



GREEN BUDGET GERMANY

FORUM ÖKOLOGISCH-SOZIALE MARKTWIRTSCHAFT

**STAATLICHE FÖRDERUNGEN
DER STEIN- UND BRAUNKOHLE
IM ZEITRAUM 1950 - 2008**

FÖS-Studie im Auftrag von Greenpeace

AutorInnen: Bettina Meyer, Swantje Küchler, Oliver Hölzinger

Berlin, 1. Juni 2010

INHALT	SEITE
I. EINLEITUNG UND METHODIK	4
II. ZUSAMMENFASSENDE ERGEBNISSE UND THESEN	6
1. Allgemeine Informationen zum Stein- und Braunkohlebergbau in Deutschland	6
2. Übersicht über die Ergebnisse der staatlichen Förderungen der Stein- und Braunkohle	9
3. Erläuterung der einzelnen Fördertatbestände	18
4. Vergleich der Förderungen von Steinkohle, Braunkohle und Atomenergie	26
5. Wirkungen der Kohlesubventionen	28
6. Zur Debatte über Kohlekraftwerke in Deutschland	30
III. DATENBLÄTTER STEINKOHLE	32
A. FINANZHILFEN	32
1. Forschung und Entwicklung im Bereich Bergbautechnik	32
2. Forschung und Pilotvorhaben CCS auf nationaler Ebene	34
3. Forschung und Pilotvorhaben CCS auf europäischer Ebene	38
4. Absatzbeihilfen	40
5. Modernisierungsbeihilfen	43
6. Soziale Beihilfen	44
7. Stilllegungsbeihilfen	46
8. Kohlesubventionen 2009 bis 2018 nach dem Steinkohlefinanzierungsgesetz	47
B. STEUERVERGÜNSTIGUNGEN	51
1. Steuervergünstigungen bei der Energiebesteuerung	51
2. Befreiung von der Förderabgabe	54
3. Befreiung der Steinkohleförderung von Wasserentnahmeentgelten	57
4. Absatzbeihilfen	60
5. Modernisierungsbeihilfen	61
6. Soziale Beihilfen	62
C. BUDGETUNABHÄNGIGE STAATLICHE REGELUNGEN	63
1. Förderwert der unentgeltlichen Zuteilung von Emissionszertifikaten sowie der geplanten Förderung neuer Kraftwerke im Rahmen des Emissionshandels	63
2. Förderwert des unvollständigen Wettbewerbs in der Elektrizitätswirtschaft	68
D. EXTERNE KOSTEN UND HAFTUNG	70
E. SONSTIGE ÖFFENTLICHE HILFEN FÜR DEN STEINKOHLESEKTOR	75
1. Knappschaftliche Rentenversicherung	75
2. Sonstige öffentliche Hilfen für den Kohlesektor	77

IV. DATENBLÄTTER BRAUNKOHLE	78
A. STAATLICHE AUSGABEN	78
1. Forschung und Entwicklung	78
2. Forschung und Pilotvorhaben CCS auf nationaler und europäischer Ebene	79
B. STEUERVERGÜNSTIGUNGEN	80
1. Steuervergünstigungen bei der Energiebesteuerung	80
2. Befreiung von der Förderabgabe	81
3. Befreiung der Braunkohleförderung von Wasserentnahmeentgelten	84
C. BUDGETUNABHÄNGIGE STAATLICHE REGELUNGEN	88
1. Förderwert der unentgeltlichen Zuteilung von Emissionszertifikaten sowie der geplanten Förderung neuer Kraftwerke im Rahmen des Emissionshandels	88
2. Förderwert des unvollständigen Wettbewerbs in der Elektrizitätswirtschaft	91
D. EXTERNE KOSTEN UND HAFTUNG	92
E. SONSTIGE ÖFFENTLICHE HILFEN/VERGÜNSTIGUNGEN FÜR DEN BRAUNKOHLESEKTOR	94
1. Altlasten / Sanierung des Braunkohlebergbaus	94
2. Umsiedlungs- und Infrastrukturmaßnahmen	99
3. Weitere begünstigende Regelungen	102
V. ANHANG	104
1. Steuervergünstigungen für Stein- und Braunkohle im Zeitverlauf	104
2. Steuervergünstigungen bei der Energiesteuer	106
VI. LITERATURVERZEICHNIS	108

SUMMARY/ABSTRACT

Mit dieser Kurzstudie stellen wir auf Basis von Literaturrecherchen, Interviews und eigenen methodischen Überlegungen eine erstmals weitgehend vollständige Zeitreihe der staatlichen Förderungen der Stein- und Braunkohle im Zeitraum 1950 bis 2008 zusammen. Im Ergebnis sind bei Steinkohle rund 187 Mrd. € Finanzhilfen, 101 Mrd € Steuervergünstigungen sowie 42 Mrd. € Förderwert von budgetunabhängigen staatlichen Regelungen zu verzeichnen (alle Werte in Preisen 2008). Bei Braunkohle wurden rund 0,04 Mrd. € Finanzhilfen, 52 Mrd. € Steuervergünstigungen sowie 40 Mrd. € Förderwert von budgetunabhängigen staatlichen Regelungen quantifiziert (alle Werte in Preisen 2008). Hinzu kommen externe Kosten der Kohle sowie sonstige Förderungen, deren Subventionscharakter nicht eindeutig belegt werden konnte oder für die eine Quantifizierung nicht möglich war.

I. EINLEITUNG UND METHODIK

Im Jahr 2008 hatte der Energieträger Kohle (Steinkohle und Braunkohle) einen Anteil von 24 Prozent am deutschen Primärenergieverbrauch, der Anteil an den energiebedingten CO₂-Emissionen betrug hingegen 40 Prozent.¹ Dennoch kritisieren die Betreiber von Kohlekraftwerken und ihnen nahe stehende Kreise, dass die Förderungen für die erneuerbaren Energien zu hoch seien. Diese Kurzstudie zeigt auf, welche Subventionen der Energieträger Kohle in der Vergangenheit genossen hat und weiterhin genießt.

Während die Subventionen für die deutsche Steinkohle zu einem großen Teil in den Subventionsberichten der Bundesregierung bekannt gegeben werden, gilt die Braunkohle als subventionsfreier Energieträger. So konstatiert u.a. die Bundesregierung: „*Im Gegensatz zur Steinkohle benötigt die Braunkohle keine Subventionen.*“² Dies mag unter der Annahme eines sehr eng gefassten Subventionsbegriffes zutreffen. In einer weiteren, an wettbewerbstheoretischen Maßstäben orientierten Auslegung des Subventionsbegriffs ergeben sich jedoch eine Reihe von selektiven Begünstigungen durch die öffentliche Hand.

Vor diesem Hintergrund verwenden wir in dieser Kurzstudie einen weiter gefassten Subventionsbegriff, der neben direkten staatlichen Zuwendungen auch indirekte Begünstigungen mit einschließt. Eine ausführlichere Darstellung der Subventionsbegriffe und –arten bietet die FÖS-Studie zu Förderungen der Atomenergie.³ Bei Anwendung dieser Methodik wird deutlich, dass Steinkohle zusätzlich von weiteren Fördertatbeständen profitiert, die über jene in den Subventionsberichten der Bundesregierung hinausgehen und dass auch bei Braunkohle keineswegs von einem subventionsfreien Energieträger gesprochen werden kann.

Auf Basis von Literaturrecherchen, Interviews⁴ und eigenen methodischen Überlegungen erstellen wir erstmals eine weitgehend vollständige Zeitreihe der staatlichen direkten und indirekten Förderungen der Kohle im Zeitraum 1950 bis 2008 sowie einen Ausblick auf heute schon absehbare öffentliche Fördertatbestände ab dem Jahr 2009. Jeder Fördertatbestand wird anhand eines standardisierten Datenblatts analysiert. Aus Gründen der Übersichtlichkeit werden in Teil III die Steinkohle- und in Teil IV die Braunkohlesubventionen quantifiziert. Bis 1989 werden sowohl Fördertatbestände als auch Beiträge zur Energieversorgung nur für die alten Bundesländer berücksichtigt, ab 1990 für Gesamt-Deutschland.

Für die Zusammenstellung der Finanzhilfen und Steuervergünstigungen für die Steinkohle bis 2002 wurde weitestgehend auf eine Veröffentlichung von Storchmann 2005 zurückgegriffen. Dieser erfasst neben den im Subventionsbericht der Bundesregierung dargelegten Finanzhilfen und Steuervergünstigungen auch eine Reihe weiterer Leistungen des Staates. Als Grundlage für den Braunkohleanteil dient insbesondere eine Studie des Wuppertal Instituts aus dem Jahr 2004, in der Braunkohlesubventionen für das Jahr 2003 quantifiziert wurden. Soweit dies im Rahmen dieser Kurzstu-

¹ Vgl. UBA 2010

² BMWi 2010

³ FÖS 2009a

⁴ u.a. mit AnsprechpartnerInnen von BUND NRW, Ertverband, LMBV, Netzwerk Bergbaugeschädigter, RHTH Aachen, Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V., Wuppertal Institut sowie mit Oliver Krischer (MdB Bündnis 90/Die Grünen).

die möglich war, wurden die Ergebnisse für den gesamten Betrachtungszeitraum von 1950 bis 2008 ermittelt. Zusätzlich wurden für beide Energieträger wichtige Punkte ergänzt.

Für den Zeitraum bis 2008 werden zusätzlich zu den in den Subventionsberichten erfassten Förderungen folgende Fördertatbestände erfasst und quantifiziert:

- Staatliche Finanzhilfen, u.a. Forschungsförderung zur CO₂-Abscheidung und –Speicherung
- Energiesteuerausnahmen bzw. –vergünstigungen
- Befreiung der Stein- und der Braunkohleförderung von den Wasserentnahme- und den Förderabgaben
- Vorteile aus kostenloser Zuteilung von CO₂-Zertifikaten im Rahmen des Europäischen Emissionshandels
- Vorteile aus dem unvollständigen Wettbewerb in der Elektrizitätswirtschaft
- Nicht-internalisierte externe Kosten

Darüber hinaus werden weitere begünstigende Regelungen aufgeführt, deren Subventionscharakter nicht eindeutig belegt werden konnte oder für die eine Quantifizierung nicht möglich war. Dazu gehören u.a. der Bundeszuschuss zur knappschaftlichen Rentenversicherung, die Bezuschussung von Bergbaubehörden sowie die staatlichen Ausgaben für die Sanierung von Braunkohletagebauegebieten, für bergbaubedingte Umsiedlungen und Infrastrukturmaßnahmen.

Es handelt sich bei den untersuchten Fördertatbeständen um Regelungen, die den Kohlebergbau und die Verwendung von Kohle als Energieträger begünstigen. Bei letzteren gelten die Subventionen für die Verwendung von Kohle unabhängig von ihrer Herkunft, so dass hier die Förderung nicht auf Kohle deutscher Herkunft beschränkt ist.⁵ Darüber hinaus können einzelne Leistungen mit Bezug zum Bergbau nicht immer exakt der Braun- oder Steinkohle zugerechnet werden. Zu nennen sind hier insbesondere einzelne soziale Leistungen, u.a. Bergmannsprämie und Bergarbeiterwohnungsbau. Auch bei den laufenden bzw. zukünftig geplanten staatlichen Förderungen von CO₂-Abscheidung und Speicherung (Carbon Capture and Storage - CCS) sowie von neuen Kraftwerken ist eine Zuordnung zu den Energieträgern nicht immer eindeutig möglich. Teilweise beziehen wir solche Förderungen nicht bei der Summenbildung ein (wie den Bundeszuschuss zur knappschaftlichen Rentenversicherung), teilweise schätzen wir mit vorsichtigen Annahmen den jeweils zurechenbaren Anteil von staatlichen Förderungen (Förderung bei CCS und von neuen Kraftwerken). Die jeweiligen Annahmen und Ergebnisse werden in den Datenblättern dokumentiert.

In den erfassten Bereichen wird dieselbe Methodik angewendet wie bei der FÖS-Studie zur staatlichen Förderung der Atomenergie (FÖS 2009a). Daher sind die Ergebnisse der Studien voll kompatibel und vergleichbar miteinander. Zur Vermeidung von Wiederholungen werden die Annahmen und Begründungen für die angewendeten Methoden hier nur kurz zusammengefasst.

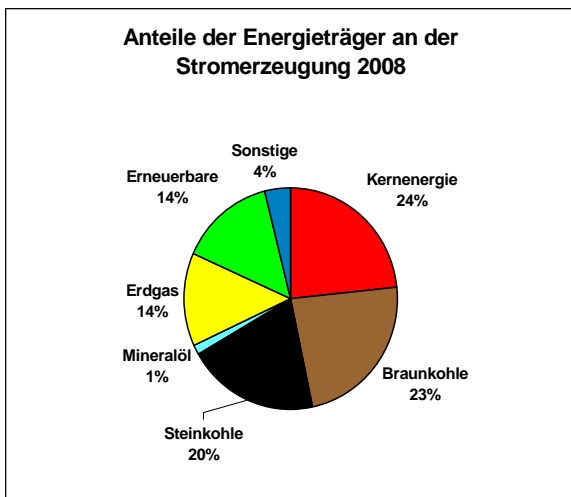
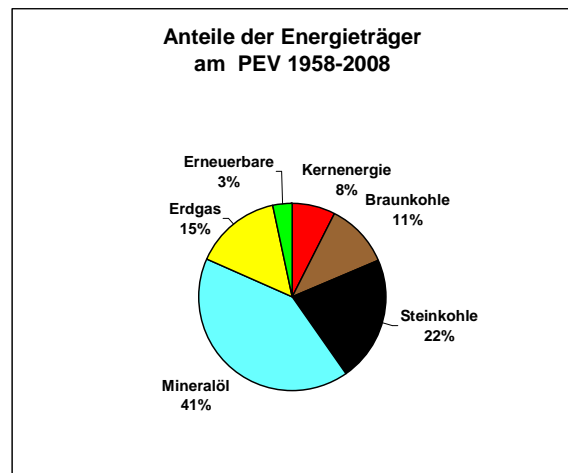
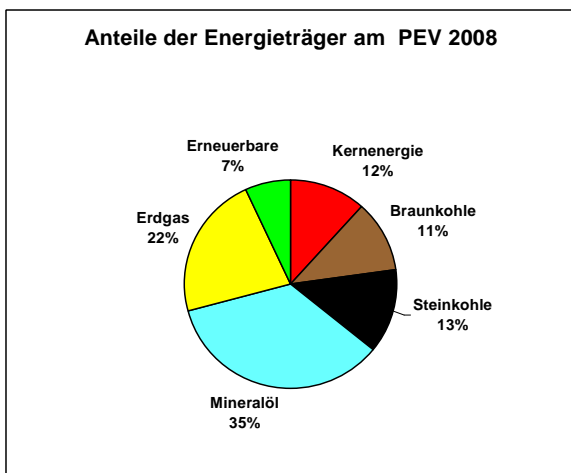
Soweit möglich, werden in dieser Studie alle Förderwerte im Untersuchungszeitraum 1950-2008 zusammengetragen (nominale Beträge), um sie auf heutige Preise (real, Preisstand 2008) umzurechnen. Die Inflationsbereinigung erfolgt mit einer vom Statistischen Bundesamt erhaltenen Zeitreihe des allgemeinen Preisindex für die Lebenshaltung.

⁵ Da in Deutschland verwendete Braunkohle praktisch ausschließlich auch im Inland abgebaut wird, ist dieser Aspekt lediglich für Steinkohle relevant.

II. ZUSAMMENFASSENDE ERGEBNISSE UND THESEN

1. Allgemeine Informationen zum Stein- und Braunkohlebergbau in Deutschland⁶

Der Anteil deutscher Braunkohle am Primärenergieverbrauch (PEV) betrug in 2008 ca. 11%. Denselben Anteil hat sie an der Energieversorgung im Zeitraum 1958 bis 2008, wobei bei anderen Energieträgern durchaus größere Anteilsverschiebungen in der langen Zeitreihe erkennbar werden: Die Anteile der Kernenergie, des Erdgases und der erneuerbaren Energien sind heute höher als im Durchschnitt der vergangenen 50 Jahre, während der Anteil der Steinkohle und des Mineralöls heute geringer ist. Steinkohle machte im Zeitraum 1958 bis 2008 22% des Primärenergieverbrauchs aus; der Anteil betrug im Jahr 2008 nur noch 13%.



Der Anteil der Steinkohle an der Stromerzeugung betrug in 2008 20%, während der Anteil von Braunkohle bei 23% lag.

⁶ Vgl. Statistik der Kohlewirtschaft, <http://www.kohlenstatistik.de/home.htm>

a) Steinkohle

- Die Fördermenge von Steinkohle in Deutschland ist von 149 Mio. t im Jahr 1958 auf 17 Mio. t im Jahr 2008 zurückgegangen.
- Im Jahr 1952 waren noch 183 Steinkohlebergwerke in Betrieb, seitdem ist die Zahl der deutschen Bergwerke kontinuierlich bis auf 6 (Januar 2009) gesunken.
- Die Zahl der Beschäftigten sank von 607.000 in 1958 auf ca. 30.000 (2008).
- Der Anteil der deutschen Steinkohle am Steinkohleverbrauch in Deutschland betrug im Jahr 2008 33%.
- Durch den Einsatz von Steinkohle zur Energieerzeugung wurden in Deutschland im Jahr 2008 insgesamt 128,7 Mio. t CO₂-Emissionen verursacht, das entspricht 13,2% der gesamten Treibhausgasemissionen.⁷ Eine Kilowattstunde Steinkohlestrom verursacht durchschnittlich 938 g CO₂-Emissionen.⁸
- Der durchschnittliche elektrische Wirkungsgrad des derzeitigen Steinkohle-Kraftwerksparks beträgt etwa 38%⁹; mit Neubauprojekten wird ein Wirkungsgrad zwischen 47 und 52% angestrebt.¹⁰
- Die Subventionen pro Arbeitsplatz in der deutschen Steinkohlewirtschaft betragen im Jahr 2008 mehr als 233.000 €¹¹.

b) Braunkohle

- Die Fördermenge von Braunkohle in Deutschland wurde von 212 Mio. t im Jahr 1950 auf über 410 Mio. t im Jahr 1989 gesteigert. Der Anstieg erfolgte sowohl in den alten als auch in den neuen Bundesländern, wobei die Braunkohleförderung in den neuen Bundesländern in der Vergangenheit etwa 2-3mal so hoch war wie in den alten Bundesländern. Seit 1990 sank die jährlich geförderte Menge stetig bis auf 175 Mio. t im Jahr 2008; der Rückgang erfolgte vor allem in den neuen Bundesländern. Seit Anfang der 1990er Jahre ist die Braunkohleförderung in den alten Bundesländern höher als in den neuen Bundesländern. Für die Berechnung der Subventionen für die Braunkohle wird hier bis 1989 nur die Fördermenge der Braunkohle in den alten Bundesländern berücksichtigt.

⁷ Vgl. UBA 2010

⁸ Dieser Wert bezieht sich auf den Stromverbrauch, nicht auf den Brennstoffeinsatz. Er basiert auf dem durchschnittlichen Brennstoffnutzungsgrad im Jahr 2002 (Steinkohle: 36%), vgl. UBA/Machat/Werner 2007.

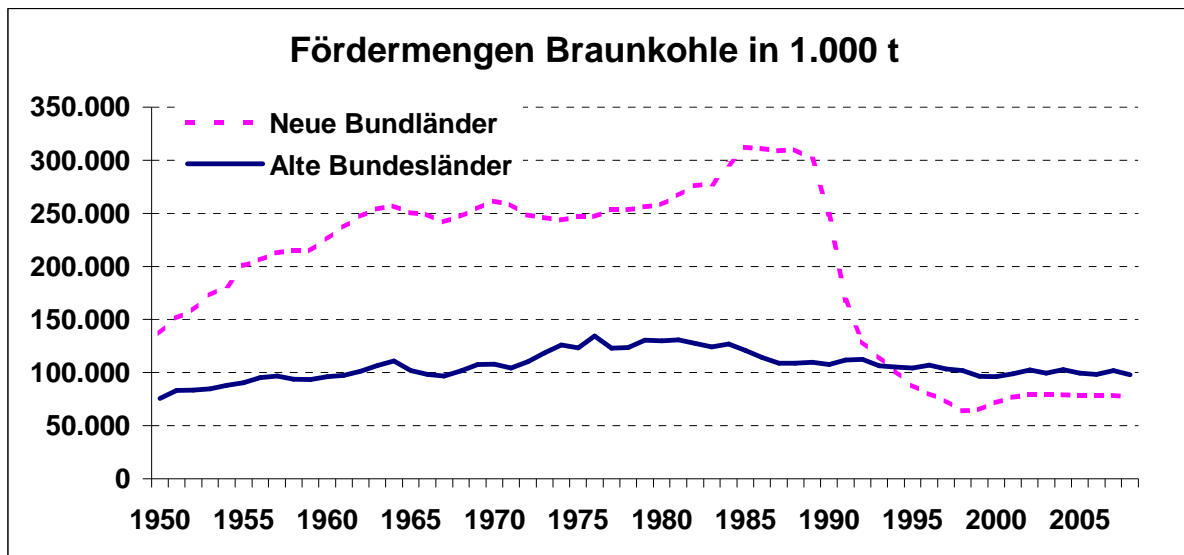
⁹ Janicka 2007; Schilling 2004, S. 5

¹⁰ Prognos/EWI 2007, S. 108

¹¹ Darin enthalten: Budgetwirksame Regelungen (Direkte Finanzhilfen, Steuervergünstigungen ohne Energiebesteuerung und Förderwert des Emissionshandels), vgl. Summe 2 der Abbildung 1). Dies entspricht einer gesamten Subventionierung im Jahr 2008 von rund 7,1 Mrd. € (real), bei 30.384 Beschäftigten.

Die Subventionssumme von 7,1 Mrd. € im Jahr 2008 setzt sich zusammen aus:

2,6	Mrd. € Finanzhilfen
0,03	Mrd. € Forschungsförderung und CCS-Förderung
2,3	Mrd. € Vergünstigungen bei der Energiebesteuerung
0,2	Mrd. € Befreiung von der Förderabgabe der Bundesländer
5	Mio. € Vergünstigungen bei den Wasserentnahmegeldern der Bundesländer
1,9	Mrd. € Förderwert der unentgeltlichen Zuteilung vom Emissionszertifikate



- Insbesondere die Energieversorgung der ehemaligen DDR war sehr braunkohlelastig. In den 1970er und 1980er Jahren wurden hier rund 70% der deutschen Braunkohle gefördert.
- Braunkohle wird im Tagebau – an der Erdoberfläche – abgebaut und ist daher (temporär) mit einem großen Flächenverbrauch verbunden (bisher über 1.600 km²).¹² In Deutschland gibt es drei bedeutende Braunkohlereviere: Das Rheinische Revier in Nordrhein-Westfalen, das Lausitzer Revier (Brandenburg und Sachsen) und das mitteldeutsche Revier (Sachsen und Sachsen-Anhalt).
- Die Zahl der Beschäftigten im Braunkohlebergbau betrug 2008 ca. 22.500, 1991 waren es noch 97.200.
- Der durchschnittliche elektrische Wirkungsgrad des derzeitigen Braunkohle-Kraftwerksparks beträgt etwa 38%¹³; mit Neubauprojekten wird ein Wirkungsgrad zwischen 43 und 47% angestrebt.¹⁴
- Die in Deutschland verwendete Braunkohle wird zu fast 100% auch in Deutschland gefördert.
- Um Braunkohle abbauen zu können (Tagebau), mussten bisher insgesamt 308 Ortschaften ganz oder teilweise umgesiedelt werden. Davon waren ca. 107.100 Menschen betroffen.¹⁵
- Durch den Einsatz von Braunkohle zur Energieerzeugung wurden in Deutschland im Jahr 2008 insgesamt 174 Mio. t CO₂-Emissionen verursacht, das entspricht 18,1% der gesamten Treibhausgasemissionen.¹⁶ Braunkohle ist der mit Abstand klimaschädlichste Brennstoff: Eine Kilowattstunde Braunkohlestrom verursacht 1.228 g CO₂-Emissionen (Erdgas: 560 g/kWh, Steinkohle: 938 g/kWh).¹⁷

¹² Berkner 2009, S. 5

¹³ WI 2004, S. 28

¹⁴ Prognos/EWI 2007, S. 108

¹⁵ Berkner 2009, S. 5

¹⁶ Vgl. UBA 2010

¹⁷ Diese Werte beziehen sich auf den Stromverbrauch, nicht auf den Brennstoffeinsatz. Sie basieren auf den durchschnittlichen Brennstoffnutzungsgrad im Jahr 2002 (Braunkohle: 33%), vgl. Machat/Werner (UBA) 2007.

2. Übersicht über die Ergebnisse der staatlichen Förderungen der Stein- und Braunkohle

Im Folgenden werden die Ergebnisse der vorliegenden Studie zu öffentlichen Fördertatbeständen für die Stein- und Braunkohle seit 1950 zusammengefasst.

a) Steinkohle

Abbildung 1) Staatliche Förderungen der Steinkohle 1950-2008

Alle Angaben in Mrd. €		Förderungen nominal	Förderungen real (Preise 2008)	Förderwert ab 2009 kumuliert (bis 2020)	Förderwert 2009ff p.a.
A.	Finanzhilfen	130,7	187,2	22,4	2,3
A.1.	Forschung Bergbautechnik und Kraftwerke	3,6	6,2	0	0
A.2.	Forschung und Pilotvorhaben CCS national gesamt * davon Steinkohle (72%)	0,107	0,111	0,077	0,019
A.3.	Forschung und Pilotvorhaben CCS EU * davon Steinkohle (72%); davon Deutschland (20%)	0	0	> 6,0	> 0,86
A.4.	Absatzbeihilfen	107,6	145,1	19,4	1,9
A.5.	Modernisierungsbeihilfen	6,0	12,1	0	0
A.6.	Soziale Beihilfen	9,6	16,4	2,1	0,2
A.7.	Stilllegungsbeihilfen	3,8	7,3	0	0
B.	Steuervergünstigungen	68,4	101,4	> 0,5	2,3
B.1.	Steuervergünst. Energiesteuer netto	50,5	63,9	k.A.	2,3
B.2.	Befreiung Förderabgabe (seit 1970)	12,2	23,6	0,53	> 0
B.3.	Befreiung Wasserabgaben (seit 1995)	0,06	0,07	> 0	> 0
B.4.	Absatzbeihilfen	0,9	2,8	0	0
B.5.	Modernisierungsbeihilfen	0,9	2,3	0	0
B.6.	Soziale Beihilfen	3,9	8,8	0	0
C.	Budgetunabhängige staatliche Regelungen	33,1	42,1	> 4,8	2,5
C.1.	Förderwert des Emissionshandels	6,3	6,6	> 4,8	> 1,2
C.2.	Unvollständ. Wettbewerb in Elektrizitätswirtschaft	26,8	35,5	> 0	1,3
A.+B.	Summe 1: Budgetwirksame Förderungen <i>Durchschnittlich in Ct pro kWh PEV</i>	199,1 <i>0,57</i>	288,6 <i>0,83</i>	22,9	4,6 <i>0,9</i>
A.+B. + C.1.	Summe 2: Budgetwirksame Förderungen + Vorteile Emissionshandel <i>Durchschnittlich in Ct pro kWh PEV</i>	205,4 <i>0,59</i>	295,2 <i>0,85</i>	27,8	5,8 <i>1,1</i>
A.-C.	Summe 3: Alle Förderungen außer externe Kosten und sonstigen Förderungen <i>Durchschnittlich in Ct pro kWh PEV</i>	232,2 <i>0,67</i>	330,7 <i>0,95</i>	27,8	7,1 <i>1,4</i>

* Nicht in Summe enthalten, nur nachrichtliche Ausweisung

1. **Summe 1:** Die für die öffentlichen Haushalte budgetwirksamen Förderungen zwischen 1950 und 2008 betragen rund 199,1 Mrd. € nominal bzw. **288,6 Mrd. €** in Preisen 2008. Diese Förderungen umfassen finanzielle Begünstigungen in Form von direkten Finanzhilfen und Steuervergünstigungen für Steinkohle durch den Bund und das Land NRW, die durch Mehrausgaben bzw. Mindereinnahmen direkt eine Belastung der öffentlichen Haushaltsbudgets bewirken. Bezieht man diese Förderungen auf den gesamten Primärenergieverbrauch von Steinkohle, entspricht dies einer Förderung von real 0,83 Ct/kWh.
2. **Summe 2:** Zusätzlich zu den Finanzhilfen und Steuervergünstigungen aus Summe 1 wird der Einsatz von Steinkohle zur Energiegewinnung in Form von budgetunabhängigen staatlichen Regelungen begünstigt. Unter zusätzlicher Berücksichtigung des Förderwerts des Emissionshandels durch die kostenlose Zuteilung von Emissionszertifikaten beträgt die staatliche Subventionierung insgesamt rund 205,4 Mrd. € nominal bzw. **295,2 Mrd. €** in Preisen 2008.
3. **Summe 3:** Berücksichtigt man darüber hinaus den **Förderwert des unvollständigen Wettbewerbs in der Elektrizitätswirtschaft** (C.2), der durch unzureichende politische Regulierung entsteht und zu einer Erhöhung des Strompreises führt, ergibt sich insgesamt ein Förderwert von 232,2 Mrd. € nominal bzw. **330,7 Mrd. €** real in Preisen 2008 (Summe 3).

