität Flensburg. Flensburg, Juni 2008.

Wissel, S. et al. 2008, „Stromerzeugungskosten im Vergleich". Arbeitsbericht Nr. 4, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart. IER (Stuttgart), Februar 2008.