Die heute schon bekannten zukünftigen Ausgaben bzw. sonstigen staatlichen Regelungen mit Förderwert für die Steinkohle betragen allein im Bereich der Finanzhilfen etwa 22,4 Mrd. €; dies ist größtenteils der Betrag für das Auslaufen der Steinkohlesubventionen bis 2018. Bei zusätzlicher Berücksichtigung des Förderwerts des Emissionshandels sind es mindestens 28 Mrd. €. Die im Vergleich zu Erdöl immer noch relativ niedrigere Belastung der Kohle bei der Energiebesteuerung führt derzeit zu einer finanziellen Begünstigung des Steinkohleeinsatzes von insgesamt 2,3 Mrd. € jährlich (bezogen auf das Jahr 2008). Da weder die zukünftige Menge des Steinkohleeinsatzes noch die zukünftige Energiebesteuerung hinreichend belastbar quantifiziert werden können, ist eine genaue Abschätzung des zukünftigen Förderwerts nicht möglich.

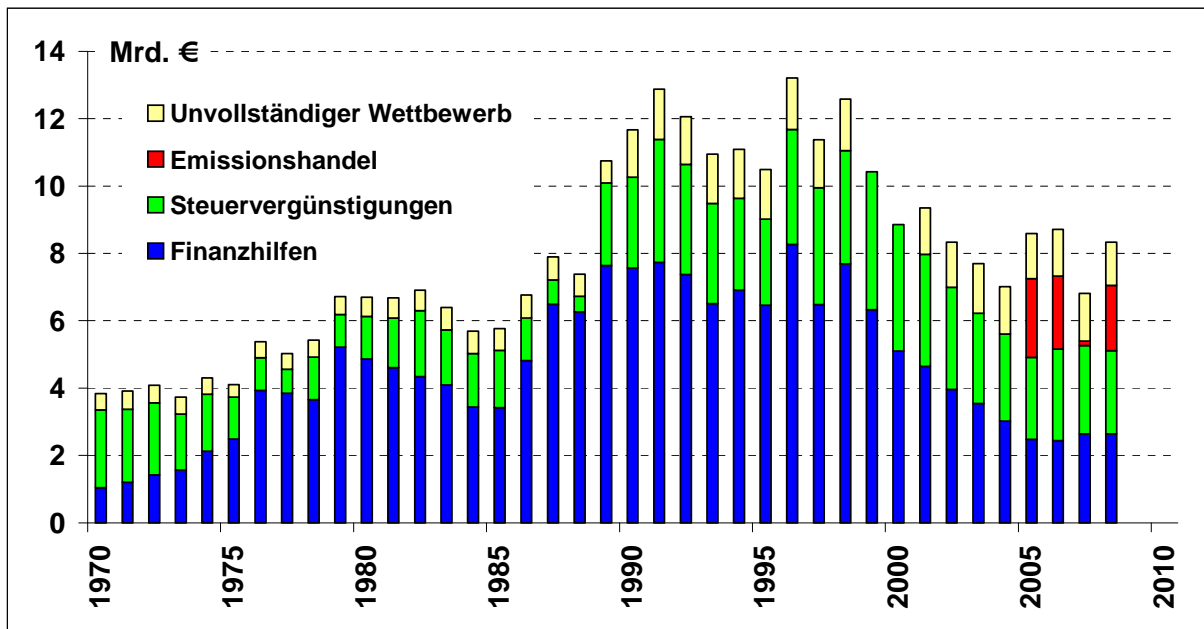
Die hier vorgelegte Zusammenstellung der staatlichen Förderungen der Steinkohle stellt noch eine **vorsichtige Schätzung dar, in der zahlreiche weitere staatliche Fördertatbestände nicht hinreichend genau quantifiziert werden konnten**. Darunter fallen die in Abschnitt III.E (S. 75) aufgeführten Begünstigungen:

- Bundeszuschuss zur knappschaftlichen Rentenversicherung
- Belastungen der Kommunen und der Wasserwirtschaft durch den Steinkohlebergbau
- Aufwendung für die Bergbehörden
- Kosten durch Bergsenkungsschäden an privatem Eigentum
- Kosten durch Unfälle und Arbeitsbelastungen
- Subventionen des Saarlands
- Steuervergünstigungen für die RAG
- Forschungsmittel im Bereich der Kraftwerkstechnik außerhalb von CCS sowie im Bereich Kohle und Stahl auf europäischer Ebene

Den zeitlichen Verlauf und die Zusammensetzung der gesamten staatlichen Förderungen der Steinkohle veranschaulicht die folgende Abbildung 2). Dabei werden alle in Summe 3 erfassten Förder-

tatbestände berücksichtigt. Summe 2 besteht aus den unteren drei Balkenbestandteilen, also ohne den Förderwert des unvollständigen Wettbewerbs in der Elektrizitätswirtschaft.

Abbildung 2) Staatliche Förderungen der Steinkohle nach Fördertatbeständen 1950-2008



Im Zeitraum 1975 bis 2004 wurden die staatlichen Steinkohleförderungen von direkten Finanzhilfen dominiert. Ausschlaggebend waren dabei mit einem Anteil von mehr als 77% die Absatzbeihilfen, die vor allem auf Grundlage der so genannten „Kohlevorrangpolitik“ aufgewendet wurden und die heimische Steinkohle gegenüber Importkohle und konkurrierenden Energieträgern (insb. Heizöl) wettbewerbsfähig machen sollten. Der Rückgang seit 1998 spiegelt die Ergebnisse der „Kohlepolitischen Vereinbarung“ von 1997 wieder, in deren Rahmen die schrittweise Reduzierung der staatlichen Subventionierung beschlossen wurde.

In den letzten Jahren ist eine Verschiebung des Schwerpunkts auf Steuervergünstigungen und den Förderwert des Emissionshandels zu verzeichnen. Verlauf und Zusammensetzung der Steuervergünstigungen werden in den einzelnen Datenblättern und zusammenfassend im Anhang (Kapitel V, S.104) dokumentiert.

Insgesamt lassen sich folgende Schlussfolgerungen ziehen:

- Die Zusammenstellung und Quantifizierung der staatlichen Begünstigungen mit Subventionscharakter seit dem Jahr 1950 verdeutlichen, dass die bergbauliche Förderung der Steinkohle und ihr Einsatz als Energieträger in Deutschland **durch sehr vielschichtige Regelungen begünstigt wurden**. Es konnten Fördertatbestände identifiziert werden, die über die in zahlreichen Publikationen genannten oder regierungsoffiziell ausgewiesenen direkten Finanzhilfen für die Steinkohle hinausgehen
- Steinkohlesubventionen sollten ursprünglich die Energieversorgungssicherheit sicherstellen und das Wirtschaftswachstum in Deutschland fördern. Mit wachsender Konkurrenz von Importsteinkohle und anderen Brennstoffen verlagerten sich die staatlichen Förderungen ab ca. 1960 zunehmend auf Subventionen zur Erhaltung des Bergbaus und des Steinkohleeinsatzes

sowie später zur „sozialverträglichen Beendigung“. Da die staatlichen Leistungen über einen langen Zeitraum hinweg vor allem auf die Erhaltung der Wettbewerbsfähigkeit deutscher Steinkohle abzielten, sind sie **mitverantwortlich für den heutigen Anteil der Steinkohle am Primärenergieverbrauch**. Die Evolutorische Ökonomik und der Begriff der Pfadabhängigkeit verdeutlichen, dass mit einer geringeren Förderung fossiler Brennstoffe und der konventionellen Kraftwerkstechnik ein früherer Durchbruch und ein höherer Entwicklungsstand umweltfreundlicher Energien möglich gewesen wären.¹⁸ **Die staatlichen Leistungen für die Steinkohle haben indirekt zu einer Verbilligung des Primärenergieträgers Steinkohle um durchschnittlich 0,83 Ct/kWh (real) geführt.** Bezogen auf die Bruttostromerzeugung ist der spezifische Förderwert für eine kWh Steinkohle-Strom sogar etwa dreimal so hoch, da rund zwei Drittel der eingesetzten Primärenergie als Umwandlungsverlust verloren gehen.

- **Gerade bei den wettbewerbsrelevanten Fördertatbeständen ist positiv zu vermerken, dass die Vorteile für die Steinkohle abgebaut werden:**
 - Nach dem geltenden Steinkohlefinanzierungsgesetz sollen die Steinkohlesubventionen bis 2018 vollständig auslaufen (vorbehaltlich der Überprüfungsklausel).
 - Bei der Energiebesteuerung gilt immerhin seit Inkrafttreten des Energiesteuergesetzes am 1.8.2006 einheitlich eine Steuerbefreiung aller Einsatzstoffe in der Stromerzeugung, während vorher Gas und Öl besteuert wurden und damit spezifische Vorteile für Atom und Kohle bestanden.
 - Im EU-weiten Emissionshandel ist ab 2013 eine volle Versteigerung der Emissionszertifikate in der Energiewirtschaft beschlossen, so dass die Vorteile der Kohlekraftwerksbetreiber aus unentgeltlicher Zuteilung zukünftig auslaufen werden.
- **Negativ und gegenläufig wirken allerdings einige neu geplante Fördertatbestände** (im Einzelnen siehe Abschnitte III.A.2/3 und III.C.1):
 - Förderung von neuen Kraftwerken mit bis zu 15% der Investitionskosten im Rahmen des Emissionshandels ab 2013
 - Neuanlagenreserve für CCS im Rahmen des Emissionshandels ab 2013
 - EU-Konjunkturprogramm für CCS-Pilotvorhaben sowie weitere geplante Förderung im Rahmen des „Strategic Energy Technology Plan“

¹⁸ Ausführlicher siehe FÖS 2009a, S. 17ff.

b) Braunkohle

Abbildung 3) Staatliche Förderungen der Braunkohle 1950-2008

Alle Angaben in Mrd. €		Förderungen nominal	real (Preise 2008)	Förder- wert 2009ff p.a.
A.	Finanzhilfen	0,033	0,037	0,03
A.1.	Forschung und Entwicklung	0,013	0,017	
A.2.	<i>Forschung und Pilotvorhaben CCS national gesamt *</i>	0,107	0,111	0,019
	davon Braunkohle (18%)	0,019	0,020	0,003
A.3.	<i>Forschung und Pilotvorhaben CCS EU *</i>	0	0	> 0,86
	davon Braunkohle (18%); davon Deutschland (20%)	0	0	> 0,031
B.	Steuervergünstigungen	42,0	51,6	1,8
B.1.	Steuervergünst. Energiesteuer netto (seit 1970)	37,5	45,8	1,6
B.2.	Befreiung Förderabgabe (seit 1970)	3,9	5,1	0,15
B.3.	Befreiung Wasserabgaben (seit 1995)	0,6	0,7	0,04
C.	Budgetunabhängige staatliche Regelungen	21,3	39,6	2,3
C.1.	Förderwert des Emissionshandels	5,1	5,3	> 0,8
C.2.	Unvollständ. Wettbewerb in Elektrizitätswirtschaft	16,3	34,3	1,5
E.	Sonstige Förderungen	8,6	10,2	0,2
E.1.	Altlasten / Sanierung Braunkohlebergbauegebiete	8,6	10,1	0,2
E.2.	Umsiedlungs- und Infrastrukturmaßnahmen	> 0,013	> 0,016	> 0,0
A.+B.	Summe 1: Budgetwirksame Förderungen	42,0	51,6	1,8
	<i>Durchschnittlich in Ct pro kWh PEV</i>	0,23	0,29	0,42
A.+B.	Summe 2: Budgetwirksame Förderungen +	47,1	56,9	2,6
+ C.1.	Vorteile Emissionshandel			
	<i>Durchschnittlich in Ct pro kWh PEV</i>	0,26	0,31	0,60
A.-C.	Summe 3: Alle Förderungen außer externe Kosten	63,3	91,2	4,1
	und sonstigen Förderungen			
	<i>Durchschnittlich in Ct pro kWh PEV</i>	0,35	0,50	0,94
A.-C.	Summe 4: Alle Förderungen außer externe Kosten	71,9	101,4	4,3
+ E.				
	<i>Durchschnittlich in Ct pro kWh PEV</i>	0,40	0,56	0,99
* Nicht in Summe enthalten, nur nachrichtliche Ausweisung				

- 1. Summe 1:** Die für die öffentlichen Haushalte budgetwirksamen Förderungen (Finanzhilfen und Steuervergünstigungen) zwischen 1950 und 2008 betragen rund 42 Mrd. € nominal bzw. **51,6 Mrd. €** in Preisen 2008 (siehe Summe 1 in Abbildung 3). Diese Förderungen umfassen finanzielle Begünstigungen in Form von staatlichen Ausgaben und Steuervergünstigungen für Braunkohle und bewirken direkt eine Belastung der öffentlichen Haushalte. Bezieht man diese Förderungen auf den gesamten Primärenergieverbrauch von Braunkohle, entspricht dies einer Förderung von real 0,29 Ct/kWh.
- 2. Summe 2:** Zusätzlich zu den Finanzhilfen und Steuervergünstigungen aus Summe 1 wird der Einsatz von Braunkohle zur Energiegewinnung in Form von budgetunabhängigen staatlichen Regelungen begünstigt (Förderwert von Emissionshandel und unvollständigem Wettbewerb in der Elektrizitätswirtschaft). Unter zusätzlicher Berücksichtigung des Förderwerts des Emissionshandels durch die kostenlose Zuteilung von Emissionszertifikaten beträgt die staatliche Förderung insgesamt rund 47,1 Mrd. € nominal bzw. **56,9 Mrd. €** in Preisen 2008 (Summe 2).
- 3. Summe 3:** Berücksichtigt man darüber hinaus den Förderwert des unvollständigen Wettbewerbs in der Elektrizitätswirtschaft (C.2), der durch unzureichende politische Regulierung entsteht und zu einer Erhöhung des Strompreises führt, ergibt sich insgesamt ein Förderwert von 63,3 Mrd. € nominal bzw. **91,2 Mrd. €** real in Preisen 2008 (Summe 3).
- 4. Summe 4:** Rechnet man weitere braunkohlebezogene staatliche Ausgaben hinzu wie insbesondere die Sanierung ehemaliger Braunkohletagebauegebiete in den neuen Bundesländern, kommt man auf nominal 71,9 Mrd. € und real **101,4 Mrd. €**

Der zukünftige Förderwert der staatlichen Regelungen kann nicht fundiert abgeschätzt werden, weil er von diversen Einflussfaktoren abhängt.

- Zum einen ist bei diversen Regelungen unklar, wie sie im Laufe der nächsten Jahre ausgestaltet werden. Genannt sei insbesondere die geplante Förderung der CCS-Technologie auf europäischer und nationaler Ebene und die aus Erträgen des Emissionshandels geplante Förderung neuer Kraftwerke.
- Zum anderen wird der Förderwert einiger Regelungen unter Bezugnahme auf die Fördermengen im Braunkohlebergbau bzw. den Primärenergieeinsatz von Braunkohle ermittelt. Dieser ist stark von den Weichenstellungen in der europäischen und nationalen Klimaschutzpolitik abhängig und wäre ebenfalls nur annäherungsweise abschätzbar.

Wir geben daher in der letzten Spalte von Abbildung 3) nur den aktuellen jährlichen bzw. – soweit bekannt – den zu erwartenden durchschnittlichen zukünftigen Förderwert an. Der Vergleich der spezifischen Förderbeträge zeigt, dass die heutigen Förderungen quantitativ bedeutsamer sind als die über eine lange Zeitreihe erfassten vergangenen Fördertatbestände. So beträgt in der Summe 2 die aktuelle spezifische Förderung 0,6 Ct/kWh, während in der langen Zeitreihe nur durchschnittlich 0,31 Ct/kWh quantifiziert werden konnten.

Die hier vorgelegte Zusammenstellung der staatlichen Förderungen der Braunkohle stellt eine vorsichtige Schätzung dar, da zahlreiche weitere staatliche Fördertatbestände nicht hinreichend genau quantifiziert werden konnten. Für folgende Förderinstrumente konnte der Subventionswert nicht für den gesamten Untersuchungszeitraum seit 1950 quantifiziert werden:

- Befreiung vom Wasserentnahmeentgelt (vor 1995)

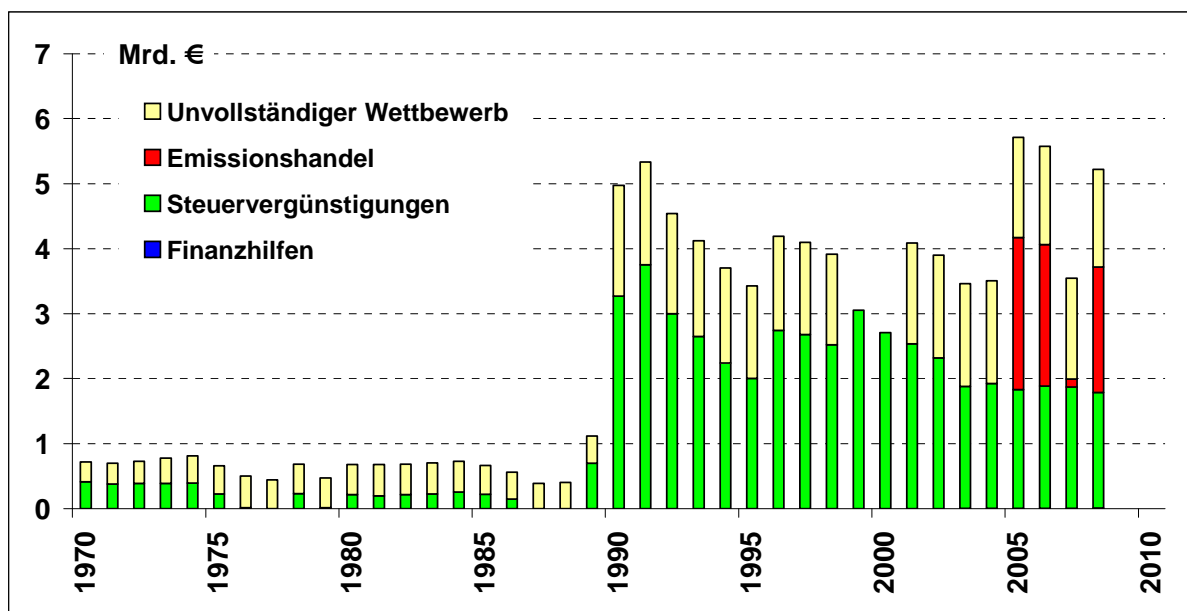
- Befreiung von der Förderabgabe (vor 1970)
- Forschung und Entwicklung im Bereich Kraftwerkstechnik

Hinzu kommen weitere, unter Abschnitt IV.E aufgeführte Begünstigungen:

- Öffentliche Finanzierung von Altlasten / Sanierung des Braunkohlebergbaus
- Umsiedlungs- und Infrastrukturmaßnahmen
- Belastungen der Kommunen und der Wasserwirtschaft durch den Braunkohletagebau
- Braunkohleschutzklausel
- Innenfinanzierung über Rückstellungen
- Zugeständnisse beim Verkauf der ostdeutschen Braunkohleindustrie

Den zeitlichen Verlauf und die Zusammensetzung der gesamten staatlichen Förderungen der Braunkohle veranschaulicht die folgende Abbildung 4). Summe 1 umfasst Steuervergünstigungen und Finanzhilfen, wobei Finanzhilfen für Braunkohle nur in sehr geringem Umfang geflossen und hier als Balken gar nicht sichtbar sind, so dass optisch nur der untere grüne Balken maßgeblich ist. Bei Summe 2 wird zusätzlich der Vorteil der Braunkohle aus dem 2005 gestarteten Emissionshandel einbezogen, bei Summe 3 auch der Förderwert des unvollständigen Wettbewerbs in der Elektrizitätswirtschaft (oberster Balken).

Abbildung 4) Staatliche Förderungen der Braunkohle nach Fördertatbeständen 1970-2008



Dass sich die erfassten Fördertatbestände seit 1990 etwa verdreifacht haben, liegt an dem methodischen Ansatz, bis 1989 nur die Förderungen und Energieversorgungsbeiträge der Braunkohle in den alten Bundesländern zu erfassen und ab 1990 auch für die neuen Bundesländer. 1989 betrug der westdeutsche Braunkohleverbrauch 952 PJ, 1990 der gesamtdeutsche 3.201 PJ, das ist ein Anstieg um den Faktor 3,4.

Da der Förderwert der drei Vergünstigungen bei staatlichen Abgaben (Energiesteuer, Förderabgabe, Wasserentnahmeentgelt) über eine Multiplikation der jeweiligen Bemessungsgrundlage (Primärenergieverbrauch, Fördermenge, Grundwasserentnahme) mit dem jeweils als angemessen definierten Referenzabgabensatz ermittelt wird, steigt er entsprechend etwa proportional an.

Der Subventionswert durch Steuervergünstigungen ist von Vergünstigungen und Ausnahmen bei der Energiesteuer geprägt. Die Schwankungen im Zeitverlauf ergeben sich aus folgenden Rahmenbedingungen:

1. dem Referenzsteuersatz für Heizöl
2. Angerechneten Internalisierungsinstrumenten
3. Verbrauchsmengen der Braunkohle

Verlauf und Zusammensetzung der Steuervergünstigungen werden in den einzelnen Datenblättern und zusammenfassend im Anhang (Kapitel V, S.104) dokumentiert. Der Rückgang des Förderwerts der unentgeltlich zugeteilten Emissionszertifikate in 2007 ist durch den starken Preisverfall am Ende der ersten Handelsperiode zu erklären.

Insgesamt lassen sich folgende Schlussfolgerungen ziehen:

- Die Zusammenstellung und Quantifizierung der staatlichen Begünstigungen mit Subventionscharakter seit dem Jahr 1950 verdeutlicht, dass die **Braunkohle entgegen der weit verbreiteten Annahme nicht als subventionsfreier Energieträger gelten kann**. Quantitativ bedeutsam sind dabei vor allem die Vergünstigungen bei der Energiebesteuerung, die Nichterhebung einer Förderabgabe sowie die kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen im Rahmen des Emissionshandels.
- Es ist allerdings zutreffend, dass die Braunkohle keine direkten staatlichen Subventionen im engeren Sinne erhält. Im Subventionsbericht der Bundesregierung ist keine einzige der hier zusammengestellten Fördertatbestände als Subvention der Braunkohle aufgeführt. **Im Subventionsbericht wird eine sehr enge Definition von Subventionen angewendet; er ist damit für die Erfassung und Vergleich von staatlichen Förderungen der Energieträger wenig hilfreich.**
- Braunkohle ist der fossile Energieträger mit der höchsten Klima- und Umweltbelastung: Der Tagebau zerstört den natürlichen Grundwasserhaushalt und führt durch den hohen Flächenbedarf zu großräumiger Zerstörung der Landschaft. Bei der Nutzung als Energieträger entstehen hohe Emissionen von Treibhausgasen und von Luftschadstoffen. Auf dieser Grundlage und mit der Zielsetzung einer nachhaltigen Energieversorgung **widersprechen die größtenteils indirekten Subventionen dem Verursacherprinzip**, nach dem die Kosten der Umweltauswirkungen ihren Verursachern angelastet werden müssen.¹⁹ Insbesondere Vergünstigungen bei der Energiebesteuerung, der Förder- und der Wasserentnahmeabgabe sowie beim Emissionshandel verursachen Wettbewerbsvorteile gegenüber anderen Energieträgern und fördern indirekt die negativen Umwelt- und Klimaauswirkungen.
- **Die staatlichen Leistungen für die Braunkohle haben indirekt zu einer Verbilligung des Primärenergieträgers Braunkohle um durchschnittlich 0,31 Ct/kWh (real) geführt.** Bezogen auf die Bruttostromerzeugung ist der spezifische Förderwert für eine kWh Braunkohle-Strom sogar etwa dreimal so hoch, da etwa zwei Drittel der eingesetzten Primärenergie als Umwandlungsverlust verloren gehen.

¹⁹ UBA 2008, S. 12

- **Bei den wettbewerbsrelevanten Fördertatbeständen ist positiv zu vermerken, dass die Vorteile für die Braunkohle abgebaut werden:**
 - Bei der Energiebesteuerung gilt seit Inkrafttreten des Energiesteuergesetzes am 1.8.2006 einheitlich eine Steuerbefreiung aller Einsatzstoffe in der Stromerzeugung, während vorher Gas und Öl besteuert wurden und damit spezifische Vorteile für Atom und Kohle bestanden.
 - Im EU-weiten Emissionshandel ist ab 2013 eine volle Versteigerung der Emissionszertifikate in der Energiewirtschaft beschlossen, so dass die Vorteile der Kohlekraftwerksbetreiber aus unentgeltlicher Zuteilung zukünftig auslaufen werden.
- **Negativ und gegenläufig wirken allerdings einige neu geplante Fördertatbestände** (im Einzelnen siehe Abschnitte IV.A.2 und IV.C.1):
 - Förderung von neuen Kraftwerken mit bis zu 15% der Investitionskosten im Rahmen des Emissionshandels ab 2013
 - Neuanlagenreserve für CCS im Rahmen des Emissionshandels ab 2013
 - EU-Konjunkturprogramm für CCS-Pilotvorhaben sowie weitere geplante Förderung im Rahmen des „Strategic Energy Technology Plan“

3. Erläuterung der einzelnen Fördertatbestände

Im Folgenden werden die einzelnen erfassten Fördertatbestände kurz skizziert. Nähere Ausführungen dazu sind in den Abschnitten III (Steinkohle) und IV (Braunkohle) in den Datenblättern verfügbar. Es wird unterschieden nach A. Finanzhilfen, B. Steuervergünstigungen, C. Budgetunabhängige Staatliche Regelungen, D. Externe Kosten und Haftung sowie E. Sonstige öffentliche Hilfen. Bei jedem Fördertatbestand wird auf das entsprechende Datenblatt verwiesen. Da der Großteil der Fördertatbestände für Stein- und Braunkohle gleichermaßen zutrifft, wird hier keine Zweiteilung des Abschnitts vorgenommen. Für jeden Fördertatbestand wird nachfolgend angegeben, falls er nur einen der beiden Energieträger begünstigt.

A. Finanzhilfen

1. **Forschung und Entwicklung Bergbau- und Kraftwerkstechnik (Stein- und Braunkohle)** (Datenblätter III.A.1 und IV.A.1)

Der Bund und das Land NRW förderten die Forschung und Entwicklung im Bereich **Steinkohle-Bergbau- und Kraftwerkstechnik** bis einschließlich 2004 mit insgesamt 6,15 Mrd. € (real). Dieser Wert bezieht sich auf Förderprogramme, die in den Haushaltsplänen des Bundes und des Landes NRW sowie in den Subventionsberichten der Bundesregierung vermerkt sind. Schwerpunkte der Programme waren die Sicherheit und Arbeitsbedingungen der Bergleute, die Begrenzung der Umweltbelastungen, Effizienzsteigerungen bei der Kohleförderung sowie Kohleveredelung (Vergasung und Verflüssigung). Der Großteil der erfassten Ausgaben erfolgte zwischen 1980 und 1993, da in diesem Zeitraum verstärkt Forschungen zur Veredelung der Steinkohle betrieben wurden, um Steinkohleprodukte zunehmend als Ersatz für Öl verwenden zu können.

Der Bund förderte die Forschung und Entwicklung im Bereich **Braunkohle-Kraftwerkstechnik** bis einschließlich 2008 mit insgesamt 16,9 Mio. € (real). Dieser Wert bezieht sich auf Förderprogramme, die im Förderkatalog der Bundesregierung explizit als der Braunkohle zurechenbar ausgewiesen sind. Ziel der Programme war insbesondere die Wirkungsgradsteigerung von Kraftwerken z.B. durch Wirbelschichttrocknung. Weitere Forschungsprogramme im Bereich ökologische Folgen des Bergbaus, Bergbautechnik und Kohleveredelung konnten nicht quantifiziert oder nicht eindeutig der Braunkohle zugeordnet werden. Sie deuten jedoch darauf hin, dass die öffentlichen Ausgaben für Forschung und Entwicklung im Bereich Braunkohle noch deutlich höher sind.

2. **Forschung und Pilotvorhaben CCS auf nationaler Ebene (Stein- und Braunkohle)** (Datenblätter III.A.2 und IV.A.2)

In den letzten Jahren wurde verstärkt in die Erforschung der CCS-Technologie investiert. Im Rahmen der beiden Programme COORETEC und Geotechnologien hat der Bund seit 2003 insgesamt 111 Mio. € (real) zu verschiedenen Verbundprojekten beigesteuert, die die Untersuchung und Erprobung der gesamten CCS-Technologieketten beabsichtigen (u.a. Steigerung der Kraftwerkseffizienz, Abscheidungsverfahren und Erprobung in Demonstrationsanlagen, geologische Speicherung von CO₂). Bis 2012 sind weitere Forschungsprojekte in Höhe von rund 55 Mio. € vorgesehen.

Da sich der Einsatz der Technologie theoretisch nicht auf Kohlekraftwerke beschränkt, wurde CCS getrennt von den Forschungsprojekten unter A.1 betrachtet. Eine belastbare Aussage darüber, welcher Teil der Förderung jeweils Steinkohle- oder Braunkohlekraftwerken zugerechnet werden muss, kann aufgrund des derzeit nicht absehbaren Einsatzes der Technologie nicht getroffen werden. In

Ermangelung anderer Kriterien rechnen wir auf Basis heute geplanter Kraftwerke 80% des CCS-Förderwerts für Kohlekraftwerke der Steinkohle und 20% der Braunkohle zu. Danach beträgt der Steinkohle zurechenbare Subventionswert von CCS-Forschungsausgaben bis zum Jahr 2008 rund 80 Mio. €, während zwischen 2009 und 2012 voraussichtlich weitere 56 Mio. € Förderung anfallen. Der Anteil der bereits getätigten Ausgaben für den CCS-Einsatz in Braunkohleanlagen wurde auf 20 Mio. € geschätzt.

3. Forschung und Pilotvorhaben CCS auf europäischer Ebene (Stein- und Braunkohle) (Datenblätter III.A.3 und IV.A.2)

Auch von europäischer Seite wurden bis 2007 bereits mehr als 100 Mio. € für die Erforschung von CCS bereitgestellt. Darüber hinaus sind mit dem siebten Rahmenprogramm, der Zertifikatbereitstellung aus der Neuanlagenreserve und der Förderung von CCS-Demonstrationsprojekten weitere Fördermittel von mindestens 6 Mrd. € in den kommenden Jahren absehbar. Mit einem Anteil von 20% am EU-Haushalt und einer voraussichtlichen Konzentration des Einsatzes von CCS in Steinkohlekraftwerken beträgt der deutsche Förderanteil und Subventionswert für den Steinkohlektor zukünftig rund 860 Mio. €. Dem Braunkohlektor sind rund 216 Mio. € zukünftige Förderung zurechenbar.

4. Absatzbeihilfen (nur Steinkohle) (Datenblatt III.A.4)

Die öffentlichen Ausgaben zur Sicherung des Steinkohleabsatzes betragen von 1950 bis 2008 rund 145 Mrd. € (real). Mit einem Anteil von mehr als 77% stellen sie den größten Anteil der Finanzhilfen. Sie wurden vor allem auf Grundlage der so genannten „Kohlevorrangpolitik“ aufgewendet, die auf den Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit heimischer Steinkohle gegenüber Importkohle und konkurrierenden Energieträgern (insb. Heizöl) abzielte. Quantitativ große Anteile der Ausgaben entfielen dabei auf die Instrumente „Kohlepfennig“ und „Kokskohlenbeihilfe“. Nachdem die jährliche Summe der Absatzbeihilfen bis zum Jahr 1996 kontinuierlich angestiegen war, wurde mit der Kohlepolitischen Vereinbarung im Jahr 1997 die schrittweise Reduzierung der staatlichen Subventionierung beschlossen. Bis zum Jahr 2018 sollen die Subventionen nach dem Steinkohlefinanzierungsgesetz vollständig auslaufen.

5. Modernisierungsbeihilfen (nur Steinkohle) (Datenblatt III.A.5)

Strukturelle Modernisierungs- und Rationalisierungsbeihilfen wurden 1966 eingeführt und insbesondere im Rahmen der Errichtung und Umstrukturierung der RAG (früher „Ruhrkohle AG“) in Höhe von insgesamt 12,1 Mrd. € (real) bis 1999 gewährt. Mit dieser Förderung sollten Bergwerkstilllegungen koordiniert und die Wirtschaftsstruktur der Bergbaugesellschaften verbessert werden. Sie beinhaltet Fördermaßnahmen zur Produktivitätssteigerung, zum Abbau umweltschädlicher Auswirkungen sowie zur finanziellen Stabilisierung der RAG.

6. Soziale Beihilfen (nur Steinkohle) (Datenblatt III.A.6)

Seit 1958 wurden vom Bund und vom Land NRW insgesamt 16,4 Mrd. € (real) an sozialen Beihilfen gewährt. Sie wurden insbesondere zur sozialen Abfederung des Rationalisierungs- und Stilllegungsprozesses eingeführt und beinhalten u.a. Zuschüsse zu Sozialversicherungsbeiträgen, Arbeits-

schutz, Härteausgleich, Anpassungsgeld, Anpassungsbeihilfe und Lohnkostenersatz.²⁰ Die Sozialen Beihilfen stiegen im Zuge des Produktionsrückgangs und der Zechenstilllegung zwischen 1961 und 1967 von ca. 160 Mio. € jährlich auf mehr als 1 Mrd. € an, sind jedoch auf Grundlage der Kohlepolitischen Vereinbarung ebenfalls rückläufig. Seit 2007 wird als einzig verbliebene soziale Beihilfenmaßnahme nur noch das Anpassungsgeld gezahlt. Für den Zeitraum 2009 bis 2010 sind im Steinkohlefinanzierungsgesetz zukünftige Ausgaben in Höhe von rund 2,1 Mrd. € vorgesehen.

7. Stilllegungsbeihilfen (nur Steinkohle) (Datenblatt III.A.7)

Stilllegungsbeihilfen mit einem Volumen von 7,3 Mrd. € (real) wurden zwischen 1963 und 1999 in Anlehnung an die Rationalisierungsprogramme zur Kostendeckung der Zechenstilllegungen gewährt. Die Mittel wurden vom „Rationalisierungsverbandes für den Steinkohlenbergbau“ und später von der „Aktionsgemeinschaft Deutsche Steinkohlenreviere“ (ADS) verwaltet und für Stilllegungsprämien, Erblastenfinanzierung, Lastenausgleich sowie für rückläufige Kapazitätsauslastungen der Bergwerke verwendet. Sie finanzierten den schrittweisen Produktionsrückgang und die Reduzierung der Steinkohle fördernden Bergwerke von 146 (1960) auf heute 7 (2008).

8. Kohlesubventionen 2009 bis 2018 nach dem Steinkohlefinanzierungsgesetz (nur Steinkohle) (Datenblatt III.A.8)

Das Ende Dezember 2007 in Kraft getretene Steinkohlefinanzierungsgesetz regelt das sozialverträgliche Auslaufen der öffentlichen Steinkohlesubventionen bis zum Jahr 2018. Danach sollen die Steinkohlesubventionen des Bundes und des Landes NRW im Zeitraum 2009-2018 21,6 Mrd. € betragen. Die Zuwendungsbescheide stehen allerdings unter Vorbehalt der beihilferechtlichen Genehmigung durch die EU-Kommission. Ein weiterer Unsicherheitsfaktor für die Höhe der zukünftigen Subventionen ist darüber hinaus das Potenzial der RAG bzw. des Nachfolgers Evonik, die Altlasten und Ewigkeitskosten des Bergbaus zu finanzieren, so dass unter Umständen weitere öffentliche Beihilfen von Nöten sein können. In der Abbildung 1) (S.9) wurden die Kohlesubventionen 2009 bis 2018 in den Zeilen A.1. und A.4. zugeordnet, weil es sich um die zukünftige Fortsetzung der auch bisher schon bestehenden Förderungen handelt.

B. Steuervergünstigungen

1. Steuervergünstigungen bei der Energiebesteuerung (Stein- und Braunkohle) (Datenblätter III.B.1 und IV.B.1)

Ein besonders ausgeprägter selektiver Vorteil für Stein- und Braunkohle gegenüber anderen Energieträgern war bis zum 1.8.2006 (Inkrafttreten des Energiesteuergesetzes) zu verzeichnen: Während Öl und Gas beim Einsatz in der Stromerzeugung versteuert wurden, war der Einsatz von Kohle (wie auch der Einsatz von Kernbrennstoffen) steuerfrei. Auch der Einsatz von Kohle zur Wärmeerzeugung wurde bis 31.7.2006 gar nicht und seit dem 1.8.2006 nur gering besteuert. Der Vorteil der Nichtbesteuerung wird geschätzt, indem der Primärenergieverbrauch von Stein- bzw. Braunkohle mit dem CO₂/Energieäquivalent des Steuersatzes auf leichtes Heizöl bewertet wird. Das Aufkom-

²⁰

Der Bundeszuschuss zur Knappschaftlichen Rentenversicherung wurde nicht als Soziale Beihilfe gewertet und daher gesondert in Abschnitt III.E.1 erfasst.

men der seit 1999 erhobenen Stromsteuer wird gegengerechnet, bei Steinkohle wird ebenfalls das Aufkommen des Kohlepfennigs abgezogen. Der ermittelte **Nettovorteil der Steinkohle** bei der Energiebesteuerung betrug bis zum Jahr 2008 63,9 Mrd. €. Der ermittelte **Nettovorteil der Braunkohle** bei der Energiebesteuerung betrug bis zum Jahr 2008 45,8 Mrd. € (real).

Ein Förderwert ist auch nach Inkrafttreten des Energiesteuergesetzes 2006 zu verzeichnen, da Kohle gemessen am Energiegehalt immer noch deutlich niedriger besteuert wird als Öl und Gas. Unter Annahme nicht veränderter heutiger Daten (jährlicher Kohleverbrauch und Energiebesteuerung) würde der derzeitige Vorteil der Steuervergünstigung von 2,3 Mrd. € pro Jahr für Steinkohle und 1,6 Mrd. € pro Jahr für Braunkohle auch zukünftig anfallen.

2. Befreiung von der Förderabgabe (Stein- und Braunkohle)

(Datenblätter III.B.2 und IV.B.2)

Laut Bundesberggesetz sind auf bergfreie Bodenschätze mindestens 10% des Marktpreises als Förderabgabe zu zahlen. Der Steinkohlebergbau und Braunkohletagebau sind von dieser Förderabgabe befreit, während sie für andere fossile Energieträger wie Erdöl und Erdgas erhoben wird. Auf Grundlage des Preises für Drittlandskohle beträgt der Subventionswert für Steinkohle im Zeitraum 1958 bis 2008 23,9 Mrd. € real. Anhand eines kalkulatorischen Marktpreises von Braunkohle wird der Subventionswert dieser Begünstigung im Zeitraum 1970 bis 2008 auf 5,1 Mrd. € real geschätzt.

3. Befreiung von Wasserentnahmeentgelten (Stein- und Braunkohle)

(Datenblätter III.B.3 und IV.B.3)

In den meisten Bundesländern muss für die Entnahme von Grundwasser ein Entgelt gezahlt werden. Um Steinkohle abbauen zu können, müssen ständig nicht unerhebliche Mengen Wasser aus den Stollen und Schächten abgepumpt werden (so genanntes „Grubenwasser“). Auch nach Stilllegung eines Bergwerks muss die Wasserförderung häufig fortgesetzt werden, damit das verunreinigte Grubenwasser nicht bis zum darüber liegenden Grundwasser ansteigt („Ewigkeitslast“ des Steinkohlebergbaus). Im Braunkohletagebau werden ebenfalls erhebliche Mengen an Wasser entnommen: Für die Freilegung der Braunkohleflöze werden der Grundwasserspiegel gesenkt und erhebliche Wassermengen abgepumpt. Sowohl bei Stein- als auch bei Braunkohle müssen die Bergbauunternehmen für die Wasserentnahme kein Entgelt zahlen, soweit sie das abgepumpte Wasser nicht weiter nutzen. Diese Befreiung wird im Rahmen dieser Studie aus folgendem Grund als indirekte Subvention erfasst: Durch die Verunreinigung der Oberflächengewässer nach Zuleitung des Grubenwassers beim Steinkohlebergbau und durch Absenkung des Grundwasserspiegels beim Braunkohletagebau wird der natürliche Wasserhaushalt zerstört, so dass für die erheblichen Umweltbeeinträchtigungen gemäß Verursacherprinzip eine Kompensation für die gesellschaftlichen Umwelt- und Ressourcenkosten erhoben werden müsste.

Der Förderwert dieser Befreiung von der Wasserabgabe beträgt für den Zeitraum 1995-2008 unter Annahme eines durchschnittlichen Entgeltes von 5 Ct/m³ real 68 Mio. € bei Steinkohle und 665 Mio. € bei Braunkohle. Für den Zeitraum vor 1995 kann der Förderwert nicht fundiert ermittelt werden, da weder Daten zum Anteil der Wasserentnahme mit weiterer Nutzung noch Übersichten über die Höhe und Struktur der Wasserentnahmeentgelte in den Bundesländern verfügbar sind.

4. Absatzbeihilfen (Steinkohle)

(Datenblatt III.B.4)

Zwischen 1964 und 1992 gewährte der Bund Steuervergünstigungen mit dem Ziel der Absatzförderung von Steinkohle in Höhe von rund 2,8 Mrd. € (real). Darin enthalten sind Steuervergünstigungen für Leichtöle und Benzinprodukte auf Steinkohlebasis, für Petrolkoks und für finanzielle Rücklagen.

5. Modernisierungsbeihilfen (nur Steinkohle)

(Datenblatt III.B.5)

Ergänzend zu den erfassten Strukturmitteln (vgl. A.5) befreite der Bund Investitionen im Steinkohlebergbau im Zeitraum 1966-1992 zur Hälfte von der Einkommen- und Körperschaftsteuer, mit einem Gegenwert von rund 2,3 Mrd. € (real).

6. Soziale Beihilfen (nur Steinkohle)

(Datenblatt III.B.6)

Durch die mit Steuervergünstigungen verbundene Bergmannsprämie sowie durch die Sonderregelungen bei der Arbeitslosenversicherung verursachten Mindereinnahmen des Staates summieren sich bis zum Jahr 2008 auf rund 8,8 Mrd. € (real). Die „Bergmannsprämie“ wurde aus Mitteln des Lohnsteueraufkommens gewährt und wird daher in dieser Studie als Steuervergünstigung für Steinkohle eingeordnet.

C. Budgetunabhängige staatliche Regelungen

1. Förderwert der unentgeltlichen Zuteilung von Emissionszertifikaten sowie der geplanten Förderung neuer Kraftwerke im Rahmen des Emissionshandels (Stein- und Braunkohle)

(Datenblätter III.C.1 und IV.C.1)

Der EU-weit seit 2005 eingeführte Emissionshandel erfasst CO₂-Emissionen aus Energiewirtschaft und Industrie. In der ersten Handelsperiode 2005 bis 2007 wurden die Emissionszertifikate (EU Allowances – EUA) vollständig unentgeltlich zugeteilt, in der zweiten Handelsperiode 2008 bis 2012 werden noch über 90% der Emissionszertifikate an die Energiewirtschaft unentgeltlich zugeteilt. Sie wurden dennoch in den Strompreis eingepreist, wodurch für die Stromerzeuger hohe Mitnahmeeffekte (Windfall Profits) entstanden. Die unentgeltliche Zuteilung hat einen wirtschaftlichen Vorteil zur Folge, der sich für Steinkohlefeuerungsanlagen auf insgesamt 6,6 Mrd. € beläuft (2005 bis 2008). Für Braunkohlefeuerungsanlagen beträgt dieser Wert 5,3 Mrd. € (2005 bis 2008). Die Förderwirkung des Emissionshandels wurde quantifiziert, indem die jährlich unentgeltliche Zuteilungsmenge an Stein- bzw. Braunkohlefeuerungsanlagen mit dem tatsächlichen Marktpreis der Zertifikate bewertet wurde. Bis zum Jahr 2012 (dem letzten Jahr der unentgeltlichen Zuteilung) ist unter Annahme eines durchschnittlichen Zertifikatpreises von 13 €/EUA (2009) bzw. 20 €/EUA (2010 bis 2012) ein weiterer Förderwert von rund 6,2 Mrd. € für Steinkohle und 2,9 Mrd. € für Braunkohle zu erwarten.

Ein relevanter neuer Fördertatbestand wird voraussichtlich ab 2013 gelten, wenn - wie von der EU-Kommission zugestanden - aus den Einnahmen der staatlichen Versteigerung von Emissionszertifikaten der Neubau von „CCS-reifen“ Kraftwerken mit bis zu 15% der Investitionskosten subventioniert wird. Der Förderwert dieser Regelung lässt sich allerdings zum heutigen Zeitpunkt noch nicht quantifizieren.

2. Förderwert des unvollständigen Wettbewerbs in der Elektrizitätswirtschaft (Stein- und Braunkohle)

(Datenblätter III.C.2 und IV.C.2)

Der unvollständige Wettbewerb in der Elektrizitätswirtschaft kann insofern als Subvention interpretiert werden, als dass der geringe Wettbewerb in der Energiewirtschaft und die daraus entstehenden überhöhten Strompreise auf unzureichend wettbewerbsorientierte und wirksame staatliche Regulierung zurückzuführen sind. Da der Vorteil der höheren Strompreise grundsätzlich allen Energieträgern in der Stromversorgung zukommt, wird der Förderwert des unvollkommenen Wettbewerbs in der Elektrizitätswirtschaft nur in der Summe 3 als weiterer Fördertatbestand berücksichtigt.

Der unvollständige Wettbewerb in der Elektrizitätswirtschaft kann insofern als Subvention interpretiert werden, als dass der geringe Wettbewerb in der Energiewirtschaft und die daraus entstehenden überhöhten Strompreise auf unzureichend wettbewerbsorientierte und wirksame staatliche Regulierung zurückzuführen sind. Da der Vorteil der höheren Strompreise grundsätzlich allen Energieträgern in der Stromversorgung zukommt, wird der Förderwert des unvollkommenen Wettbewerbs in der Elektrizitätswirtschaft nur in der Summe 3 als weiterer Fördertatbestand berücksichtigt. Er beträgt im gesamten Zeitraum (1950-2008) bei Steinkohle 35,5 Mrd. € (real) und bei Braunkohle 34,3 Mrd. € (real).

D. Externe Kosten und Haftung (Stein- und Braunkohle)

(Datenblätter III.D und IV.D)

Die externen Kosten der Verwendung von Kohle sind in erster Linie auf die hohe CO₂-Intensität des Energieträgers zurückzuführen. Auf Basis einer mittleren Abschätzung der externen Kosten der Steinkohle in Höhe von 6,4 Ct/kWh Strom (entspricht 2,56 Ct/kWh Primärenergieverbrauch) betragen diese im Zeitraum 1970 bis 2008 rund 433 Mrd. €. Bei Braunkohle betragen die externen Kosten im Zeitraum 1970 bis 2008 rund 449 Mrd. € mit einer mittleren Abschätzung der externen Kosten der Braunkohle in Höhe von 7,9 Ct/kWh Strom (entspricht 3,0 Ct/kWh Primärenergieverbrauch). Die unterlassene staatliche Internalisierung von externen Kosten²¹ hat damit einen sehr hohen Förderwert. Als Instrumente zur teilweisen Internalisierung von externen Kosten wurden dabei die Belastungswirkungen des Emissionshandels und der Energiebesteuerung in Höhe von 1,03 Ct/kWh bei Steinkohle und 0,81 Ct/kWh bei Braunkohle berücksichtigt, so dass die nicht internalisierten externen Kosten bei 1,53 Ct/kWh (Steinkohle) bzw. bei 2,19 Ct/kWh (Braunkohle) Primärenergieverbrauch liegen. Dies verdeutlicht, dass die bestehende staatliche Regulierung die externen Kosten der Kohlenutzung bisher noch unzureichend internalisiert, wodurch die Steinkohle u.a. gegenüber erneuerbaren Energieträgern bevorteilt wird.

Da die Einstufung von nicht internalisierten externen Kosten als Subvention umstritten ist, werden diese in der Aufsummierung der öffentlichen Subventionen in Abbildung 1) und Abbildung 3) nicht berücksichtigt.

²¹

Von „Internalisierung“ externer Kosten spricht man, wenn die negativen Umwelt- und Klimaauswirkungen den Verursachern angelastet und in dem Marktpreis des entsprechenden Produktes (hier z.B. 1 kWh Kohlestrom) enthalten sind. Mögliche Instrumente zur Internalisierung sind beispielsweise Umweltsteuern oder Zertifikatlösungen wie der Emissionshandel.

E. Sonstige öffentliche Hilfen für den Kohlesektor

Die folgenden Punkte werden in der Summierung der öffentlichen Förderung der Stein- und Braunkohle nicht berücksichtigt, sondern nur nachrichtlich aufgeführt als Hinweis auf weitere staatliche Leistungen.

a) Steinkohle

1. Knappschaftliche Rentenversicherung (Datenblatt III.E.1)

Die Knappschaftliche Rentenversicherung ist eine spezielle Rentenversicherung für Bergarbeiter, für die der Bund den Unterschiedbetrag zwischen Einnahmen und Ausgaben des Kalenderjahres trägt. Ein Teil des Bundeszuschusses kann insoweit als eine subventionsähnliche Leistung gewertet werden, als der Bundeszuschuss pro Rentner höher als zu anderen Rentenversicherungsträgern ist (um mehr als den Faktor 3 im Zeitraum 1994-2008). Der gesamte Bundeszuschuss zur knappschaftlichen Rentenversicherung beträgt seit 1970 real etwa 290 Mrd. €. Da der Subventionsanteil an diesem Bundeszuschuss nicht quantifizierbar ist, berücksichtigen wir diesen Fördertatbestand nicht in der Summenbildung.

2. Weitere öffentliche Hilfen (Datenblatt III.E.2)

- Belastungen der Kommunen durch den Steinkohlebergbau und Belastungen für die Wasserwirtschaft
- Aufwendungen für Bergbehörden
- Kosten durch Bergsenkungsschäden
- Kosten durch Unfälle und Arbeitsbelastungen
- Subventionen des Saarlandes
- Steuervergünstigungen für die RAG
- Forschungsmittel für Kraftwerkstechnik außerhalb von CCS
- Forschungsmittel im Bereich Kohle und Stahl auf europäischer Ebene

b) Braunkohle

1. Altlasten /Sanierung des Braunkohlebergbaus (Datenblatt IV.E.1)

Nach der deutschen Wiedervereinigung erbt die Bundesregierung Altlasten, die durch den Braunkohletagebau in der ehemaligen DDR entstanden sind. Darunter zahlreiche Tagebaurestlöcher sowie ausgediente Brikettfabriken und Kraftwerke. Im Auftrag des Bundes und der betreffenden Bundesländer hat die LMBV²² die Aufgabe übernommen, die vom Bergbau beanspruchten Flächen zu

²² Lausitzer und Mitteldeutsche Bergbau-Verwaltungsgesellschaft mbH

sanieren und einer Nachnutzung zuzuführen. Da diese öffentliche Finanzierung eindeutig eine Folge des Braunkohletagebaus in der ehemaligen DDR und der mangelnden finanziellen Vorsorge ist, ist die Altlastfinanzierung nicht als Subventionstatbestand zu werten. Zur Sanierung dieses Erbes haben Bund und Länder bis 2008 rund 10,1 Mrd. € (rea) aufgewendet. Bis 2017 müssen voraussichtlich weitere 1,8 Mrd. € durch die öffentliche Hand bereitgestellt werden.

2. Umsiedlungs- und Infrastrukturmaßnahmen

(Datenblatt IV.E.2)

Im Zuge des Braunkohletagebaus mussten und müssen zahlreiche Ortschaften und Infrastrukturen verlegt werden. Zwar sind die Bergbauunternehmen dazu verpflichtet, die anfallenden Kosten zu tragen, allerdings fielen auch Kosten für die öffentliche Hand an, die als Subvention zu werten sind. Zwar konnten nur wenige Beispiele quantifiziert werden, der Förderwert dieser Projekte beträgt jedoch mindestens 13,26 Mio. €. Darüber hinaus reichende öffentliche Ausgaben sind zu vermuten.

3. Weitere öffentliche Hilfen

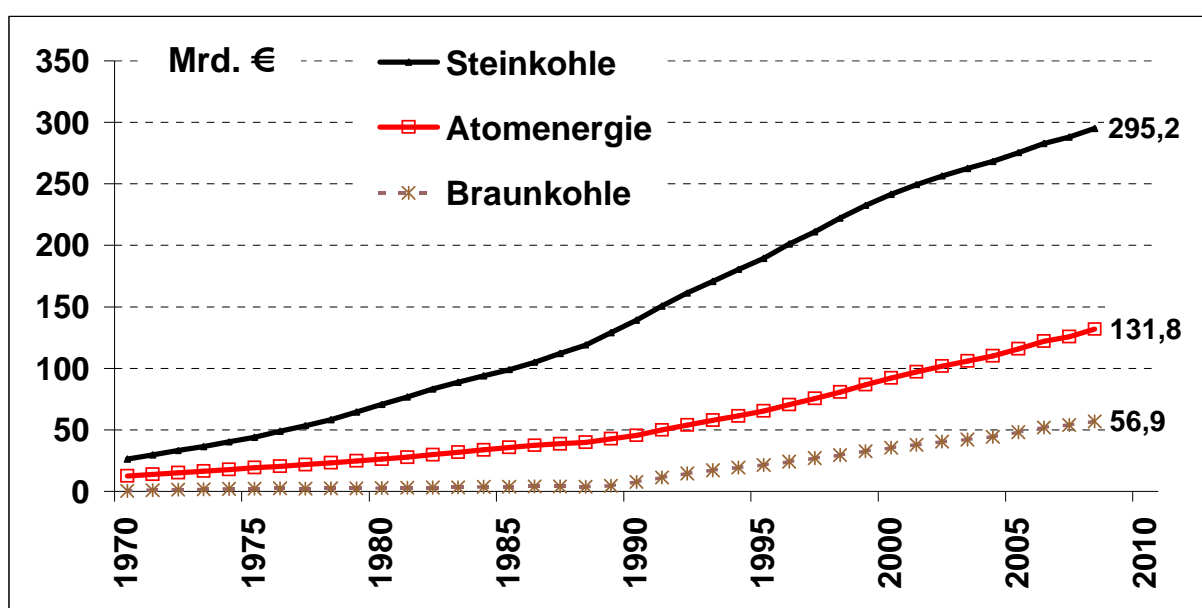
(Datenblatt IV.E.3)

- Belastungen der Kommunen und der Wasserwirtschaft durch den Braunkohletagebau
- Braunkohleschutzklausel

4. Vergleich der Förderungen von Steinkohle, Braunkohle und Atomenergie

Die in dieser Studie ermittelten Förderwerte von Steinkohle und Braunkohle werden im Folgenden miteinander sowie mit den staatlichen Förderungen der Atomenergie²³ verglichen (vgl. Abbildung 5). **Würde man die Analysen um eine Förderung der erneuerbaren Energien vervollständigen, könnte gezeigt werden, dass die Förderungen – gerade in der Markteinführungsphase – für Atomenergie und Kohle deutlich höher lagen als in der derzeitigen Markteinführungsphase der erneuerbaren Energien.** Eine solche Analyse halten wir für sinnvoll und erforderlich in der aktuellen Debatte über den öffentlichen Finanzierungsbedarf und die volkswirtschaftlichen Kosten der einzelnen Energieträger, konnten sie bisher aber nicht vollständig vorlegen.

Abbildung 5) Summe 2 der kumulierten Förderungen der Energieträger (Mrd. € real)



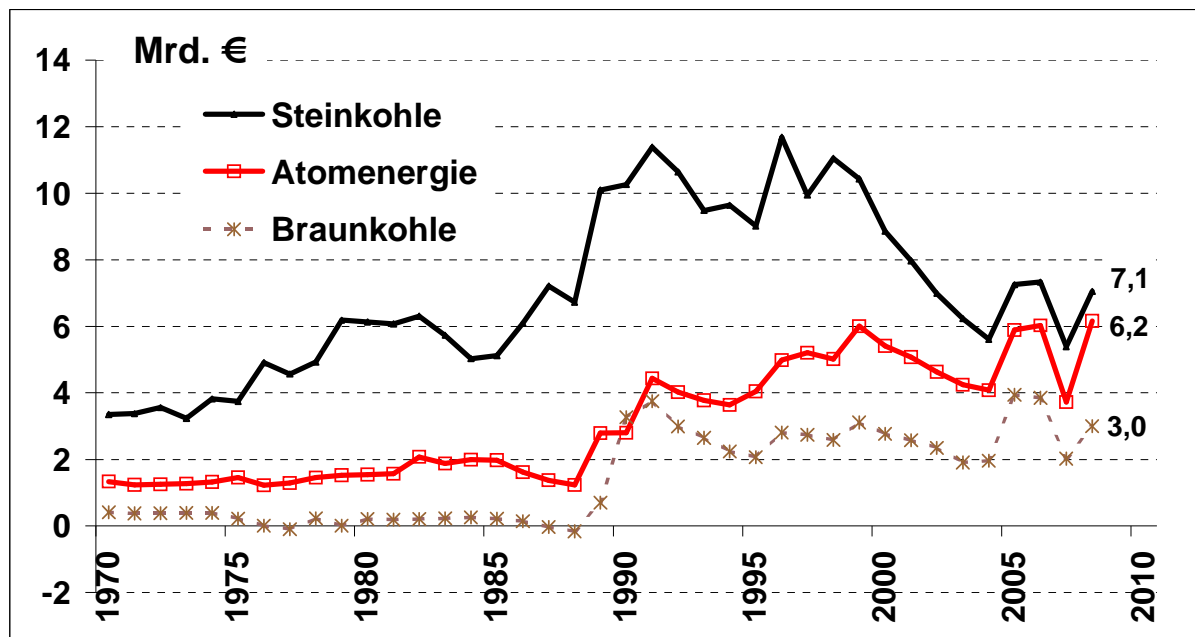
Summe 2 = A. Finanzhilfen + B. Steuervergünstigungen + C.I. Emissionshandel

Die mit Abstand höchsten kumulierten Subventionen hat im Zeitraum 1958-2008 mit 295,2 Mrd. € die Steinkohle erhalten, es folgen Atomenergie (131,8 Mrd. €) und Braunkohle (56,9 Mrd. €). Die graphische Darstellung erfolgt nur für die Zeit ab 1970. Teilweise konnten auch für die Zeit 1958-1969 Förderwerte ermittelt werden, was in Abbildung 5) durch den Ausgangswert 1970 erkennbar wird.

²³

Vgl. FÖS 2009a

Abbildung 6) Summe 2 der Förderungen der Energieträger in den einzelnen Jahren (Mrd. € real)



Summe 2 = A. Finanzhilfen + B. Steuervergünstigungen + C.1. Emissionshandel

Die Steinkohlesubventionen hatten in den 1990er Jahren das höchste jährliche Subventionsniveau. Seit Ende der 1990er Jahre sinken die jährlichen Subventionen für Atom und Kohle zwar, ein erneuter Anstieg ist aber seit 2005 durch die Vorteile im Rahmen des Emissionshandels zu verzeichnen. Der Verfall der Zertifikatpreise erklärt den kurzfristigen Einbruch im Jahr 2007.

Die Förderwerte im Jahr 2008 liegen bei 7,1 Mrd. € für Steinkohle, 6,2 Mrd. € bei Atomenergie und 3,0 Mrd. € bei Braunkohle.

5. Wirkungen der Kohlesubventionen

Bezüglich der **wirtschaftlichen Wirkungen** stellen renommierte Forschungsinstitute die offizielle Begründung der Kohlesubventionen verstärkt in Frage. So kommen das Hamburgische Weltwirtschafts-Institut (HWWI) zusammen mit dem Rheinisch-Westfälischen Institut für Wirtschaftsforschung (RWI) zu folgenden Ergebnissen:²⁴

- Die beschäftigungs- und regionalpolitischen Effekte hätten mit anderen Maßnahmen kostengünstiger erzielt werden können. Insbesondere wären z.B. Wiedereingliederungsmaßnahmen für Bergleute in den ersten Arbeitsmarkt außerhalb des Bergbausektors besser als die Fortführung einer subventionierten Beschäftigung im Steinkohlebergbau. Die Subventionen pro Bergmann sind nicht nur höher als die Kosten eines Arbeitslosen, sondern sogar auch höher als das Einkommen eines Bergmanns.
- Versorgungssicherheit ist bei Kohle aufgrund der hohen Diversifizierung der Lieferländer nicht wirklich ein Problem, zudem gibt es mit der Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz und Energieeinsparung dauerhaftere und nachhaltigere Möglichkeiten, die Abhängigkeit von Energieimporten zu verringern.
- Ein weiterer Kritikpunkt der Forschungsinstitute und des Bundesrechnungshofs²⁵ sind diverse überhöhte Kosten bzw. Ausgaben, die den Subventionsbedarf weiter in die Höhe getrieben haben. Ein Beispiel sind die teuren Werbekampagnen der Steinkohlewirtschaft, ein weiteres Beispiel besteht in der Berechnungsmethode des Zuschussbedarfs für die deutsche Steinkohle. Der Grundsatz besteht darin, dass die RAG den Stahl- und Energieversorgungsunternehmen nur den Preis berechnet, den die Unternehmen auch für billigere Kohle aus dem Ausland zahlen müssten. Dies ist der sogenannte Drittlandskohlepreis (DKP). Die Differenz zwischen den Produktionskosten der deutschen Steinkohle und dem DKP – die Verluste der RAG – gleicht der Staat aus. Problematisch daran ist, dass die Stahl- und Stromkonzerne selbst die Daten liefern, auf deren Basis der DKP ermittelt wird. Je niedriger aber die Konzerne die Auslandspreise ansetzen, umso billiger bekommen sie Kohle und Koks in Deutschland. Eine Kontrolle ist kaum möglich. Denn der DKP ist nicht einfach der Weltmarktpreis, sondern ein komplizierter, für Außenstehende nicht nachvollziehbarer, theoretischer Preis.

Bezüglich der **ökologischen Wirkungen** ist nach den einzelnen Arten der Kohlesubventionen zu unterscheiden. Die deutschen Kohlebergbausubventionen galten in der Vergangenheit als umweltpolitisch neutral, weil mit ihnen aus sozialen und wirtschaftspolitischen Gründen ein Auslaufprozess finanziert wird und weil der Kohleeinsatz nicht verbilligt wird, sondern der kostenintensive deutsche Steinkohlebergbau so subventioniert wird, dass er zu Weltmarktpreisen anbieten kann. Die weit verbreitete Argumentation der umweltpolitischen Neutralität der Bergbausubventionen ist aus folgenden Gründen problematisch:

- Zurückzuführen auf die ehemals hohe wirtschaftliche Bedeutung und die enge Verflechtung der Kohlewirtschaft mit der Politik wird die Kohle neben den expliziten Subventionen aus öf-

²⁴ Siehe RWI / HWWI 2006

²⁵ Sie RWI 2006, S. 27ff, Schraven/ Drepper/ Klingemann 2009 sowie Schreiben des Bundesrechnungshofs an den Haushaltsausschuss des Bundestages, zitiert in Neue Energie, 9/2005; Pressemitteilung Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen, Michael Hustedt, vom 4.8.2005; sowie Artikel in FAZ Online <http://www.fazfinance.net/Aktuell/Wirtschaft-und-Konjunktur/Rechnungshof-ruegt-Kampagne-fuer-Steinkohle-4377.html>

fentlichen Haushalten auch durch weitere staatliche Regelungen begünstigt, insbesondere durch die Nicht- bzw. geringere Besteuerung im Rahmen der Energiebesteuerung (im Vergleich zu Öl und Gas) und die Vorteile beim Emissionshandel. Diese Begünstigungen beeinflussen die Wirtschaftlichkeit der Kohlenutzung stark.

- Die Evolutorische Ökonomik zeigt, dass ein in der Vergangenheit eingeschlagener Entwicklungspfad Innovationen erschwert oder sogar verhindern kann.²⁶ Der Begriff der Pfadabhängigkeit beschreibt eine Reihe von Voraussetzungen, unter denen sich Innovationen durchsetzen und verbreiten können. So verfügen etablierte Technologien über eine Reihe von Vorteilen, die den Marktdurchbruch für Innovationen erschweren. Die Entwicklung der vergangenen 50 Jahre hätte mehr und frühere Chancen für umweltfreundliche Energien bereitgehalten, wären zum Beispiel nicht die Stromnetze auf zentrale Kraftwerke ausgerichtet worden.²⁷ So stellen beispielsweise die vergleichsweise hohen Subventionen für Steinkohle indirekt einen Bestandsschutz für ihren großen Anteil an der Energieerzeugung dar.
- Ohne Subventionierung der heimischen Kohleförderung würden Entscheidungen über Art und Standorte der Kraftwerke anders gefällt (z.B. Küstenstandorte für Importkohle; ggf. Entscheidung für andere Kraftwerke).
- Der Bergbau selbst ist umweltschädlich (u.a. Bergbauschäden, wasserwirtschaftliche Folgen der Grundwasserabpumpungen, Überschwemmungsgefahren durch Absenkung der Erdoberfläche, Pumpstromverbrauch). Nicht zuletzt verursacht der Bergbau hohe Treibhausgasemissionen, zum einen in Form der Methanemissionen des Untertagebergbaus und zum anderen durch den Energiebedarf des Bergbaus.

Pumpstrom wird zum einen für die Grubenwasserhaltung und zum anderen für Poldermaßnahmen infolge des Steinkohlebergbaus benötigt. Nach Auffassung der Bundesregierung, der beteiligten Länder und der RAG soll das Risiko einer Trinkwasserverunreinigung sicher vermieden werden. Deshalb soll auch nach Abschluss des aktiven Steinkohlebergbaus der Grundwasserspiegel nur beschränkt ansteigen, d.h. es wird von einer ewigen Grubenwasserhaltung ausgegangen. Poldermaßnahmen sind erforderlich aufgrund der durch den Bergbau verursachten Absenkungen an der Erdoberfläche (Dauerbergschäden).

Der zukünftige Pumpstromverbrauch ist eine Alt- und Ewigkeitslast, d.h. er ließe sich selbst bei einer früheren Einstellung des deutschen Steinkohlebergbaus nicht oder nur geringfügig senken. Dennoch sollte man sich vor Augen führen, dass der ewig anfallenden Pumpstrombedarf dazu führt, dass nach gewisser Zeit der kumulierte Energiebedarf für den Pumpstrom höher sein wird als die kumulierte Energiemenge der geförderten Steinkohle. Nach wie viel Jahren dies der Fall sein wird, ist eine interessante Abschätzung, die allerdings nur vorgenommen werden könnte, wenn die relevanten Entscheidungsträger in der öffentlichen Hand und den Bergbauunternehmen die bisherigen und zukünftigen Pumpstromverbräuche offen legen würden. Eine solche Abschätzung musste für die Zukunft ohnehin gemacht werden im Rahmen der Ermittlung der Alt- und Ewigkeitslasten durch die KPMG.²⁸ Sie geht aber weder aus dieser Studie selbst noch aus der Antwort der Bundesregierung auf eine Kleine Anfrage hervor.²⁹

²⁶ Siehe dazu Linscheidt 1999 sowie FÖS 2009a.

²⁷ Für eine ausführlichere Diskussion dieses Arguments siehe FÖS 2009a

²⁸ vgl. KPMG 2006

²⁹ Bundesregierung 2010b

- Die Milliarden für Kohlesubventionen fehlten und fehlen für alternative Mittelverwendungen z.B. für Erneuerbare Energien und Energieeffizienz

6. Zur Debatte über Kohlekraftwerke in Deutschland

Derzeit sind in Deutschland 24 neue Kohlekraftwerke geplant oder bereits genehmigt und im Bau, darunter 20 Stein- und 4 Braunkohlekraftwerke.³⁰ Unbestritten ist, dass Kohlekraftwerke mit einem heutigen Anteil von über 40% an der deutschen Stromerzeugung³¹ auch in den nächsten Jahren zur Energiegewinnung beitragen werden. Die Debatte um neue Kohlekraftwerke in Deutschland ist jedoch geprägt von einem Spannungsfeld zwischen ökonomischer Effizienz, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit. Während die Deutsche Energie-Agentur DENA aufgrund des alternden Kraftwerkparcs und des ursprünglich vorgesehenen Ausstiegs aus der Atomenergie vor einer zukünftigen „Stromlücke“ warnt und den Neubau von Kohlekraftwerken empfiehlt³², zeigen zahlreiche Studien die mögliche Schließung dieser „Lücke“ mittels Steigerung der Energieeffizienz, Ausbau Erneuerbarer Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung, sowie Erdgasverstromung auf.³³

Als problematisch muss vor allem die hohe CO₂-Intensität des Energieträgers Kohle eingestuft werden, die unter Beibehaltung des relativ großen Anteils der Kohlekraft an der Stromerzeugung das Erreichen der wissenschaftlich für notwendig erachteten Klimaziele gefährdet. Im Jahr 2008 wurden durch das Verbrennen von Kohle insgesamt mehr als 300 Mio. Tonnen CO₂ emittiert.³⁴ Das entspricht fast einem Drittel der gesamten deutschen Treibhausgasemissionen.

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% reduzieren³⁵ Auch Umweltminister Röttgen hat das Ziel bekräftigt, die deutsche Stromerzeugung bis 2050 *„fast vollständig auf erneuerbare Energien umgestellt zu haben“*³⁶

Gehen jedoch alle 24 geplanten und im Bau befindlichen Kraftwerksprojekte, die durchschnittlich Regellaufzeiten von über 40 Jahren aufweisen, ans Netz, würde das Klima alleine dadurch jährlich mit etwa 160 Mio. Tonnen CO₂ belastet.³⁷ Umgerechnet auf 80 Mio. Deutsche entspricht das 2

³⁰ Stand: März 2010, eine Liste der Kohlekraftwerke ist erhältlich unter http://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Kohlekraftwerke/DUH-Liste_Kohlekraftwerke_Uebersicht_2010.pdf (DUH 2010)

³¹ 40% der Stromerzeugung entsprechen 278,5 Mrd. kWh (davon 128,5 Mrd. auf Steinkohle- und 150 Mrd. kWh auf Braunkohlebasis), vgl. BDEW 2008.

³² Vgl. DENA 2008

³³ Vgl. BMU 2008, Greenpeace 2009, Matthes/Ziesing 2007, Prognos AG et al. 2009, UBA 2009

³⁴ UBA 2010

³⁵ IPCC 2007

³⁶ Norbert Röttgen am 01.12.2009 im ARD Morgenmagazin

³⁷ Vgl. DUH 2009

Tonnen pro Kopf. Damit wäre das jährliche Kontingent an Treibhausgasemissionen, das durch die meisten Klimaforscher langfristig als Obergrenze angesehen wird, alleine durch die neuen Kohlekraftwerke bereits aufgebraucht.

Die Abscheidung und Speicherung von CO₂ (CCS) wird von den Energieversorgern derzeit als Möglichkeit angesehen, weiterhin an der Verstromung fossiler Brennstoffe wie Kohle festzuhalten. Doch derzeit ist noch völlig offen, ob CCS technisch realisierbar, ökologisch vertretbar und wirtschaftlich zu betreiben ist (vgl. Abschnitte III.A.2/3)

Der Sachverständigenrat für Umweltfragen warnt darüber hinaus vor der Unvereinbarkeit des umfangreichen Neubaus von Kohlekraftwerken mit dem Ausbau Erneuerbarer Energien, da die mangelnde Flexibilität der Kohlekraftwerke nicht die schwankende Stromspeisung der Erneuerbaren ausgleichen könne.³⁸ Darüber hinaus wird zunehmend auch die zukünftige Rentabilität von Kohlekraftwerken angezweifelt: Geringere Volllaststunden aufgrund des Ausbaus Erneuerbarer Energien sowie steigende Brennstoff- und Zertifikatspreise (im Rahmen des Europäischen Emissionshandels) verteuern die Betriebskosten der Kohlekraftwerke und verringern gleichzeitig die notwendigen Einnahmen zur Deckung der Investitionskosten.³⁹

Insgesamt sieht sich die Nutzung von Kohle als Energieträger in Deutschland derzeit nicht nur massiven Protesten seitens zahlreicher Bürgerinitiativen ausgesetzt, sondern wird ebenfalls zunehmend auf wissenschaftlicher Ebene kritisch diskutiert. Vor diesem Hintergrund verliert auch die staatliche Subventionierung der Steinkohle ihre öffentliche Legitimation.

³⁸ SRU 2009b.

³⁹ FÖS 2009b, Groscurth 2009, PIK/WestLB 2009

III. DATENBLÄTTER STEINKOHLE

A. Finanzhilfen

1. Forschung und Entwicklung im Bereich Bergbautechnik

a) Gegenwärtige Regelung / Fördertatbestand

Zur Quantifizierung der Steinkohlesubventionen im Bereich Forschung und Entwicklung werden gemäß des Ansatzes von Storchmann diejenigen Förderprogramme erfasst, die in den Haushaltsplänen des Bundes und des Landes NRW sowie in den Subventionsberichten der Bundesregierung aufgeführt sind. Darin enthalten sind Programme zur Verbesserung der Bergbautechnik, die sich auf die Sicherheit und Arbeitsbedingungen der Bergleute, die Begrenzung der Umweltbelastungen, die Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit vor dem Hintergrund von Effizienzsteigerungen bei der Kohleförderung sowie die Kohleveredelung (Vergasung und Verflüssigung) beziehen.⁴⁰ Nicht einbezogen wurden hingegen Forschungen im Bereich der Kraftwerkstechnik, die dem Einsatz fossiler Brennstoffen zur Stromerzeugung zuzuschreiben sind und nicht eindeutig dem Brennstoff Steinkohle zugeordnet werden können. Die öffentlichen Subventionen zur Erforschung der Technologie zur CO₂-Abscheidung und Speicherung (CCS) sind vor diesem Hintergrund Gegenstand der folgenden Abschnitte A.2/3.

b) Quantifizierung der Förderwirkung

Mit insgesamt rund **6,2 Mrd. €** stellen die öffentlichen Ausgaben für Forschung und Entwicklung zwischen 1958 und 2008 den kleinsten Anteil (ca. 3%) der staatlichen Ausgaben dar. Sie verteilen sich jedoch sehr ungleichmäßig auf den Untersuchungszeitraum: Während die jährlichen Subventionen bis 1973 weniger als 40 Mio. € betragen, wurden sie bis 1980 mehr als verzehnfacht (524 Mio. €) und sanken erst 1993 wieder auf ein Niveau von unter 100 Mio. €. Dies ist vor allem auf die Einführung zahlreicher Programme ab 1980 zurückzuführen, die aufgrund der Ölpreiskrise 1973/74 ins Leben gerufen wurden und die Ausweitung des Kohleeinsatzes auf der Basis von Kohlegas und Kohleöl anstrebten.

c) Wirkungen und Bewertung der Regelung

Die öffentlichen Subventionen für Forschung und Entwicklung der Steinkohleindustrie verfolgen verschiedene Ziele und sind daher unterschiedlich zu bewerten:

- Die Verbesserung der Sicherheitsbedingungen in den Bergwerken sowie die Begrenzung der Umweltauswirkungen der Steinkohleförderung können als öffentliches bzw. soziales Interesse gewertet werden und rechtfertigen so die staatliche Förderung.
- Programme zur Effizienzsteigerung sollten die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Steinkohle verbessern, so dass deren Wirkung indirekt auch die Begrenzung der staatlichen Absatzsubventionen betrifft.

⁴⁰

Vgl. Storchmann 2005, S. 1483 (Fördertatbestände RD 1-12)

- Die intensive Förderung der Kohlevergasung und -verflüssigung im Zuge der Ölpreiskrise führten nicht wie erhofft zu einer „Renaissance der Kohletechnik“.⁴¹ Mit dem Ölpreiseinbruch Mitte der achtziger Jahre kamen die erforschten Technologien zur Produktion von Kraftstoff nicht wie geplant in Großanlagen zum Einsatz, so dass sich die Forschungsprogramme als nicht zielführend erwiesen.

⁴¹ Vgl. FAZ vom 19. Mai 2006, „Nicht nur Treibstoff lässt sich aus dem schwarzen Gold gewinnen“

2. Forschung und Pilotvorhaben CCS auf nationaler Ebene

a) Gegenwärtige Regelung / Fördertatbestand

Die CO₂-Abscheidung und -Speicherung (Carbon Capture and Storage - CCS) ist in der Erforschung neuer Kraftwerkstechnologien europaweit das derzeit dominierende Vorhaben. Mit der Abscheidung von bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe emittiertem CO₂ und dessen Einlagerung in unterirdischen Speicherstätten soll die Klimaverträglichkeit konventioneller Kraftwerke (vor allem Braun- und Steinkohlekraftwerke) signifikant erhöht werden. Programme zur Erforschung dieser Technologie beziehen sich auf Wirkungsgradsteigerung der Kraftwerke, Abscheidungsverfahren und deren Erprobung in Demonstrationsanlagen, Transport sowie Erforschung möglicher Speicherstätten. Da sich der Einsatz der CCS-Technologie nicht auf die Abscheidung von Emissionen aus Kohlekraftwerken beschränkt, sondern grundsätzlich auch für Braunkohle- und Erdgaskraftwerke, Biogasanlagen sowie für die CO₂-Reduktion energieintensiver Industriezweige infrage kommt, sind öffentlich subventionierte Forschungsprojekte nur anteilig der staatlichen Steinkohleförderung zuzurechnen und werden daher gesondert von den Beihilfen zur Forschung und Entwicklung nach Storchmann (s.o.) betrachtet.

In Deutschland fördert die Bundesregierung mit dem COORETEC- und dem Geotechnologienprogramm zwei Hauptprogramme zur Erforschung von CCS:

- Das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) koordinierten Forschungsprogramm **COORETEC** unterstützt seit 2003 Verbundprojekte zwischen Energieversorgern, Anlagenbauern, Universitäten und anderen Forschungseinrichtungen zur Untersuchung und Erprobung der gesamten CCS-Technologieketten (ohne Speicherung). Forschungsschwerpunkte der mehr als 250 registrierten Einzelprojekte⁴² sind die Effizienzsteigerung bei der Energieumwandlung (Technologien zur Wirkungsgradsteigerung fossiler Kraftwerke), die Erhöhung der Betriebsflexibilität von Kraftwerken und die Erprobung verschiedener Abscheidungsverfahren. Die COORETEC-Initiative ist Teil des 5. Energieforschungsprogramms der Bundesregierung.⁴³
- Das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) fördert im Rahmen des **Sonderprogramms Geotechnologien** seit 2005 Projekte, die sich mit Fragestellungen zur geologischen Speicherung befassen. Im Vordergrund stehen Erkundung, Auswahl und Bewertung von Speicherstandorten. Darüber hinaus wurde in 2008 damit begonnen, Pilotvorhaben der Industrie durch begleitende Forschungsverbände zu fördern.⁴⁴

b) Quantifizierung der Förderwirkung

Eine Quantifizierung kann nur auf der Basis von Annahmen erfolgen, in welchem Umfang Steinkohleanlagen von CCS-Förderungen begünstigt werden. Da die CCS-Förderung auf jeden Fall hoch relevant für Kohlekraftwerke ist, wäre ihre Begünstigungswirkung stark unterzeichnet, wenn man sie aufgrund von Zurechnungsproblemen außen vor lassen würde. Wir treffen daher vorsichtige Annahmen über den der Steinkohlenutzung zurechenbaren Anteil an der CCS-Förderung.

⁴² Vgl. Förderkatalog der Bundesregierung, <http://foerderportal.bund.de/foekat/jsp/SucheAction.do>

⁴³ BMWA 2005

⁴⁴ Darunter die Speicherung in nahezu erschöpften Erdgaslagerstätten (CLEAN) bzw. in einem salinaren Aquifer (COAST), vgl. <http://www.fz-juelich.de/ptj/geotechnologien/untergrund>

Die beiden deutschen Programme zur Erforschung und Entwicklung von CCS wurden im Zeitraum 2003 bis 2008 mit insgesamt real (Preisstand 2008) rund 111 Mio. € gefördert (COORETEC 99,4 Mio. €, Geotechnologien 11,1 Mio. €). Bis zum Jahr 2012 sind weitere Subventionen in Höhe von voraussichtlich mehr als 77 Mio. Euro geplant (COORETEC ca. 54 Mio. €, Geotechnologien ca. 23 Mio. €).⁴⁵ Um den Anteil von Steinkohle an den CCS-Subventionen quantifizieren zu können, muss abgeschätzt werden, in welchem Verhältnis die Technologieverwendung bei Steinkohlekraftwerken zur Verwendung in anderen Bereichen (Braunkohle, Erdgas, Industrie, Biomasse) steht. Die derzeit vorgesehenen Mittel für den kommenden Dreijahreszeitraum können zunächst grundsätzlich für den Energiebereich angerechnet werden; der Einsatz in der Industrie oder in Biomasseanlagen ist eine Option für die spätere Zukunft. Da der Einsatz in Erdgasanlagen kurzfristig in Deutschland gar nicht vorgesehen ist und auch international und mittelfristig nach einer Schätzung der IEA voraussichtlich nur etwa 10% des gesamten CCS-Energieportfolios ausmachen wird,⁴⁶ können 90% der CCS-Mittel Kohlekraftwerken zugerechnet werden. Von den derzeit in Deutschland geplanten Kohlekraftwerken entfallen rund 80% der elektrischen Bruttoleistung auf Stein- und rund 20% auf Braunkohle.⁴⁷ Es ist zwar unklar, welche der Kraftwerke letztlich zum einen überhaupt gebaut und zum anderen mit CCS oder zumindest CC-ready versehen werden. In Ermangelung anderer Kriterien rechnen wir 80% des CCS-Förderwerts für Kohlekraftwerke der Steinkohle und 20% der Braunkohle zu. Danach beträgt der Steinkohle zurechenbare Subventionswert von CCS-Forschungsausgaben bis zum Jahr 2008 rund **80 Mio. €**, während zwischen 2009 und 2012 voraussichtlich weitere 56 Mio. € Förderung anfallen.

c) Wirkungen und Bewertung der Regelung

Als Hauptanwendungsgebiet der CCS-Technologie ist die Abscheidung und Speicherung des bei der Energieerzeugung aus fossilen Rohstoffen anfallenden CO₂ geplant. Der Einsatz dieser Technologie im Stromsektor würde unter günstigen Bedingungen im Jahr 2050 eine jährliche CO₂-Einsparung von 55 Mio. t (Deutschland) gegenüber dem Alternativszenario ohne CCS bedeuten, unter der Bedingung dass bis dahin Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 18 GW mit CCS ausgestattet sind.⁴⁸ Die Internationale Energieagentur geht davon aus, dass die durch die CCS-Technologie erreichbaren Einsparungen im globalen Maßstab sogar 9,1 Gt/a⁴⁹ betragen und damit zu einer Reduktion der heutigen (2005) globalen Emissionen bis 2050 um etwa 10% führen können.⁵⁰ Die nationale und europäische Forschungsförderung wird damit begründet, dass die Umsetzung dieser Technologie in die Praxis möglichst rasch erfolgen müsse und unkalkulierbare Entwick-

⁴⁵ Quellen:

- 1) Ausgaben für COORETEC: Förderkatalog der Bundesregierung und Energiestatistiken des BMWi, <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/energiestatistiken.did=177114.html>
- 2) Ausgaben für das Geotechnologien-Programm: Angaben des Projektträgers Jülich

⁴⁶ Vgl. IEA 2009

⁴⁷ Die prozentualen Anteile für Braun- und Steinkohle wurden auf Basis der elektrischen Bruttoleistung der heute geplanten oder bereits genehmigten Kohlekraftwerke kalkuliert. Danach sind bis ca. 2015 rund 5.700 MW Braunkohle- und 23.500 MW Steinkohlekraftwerksleistung geplant, vgl. DUH 2009.

⁴⁸ BMU 2008

⁴⁹ davon 4,8 GtCO₂ im Energieerzeugungs- und 4,3 GtCO₂ im industriellen Sektor (vgl. IEA 2008 CH1, S. 9)

⁵⁰ IEA 2008

lungsrisiken abgedeckt werden könnten.⁵¹ Hintergrund dieser Argumentation ist die Annahme, dass fossile Energieträger ein wesentlicher Bestandteil der Energieversorgungssysteme bleiben werden.

Ob CCS aber jemals wirtschaftlich sinnvoll und ohne Risiken im großtechnischen Maßstab eingesetzt werden kann, ist heute nicht absehbar. So bestehen große Unsicherheiten in Bezug auf die überhaupt vorhandenen Speicherkapazitäten, Kostenentwicklungen und ökologischen Auswirkungen⁵² von CCS.⁵³ Umfangreiche Lebenszyklusanalysen und Wirtschaftlichkeitsberechnungen weisen auf „große technologische und ökonomische Hürden und ein überschätztes Potenzial“ (BMU 2008, S. 57) von CCS hin, das voraussichtlich erst im Jahr 2030 kommerziell einsetzbar sein wird:

- 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.⁵⁴ In Abhängigkeit von Brennstoffpreisszenarien und Betriebsaufnahmezeiten muss von Vermeidungskosten für die ersten Anlagen in Höhe von 60 bis 90 €/t CO₂ ausgegangen werden, so dass die Einsparung von Emissionszertifikaten die CCS-Kosten voraussichtlich nur zu sehr geringen Teilen decken kann. 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.⁵⁵
- Angesichts stark divergierender Abschätzungen über die Speicherkapazitäten⁵⁶ ist anzunehmen, dass die Lagerfähigkeit deutscher Speicher bereits nach einer Kraftwerksgeneration (40-50 Jahre) erschöpft ist.⁵⁷
- Durch umfangreiche CCS-Subventionen werden gleichzeitig andere Klimaschutztechnologien (Erneuerbare Energien, Energieeffizienz) im Wettbewerb um Erforschung und Weiterentwicklung benachteiligt oder sogar zurückgestellt. Die direkte Konkurrenz um Fördermittel wird insbesondere bei der ab 2013 geplanten Subventionierung über die Neuanlagenreserve des Emissionshandels 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.
- Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass die Kohleverstromung unter Einsatz von CCS ihren Kostenvorteil gegenüber Erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2020 (früherster Zeitpunkt der kommerziellen Nutzung von CCS) verlieren wird.⁵⁸ Eine mit Blick auf den zukünftigen Energiemix besonders problematische Konkurrenz zwischen CCS und Erneuerbaren Energien er-

⁵¹ So z.B. die Begründung des COORETEC-Programms, vgl. <http://www.cooretec.de/hintergrund>

⁵² u.a. das gesundheitliche Risiko durch Leckagen oder Auswirkungen auf das Grundwasser durch die Verdrängung stark salzhaltigen Wassers aus salinen Aquiferen, vgl. SRU 2009a

⁵³ Vgl. z.B. SRU 2009a

⁵⁴ IEA 2007

⁵⁵ McKinsey 2008, S. 8

⁵⁶ Z.B. BMWi 2009a, May et al. 2005, Ragden et al. 2006, WI 2009

⁵⁷ Von Goerne 2009

⁵⁸ WI et al. 2007

gibt sich – zusätzlich zum Aspekt der finanziellen Förderung – aus der begrenzt verfügbaren unterirdischen Speicherkapazität. Die für CCS notwendigen geologischen Formationen im Untergrund können grundsätzlich auch für Geothermieprojekte, als Druckluft- und Gasspeicher oder zur Wärme- und Kältespeicherung genutzt werden.⁵⁹ Wenngleich eine hinreichend belastbare Abschätzung des Speicherumfangs und der Nutzungskonflikte bislang nicht vorliegt, kann die unterirdische Lagerung von CO₂-Abscheidungen den Ausbau Erneuerbarer Energien beeinträchtigen.

Insgesamt sind daher die hohen öffentlichen Subventionen für die CCS-Technologie zumindest ambivalent: Das zugrunde liegende Ziel einer emissionsarmen Kraftwerkstechnologie zur Einhaltung ehrgeiziger Klimaziele rechtfertigt grundsätzlich zwar die Förderung, doch die umfangreiche Bereitstellung öffentlicher Mittel erfolgt für eine Technologie, deren Umsetzbarkeit, Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit noch nicht abschließend geklärt sind. Darüber hinaus steht CCS in direkter Konkurrenz um Fördermittel und Speicherkapazitäten zu anderen Klimaschutztechnologien, so dass eine Überprüfung der relativen Ausgaben auf Grundlage der Wettbewerbsfähigkeit verschiedener Vermeidungstechnologien erfolgen sollte.

⁵⁹

SRU 2009a

3. Forschung und Pilotvorhaben CCS auf europäischer Ebene

a) Gegenwärtige Regelung / Fördertatbestand

Die Europäische Union strebt ebenfalls die Ein- bzw. Fortführung umfangreicher Förderprogramme für die CCS-Erforschung an. Sie wurden in der Bilanzierung der staatlichen Fördersumme für die Steinkohle nicht erfasst, da sie eine Förderung von europäischer Ebene darstellen und die jeweiligen Anteile für deutsche Forschungsprojekte (noch) nicht quantifiziert werden können:

- Im fünften und sechsten **Forschungsrahmenprogramm** der Europäischen Union wurden die ersten CCS-Projekte bis 2007 bereits mit insgesamt mehr als 100 Mio. € gefördert. Für das siebte Forschungsrahmenprogramm (2007-2013) hat die Europäische Kommission angekündigt, knapp 500 Mio. € für die Förderung von CCS auszugeben.⁶⁰
- Aus der **Neuanlagenreserve des Emissionshandels** sollen in den Jahren 2013 bis 2015 300 Millionen Zertifikate (mit einem geschätzten Gegenwert von 9 Mrd. € Fördersumme)⁶¹ für Demonstrationsprojekte im Bereich CCS oder Erneuerbare Energien bereitgestellt werden.⁶² Wenn man unterstellt, dass jeder Förderbereich die Hälfte der Mittel beanspruchen kann, entfallen auf CCS 4,5 Mrd. €.
- Aus dem **EU-Konjunkturprogramm** sollen 1,05 Mrd. € für fünf CCS-Demonstrationsprojekte bereitgestellt werden, um bis 2015 die Errichtung von 12 CCS-Demonstrationsprojekten in Europa zu forcieren. Jedes Projekt soll EU-Fördermittel in Höhe von 180 Mio. € erhalten, ein weiteres Projekt in Italien wird zudem mit 100 Mio. € unterstützt. Auf der vorläufigen Projektliste der EU-Kommission standen elf Vorhaben, von denen eines der beiden genannten Projekte in Deutschland Fördermittel erhalten sollte (Hürth oder Jänschwalde, vgl. Verordnung (EG) Nr. 663/2009). Auf einer Anfang Oktober veröffentlichten Liste besonders förderungswürdiger Projekte wurde nur noch das Vattenfall-Projekt in Jänschwalde genannt.⁶³ Aufgrund öffentlicher Proteste und der bislang fehlenden gesetzlichen Grundlage in Deutschland wird die Umsetzung des RWE-Projektes in Hürth aufgeschoben.⁶⁴
- Anfang Oktober hat die Kommission den „**Strategic Energy Technology Plan**“ (SET Plan) vorgestellt, der einen Förderbedarf für CO₂-arme Technologien von 8 Mrd. € jährlich definiert (50 Mrd. € bis 2020). Als Finanzierungsquellen werden u.a. die nationalen Haushalte, Einnahmen aus dem EU-Emissionshandelssystem und europäische Finanzinstitute genannt. Danach sollen CCS-Projekte einen Investitionszuschuss von insgesamt 13 Mrd. € erhalten, die nach 2020 in Betrieb gehen⁶⁵. Da die Finanzierung noch nicht näher bestimmt ist und der SET Plan ein Rahmenprogramm darstellt, kann die geplante Fördersumme nicht zu den zuvor genannten Fördermechanismen hinzuaddiert werden (unter Umständen könnten o.g. Mechanismen Finanzierungsinstrumente des SET Plans werden). Darüber hinaus ist die Quantifizierung

⁶⁰ BMWI et al. 2007, S. 22f.

⁶¹ Unter Annahme eines durchschnittlichen Zertifikatspreises von 30 €/t CO₂

⁶² Nach Art. 10a §8 der Emissionshandelsrichtlinie (2003/87/EC), inkl. Änderung durch die Richtlinie 2009/29/EG vom 23. April 2009

⁶³ Vgl. Euractiv- Meldung vom 7. Oktober 2009, <http://www.euractiv.com/en/climate-change/eu-lines-multi-carbon-capture-projects/article-186139>

⁶⁴ Vgl. TAZ vom 13.11.2009, <http://www.taz.de/regional/nord/nord-aktuell/artikel/1/kein-co2-speicher-in-nordfriesland/>

⁶⁵ EU-Kommission 2009

der Forschungsausgaben nationaler Haushalte und von europäischer Ebene deshalb nicht *ex ante* möglich, weil die Kommission nur den *Bedarf* an Forschungsausgaben angibt und explizit darlegt, dass die Kosten von öffentlichen Haushalten, Banken und der Privatwirtschaft gemeinsam getragen werden sollen. Dennoch verdeutlicht dieses Konzept, dass für die folgenden Jahre ebenfalls bedeutende Subventionssummen für die CCS-Technologie vorgesehen sind.

b) Quantifizierung der Förderwirkung

Insgesamt sind auf EU-Ebene Fördermittel für CCS in der Größenordnung von rund **6 Mrd. €** geplant, wobei der SET-Plan eine weitere deutliche Aufstockung dieses Volumens erwarten lässt. Entsprechend des Anteils Deutschland an der Finanzierung des EU-Haushalts von rund 20%⁶⁶ entfallen auf Deutschland öffentliche Mittel von 1,2 Mrd. €. Rechnet man entsprechend der Quantifizierung bei den nationalen Forschungsmitteln (s.o.) davon 90% für Kohlekraftwerke, weiterhin davon 80% für Steinkohle- und 20% für Braunkohlekraftwerke, so sind der Steinkohle rund **0,9 Mrd. €** zurechenbar.

c) Wirkungen und Bewertung der Regelung

Grundsätzlich ist eine europäische Beteiligung sowie Koordinierung von Forschungsvorhaben zu begrüßen, da dies Synergieeffekte und Lernprozesse bewirken kann. Trotzdem gilt in Bezug auf CCS auch hier die Kritik zum einen an den bisher unzureichend einschätzbaren Faktoren Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Speichervolumen sowie zum anderen an der möglichen Benachteiligung anderer Energietechnologien (vgl. Bewertung der nationalen Forschungsprogramme, Abschnitt 2.c).

⁶⁶

Vgl. BMF-Pressemitteilung Nr. 53/2009

4. Absatzbeihilfen

a) Gegenwärtige Regelung / Fördertatbestand

Im Folgenden werden die öffentlichen Ausgaben beziffert, die zur Sicherung des Steinkohleabsatzes in den Anwendungsbereichen Wärme- und Energieerzeugung sowie Stahlgewinnung im Rahmen der so genannten „Kohlevorrangpolitik“⁶⁷ seit 1950 aufgewendet wurden. Dabei handelt es sich sowohl um direkte Subventionen der Förderung und der Verwendung von Steinkohle, als auch um quotenbasierte Regulierung der Absatzmengen und Mehrkostenausgleich für die Deckelung des Steinkohlepreises zur Erhaltung der Wettbewerbsfähigkeit gegenüber Importkohle und substitutiven Energieträgern wie Heizöl (Preisausgleichssubventionen)⁶⁸.

Die Ausgaben des Bundes und des Landes NRW für die Absatzbeihilfen der Steinkohle umfassen folgende Förderinstrumente:

Abbildung 7) Absatzbeihilfen 1958-2008

Zeitraum der Förderung	Fördermechanismus
1960-1968	Subventionen des Transports von Steinkohle
1965-1990	Förderung von Blockheizkraftwerk- und Fernwärmeausbau
1966-1969 1986-1992	Sonderförderungen des Landes NRW für den Einsatz von Steinkohle als Heizbrennstoff (1986-1992) und zur Energieerzeugung (1966-1969)
1965-1969 1976-1992	Mengenregulierung: Öffentliche Finanzierung der Lagerung von Steinkohleüberschüssen und Ablösung von Kohlen-Import-Kontrakten durch die „Notgemeinschaft des deutschen Steinkohlebergbaus“ („Lagerhaltungsaktion“ und „Nationale Kohlereserve“)
1967-1997	„Kokskohlenbeihilfe“ im Rahmen des „Hüttenvertrags“: Bereitstellung inländisch geförderter Kokskohle für die Stahlerzeugung zu Preisen der Importkohle
1967-1995	zweites/drittes Verstromungsgesetz „zur Sicherung des Einsatzes der Steinkohle in der Elektrizitätswirtschaft“: Ausgleich der Preisdifferenzen und höherer Betriebskosten gegenüber Importsteinkohle und anderen Energieträgern wie Heizöl / „Kohlepennig“ ⁶⁹ ; quantitative Festlegung der von den Energieversorgern abzunehmenden inländischen Steinkohle (Regulierung der Absatzmenge) / „Jahrhundertvertrag“
1991-1996	„Revierausgleich“ und „Ausgleich für niederflüchtige Kohle“: Ausgleichszahlungen für Kosten- und Qualitätsunterschiede der Kohlenreviere
1996-1997	fünftes Verstromungsgesetz: Finanzierung der Verstromungszuschüsse über den Bundeshaushalt
seit 1998	Subventionen seit 1998 gemäß der Kohlepolitischen Vereinbarung von 1997: Absatzhilfen und Stilllegungsbeihilfen, „Zuschüsse für den Absatz deutscher Steinkohle zur Verstromung und an die Stahlindustrie sowie zum Ausgleich von Belastungen infolge von Kapazitätsanpassungen“

b) Quantifizierung der Förderwirkung

Der Abbau und die Verwendung deutscher Steinkohle zur Wärme-, Energie- und Stahlerzeugung mit dem Ziel der Absatzförderung wurde vom Bund und vom Land NRW seit 1958 mit insgesamt **145,1 Mrd. €** unterstützt. Seit der Einführung erster absatzfördernder Mechanismen im Jahr 1958 ist die jährliche Subventionssumme kontinuierlich angestiegen und erreichte im Jahr 1996 einen

⁶⁷ Vgl. Deutscher Bundestag 1988

⁶⁸ Fördertatbestände nach Storchmann 2005, S. 1475ff (Beihilfen SA 1, 3-8, 10, 12-16)

⁶⁹ Preisaufschlag auf die Strompreise der Energieversorgungsunternehmen von 1974 bis 1995. Die Höhe des Kohlepennigs war von Bundesland zu Bundesland unterschiedlich. 1990 wurden die Preise der Stromrechnungen um durchschnittlich 8,5% angehoben (Schiffer 1997).

Höchstwert von 8,27 Mrd. € (dies entspricht einer Förderung von 97.000 € je Beschäftigten), bevor sie seit 1997 im Rahmen der Kohlepolitischen Vereinbarung⁷⁰ wieder rückläufig ist. Der weitaus größte Anteil entfällt dabei auf die preissenkenden Instrumente „Kokskohlenbeihilfe“ (24%, Förderung im Bereich Stahlgewinnung) sowie „Kohlepfennig“ (38%, Förderung im Bereich Energieerzeugung). Insgesamt stellen die Absatzbeihilfen mit einem Anteil von mehr als 77% den Kern der Finanzhilfen für Steinkohleförderungen dar.

c) Wirkungen und Bewertung der Regelung

Die Einführung absatzfördernder Subventionen der deutschen Steinkohle ist insbesondere auf den Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit gegenüber den Weltmarktpreisen und konkurrierenden Energiealternativen wie Heizöl, Braunkohle, Erdgas und Atomenergie sowie den Schutz der heimischen Industrie zurückzuführen. Die Grundlagen für diese Maßnahmen wurzeln in der Zeit vor 1958, als die zu geringe Kohleproduktion und die Gefahr steigender Energiepreise den bedeutendsten Engpassfaktor für die wirtschaftliche Entwicklung darstellten. Daher war der Bergbau kurz vor Ausbruch der „Kohlenkrise“ nicht auf eine Wende am Energiemarkt vorbereitet.⁷¹ Der Absatz heimischer Steinkohle unterlag jedoch in den Folgejahren den strukturellen Bedingungen einer immer größeren Konkurrenz des Heizöls und der durch niedrigere Frachtraten bevorzugten Importkohle, sowie einer Verlangsamung der wirtschaftlichen Expansion.⁷² Um der sinkenden Nachfrage entgegenzuwirken und bestehende Strukturen zu erhalten, sollten die Absatzsubventionen im Rahmen einer kurzfristigen Krisenpolitik den Zusammenbruch der heimischen Kohleindustrie verhindern. Da die mangelnde Wettbewerbsfähigkeit jedoch auf strukturellen Problemen beruhte und keine kurzfristige Krisenerscheinung war, wurden die „Erhaltungssubventionen“ zu einem festen Bestandteil öffentlicher Subventionen für die gewerbliche Wirtschaft.⁷³ Nach Angaben des RWI war die heimische Steinkohle spätestens mit Beginn der siebziger Jahre international nicht mehr konkurrenzfähig, wobei sich die Differenz zwischen deutschen Förderkosten und Weltmarktpreisen sogar noch vergrößerte (vgl. Abbildung 8). Seit Anfang der neunziger Jahre liegt der nominale Preis für Importkohle bei etwa einem Drittel der heimischen Förderkosten. So konnten die öffentlichen Subventionen das Grundproblem der mangelnden Wettbewerbsfähigkeit nicht lösen und der *„Erhalt der Arbeitsplätze im Steinkohlebergbau wurde teuer erkaufte“* (UBA 2003, S.1). Weitere grundlegende Argumentationslinien des GVSt⁷⁴ für eine Fortführung der Subventionen wie Versorgungssicherheit, technische Weiterentwicklung, höhere Arbeitslosigkeit konnten ebenfalls entkräftet werden,⁷⁵ so dass der Subventionsabbau als folgerichtig zu bewerten ist (s.u.).

⁷⁰ Vgl. „Gesetz zur Neuordnung der Steinkohlesubventionen“ vom 17. Dezember 1997

⁷¹ Abelshauer 1984

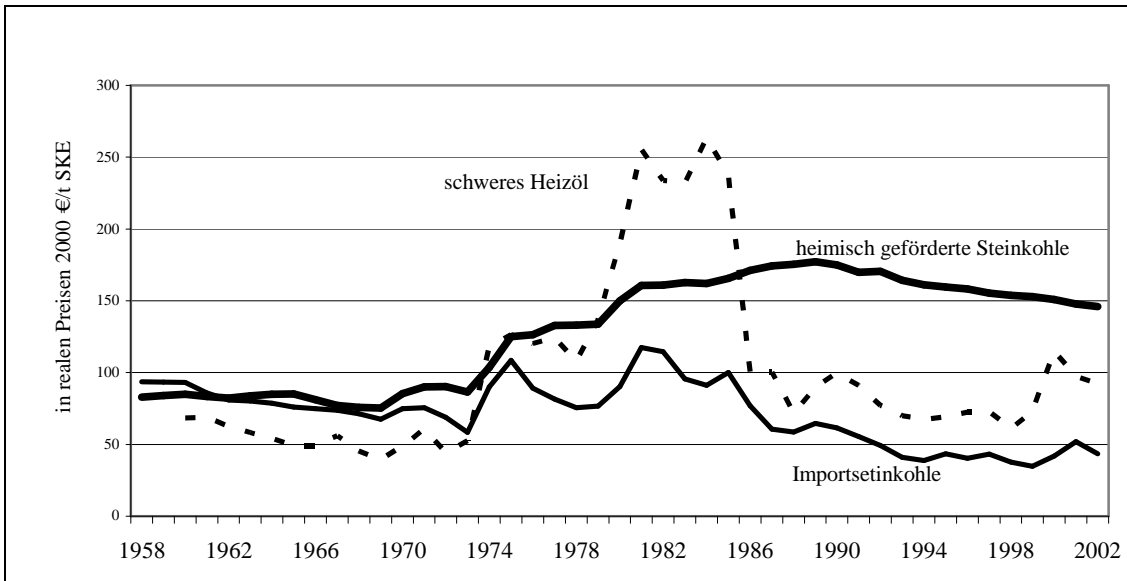
⁷² Schröder-Brzosniowsky 1958

⁷³ UBA 2003

⁷⁴ Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus

⁷⁵ Vgl. RWI 2006

Abbildung 8) Energiepreise in Deutschland 1958-2002



Quelle: Storchmann 2005, Datengrundlage Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.

5. Modernisierungsbeihilfen

a) Gegenwärtige Regelung / Fördertatbestand

Strukturelle Modernisierungs- und Rationalisierungsbeihilfen wurden 1966 eingeführt und insbesondere im Rahmen der Errichtung und Umstrukturierung der RAG (früher „Ruhrkohle AG“) gewährt. Im so genannten „Grundvertrag“ zwischen Bundesregierung, RAG und Bergbauunternehmen wurde die staatliche Verpflichtung zur Unterstützung von Modernisierungsmaßnahmen rechtlich verankert. Unter diese Kategorie der staatlichen Ausgaben fallen Fördermaßnahmen zur Produktivitätssteigerung (1969-1987), zum Abbau umweltschädlicher Auswirkungen (z.B. Verschmutzung, Lärm, Erschütterungen; 1969-1990), sowie zur finanziellen Stabilisierung der RAG (Zinszuschüsse, Schuldentilgung, Bürgschaften, Ausgleich von Abschreibungen und Produktionsrückgang; 1970-1994).⁷⁶

b) Quantifizierung der Förderwirkung

Die Förderungen zur Modernisierung und Rationalisierung des Steinkohlebergbaus im Zeitraum 1966-1998 belaufen sich auf insgesamt **12,1 Mrd. €**. Auf die umfangreichen staatlichen Förderungen der RAG (ca. 5 Mrd.) entfallen dabei die größten Anteile.

c) Wirkungen und Bewertung der Regelung

Die Gründung der RAG im Jahr 1968 beruhte auf der Zusammenfassung des Kohlebergbaus in einer Einheitsgesellschaft, die über 93% der Steinkohleförderung des Ruhrgebiets und über drei Viertel der gesamten deutschen Steinkohleproduktion vereinte. Durch diese strukturelle Neuformierung des deutschen Kohlebergbaus strebte man eine „Gesamt-Anpassungsstrategie“ zur Koordinierung von Bergwerksstilllegungen und zur Verbesserung der Wirtschaftsstruktur in den Bergbaugesellschaften an. Die mangelnde Wettbewerbsfähigkeit lag unter anderem in der „*Zersplitterung der Kohlelager in viele kleine Besitzparzellen*“ begründet, da die Rivalität der einzelnen Zechengesellschaften „*eine rationelle Ausbeutung der Flöze verhinderte*“⁷⁷. Die Gründung der Einheitsgesellschaft ermöglichte so zwar die zentralisierte Organisation von Rationalisierungsmaßnahmen und die Stilllegung ertragschwächerer Schachanlagen („geordneter Anpassungsprozess“)⁷⁸, die RAG unterlag jedoch signifikanten wirtschaftlichen Schwierigkeiten und „*existierte ab 1971 ständig am Rande des Konkurses*“⁷⁹, so dass die öffentliche Hand fortwährend finanzielle Hilfen bereitstellen musste. Der Staat übernahm im Rahmen der RAG-Förderungen nicht nur die Rolle des Kapitaleigners und des Gläubigers, sondern auch die des Bürgen, wodurch auf staatlicher Seite ein direktes Interesse an der Rentabilität des Steinkohlebergbaus entstand. Dieser Zusammenhang begünstigte die Mobilisierung politischer Unterstützung und finanzieller Mittel.⁸⁰ Seit dem Jahr 1999 werden keine öffentlichen Mittel mehr für die Modernisierung der Steinkohleindustrie bereitgestellt.

⁷⁶ Vgl. Storchmann 2005, S. 1479ff (Fördertatbestände ST 2 - ST 12)

⁷⁷ Nonn 2001, S. 149

⁷⁸ Vgl. Abelshauser 1984, S. 164

⁷⁹ Matthes 2000, S. 125

⁸⁰ Horn 1977, S. 80

6. Soziale Beihilfen

a) Gegenwärtige Regelung / Fördertatbestand

Soziale Beihilfen für Arbeitnehmer im Bergbau beinhalten verschiedene Privilegierungsmechanismen sowie soziale Flankierungsmaßnahmen im Rahmen des Rationalisierungsprozesses (s.o.). Diese umfassen die Förderung des Bergarbeiterwohnbaus⁸¹, Zuschüsse zu Sozialversicherungsbeiträgen, Arbeitsschutz („Bergmannversorgungsschein“) sowie zahlreiche Maßnahmen zur Vermeidung sozialer Härten infolge von Stilllegungen/Rationalisierungen im Steinkohlebergbau (u.a. Härteausgleich, Anpassungsgeld, Anpassungsbeihilfe, Lohnkostenersatz).⁸²

Auch die knappschaftliche Rentenversicherung gehört zu den sozialen Beihilfen, wird aber im Abschnitt E.1 gesondert erfasst, weil hier der spezifische staatliche Förderanteil schwieriger zu bestimmen und ihre Anrechenbarkeit als staatliche Subventionierung umstritten ist.

b) Quantifizierung der Förderwirkung

Seit 1958 wurden vom Bund und vom Land NRW insgesamt **16,4 Mrd. €** an Sozialen Beihilfen gewährt. Damit stellen die Sozialen Beihilfen mit ca. 8,8% nach den Absatzbeihilfen den zweitgrößten Anteil der staatlichen Ausgaben dar. Zwischen 1961 und 1967 wuchs das Volumen der Förderungen von ca. 160 Mio. € auf mehr als 1 Mrd. € an. Dies ist in erster Linie auf Einführung zahlreicher Maßnahmen zurückzuführen, die den starken Produktionsrückgang im Zuge der Stilllegungen sozial abfedern sollten. Nach Auslaufen der kurzfristigen Maßnahmen im Jahr 1968 bestimmten neben den Unterbringungsbeihilfen vor allem die neu eingeführten langfristigen Programme „Anpassungsgeld“ und „Anpassungsbeihilfen“ die Höhe der sozialen Subventionen, die bis 1994 erneut auf ca. 550 Mio. € anstiegen. Im Rahmen der Kohlepolitischen Vereinbarung und dem gesetzlich festgelegten Subventionsabbau sanken auch die Sozialen Beihilfen wieder kontinuierlich auf zuletzt ca. 170 Mio. €.

c) Wirkungen und Bewertung der Regelung

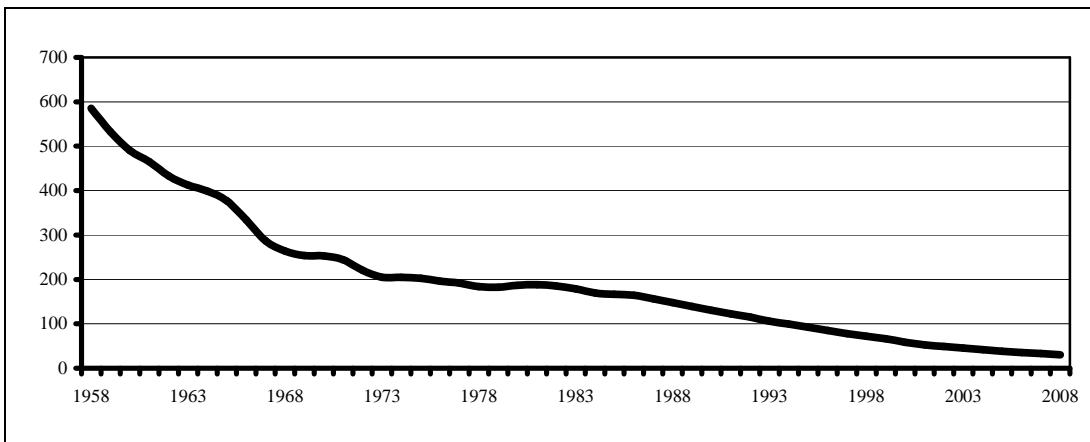
Nach der Formel „Bergmannslohn ist Spitzenlohn“ dienten die sozialen Beihilfemaßnahmen bis ca. 1965 insbesondere einer attraktiven Gestaltung der Beschäftigungsverhältnisse, um das Wachstum der Bergbaubranche zu stimulieren sowie die körperlich harte und gefährliche Arbeit unter Tage gerecht zu entlohnen.⁸³ Mit der Einführung von Rationalisierungs- und Stilllegungsmaßnahmen ab 1963 ermöglichte die Ausweitung der sozialen Beihilfen die „soziale Abfederung“ der Feierstunden und zahlreichen Entlassungen im Bergbau (vgl. Abbildung 9). Auf diese Weise konnte eine „politische Radikalisierung“ der Arbeitnehmer verhindert werden.⁸⁴ Die Sozialen Beihilfen sind somit insgesamt als wirksame und berechtigte Subvention zu werten, deren Volumen infolge der Umstrukturierungsprozesse anstieg.

⁸¹ „Treuhandvermögen zur Förderung des Bergarbeiterwohnbaus“, vergünstigte Kredite und Zuschüsse zu Ausbau und Modernisierung von Wohnanlagen.

⁸² Vgl. Storchmann 2005, S. 1486ff (Fördertatbestände SO 1, 3-11)

⁸³ Vgl. Abelshauser 1984, S. 109f.

⁸⁴ Vgl. Nonn 2001, S. 180f

Abbildung 9) Beschäftigte im Steinkohlebergbau 1958-2008 (in 1000)

Datengrundlage: Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.

7. Stilllegungsbeihilfen

a) Gegenwärtige Regelung / Fördertatbestand

In Anlehnung an die Rationalisierungsprogramme (s.o.) wurden zwischen 1963 und 1999 unter Federführung des „Rationalisierungsverbandes für den Steinkohlenbergbau“ und später der „Aktionsgemeinschaft Deutsche Steinkohlenreviere“ (ADS) öffentliche Beihilfen zur Kostendeckung der Zechenstilllegungen gewährt. Darunter fallen Stilllegungsprämien, Finanzierung der Erblasten (z.B. Überwachung der Grundwasserverunreinigung / Wasserhaltungsmaßnahmen), Lastenausgleich und Ausgleichszahlungen für rückläufige Kapazitätsauslastungen („Schrumpfungslasten“).⁸⁵

b) Quantifizierung der Förderwirkung

Die Stilllegungsbeihilfen 1963 bis 1999 belaufen sich auf insgesamt **7,3 Mrd. €**, was ca. 4% der gesamten staatlichen Ausgaben entspricht. Die direkten Stilllegungsprämien, deren Höhe sich an dem Volumen der stillgelegten Produktionskapazität orientierte (15 DM/t Steinkohle)⁸⁶, machen dabei einen vergleichsweise geringen Anteil von etwa einem Viertel der gesamten Stilllegungsbeihilfen aus. Mehr als die Hälfte der Stilllegungsbeihilfen entfallen auf Folgekosten der Stilllegungen wie Erblasten und Lastenausgleich.

c) Wirkungen und Bewertung der Regelung

Die Stilllegungsbeihilfen dienten indirekt der Rationalisierung des Steinkohlebergbaus und ermöglichten die Finanzierung des schrittweisen Produktionsrückgangs. Bis Ende 1968 finanzierte die ADS (s.o.) 17 Stilllegungen mit einer gesamten Jahreskapazität von 16,8 Mio. t Steinkohle⁸⁷ (vgl. Abbildung 10). Während im Rahmen der Ausgaben des Rationalisierungsverbandes noch kein geschlossenes Rationalisierungskonzept verwirklicht werden konnte,⁸⁸ führte die Gründung der RAG und die Einführung des ADS zu einem geordneten Strukturwandel im Energiesektor.

Abbildung 10) Bergwerke und Fördervolumen 1960-2008

Jahr	1960	1970	1980	1990	2000	2008
Zahl der fördernden Bergwerke	146	69	39	27	12	7
Steinkohleförderung in 1000 t v.F.*	142.287	111.271	86.574	69.762	33.309	17.077

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.

* t v.F. = Tonne verwertbare Förderung

⁸⁵ Vgl. Storchmann 2005, S. 1482ff (Einzelfördertatbestände DE 1-6). Nach 1999 wurden weiterhin Ausgleichszahlungen infolge von Kapazitätsanpassungen gewährt, die in den Absatzbeihilfen seit 1998 im Rahmen der Kohlepolitischen Vereinbarung von 1997 erfasst sind.

⁸⁶ Wurden Stilllegungen in einem Bergwerk eines Konzerns nicht durch erhöhte Förderung in anderen Gruben ausgeglichen (keine effektive Reduktion der Kapazitäten), wurden Prämien von bis zu 50 DM/t gezahlt (Nonn 2001 S. 206).

⁸⁷ Abelshauer 1984

⁸⁸ Abelshauer kritisiert in diesem Zusammenhang „Konzeptionslosigkeit“, da mitunter auch die Stilllegung von Zechen mit hoher Schichtleistung prämiert wurde (Abelshauer 1984, S. 107).

8. Kohlesubventionen 2009 bis 2018 nach dem Steinkohlefinanzierungsgesetz

a) Gegenwärtige Regelung / Fördertatbestand

Mit dem Ende Dezember 2007 in Kraft getretenen Gesetz zur Finanzierung der Beendigung des subventionierten Steinkohlebergbaus zum Jahr 2018 (Steinkohlefinanzierungsgesetz⁸⁹) werden die „Eckpunkte einer kohlepolitischen Verständigung von Bund, Land Nordrhein-Westfalen (NRW) und Saarland, RAG AG und IG BCE“ vom 7. Februar 2007 umgesetzt. Darin haben sich die Beteiligten darauf verständigt, die subventionierte Förderung der Steinkohle in Deutschland zum Ende des Jahres 2018 sozialverträglich zu beenden. In Übereinstimmung mit der kohlepolitischen Verständigung vom 7. Februar 2007 sieht das Gesetz vor, dass der Deutsche Bundestag die Entscheidung über die Beendigung des subventionierten Steinkohlebergbaus im Jahre 2012 überprüft.

Die Gesamtfinanzierung des Auslaufprozesses umfasst die durch den Gesetzentwurf geregelten Hilfen des Bundes, die in der Rahmenvereinbarung zwischen dem Bund, dem Land Nordrhein-Westfalen, dem Saarland und der RAG AG von den beiden Revierländern zugesagten Hilfen und den von der RAG AG darin übernommenen Eigenbeitrag sowie die von der RAG-Stiftung im Rahmen des Erblastenvertrages zwischen den Revierländern und der Stiftung übernommene Finanzierung der Ewigkeitslasten.

Das Gesetz ist ein wesentlicher Baustein, um den Weg für den Börsengang des „weißen Bereichs“ der RAG (Immobilien, Steag, Degussa) frei zu machen. Geplant war, mit den Erlösen aus dem Börsengang eine Stiftung zu gründen, die dann wiederum für die Finanzierung der Altlasten und Ewigkeitskosten des Bergbaus („schwarzer Bereich“) aufkommen soll. Der Börsengang wurde – u.a. aufgrund der Finanz- und Wirtschaftskrise – mehrfach verschoben, ist nunmehr für 2013 geplant, gilt aber auch dann als unsicher.⁹⁰

Auf der Grundlage des Steinkohlefinanzierungsgesetzes hat die Bundesregierung am 28.12.2008 die Zuwendungsbescheide über die Absatz- und Stilllegungsbeihilfen für die Jahre 2009 bis 2012 und über die Hilfen für die nach der dauerhaften Einstellung des subventionierten Steinkohlebergbaus der RAG AG weiter bestehenden Verpflichtungen erteilt. Die Zuwendungsbescheide stehen allerdings unter dem Vorbehalt der beihilferechtlichen Genehmigung durch die EU-Kommission. Aktuelle Rechtsgrundlage für die Prüfung der Beihilfen ist die Verordnung (EG) Nr. 1407/2002 des Rates vom 23. Juli 2002 über staatliche Beihilfen für den Steinkohlebergbau, die bis zum 31. Dezember 2010 gilt. Die Bundesregierung hat dennoch den gesamten Finanzrahmen für den Auslaufprozess auf der Grundlage der Verordnung (EG) Nr. 1407/2002 bei der EU-Kommission notifiziert.⁹¹

Die EU-Kommission hat bereits mitgeteilt, dass sie das Auslaufen der Verordnung weiterhin befürwortet,⁹² damit würden Steinkohlebeihilfen zukünftig unter das allgemeine Beihilferecht fallen. Im Sommer 2009 hat die EU-Kommission eine Konsultation zu den Nachwirkungen des Auslaufens

⁸⁹ Zur Kohlepolitik der Bundesregierung siehe <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/kohlepolitik.html>; das Steinkohlefinanzierungsgesetz ist abgedruckt in BGBl Nr. 68 vom 27.12.2007, S. 3086 ff.

⁹⁰ Siehe Welt Online 25. März 2009. Evonik zweifelt am geplanten Börsengang im Jahr 2013 http://www.welt.de/welt_print/article3438978/Evonik-zweifelt-am-geplanten-Boersengang-im-Jahr-2013.html

⁹¹ BMWi 2009a, S. 1-2

⁹² EU-Kommission 2007, S. 12

von VO (EG) 1407/2002 über staatliche Beihilfen für den Steinkohlebergbau durchgeführt.⁹³ Es bleibt spannend, wie die EU-Kommission zukünftig generell mit Kohlebeihilfen und konkret mit dem deutschen Antrag auf beihilferechtliche Genehmigung verfahren wird.

Während die SPD⁹⁴ eine vorgezogene Nutzung der Überprüfungsklausel der Steinkohlesubventionen in dem Sinne befürwortet, einen Sockelbergbau und damit staatliche Subventionen dauerhaft zu erhalten, bestätigt der Koalitionsvertrag der schwarz-gelben Bundesregierung das Festhalten am gesetzlich geregelten Auslaufen der Steinkohlesubventionen.⁹⁵

b) Quantifizierung der Förderwirkung

Im Steinkohlefinanzierungsgesetz ist vorgesehen, dass die Ausgaben des Bundes von ca. 1,7 Mrd. € im Jahr 2009 schrittweise bis auf ca. 0,8 Mrd. € im Jahr 2018 abgesenkt werden. Analog sollen die Mittel des Landes NRW von ca. 480 Mio. € auf ca. 220 Mio. € (2018) sinken.⁹⁶ Der gesamte Finanzierungsbedarf für den Auslaufprozess bis 2018 beläuft sich auf insgesamt bis zu 29,4 Mrd. € ab 2009. Die öffentlichen Haushaltsmittel für die Subventionierung des Steinkohlebergbaus betragen **21,6 Mrd. €**, sie verteilen sich laut Steinkohlefinanzierungsgesetz wie folgt auf die Gebietskörperschaften bzw. Förderbereiche:

Abbildung 11) Kohlesubventionen 2009 bis 2018 nach dem Steinkohlefinanzierungsgesetz

Subventionen 2009 bis 2018 (alle Angaben in Mio. €)	Absatzfinanzierung	Anpassungsgeld	Ewigkeitslasten	Summe
Bund	13.397	1.402	2.182	16.981
Länder	3.915	701		4.616
NW	3.915			3.915
SL	0			0
Summe öff. Haushalte	17.312	2.103	2.182	21.597
Beitrag RAG	965			965
Ewigkeitslasten - finanziert aus Stiftung			6.873	6.873
Summe II	18.277	2.103	9.055	29.435

⁹³ Für das Konsultationspapier der Europäischen Union sowie die Beiträge der Verbände siehe die allgemeinen Infos zu Kohlepolitik der EU: http://ec.europa.eu/energy/coal/index_en.htm bzw. direkt zum Konsultationsverfahren http://ec.europa.eu/energy/coal/consultations/2009_07_15_en.htm

Um das Spektrum der Stellungnahme zu sichten, seien besonders die Beiträge des BMWi, des GVSt und von EEB/GBE empfohlen.

⁹⁴ insbesondere die Landeschefin von Nordrhein-Westfalen Hannelore Kraft, der bis Oktober 2009 amtierende Parteivorsitzende Franz Müntefering sowie der seinerzeitige Kanzlerkandidat und derzeitige Fraktionsvorsitzende Frank-Walter Steinmeier

⁹⁵ Siehe Koalitionsvertrag 2009
<http://www.cdu.de/doc/pdfc/091024-koalitionsvertrag-cducsu-fdp.pdf>

⁹⁶ nach Angaben des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA),
<http://www.bafa.de/bafa/de/energie/steinkohle/Finanzierung/index.html>.

c) Wirkungen und Bewertung der Regelung

Dass das Auslaufen der Kohlesubventionen gesetzlich geregelt wurde, ist ein wichtiger Erfolg sowohl für die Klimapolitik als auch für den Subventionsabbau. Allerdings ist für folgende Kritikpunkte zu prüfen, ob und ab wann Änderungen der gesetzlichen Regelungen bezüglich der Steinkohlesubventionen und des Börsengangs der RAG bzw. des Nachfolgekonzerns Evonik möglich sind:

- Es ist zu prüfen, ob und ab wann mit Blick auf das Ende 2007 in Kraft getretene Steinkohlefinanzierungsgesetz eine **weitere bzw. schnellere Kürzung der Steinkohlesubventionen** rechtlich möglich ist.
- **Es gibt ein hohes Risiko bei der Abschätzung der Altlasten und Ewigkeitskosten des Bergbaus** (Grubenwasserhaltung, Dauerbergschäden, Grundwasserreinigung sowie die Pensionsverpflichtungen gegenüber ehemaligen Bergbaubeschäftigten). Damit verbunden ist die Frage, ob Mittel aus dem Börsengang des weißen Bereichs der RAG plus Rückstellungen plus Zinsen tatsächlich zur Finanzierung ausreichen werden. Falls nicht, kommen für Bund und Länder weitere Finanzierungsrisiken hinzu, während derzeit das Risiko bei der RAG liegt. In dem Gesetzentwurf heißt es auf S. 15 (d.h. man verlässt sich diesbezüglich auf ein Gutachten der KPMG und Angaben der RAG):

„Das hierfür [für die Ewigkeitslasten] notwendige Finanzvolumen beträgt – bezogen auf das Jahr 2018 – bis zu 6.873 Mio. €. Nach einer Berechnung der RAG AG reicht das Stiftungsvermögen zur Finanzierung dieses Volumens aus. Zur Absicherung des Auslaufprozesses gewährleisten die beiden Revierländer im Erblastenvertrag die Finanzierung der Ewigkeitslasten für den Fall, dass das Stiftungsvermögen nicht ausreichen sollte. Gemäß der kohlepolitischen Grundsatzverständigung vom 7. Februar 2007 beteiligt sich der Bund mit einem Drittel, falls die Revierländer aus der Gewährleistung in Anspruch genommen werden.“

Auch der Bundesrechnungshof hat in einem geheimen Prüfbericht vor "erheblichen finanziellen Risiken" für den Bund gewarnt. Unabsehbare Folgen für die Staatskasse seien vor allem bei den so genannten Ewigkeitslasten zu befürchten, da hier Bund und Länder einspringen müssen, wenn die Erträge der RAG-Stiftung nicht ausreichen. Das Ausmaß dieser Risiken könne weder die RAG noch die vom Bundeswirtschaftsministerium als Gutachter eingesetzte Wirtschaftsprüfungsgesellschaft KPMG einschätzen. Das Gutachten der KPMG basiere ohnehin weitgehend auf Angaben der RAG. Die vorgesehene Anzahl der Mitglieder des Bundes im Kuratorium entspreche nicht seinen finanziellen Verpflichtungen.⁹⁷

Die RAG-Stiftung braucht für die Ewigkeitslasten insgesamt 7 Mrd. €. Sie ist mehrheitliche Eigentümerin des Konzerns Evonik AG, mit 16 Mrd. € Umsatz und 41.000 Mitarbeitern eines der größten Unternehmen des Landes. Schon 2009 ist Evonik in der Wirtschafts- und Finanzkrise in wirtschaftliche Probleme geraten. Nach aktuellen Presseberichten soll Evonik in seine drei einzelnen Sparten Chemie, Energie und Immobilienunternehmen aufgespalten werden, weil eine getrennte Vermarktung lukrativer sei.⁹⁸ Andere Quellen verweisen darauf, dass sowohl der Evonik-Konzernchef Klaus Engel als auch der Aufsichtsratsvorsitzende Wilhelm Bonse-Geuking sowie die IG BCE gegen eine „Zerschlagung“ sind und sie somit nicht durch-

⁹⁷ Artikel „Rechnungshof warnt vor Risiken des Steinkohlefinanzierungsgesetzes“, 11.9.2007, dokumentiert unter <http://www.udo-leuschner.de/energie-chronik/070911.htm>

⁹⁸ Wirtschaftswoche, 25.9.2009 <http://www.wiwo.de/unternehmen-maerkte/milliardenpoker-was-nach-der-zerschlagung-von-evonik-bleibt-408645/>

setzbar sei.⁹⁹ Die weiteren Entwicklungen sind abzuwarten, festgehalten werden kann aber schon jetzt, dass das Risiko besteht, dass das derzeit realisierte Stiftungsmodell nicht für die Deckung der Ewigkeitslasten ausreicht.

- **Effizianzanreize bei der Subventionsverwendung:** Analog zur Forderung von Anreizen für Effizienz und Kostensenkung bei Förderungen der Erneuerbaren Energien wäre bei den Kohlesubventionen zu hinterfragen, wie dort gewährleistet wird, dass die Subventionen minimiert und Kostensenkungspotenziale ausgeschöpft werden. Zwar ist es zutreffend, dass im Auslaufbergbau Effizianzanreize insofern schwierig sind, als bei Produktionsrückgang Fixkosten stehen bleiben, Modernisierungsinvestitionen nur eingeschränkt sinnvoll sind und damit ein Anstieg der Kosten pro Produktionseinheit in gewissem Umfang nicht vermeidbar ist. Gleichwohl ist zu hinterfragen, ob die bisher und zukünftig angewendeten Mechanismen für Effizienz und Begrenzung der Kohlesubventionen ausreichen.¹⁰⁰
- **Beteiligung der Bergbaugeschädigten in der Kohlestiftung**

99

Die Welt Online 27.9.2009

<http://www.welt.de/die-welt/vermishtes/article4640844/Zerschlagung-von-Evonik-abgewehrt.html>

100

Hintergrund: Für den Zeitraum bis 2012 bleibt die von der rot-grünen Bundesregierung geschaffene Kappungsregelung in Kraft, die einen Mechanismus zur Kürzung der Subventionen bei Erlösen (Weltmarktpreis) über 46 €/t SKE beinhaltet. Trotz stark gestiegener Weltmarktpreise (Durchschnittspreis 2006 54,68 €) wurde diese Kappungsregel allerdings bisher nicht effektiv angewendet, weil die Bergbauunternehmen eine durch erhöhte Kosten verursachte Unterfinanzierung verrechnen können. Für den Zeitraum ab 2013 entfällt die Kappungsregel explizit (siehe Begründung zu § 3 Abs. 1 auf S. 18 des Gesetzentwurfs), allerdings wird ein durchschnittlicher Erlös von 55 €/t SKE unterstellt, der den Subventionsanspruch der teureren deutschen Steinkohleförderung entsprechend reduziert. Liegt der Weltmarktpreis über 55 €/t SKE, wird dies in den konkreten Zuwendungsbescheiden entsprechend berücksichtigt; geringere Weltmarktpreise führen demgegenüber nicht zu einer Erhöhung des Subventionsanspruchs, weil der Finanzplafonds in § 3 Abs. 1 gedeckelt ist.

B. Steuervergünstigungen

1. Steuervergünstigungen bei der Energiebesteuerung

a) Gegenwärtige Regelung / Fördertatbestand

Während bis zum Inkrafttreten des Energiesteuergesetzes am 1.8.2006 Öl und Gas auch beim Einsatz in der Stromerzeugung besteuert wurden, wurde Steinkohle nicht besteuert. Seit dem 1.8.2006 werden in Deutschland Einsatzstoffe in der Stromerzeugung generell nicht mehr besteuert.

Ein besonders ausgeprägter, selektiver Vorteil für die Steinkohle war vor diesem Hintergrund im gesamten Zeitraum bis zum 1.8.2006 zu verzeichnen, weil andere Energieträger beim Einsatz in der Stromerzeugung besteuert wurden. Seit dem 1.8.2006 ist dieser selektive Vorteil beseitigt. Auch nach diesem Zeitpunkt ist festzustellen, dass die deutsche Energiebesteuerung aus zwei Gründen gerade Kohle sehr unvollständig besteuert:

- Die Stromerzeugung aus Kohle wird zwar indirekt durch eine Stromsteuer erfasst, deren Höhe primärenergetisch betrachtet auch etwa der Heizölbesteuerung entspricht. Es gibt jedoch umfangreiche Ausnahmen von der Stromsteuer insbesondere für energieintensive Unternehmen.
- Bis 31.7.2006 wurde Kohle primärenergetisch überhaupt nicht besteuert, mit dem Energiesteuergesetz wurde ab dem 1.8.2006 – in Umsetzung der EU-Energiesteuerrichtlinie – erstmals überhaupt eine Steuer auf Kohle eingeführt. Der Steuersatz beträgt jedoch nur 0,33 €/GJ und liegt damit um den Faktor 5 unter dem Steuersatz auf leichtes Heizöl.¹⁰¹

b) Quantifizierung der Förderwirkung

Um Steuervergünstigungen umfassend identifizieren zu können, muss zunächst ein Leitbild für die Energiebesteuerung definiert werden, um anschließend Abweichungen davon als Steuervergünstigung erfassen zu können. FIFO/Thöne (2005, S. 59ff) beschreibt dies als die schwierige Wahl eines Benchmark-Steuersystems, in dessen Rahmen Steuereinheit, Bemessungsgrundlage und Tarif festzulegen sind.

Als Leitbild (oder Benchmark) der Energiebesteuerung wird hier der Tarif einer CO₂/Energiesteuer mit Zuschlägen für die Verwendung als Kraftstoff im Verkehrsbereich definiert. Alle Abweichungen von diesem Tarif werden als Steuervergünstigung definiert, dabei wird wie folgt vorgegangen:¹⁰²

- Es wird zunächst das (hypothetische) Soll-Aufkommen einer nach umweltökonomischen Kriterien ausgestalteten Energiebesteuerung ermittelt. Als Referenzsteuertarif einer systematischen, umweltökonomisch sinnvollen Struktur der Energiebesteuerung wird grundsätzlich der Tarif einer CO₂/Energiesteuer zugrunde gelegt. D.h. im Grundsatz werden die Energieträger nach ihrem Energiegehalt besteuert, wobei eine CO₂-Komponente dafür sorgt, dass Energie-

¹⁰¹ Mit dem Energiesteuergesetz wurde zum 1.8.2006 eine Steuer auf Kohle und Petrolkoks in Höhe von 0,33 €/ GJ (§ 2 Abs. (1) Nr. 9 und 10 EnergieStG) eingeführt. Die Kohlesteuer erfasst die reine Wärmeerzeugung aus Kohle (Einzelheizungen sowie Heizwerke). Die Nutzung von Kohle in privaten Haushalten als Heizstoff zur Deckung des eigenen Wärmebedarfs ist aufgrund einer Initiative der Koalitionsfraktionen aus sozialen Gründen bis Ende 2010 von der Kohlesteuer ausgenommen (§ 37 Abs. 2 Satz 1 Nr. 6 Energiesteuergesetz). Die Einnahmeerwartung laut Gesetzentwurf beträgt 25 Mio. € pro Jahr; dem zugrunde liegt eine Erfassung von 2,1% des gesamten deutschen Kohleverbrauchs.

¹⁰² Für eine detaillierte Dokumentation der Vorgehensweise siehe Meyer 2006

träger mit hohen spezifischen CO₂-Emissionen höher besteuert werden. Für Steinkohle ergibt sich bei einer CO₂/Energiesteuer ein um 14% höherer Steuersatz gegenüber leichtem Heizöl.

- In der Zeitreihe wird als Referenzsteuersatz also das 1,14fache des jeweils geltenden Steuersatzes auf leichtes Heizöl zugrunde gelegt; seit dem 1.1.2003 liegt der Steuersatz auf leichtes Heizöl bei 6,14 Ct/l.
- Das Soll-Aufkommen auf den Steinkohleverbrauch wird dann durch Multiplikation des jeweiligen Referenzsteuersatzes mit dem primärenergetischen Versorgungsbeitrag ermittelt.
- Die Mindereinnahmen durch Steuervergünstigungen werden definiert und ermittelt als Differenz zwischen Soll- und Ist-Aufkommen.
- Als Ist-Aufkommen wird zum einen der im Zeitraum 1975-1996 erhobene Kohlepfennig und zum anderen die seit dem 1.4.1999 erhobene Stromsteuer berücksichtigt, obwohl beide Abgaben nicht primärenergetisch erhoben werden. Dabei wird das Aufkommen von Kohlepfennig und Stromsteuer den Energieträgern anhand ihrer jeweiligen Anteile an der Stromerzeugung zugerechnet.

Beispielhafte Berechnung für das Jahr 2008

Der Steuersatz auf leichtes Heizöl beträgt 6,14 Ct/l, das sind 1,69 €/GJ. Der Steuersatz auf Steinkohle sollte 14% höher liegen, also bei 1,93 €/GJ. Der primärenergetische Versorgungsbeitrag der Steinkohle beträgt 1.832 PJ. Das Brutto-Soll-Steueraufkommen liegt also bei 3,53 Mrd. € (1,93 €/GJ * 1.832 PJ). Das Aufkommen der Stromsteuer betrug 6,26 Mrd. € in 2008. Auf Steinkohle ist davon gemäß dem Anteil an der Stromerzeugung von 20,1% ein Anteil von 1,26 Mrd. € zurechenbar. Die Netto-Steuervergünstigung der Steinkohle beträgt damit 2,27 Mrd. € in 2008.

Vorteile der Steinkohle aus der Energiebesteuerung ab 2009

Um den zukünftigen Vorteil der Steinkohle bei der Energiebesteuerung zu schätzen, müsste die Entwicklung des jährlichen Verbrauchs bekannt sein und eine unveränderte Strombesteuerung unterstellt werden. Unterstellt man einen etwa konstanten Steinkohleverbrauch, würde der derzeitige Vorteil von 2,3 Mrd. € auch zukünftig jedes Jahr anfallen.

Abbildung 12) Übersicht über die Ergebnisse:

Fördertatbestand „Steuervergünstigung Energiesteuer“	Förderung bis 2008 in Mrd. € nominal	Förderung bis 2008 in Mrd. € real	Förderung ab 2009 in Mrd. €
Summe	50,5	63,9	Hoch, aber als Summe nicht quantifizierbar (derzeit ca. 2,3 Mrd. € p.a.)

Verlauf und Zusammensetzung der Steuervergünstigungen werden zusammenfassend im Anhang (Kapitel V, S.104) dokumentiert.

c) Wirkungen und Bewertung der Regelung

Die jahrzehntelange vollständige Nichtbesteuerung der Kohle im Rahmen der Energiebesteuerung hatte einen hohen Förderwert und führte zu einem starken Wettbewerbsvorteil gegenüber anderen

Energieträgern.¹⁰³ Mit der Abschaffung aller Steuern auf Einsatzstoffe in der Stromerzeugung im Rahmen des am 1.8.2006 in Kraft getretenen Energiesteuergesetzes wurde die selektive Bevorteilung der Kohle in der Stromerzeugung abgeschafft. Dennoch bestehen auch nach der seit dem 1.8.2006 mit dem Energiesteuergesetz eingeführten Steuer auf Kohle im Wärmemarkt weiterhin Vorteile, weil der Steuersatz auf Kohle deutlich geringer ist als auf Öl und Gas.

¹⁰³ Allerdings wurde der Einsatz von Kohle in der Stromerzeugung ebenfalls nicht in die Energiebesteuerung einbezogen, so dass Atom und Kohle bei der Energiesteuer gleiche Wettbewerbsbedingungen hatten.

2. Befreiung von der Förderabgabe

a) Gegenwärtige Regelung / Fördertatbestand

Gegenüber anderen Energieträgern (Erdgas und Erdöl) sind Braun- und Steinkohle laut „altem Recht“ (BBergG §§149ff) von einer Förderabgabe für bergfreie Bodenschätze befreit.¹⁰⁴ Diese Regelung stellt eine Begünstigung der Braun- und Steinkohle gegenüber anderen Energieträgern und somit einen wettbewerbsverzerrenden Tatbestand dar, der einer indirekten Subvention entspricht.

b) Quantifizierung der Förderwirkung

Das Bundesberggesetz (BBergG) sieht vor, dass für die Förderung bergfreier Bodenschätze eine Förderabgabe in Höhe von 10% des Marktpreises zu zahlen ist. Die Länder sind ermächtigt, diese Abgabe auf maximal 40% zu erhöhen. Wir übernehmen den Satz von 10%, was eine vergleichsweise vorsichtige Annahme ist. Länder, in denen Erdöl und Erdgas gefördert wird, erheben deutlich höhere Abgabesätze. In Niedersachsen, wo am meisten Erdgas gefördert wird, liegt die Förderabgabe 2008 hierfür bei 36%. Schleswig-Holstein erhebt eine Förderabgabe von 20% und NRW von 16% auf Erdgas.¹⁰⁵

Das BBergG trat im August 1980 in Kraft. Die Förderabgabe greift ab Anfang 1982. Vorher gab es in aller Regel Konzessionsverträge zwischen dem Staat und den Bergbaubetrieben, die zumeist eine Abgabe von 5% für Erdöl und Erdgas vorsahen. Zwar wurde diese Abgabe in den Jahren vor Inkrafttreten des BBergG stetig erhöht, da die Höhe jedoch nicht ermittelt werden konnte, rechnen wir in der Periode von 1958 bis einschließlich 1981 mit einer Abgabe von 5%, was wiederum vorsichtig bemessen ist.¹⁰⁶ Da von 1950 bis 1957 keine Drittlandskohlepreise ermittelbar waren, können die geförderten Mengen in diesem Zeitraum nicht quantifiziert werden. Folgende Matrix gibt einen Überblick über die Grundlagen unserer Berechnungen.

Abbildung 13) Bemessungsgrundlage für die Berechnung der Subventionen

Zeitraum	Geförderte Steinkohle [in Tsd. t SKE] ¹⁰⁷	Förderabgabe
1958 - 1981	2.783.657	5%
1982 - 2008	1.417.695	10%

Die geförderte Menge Steinkohle in Deutschland betrug 2008 rund 18 Mio. t SKE und nimmt weiter ab. 1960 waren es noch 146 Mio. t SKE. Der Großteil der in Deutschland verwendeten Steinkohle wird mittlerweile importiert, da die inländische Steinkohleförderung mit den Weltmarktpreisen nicht konkurrieren kann. Die Bundesregierung hat beschlossen, dass die inländische Steinkohleförderung bis 2018 auslaufen soll (siehe Abschnitt A.8).

¹⁰⁴ Konzessionen für die aktuellen Tagebaue wurden allesamt bereits vor Inkrafttreten des Bundesberggesetzes (BBergG) 1980 verteilt. Eine nachträgliche Belastung mit einer Förderabgabe kollidiert wahrscheinlich mit den Eigentumsrechten (Art. 14 GG), siehe dazu auch Landesregierung NRW 2008b
Braunkohle ist ebenfalls von der Feldesabgabe befreit, diese wird aufgrund der geringen Relevanz jedoch vernachlässigt.

¹⁰⁵ Vgl. WEG 2009, S. 57

¹⁰⁶ Telefoninterview mit Dr. Hartmut Pick, Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. am 20.01.2010

¹⁰⁷ SKE = Steinkohleeinheiten; Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.

Für die in Deutschland geförderte Steinkohle gibt es keinen direkten Marktpreis. Die Produktionskosten der inländischen Steinkohle sind etwa drei bis viermal so hoch wie der Preis von Importsteinkohle. Damit die deutsche Steinkohle Abnehmer findet, wird die Differenz zwischen Produktionskosten und dem Marktpreis für Drittlandskohle durch Subventionen ausgeglichen. Diese Absatzbeihilfen werden bereits in Kapitel A.4 berücksichtigt. Da sich die Förderabgabe ausdrücklich auf den Marktpreis bezieht, verwenden wir den Preis für Drittlandskohle, der ab 1958 vorliegt.¹⁰⁸ Dieser spiegelt am besten den Marktwert der Steinkohle wieder.

Entsprechend dieser Annahmen ergibt sich der **jährliche Förderwert der Befreiung der Steinkohle von der Förderabgabe** nach folgender Berechnung:

Geförderte Menge (t) * Kalkulatorischer Marktpreis (40-146 €/t) * Förderabgabe (10 bzw. 5%)

Beispielhaft für das Jahr 2008 ergibt das:

17,7 Mio. t * 112 €/t * 0,10 = 198,2 Mio. €

Über den gesamten Zeitraum 1958 bis 2008 ergeben sich auf dieser Grundlage ein Subventionswert in Höhe von rund **23,9 Mrd. €** (real) für die unentgeltliche Förderung von etwa 4,1 Mrd. t Steinkohle.

Um die zukünftigen Subventionen bis 2018, also bis zum geplanten Auslaufen der inländischen Steinkohleförderung, abschätzen zu können, müssen wir die Menge schätzen, die noch gefördert wird. In 2009 wurden 13,8 Mio. t gefördert. Der Betreiber RAG gibt an, dass die abgebaute Menge bis 2012 auf ca. 12 Mio. t reduziert werden soll.¹⁰⁹ Gemäß dem Steinkohlefinanzierungsgesetz wird im Jahr 2019 in Deutschland keine Steinkohle mehr abgebaut. Wenn wir für die Zeiträume dazwischen einen linearen Verlauf annehmen, ergibt das eine geförderte Steinkohlemenge zwischen 2008 und 2018 von etwa 87,5 Mio. t.

Den Preis für die Drittlandskohle für die Periode 2009 bis 2020 entnehmen wir den Prognosen einer Studie des Energiewirtschaftlichen Instituts der Universität zu Köln und der Energy Environment Forecast Analysis GmbH. Die Studie geht von einem moderaten Anstieg aus, allerdings auf einem niedrigeren Niveau, als in den letzten Jahren zu beobachten. Daher ist diese Prognose ebenfalls als vorsichtige Einschätzung zu beurteilen. Für 2010 kalkulieren EW/EEFA mit 59 € je t SKE, für 2020 mit 62 € je t SKE.¹¹⁰ Für den dazwischen liegenden Zeitraum nehmen wir einen linearen Verlauf an. Ceteris paribus¹¹¹ ergibt sich für den Zeitraum 2009 bis 2020 ein zu erwartender Subventionswert von etwa **527 Mio. €** (nominal).

c) Wirkungen und Bewertung der Regelung

Stein- und Braunkohle sind endliche Ressourcen und haben damit einen wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Wert.¹¹² Darüber, wem die Ressourcen dieser Erde gehören, kann im Rahmen dieser Studie nicht abschließend geurteilt werden. Eine Vielzahl von wissenschaftlichen Disziplinen beschäftigt sich mit dieser Frage, ohne zu einem eindeutigen Ergebnis zu kommen. Es ist jedoch gut

¹⁰⁸ Wir verwenden den Preis für Kraftwerkskohle.

¹⁰⁹ Die Angabe bezieht sich nicht auf die Steinkohleeinheit (SKE), allerdings ist die tatsächlich geförderte Menge im Vergleich zur Steinkohleeinheit nur marginal niedriger. Vgl. RAG 2008

¹¹⁰ EW/EEFA 2007, S. 13

¹¹¹ Unter sonst gleich bleibenden Bedingungen was rechtliche Rahmenbedingungen etc. betrifft.

¹¹² Vgl. auch WI 2004, S. 42

begründbar, dass Bodenschätze im Zweifelsfall nicht dem Grundeigentümer, sondern der Allgemeinheit und damit dem Staat zugute kommen sollten.¹¹³

Diese Zurechnung zur Allgemeinheit wird bei der Entnahme anderer endlicher Ressourcen, z.B. Erdöl und Erdgas, in der Weise Rechnung getragen, dass der Staat ein Entnahmeentgelt für die Förderung dieser Rohstoffe erhebt. Im Jahr 2008 mussten Erdöl- und Erdgasindustrie Förderabgaben in Höhe von insgesamt 1,243 Mrd. € zahlen.¹¹⁴ Rechtsgrundlage ist das Bundesberggesetz (BBergG). Es besteht ein „echter Staatsvorbehalt“ auf diese Bodenschätze. Es ist weder ökonomisch noch gesellschaftspolitisch begründbar, warum Kohle von dieser Abgabe befreit ist. Auch das Wuppertal Institut kommt in seiner Studie zu Braunkohlesubventionen zu dem Ergebnis: *„Dies stellt gegenüber vergleichbaren Bodenschätzen und insbesondere anderen Energieressourcen eine Begünstigung dar...“*.¹¹⁵ Daher ist die Interpretation der unentgeltlichen Nutzung von Steinkohle durch die Wirtschaft als Subvention gut begründbar.

Es muss allerdings darauf hingewiesen werden, dass dieser Fördertatbestand nicht zu echten zusätzlichen staatlichen Mindereinnahmen führt. Würde im Steinkohlebergbau eine Förderabgabe erhoben, müsste die staatliche Subventionierung des deutschen Bergbaus entsprechend höher sein. Wir erfassen die Befreiung von der Förderabgabe dennoch als Subventionstatbestand, weil sie deutlich macht, dass die fehlende Wirtschaftlichkeit der deutschen Steinkohlebergbaus noch größer wäre, wenn eine Gleichbehandlung aller Energieträger erfolgen würde. Durch ihre wettbewerbsverzerrende Wirkung ist die Befreiung von der Förderabgabe (und analog auch von Wasserentnahmeabgaben, vgl. folgender Abschnitt) als Subventionstatbestand zu werten.

¹¹³ Vgl. Thiel 2001

¹¹⁴ vgl. WEG 2009, S. 5

¹¹⁵ WI 2004, S. A-68

3. Befreiung der Steinkohleförderung von Wasserentnahmeentgelten

a) Gegenwärtige Regelung / Fördertatbestand

Um Steinkohle abbauen zu können, müssen ständig nicht unerhebliche Mengen Wasser aus den Stollen und Schächten abgepumpt werden. Dieses Grubenwasser wird in Vorfluter eingeleitet und fließt dann z.B. in Rhein, Ruhr oder Lippe. *„Der Abbau der Steinkohle hat unter anderem Auswirkungen auf die Wasserqualität der mit Grubenwasser beaufschlagten Oberflächengewässer. Das Grubenwasser verändert die Wasserqualität in den unterhalb liegenden Wasserkörpern und zwar aufgrund der mitgeführten Stoffe (insbesondere Chlorid), des Wärmeinventars, der Menge an sich und der zum Teil stoßweisen Ableitung. Diese Faktoren können Auswirkungen auf die Gewässerfauna und -flora haben.“*¹¹⁶ Eine hohe Chloridkonzentration kann Auswirkungen auf die biologische Lebensgemeinschaft haben. Außerdem werden Schwermetalle wie Zink eingeleitet, deren Auswirkung noch nicht hinreichend erforscht ist.¹¹⁷

Das Abpumpen von Grubenwasser kann, nachdem die Abbauarbeiten beendet und das Betreten der Stollen nicht weiter notwendig ist, grundsätzlich eingestellt werden. Allerdings darf das Grubenwasser in vielen Fällen nicht bis zu Bodenschichten mit Grundwasser ansteigen, da dieses Verunreinigt und somit zur Trinkwassergewinnung unbrauchbar werden könnte. Weitere mögliche Auswirkungen eines Einstellens der Pumptätigkeiten können das beschleunigte Austreten von Methan gas an der Oberfläche sowie zusätzlich auftretende Tagesbrüche und Bergschäden sein.¹¹⁸

Aus diesen Gründen muss auch nach Stilllegung eines Bergwerks häufig weiter Grubenwasser gefördert werden um zu verhindern, dass es bis zum darüber liegenden Grundwasser ansteigt. Diese zentrale Wasserhaltung muss nach jetzigem Kenntnisstand für immer fortgeführt werden, weshalb sie auch als Ewigkeitslast des Steinkohlebergbaus bezeichnet wird.¹¹⁹ Der Anteil der zentralen Wasserhaltung am geförderten Grubenwasser beträgt derzeit etwa zwei Drittel und wird langfristig voraussichtlich 111 Mio. m³ jährlich betragen.¹²⁰

Die Mehrheit der deutschen Bundesländer erhebt für die Wasserentnahme ein Entgelt.¹²¹ Zentrale Begründung ist die Abschöpfung des wirtschaftlichen Vorteils sowie der Lenkungsanreiz für einen möglichst sparsamen Wasserverbrauch und zur Vermeidung von Grundwasserbelastungen. In drei Entscheidungen hat das Bundesverfassungsgericht die Erhebung von Wasserentnahmeabgaben für rechtlich zulässig erklärt.¹²²

Zudem wird in der Wasserrahmenrichtlinie der EU ein Entgelt gefordert, um externe Effekte zu internalisieren. *„Der Grundsatz der Deckung der Kosten der Wassernutzung einschließlich umwelt- und ressourcenbezogener Kosten im Zusammenhang mit Beeinträchtigungen oder Schädigungen der aquatischen*

¹¹⁶ MUNLV NRW et al. 2008, S. 3

¹¹⁷ Vgl. MUNLV NRW et al. 2008, S. 4ff

¹¹⁸ Vgl. KPMG 2006, S. 64f

¹¹⁹ Vgl. KPMG 2006, S. 65

¹²⁰ Vgl. KPMG 2006, S. 67

¹²¹ Für eine Übersicht siehe Landesregierung Schleswig-Holstein 2010.

¹²² In seiner Entscheidung zum baden-württembergischen und zum hessischen Grundwasserentnahmeentgelt hat das Bundesverfassungsgericht ausdrücklich die wirtschaftliche Vorteilsabschöpfung für zulässig erklärt (BVerfGE 93,319). Auch Klagen gegen die schleswig-holsteinische Grundwasserentnahmeabgabe und die niedersächsische Wasserentnahmegebühr nahm das Bundesverfassungsgericht nicht zur Entscheidung an (siehe Bundesverfassungsgericht 2003, 2010).

Umwelt sollte insbesondere entsprechend dem Verursacherprinzip berücksichtigt werden.¹²³ Die Grubenwasserhebung zur Steinkohleförderung ist von diesem Entgelt befreit, sofern das Wasser keiner weiteren kommerziellen Nutzung zugeführt wird. Diese Entgeltbefreiung kann als indirekte Subvention des Steinkohlebergbaus gewertet werden.¹²⁴

b) Quantifizierung der Förderwirkung

Eine umfassende und vollständige Quantifizierung des Subventionswertes war im Rahmen dieser Kurzstudie nicht möglich.

Da uns die RAG als Betreiber der Steinkohlebergwerke keine Auskunft über die geförderten Mengen an Grubenwasser erteilte, mussten wir die gehobene Wassermenge anhand anderer Quellen ermitteln. Dem Gutachten der KPMG zu den Ewigkeitskosten des Steinkohlebergbaus¹²⁵ sowie den Jahresberichten der Bergbehörden des Landes Nordrhein-Westfalen¹²⁶ ließ sich ein Großteil der geförderten Mengen entnehmen. Danach wurden zwischen 1995 und 2008 insgesamt mindestens 1,5 Mrd. m³ Grubenwasser gefördert. Für die Zeit vor 1995 konnte keine belastbare Quantifizierung des Subventionswertes erfolgen.

Der genaue Anteil des geförderten Grubenwassers, der keiner weiteren Verwendung zugeführt wird, war leider nicht ermittelbar. Allerdings schreibt KPMG, dass bei produzierenden Bergwerken *„durchschnittlich 20% der dargestellten Grubenwassermenge auf Brauchwasser entfallen, welches Untertage zur Kühlung oder Bindung von Staub dient.“*¹²⁷ Da wir keine anderen Informationen verfügbar machen konnten, übernehmen wir diese Annahme für die gesamte Zeitreihe von 1995 bis 2008. Demnach berechnen wir den Anteil des Grubenwassers, das keiner weiteren Verwendung zugeführt wurde (für das also keine Förderabgabe gezahlt wurde), indem wir 80% des Grubenwassers aus aktiven Bergwerken und 100% aus der zentralen Wasserhaltung summieren. Demnach wurden zwischen 1995 und 2008 1,36 Mrd. m³ Grubenwasser keiner weiteren Verwendung zugeführt.

Das Wasserentnahmeentgelt variiert von Bundesland zu Bundesland. Analog zur Braunkohle (siehe ausführlich Kapitel IV.B.3) verwenden wir für die Steinkohle einen Satz von 5 Ct/m³ entnommenen Wassers.¹²⁸ Unter diesen Annahmen ergibt sich eine subventionsähnliche Förderung von real **68 Mio. €**.

Diese Abschätzung ist sehr vorsichtig. Setzt man als Referenz-Abgabesatz den höchsten in einem Bundesland (Berlin) erhobenen Satz von 30 Ct/m³ auf die gesamte Wasserentnahme im Steinkohlebergbau an und zieht davon lediglich die bis zu 2 Ct/m³ tatsächlich erhobenen Abgaben auf das im Bereich Bergbau genutzte Grundwasser ab, kommt man für die Zeit 1995-2008 auf einen Förderwert von 261 Mio. €.

Die zukünftige Wasserentnahmemenge ohne weitere Verwendung ist unseres Erachtens nicht abschließend zu quantifizieren. Zurzeit plant die RAG zusammen mit Partnern aus der Wasserwirt-

¹²³ Richtlinie 2000/60/EG des Europäischen Parlaments und des Rates, siehe dazu auch Grüne Liga 2007

¹²⁴ Zur detaillierten Begründung Siehe Kapitel IV.B.3. Diese bezieht sich zwar auf die Braunkohle, weist im Wesentlichen aber die gleichen Merkmale wie bei der Steinkohle auf.

¹²⁵ Vgl. KPMG 2006, S. 63

¹²⁶ Vgl. MWME 2005-2009

¹²⁷ KPMG 2006, S. 66

¹²⁸ In Nordrhein-Westfalen, wo der mit Abstand größte Anteil der Steinkohle gefördert wird, werden 4,5 Cent erhoben.

schaft das geförderte Grubenwasser zu nutzen, um damit Gebäude zu beheizen. Sie konnte uns allerdings keine Auskunft darüber geben, wann welcher Anteil des Grubenwassers auf diese Weise genutzt und damit weiter verwendet wird. Grundsätzlich eigne sich jedoch das gesamte geförderte Grubenwasser zu diesem Zweck. Ginge man bis 2020 von einer konstanten geförderten Menge von 90 Mio. m³ gefördertem Grubenwasser ohne weitere Verwendung aus, entspräche das bei 5 Ct./m³ einem Subventionswert von 54 Mio. €.

Die Schätzung ist sehr vorsichtig aufgrund folgender Annahmen und Methoden:

- Für die Zeit vor 1995 fehlen Daten zur Wasserentnahme im Steinkohlebergbau
- Für den Wert der Wasserentnahmeabgabe wurde ein geringer Satz von 5 Ct/m³ angenommen.

c) Wirkungen und Bewertung der Regelung

Die Befreiung der Steinkohle von Wasserentnahmeentgelten ist ein wettbewerbsrelevanter Förderatbestand, weil damit Kohle gegenüber anderen Energieträgern besser gestellt wird. Die quantitative Bedeutung der Förderung ist allerdings gering.

4. Absatzbeihilfen

a) Gegenwärtige Regelung / Fördertatbestand

Zwischen 1964 und 1970 gewährte der Bund Steuervergünstigungen für Leichtöle und Benzinprodukte auf Steinkohlebasis, sowie Steuervergünstigungen für den Einsatz von Petrolkoks zur Verkokung von Steinkohle zwischen 1969 und 1992.¹²⁹ Darüber hinaus wurden im Rahmen des ersten Verstromungsgesetzes Energieerzeuger begünstigt, die sich auf den ausschließlichen Einsatz von Steinkohle als Brennstoff verpflichteten (1964-1971): Sie konnten steuerfreie Rücklagen von bis zu 45% der Anschaffungs- und Herstellungskosten eines neuen Steinkohlekraftwerks bilden.

b) Quantifizierung der Förderwirkung

Die Gesamtsumme der Steuervergünstigungen im Bereich „Absatzbeihilfen“, die zwischen 1964 und 1992 gewährt wurden, beträgt knapp **2,8 Mrd. €** 95% der Begünstigung erfolgte vor 1973, da die Steuererleichterung für Petrolkoks, die noch bis zum Jahr 1992 gewährt wurde, insgesamt weniger als 200 Mio. € ausmacht.

c) Wirkungen und Bewertung der Regelung

Die genannten Steuervergünstigungen wurden im Zuge der ersten Ölpreiskrise um 1958 als ergänzende Instrumente zu den direkt gewährten Absatzbeihilfen eingeführt. Sie dienten ebenfalls dem Zweck, den stabilen Einsatz von heimischer Steinkohle zu erhalten und die Verwendung von Mineralöl- und Erdgas zu begrenzen.

¹²⁹ Vgl. Storchmann 2005, S. 1475ff (Fördertatbestände SA 2, 9, 11)

5. Modernisierungsbeihilfen

a) Gegenwärtige Regelung / Fördertatbestand

Bestimmte Investitionen im Kohlenbergbau waren im Zeitraum 1966-1992 durch Sonderabschreibungen zur Hälfte von der Einkommens- und Körperschaftssteuer befreit.¹³⁰

b) Quantifizierung der Förderwirkung

Die Gesamtsumme der Steuermindereinnahmen 1966-1992 durch die Steuererleichterung beträgt rund **2,3 Mrd. €**

c) Wirkungen und Bewertung der Regelung

Ergänzend zu den direkten Strukturmitteln (vgl. Abschnitt A.5) sollten die Steuervergünstigungen der Modernisierung und Rationalisierung im Bergbau zur Anpassung an die veränderten Absatzverhältnisse und zur Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit dienen. Damit verfolgen sie indirekt auch die Absicht, den Steinkohlebergbau wettbewerbsfähig und folglich unabhängig von staatlichen Absatzbeihilfen zukunftsfähig zu gestalten. Dass die Wettbewerbsfähigkeit trotz Umstrukturierung und Investitionen nicht in vollem Umfang erreicht wurde, soll hier nicht negativ bewertet werden, da dies *ex ante* nur eingeschränkt vorhersehbar war. Gleichzeitig kann eine positive/negative Wirkung auf die Wettbewerbsfähigkeit nicht quantifiziert werden.

¹³⁰ Vgl. Strohmann 2005, S. 1479 (Fördertatbestand ST 1)

6. Soziale Beihilfen

a) Gegenwärtige Regelung / Fördertatbestand

Steuervergünstigungen im Bereich „Soziale Beihilfen“ erfolgten in Form von „Bergmannsprämie“ (1956-2008) und Befreiung von der Arbeitslosenversicherung (1958-1974).¹³¹ Die „Bergmannsprämie“ wurde als Prämie auf den Arbeitslohn untertätiger Bergleute gewährt (pro Schicht: 2,50 DM bis 1973, 5 DM bis 1980, 10 DM bzw. 5 € bis 2008). Sie wird als Steuererleichterung gewertet, da sie aus Mitteln des Lohnsteueraufkommens finanziert wurde und daher Steuermindereinnahmen bewirkte. Bergarbeiter waren darüber hinaus auf Grundlage des „Arbeitsförderungsgesetzes“ zwischen 1958 und 1971 von der Arbeitslosenversicherung befreit; bis 1974 erfolgte darüber hinaus eine anteilige Steuererleichterung¹³².

b) Quantifizierung der Förderwirkung

Die Mindereinnahmen des Staates durch die Bergmannsprämie und die Sonderregelung bei der Arbeitslosenversicherung summieren sich bis zum Jahr 2008 auf über **8,8 Mrd. €**. Die Regelung zur Arbeitslosenversicherung verursacht dabei nur ca. ein Fünftel Mindereinnahmen (1,8 Mrd.), da die Steuervergünstigungen der Bergmannsprämie über einen Zeitraum von mehr als 40 Jahren galten. Nachdem die Bergmannsprämie im Jahr 1981 einen Höchstwert von über 200 Mio. € erreichte, sank sie in den Folgejahren mit der Verringerung der Beschäftigten im Bergbau fast kontinuierlich ab und wurde im Jahr 2008 letztmalig gezahlt.

c) Wirkungen und Bewertung der Regelung

Die Bergmannsprämie wurden als staatliche Anerkennung für die risikoreiche Tätigkeit der Bergleute eingeführt, gleichzeitig sollte sie zusammen mit den geringeren Arbeitslosenversicherungsbeiträgen dem Bergbau einen leistungsfähigen Facharbeiterstamm sichern¹³³.

¹³¹ Vgl. Storchmann 2005, S. 1486f (Fördertatbestände SO 2, 5)

¹³² Beitragssatz in Höhe von 25% (1972), 50% (1973) und 75% (1974) der regulären Sätze, vgl. Storchmann 2005, S. 1488

¹³³ Abelshausen 1984

C. Budgetunabhängige staatliche Regelungen

1. Förderwert der unentgeltlichen Zuteilung von Emissionszertifikaten sowie der geplanten Förderung neuer Kraftwerke im Rahmen des Emissionshandels

a) Gegenwärtige Regelung / Fördertatbestand

Ein umweltökonomisch sinnvoll ausgestalteter Emissionshandel (u.a. mit angemessenem CAP und Versteigerung der Emissionszertifikate) ist kein Förderinstrument, sondern ein Belastungsinstrument insbesondere für CO₂-emissionsintensive Energieträger wie die Kohle. Der Emissionshandel wird hier nur insoweit als ein Förderinstrument berücksichtigt, als bestimmte Regelungen Begünstigungswirkungen entfalten. Konkret geht es um die unentgeltliche Erstzuteilung von Emissionszertifikaten in der ersten und zweiten Handelsperiode sowie um die geplante Förderung des Neubaus von Kraftwerken aus den Versteigerungserlösen in der dritten Handelsperiode.

Der EU-weit seit 2005 eingeführte Emissionshandel erfasst CO₂-Emissionen aus Energiewirtschaft und Industrie. Er hat bei umweltökonomisch sinnvoller Ausgestaltung – insbesondere mit Versteigerung der Emissionszertifikate – das Potenzial, als Instrument zur Internalisierung von externen Kosten von fossilen Brennstoffen zu wirken.

In der ersten Handelsperiode 2005 bis 2007 wurden die Emissionszertifikate (EU Allowances – EUA) demgegenüber vollständig unentgeltlich zugeteilt, in der zweiten Handelsperiode 2008 bis 2012 werden noch über 90% der Emissionszertifikate an die Energiewirtschaft unentgeltlich zugeteilt. Sie wurden dennoch in den Strompreis eingepreist, wodurch für die Stromerzeuger hohe Mitnahmeeffekte (Windfall Profits) entstehen. Die unentgeltliche Zuteilung hat einen wirtschaftlichen Vorteil zur Folge, der hier als Förderwert des Emissionshandels erfasst wird.

In der dritten Handelsperiode ab 2013 gilt für die Energiewirtschaft eine volle Versteigerung, insoweit entfällt der für die Vorperioden skizzierte Vorteil. Über die geplante Förderung von neuen, hocheffizienten Kraftwerken mit bis zu 15% der Investitionskosten und die Sonderzuteilung von 300 Mio. EUA für CCS-Anlagen sind jedoch auf neuen Förderwegen Vorteile für Kohlekraftwerke zu erwarten (vgl. Abschnitt A.3).

b) Quantifizierung der Förderwirkung

Zur Quantifizierung der Förderwirkung des Emissionshandels wird die jährliche unentgeltliche Zuteilungsmenge an Steinkohlefeuerungsanlagen bewertet mit dem tatsächlichen bzw. zukünftig erwarteten Marktpreis der Zertifikate. Die Zuteilungsmengen konnten wir einer Mitteilung der Deutschen Emissionshandelsstelle entnehmen, sie sind in der unten angefügten Abbildung 14) dokumentiert. Hinsichtlich der Preise der Emissionszertifikate ist nach den Handelsperioden zu unterscheiden:

1) Erste Handelsphase 2005 bis 2007

DIW/Diekmann 2007 beziffert den durchschnittlichen Zertifikatpreis von 2005 auf 18 €/EUA und 2006 auf 17 €/EUA. In 2007 hatten die Emissionszertifikate am Jahresanfang noch einen Börsenwert von etwa zwei Euro; nach Bekanntgabe der hohen Überschüsse der ausgegebenen Emissionszertifikate im Vergleich zu den Ist-Emissionen sank der Preis für den Rest des Jahres auf wenige Cent; der Durchschnitt liegt unter einem Euro.

2) Zweite Handelsphase 2008 bis 2012

Der für die zweite Handelsperiode seit dem 1.1.2008 erwartete Preis der Emissionszertifikate beträgt 22-26 €/t CO₂. Das Öko-Institut 2008 rechnet mit 25 € pro EUA. In 2008 lag der durchschnittlich erzielte Preis bei 23,33 €;¹³⁴ in 2009 bei 13,21 €.¹³⁵ Hauptgrund für den Einbruch ist die globale Wirtschaftskrise.

Aufgrund der Möglichkeit des Banking von der zweiten in die dritte Handelsperiode kann davon ausgegangen werden, dass mit der bereits zu verzeichnenden Konjunkturbelebung auch die Einnahmen aus der Versteigerung wieder ansteigen werden. Dass Unternehmen vom Banking derzeit offenbar wenig Gebrauch machen, kann an folgenden Gründen liegen:

- Unternehmen brauchen Liquidität
- Aufgrund des Zinseszins effekts ist ein Euro heute mehr wert als ab 2013
- Kleine Unternehmen haushalten mit ihren Zertifikaten und neigen grundsätzlich nicht zu Banking

Für die Ermittlung des Vorteils für Steinkohlefeuerungsanlagen aus dem Emissionshandel werden die knapp 10% entgeltlich zugeteilten Emissionszertifikate abgezogen, so dass nur die unentgeltliche Zuteilungsmenge berücksichtigt wird.

Neben dem hier erfassten finanziellen Vorteil der Betreiber von Steinkohlefeuerungsanlagen aus dem Emissionshandel erhalten diese in der ersten und zweiten Handelsperiode einen starken Wettbewerbsvorteil insbesondere gegenüber Gaskraftwerken.

- Im Nationalen Allokationsplan für die erste Handelsperiode profitierte Kohle zusätzlich durch die Zuteilung an Bestandsanlagen nach den historischen CO₂-Emissionen und den Verzicht auf Minderungspflichten für 14 Jahre.
- In der zweiten Handelsperiode wurde immerhin die Zuteilung nach historischen Emissionen auch für Altanlagen durch einen brennstoffspezifischen Benchmark ersetzt, der dazu führt, dass besonders ineffiziente Anlagen eine Zuteilung unterhalb ihres Bedarfs erhalten. Dennoch liegt die Zuteilung mit 750 g CO₂ je Kilowattstunde Nettostromerzeugung deutlich über der Zuteilung an Gaskraftwerke, die 365 g/kWh erhalten.¹³⁶ Durch diesen brennstoffspezifischen Benchmark haben Steinkohlefeuerungsanlagen auch in der zweiten Handelsperiode einen Wettbewerbsvorteil gegenüber Erdgas erhalten.

Zusammenfassend kann der Vorteil aus der unentgeltlichen Zuteilung von Emissionszertifikaten in den ersten beiden Handelsperioden wie folgt quantifiziert werden:

¹³⁴ Vgl. BMU 2008/2009

¹³⁵ Vgl. BMU 2010

¹³⁶ Für Informationen des Bundesumweltministeriums zur zweiten Handelsperiode siehe <http://www.bmu.de/emissionshandel/downloads/doc/39620.php>

Abbildung 14) Übersicht über den Vorteil von Steinkohlefeuerungsanlagen aus der unentgeltlichen Zuteilung von Emissionszertifikaten

Jahr	Zuteilungsmenge an Steinkohlefeuerungsanlagen (Mio. EUA) ¹³⁷	Davon unentgeltlich	Wert der Emissionszertifikate nominal (€ / EUA)	Förderwert des Emissionshandels nominal in Mrd. €
2005	122	122	18,0	2,2
2006	122	122	17,0	2,1
2007	122	122	1,0	0,1
2008	92	83	23,3	1,9
2009	92	83	13,21	1,1
2010-2012 p.a.	92	83	15	1,2

3) Dritte Handelsphase 2013 bis 2020

In der dritten Handelsperiode gilt – basierend auf der EU-Richtlinie zum Emissionshandel ab 2013¹³⁸ – für die Energiewirtschaft in Deutschland eine volle Versteigerung aller Emissionszertifikate. Insoweit bewirkt die Zuteilung der Emissionszertifikate keine Vorteile mehr für Steinkohlefeuerungsanlagen. Soweit die Strompreissteigerung über den Kosten des Emissionshandels pro Kilowattstunde für Steinkohlekraftwerke liegt, können zwar immer noch Windfall Profits entstehen, aber der Förderwert überhöhter Strompreise wird bereits in Abschnitt 2 (folgendes Datenblatt) erfasst.

Ein relevanter neuer Fördertatbestand wird voraussichtlich in der Förderung neuer „CCS-reifer“ Kraftwerke „mit hohem Wirkungsgrad“ aus den Versteigerungserlösen des Emissionshandels mit bis zu 15% der Investitionskosten liegen. Im Rahmen der Verhandlungen auf europäischer Ebene über die Ausgestaltung der dritten Handelsperiode (2013 bis 2020) des Europäischen Emissionshandels gab die EU-Kommission am 12.12.2008 eine Erklärung ab, nach der die Mitgliedstaaten im Zeitraum 2013-2016 die Einkünfte aus der Versteigerung von Zertifikaten auch zur Förderung des Baus von neuen Kraftwerken mit hohem Wirkungsgrad nutzen können. Bis zu 15% der gesamten Investitionskosten können gefördert werden.¹³⁹ In welchem Umfang in Deutschland Steinkohlekraftwerke von der Förderung profitieren, kann derzeit noch nicht fundiert abgeschätzt werden.

- Erstens wurden die genauen Förderkonditionen von der Bundesregierung bisher noch nicht festgelegt. Die Formulierungen im Koalitionsvertrag¹⁴⁰ sowie allgemeine politische Signale

¹³⁷ Quelle: Mitteilung der Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt), Frau Julie Steinen, per Mail am 08.10.09 an die FÖS-Geschäftsstelle

¹³⁸ Für Richtlinie sowie weitere Dokumente zum EU-weiten Emissionshandel siehe, http://ec.europa.eu/environment/climat/emission/index_en.htm

¹³⁹ Vgl. Council of the European Union 2008, ANNEX V Article 10(3)

¹⁴⁰ Koalitionsvertrag CDU / CSU FDP 2009 - Zeilen 616ff: "Alle Einnahmen aus dem Handel mit CO₂-Emissionszertifikaten stehen dem Gesamthaushalt zur Verfügung. Bei der Erlösverwendung sind die steuerlichen Mindereinnahmen aufgrund des Betriebsausgabenabzugs über alle Ebenen und die laufenden, aus den CO₂-Erlösen finanzierten Klimaschutzmaßnahmen in Rechnung zu stellen. Ab 2013 sind zusätzlich die angekündigten Kompensationszahlungen für indirekte Preiseffekte des Emissionshandels sowie in Aussicht gestellte Maßnahmen für den Bau effizienter fossiler Kraftwerke zu berücksichtigen."

Zeilen 1009ff "Wir wollen auch weiterhin den Bau von hocheffizienten Kohlekraftwerken ermöglichen. Wir stehen zum

deuten darauf hin, dass die neue Bundesregierung von der Fördermöglichkeit neuer Kraftwerke aus dem Emissionshandel Gebrauch machen wird. Dabei werden auf jeden Fall die Vorgaben der EU einzuhalten sein, nach der die geförderten Projekte „CCS-ready“ sein und einen „hohen Wirkungsgrad“ haben müssen. Der dafür zugrunde zu legende Referenzwirkungsgrad in der KWK-Richtlinie beträgt für Steinkohlekraftwerke 44,2%, für Braunkohle 41,8%.¹⁴¹ Möglich sind aber weitergehende Anforderungen wie z.B.

- Keine Förderung von Projekten, die zu einem bestimmten Zeitpunkt (z.B. 1.1.2009) schon in Bau waren, um Mitnahmeeffekte zu vermeiden und/oder nur Förderung von Projekten, die ab 2013 in Betrieb gehen.
- Besonders hohe elektrische Wirkungsgrade. So will E.ON mit seinem Projekt in Wilhelmshaven einen elektrischen Wirkungsgrad von 50% erreichen.
- Hohe Nutzungsgrade von z.B. 70%, d.h. Einsatz in Kraft-Wärme-Kopplung
- Kopplung der Förderung von Neubauprojekten an die Stilllegung von Bestandsanlagen
- Zweitens ist nicht klar, wie viele Steinkohle-Neubauprojekte realisiert werden und ob alle die Förderung in Anspruch nehmen können. Nach DUH 2009 sind derzeit 8 Projekte mit 8,5 GWel genehmigt und in Bau; sie sollen im Zeitraum 2010-2013 in Betrieb gehen. Weitere 15 Steinkohlekraftwerke mit gut 15 GWel sind derzeit in Planung.
- Die Investitionskosten hängen von der konkreten Kraftwerksgestaltung und den örtlichen Gegebenheiten ab.
 - Für einen 800-MW-Block werden von Betreibern sowie DUH 2009 Investitionskosten in der Größenordnung von 1 Mrd. € (in Einzelfällen auch bis zu 1,8 Mrd. €) genannt, also 1.250 €/kW
 - Für Steinkohle-Kraftwerke mit Wirkungsgrad von 45% gibt Trendresearch Investitionskosten von 1.800 €/kW an
 - Für das von E.ON geplante Kraftwerk mit 50% elektrischem Wirkungsgrad betragen die Investitionskosten etwas mehr als 2.000 €/kW.
 - Für ein CCS-Steinkohledampfkraftwerk mit einer elektrischen Leistung von 700 MW schätzt das Wuppertal Institut die Investitionskosten auf 1.700 €/kW_{el},¹⁴² das entspricht rund 2.430 €/kW.

Die Förderung von neuen Kraftwerken kann abhängig von den vorstehenden Faktoren sehr unterschiedliche Größenordnungen annehmen:

- In dem Fall, dass Steinkohlekraftwerke mit einer installierten Leistung von 20 GW in Betrieb gehen, dafür hohe durchschnittliche Investitionskosten entstehen und alle Kraftwerke mit 15% gefördert werden, kann die geplante Kraftwerksförderung eine Größenordnung von bis zu 5,4 Mrd. € annehmen.

vereinbarten Ausstieg aus dem subventionierten Steinkohlenbergbau und halten an der kohlepolitischen Verständigung vom 7. Februar 2007 fest."

¹⁴¹ Entscheidung 2007/74/EG der Kommission vom 21. Dezember 2006, Anhang I

¹⁴² WI et al. 2007

- Gehen 10 GW in Betrieb mit mittleren durchschnittlichen Investitionskosten von 1.500 €/kW und voller Förderung in Höhe von 15%, würde die Kraftwerksförderung insgesamt ein Volumen von 2,3 Mrd. € erreichen.
- Wird durch hohe Anforderungen an die Förderung die Zahl der geförderten Projekte stark begrenzt, kann die Förderung auch unter einer Milliarde Euro liegen.

		a) geringe	b) mittlere	c) hohe
		Investitionskosten		
Investitionskosten pro kWel Steinkohlekraftwerk	€	1.250	1.500	1.800
Maximale Förderung pro kW bei 15% Förderquote	€	188	225	270
Gesamtförderung pro Vorhaben mit 800 MWel	Mrd. €	0,15	0,18	0,22
Gesamtförderung für 10 GWel	Mrd. €	1,9	2,3	2,7
Gesamtförderung für 20 GWel	Mrd. €	3,8	4,5	5,4

Eine fundierte Abschätzung kann erst vorgenommen werden, nachdem die Bundesregierung die Förderkonditionen für die geplante Förderung von neuen Kraftwerken konkretisiert hat. In die tabellarische Übersicht und die Summierung der öffentlichen Förderungen nehmen wir diesen – zweifelsohne höchst relevanten – Fördertatbestand deshalb nicht auf.

Einen weiteren Fördertatbestand von Steinkohlekraftwerken stellen die Förderungen der CCS-Technologie der dritten Handelsperiode dar, siehe Abschnitte A.2/A.3.

Abbildung 15) Übersicht über die kumulierten Ergebnisse:

Fördertatbestand „Vorteile im Rahmen des Emissionshandels“	Förderung bis 2008 in Mrd. € nominal	Förderung bis 2008 in Mrd. € real	Förderung ab 2009 in Mrd. €
Unentgeltliche Zuteilung von Emissionszertifikaten	6,3	6,6	2009-2012: 6,2
Förderung von neuen Kraftwerken mit bis zu 15% der Investitionskosten	-	-	< 1 – 5,4 Mrd. €
Summe	6,3	6,6	6,2 – 11,5 Mrd. €

c) Wirkungen und Bewertung der Regelung

Die Vorteile aus der unentgeltlichen Zuteilung von Emissionszertifikaten sind höchst relevant für Wettbewerbsvorteile der Kohle im Vergleich zu anderen Stromerzeugungstechnologien. Durch die EU-weit ab 2013 geltende volle Versteigerung läuft dieser Vorteil allerdings bis Ende 2012 aus.

Die geplante investive Förderung von neuen Kraftwerken aus Versteigerungserlösen des Emissionshandels kann ebenfalls zu einer ökologisch kontraproduktiven und quantitativ bedeutenden Subvention werden. Eine investive Förderung des Neubaus von Kraftwerken ist weder sinnvoll noch erforderlich. Wenn überhaupt sollte eine Förderung nur von besonders effizienten Anlagen, z.B. von KWK-Anlagen mit einem Brennstoff-Nutzungsgrad von mindestens 70 Prozent gewährt werden. Außerdem sollte die Förderung pro Einheit installierter Leistung und nicht als Prozentbetrag der Investitionskosten gewährt werden, um eine hohe Effektivität der Förderung zu erreichen und ein klares Kriterium für die Verteilung der Fördermittel zu haben.

2. Förderwert des unvollständigen Wettbewerbs in der Elektrizitätswirtschaft

a) Gegenwärtige Regelung / Fördertatbestand

Methodische Frage: Warum Regulierungen zu subventionsähnlichen Vorteilen führen können

In der Literatur zu Energiesubventionen werden Regulierungen in der Regel nicht unter Subventionen subsumiert, und dort, wo sie konzeptionell erfasst werden, werden sie nicht quantifiziert. Folgende Gründe sprechen gegen eine Einordnung der Regulierung der Elektrizitätswirtschaft als eine staatliche Förderung: Die Unterlassung einer wirksamen, wettbewerbsorientierten Regulierung hat eine andere Qualität als aktives staatliches Handeln; aus demselben Grund wird vielfach auch die fehlende Internalisierung von externen Kosten nicht als ein Subventionstatbestand eingestuft. Zudem führen staatliche Regulierungen nicht zu einer direkten Wirkung auf die öffentlichen Haushalte.

Alle weiteren Merkmale von Subventionen sind bei Regulierungen mit Subventionscharakter jedoch erfüllt: Es entsteht eine selektiv und gruppennützig anfallende Subventionsrente für die Begünstigten, der Wettbewerb zwischen den Energieträgern wird verzerrt, und der Vorteil wird durch staatliche Aktivitäten (Art der Regulierung) erlangt. Fehlender bzw. unvollständiger Wettbewerb ermöglicht es den Elektrizitätsversorgern, überhöhte Netznutzungsentgelte bzw. Strompreise zu verlangen und überdurchschnittliche Gewinne zu erzielen. Die Subventionsdefinition von OECD, UNEP und IEA scheint genau auf Vorteile durch Regulierung zurecht geschnitten.¹⁴³ OECD 2005 bezieht mit Verweis auch auf UNEP / IEA 2002 auch die Regulierung des Energiesektors in die Übersicht über Energiesubventionen ein.¹⁴⁴

Es gibt eine Reihe von theoretischen und empirischen Anhaltspunkten für eine **Identifizierung und Quantifizierung des Vorteils der Elektrizitätswirtschaft aus überhöhten Strompreisen**, diese werden in der Studie des FÖS zu staatlichen Förderungen der Atomenergie ausführlich dargestellt¹⁴⁵ und sollen daher hier nicht wiederholt werden.

Dieser Vorteil einer unterlassenen staatlichen wettbewerbsorientierten Regulierung kommt allerdings grundsätzlich allen Energieträgern in der Stromversorgung gleichermaßen zu und ist insofern kein selektiver Vorteil für die Kohle. **Ein spezifischer Vorteil für Steinkohle** besteht nur insofern,

- als dass diese ihre Wachstumsphase in einer Zeit hatte, in der sich hohe Strompreise besonders gut durchsetzen ließen, und
- als der größte Teil der Steinkohle zur Stromerzeugung eingesetzt wird, während sich andere Energieträger auf dem Wärme- bzw. Kraftstoffmarkt dem Wettbewerb stellen müssen.

¹⁴³ UNEP/ OECD/ IEA definieren energy subsidies wie folgt:
Any government action that concerns primarily the energy sector that

- lowers the cost of energy production
- raises the price received by energy producers
- lowers the price paid by energy consumers

Für weitere Details und Quellenangaben siehe FÖS 2009a, Tabelle 3 auf S. 17

¹⁴⁴ Im einzelnen werden genannt: Demand guarantees, mandated deployment rates, price controls, market access restrictions (OECD 2005, S. 50)

¹⁴⁵ FÖS 2009a, S. 63ff

Im Ergebnis dieser Abwägung erfassen wir den Förderwert des unvollkommenen Wettbewerbs in der Elektrizitätswirtschaft nur in der Summe 3, in der neben den Subventionen im engeren Sinne auch weitere Fördertatbestände berücksichtigt werden.

b) Quantifizierung der Förderwirkung

Auf Basis der in FÖS 2009a im Einzelnen aufgeführten Studien und Argumente werden folgende **Annahmen bezüglich des Vorteils pro Kilowattstunde aufgrund der Möglichkeit, überhöhte Strompreise zu verlangen**, getroffen:

- Zeitraum 1990 bis heute: Vorsichtig geschätzt auf durchschnittlich und real 1 Ct/kWh. Bei privaten Haushalten dürften es gerade in den letzten Jahren eher 2-3 Ct/kWh sein.
- Ausnahme: 0 Ct/kWh in den Jahren 1999 und 2000, in denen es zu deutlichen Strompreissenkungen durch das Auftreten neuer Anbieter kam.
- 1970-1989: 0,5 Ct/kWh real (in Preisen 2008) als vorsichtige Annahme des Vorteils aus unvollständigem Wettbewerb zu Zeiten von regionalen Monopolen in der Elektrizitätswirtschaft.
- ab 2009: 1 Ct/kWh im Hinblick darauf, dass es weiter starke Indizien für überhöhte Strompreise gibt.

Unter diesen Annahmen ergibt sich folgender **Vorteil der Stromerzeugung aus Steinkohle durch den unvollkommenen Wettbewerb auf dem Strommarkt**:

Abbildung 16) Übersicht über die Ergebnisse:

Fördertatbestand „Förderwert unvollkommener Wettbewerb“	Förderung bis 2008 in Mrd. € nominal	Förderung bis 2008 in Mrd. € real	Förderung ab 2009 in Mrd. €
Summe	26,8	35,5	Hoch, aber als Summe nicht quantifizierbar (derzeit ca. 1,3-1,4 Mrd. € p.a.)

c) Wirkungen und Bewertung der Regelung

Die Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft und die Schaffung von wirksamem Wettbewerb bleibt weiterhin dringend erforderlich. Besonders wichtige Punkte sind:

- Der Marktzugang für neue Akteure muss erleichtert werden; hier gibt es starke Anhaltspunkte, dass der von neuen Bundesregierung geplante Ausstieg aus dem Atomausstieg auch für den Wettbewerb schädlich ist, indem sie bestehende Stromerzeugungsstrukturen zementiert.
- Eigentumsrechtliche Trennung von Netz und Betrieb
- Zusammenlegung der bisher vier zu einer Regelzone
- Fortführung der wettbewerbsorientierten Regulierung
- Weiterentwicklung der Europäischen Liberalisierung

D. Externe Kosten und Haftung

a) Gegenwärtige Regelung / Fördertatbestand

Externe Kosten sind Kosten, die nicht die Nutznießer einer Leistung, sondern Dritte tragen.¹⁴⁶ Externe Kosten der Energieversorgung auf der Basis fossiler Brennstoffe (insbes. Kohle) entstehen in erster Linie durch die zunehmende Anreicherung der Atmosphäre mit CO₂ und weiteren Treibhausgasen, die während der Förderung und Verstromung entstehen. Die Emission von Treibhausgasen und Luftschadstoffen bewirken neben dem Effekt der Klimaveränderung ebenfalls Gesundheits- und Gebäudeschäden, sowie landwirtschaftliche und forstwirtschaftliche Schäden.¹⁴⁷

Werden die aufgrund der negativen Auswirkungen entstehenden gesamtgesellschaftlichen Kosten nicht von den Verursachern (Energieversorgern und Bergbaubetrieben) selbst getragen, treffen auf diese nicht-internalisierten externe Kosten mehrere Merkmale von Subventionen zu:

- Selektivität und Gruppennützigkeit
- verzerrende Wirkungen auf den Wettbewerb zu Lasten der regenerativen Energieträger
- geldwerte Leistung für die Empfänger (durch Verzicht auf Internalisierung)
- Steuerausfälle für den Staat. Da externe Kosten idealerweise durch eine Pigou-Steuer in Höhe der externen Grenzkosten (oder über Emissionshandel mit Versteigerung der Zertifikate) internalisiert werden sollten, würde ihre Internalisierung auch eine Budgetwirkung auf die öffentlichen Haushalte aufweisen.

Es fehlt aber das bewusste Handeln des Staates – wobei andererseits Nichthandeln als eine bewusste Entscheidung interpretiert werden kann.¹⁴⁸ In einer engen Definition von Subventionen werden externe Effekte nicht berücksichtigt; in einer weiteren Definition sollten sie einbezogen werden, da die Merkmale von Subventionen weitgehend erfüllt sind.

b) Quantifizierung der Förderwirkung

Die verschiedenen Studien zu den externen Kosten der Energieversorgung kommen – besonders bezüglich Atomenergie, aber auch bezüglich der fossilen und der erneuerbaren Energien – zu sehr unterschiedlichen Größenordnungen. Die Ergebnisse von jüngeren, umfassenden Studien zu den externen Kosten der Energieversorgung lassen sich wie folgt zusammenfassen:¹⁴⁹

¹⁴⁶ DLR/ISI definieren externe Kosten wie folgt: „Externe Effekte sind unmittelbare Auswirkungen der ökonomischen Aktivitäten eines Wirtschaftssubjektes (Unternehmen, private und öffentliche Haushalte) auf die Produktions- oder Konsummöglichkeiten anderer Wirtschaftssubjekte, ohne dass eine adäquate Kompensation erfolgt.“ (DLR/ISI 2007, S. 4)

¹⁴⁷ Vgl. DLR/ISI 2007 sowie WI 2004. Zusätzlich zu den Emissionen entstehen auch durch den für die Steinkohle relevanten Tagebau externe Kosten in Form von Grundwasserabsenkung, Abraumbewegung und Umsiedlung. Da diese Kosten für Tagebaufolgewirkungen nicht belastbar zu quantifizieren sind, werden sie in dieser Studie nicht einbezogen. Es wird deutlich, dass die eigentlichen externen Kosten deutlich über den hier angenommenen Werten liegen.

¹⁴⁸ Siehe dazu die Kontroverse zwischen Kreienbaum/ Wacker-Theodorakopoulos 1997 und Gerking/ Welfens 1997 zu Gründen für und gegen die Einbeziehung von externen Kosten in Definition und Erfassung von Subventionen. Die EU-Kommission schließt in ihrem Arbeitspapier zu Energiesubventionen (2002) externe Kosten ein und verwendet für die Quantifizierung die ExternE-Studien. Auch Osterhuis 2001 und Europäische Umweltagentur (EEA 2004) beziehen externe Kosten ein. Die EEA zitiert ExternE mit einem Gesamtvolumen der externen Kosten der Stromversorgung von 42,3-73 Mrd. € (EEA 2004, S. 17)

¹⁴⁹ Für eine Übersicht über die Quantifizierung von Externen Kosten der Energieversorgung siehe FÖS i.E.

Abbildung 17) Übersicht über Schätzungen der externen Kosten

	Voß 2000*	ExternE 2001 / CASES 2008	Hohmeyer 2002*		Enquete 2002*	DLR/ ISI 2006** - hier verwendet		
			Unterggr.	Oberggr.		Unterggr.	Best Guess	Oberggr.
Durchschnitt in Ct/kWh		4 Ct/kWh					6,6 ***	
€ / t CO2		19				15	70	280
Braunkohle	1,0	3-6	3,0 -	26,4	23,0	1,7-2,1	6,4-7,9	> 25,6
Steinkohle	1,0		2,7 -	20,8	17,6	1,5-1,7	5,8-6,4	> 19,2
Erdgas	0,36-0,3	1-2	1,0 -	11,2	9,2	0,75-2,9	2,9	11,6
Biomasse	k.A.	3	k.A.		k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Wasserkraft	0,02	k.A.	0,05 -	0,38	0,4	0,05	0,2	0,8
Windenergie	0,4	0,05	0,04 -	0,23	0,2	0,05	0,2	0,8
Photovoltaik	k.A.	0,6	0,10 -	1,32	1,3	0,50	1	4,0
* Zitiert nach UBA 2007, S. 13								
** Werte sind den Abb. Auf S. 38 entnommen und daher nicht punktgenau								
** Für 2006 werden gesamt durch das EEG vermiedene externe Kosten von 3,4 Mrd. € angegeben; geteilt durch die EEG-Menge 2006 von 51,5 GWh entspricht dies durch-schnittlichen Kosten der durch EE ersetzten Stromerzeugung von 6,6 Ct/kWh								

Für Steinkohle kommen verschiedene Studien zu externen Kosten zwischen 1 und 20,8 Ct/kWh Strom. Die Unterschiedlichkeit der Ergebnisse lässt sich unter anderem auf unterschiedliche Annahmen bezüglich der erfassten Schadensarten, der Diskontierung zukünftiger Schäden und der Bewertung von Risiken und Todesfällen zurückführen.

Hier wird als „Best Guess“ von DLR/ISI 2007 verwendete Wert von 6,4 Ct/kWh angenommen, da es sich bei DLR / ISI 2006 um eine aktuelle Studie handelt,

- die selbst eine Vielzahl von vorher vorliegenden Studien berücksichtigt,
- in der die Vorgehensweise methodisch ausführlich begründet wird,
- und deren Ergebnisse auch vom Bundesumweltministerium u.a. im Zusammenhang mit der Abschätzung von vermiedenen externen Kosten des Ausbau von erneuerbaren Energien verwendet werden.

Zur Übertragbarkeit der externen Kosten pro kWh Strom auf den gesamten Primärenergieverbrauch

Die meisten Studien beschäftigen sich mit den externen Kosten der Stromerzeugung, für den Zweck der Arbeiten zu staatlichen Förderungen der Energieträger wird aber eine Größenordnung der externen Kosten des gesamten Primärenergieverbrauchs benötigt. Da hinter den externen Kosten pro kWh Strom die mit dem Primärenergieverbrauch verbundenen Schadstoffemissionen stehen, ist grundsätzlich eine Übertragung der Ergebnisse von Studien zu externen Kosten der Stromerzeugung auf andere Verwendungen von Energieträgern möglich. Bei mobilen Quellen bzw. Kleinfeuerungsanlagen sind die Schadstoffemissionen sogar eher höher als bei Kraftwerken; insoweit ist eine

direkte Übertragung der Ergebnisse bezüglich der externen Kosten der Stromerzeugung auf die des gesamten Primärenergieverbrauchs eher eine Unter- als eine Überschätzung.¹⁵⁰

Zur Anwendbarkeit der Best Guess-Schätzung der externen Kosten als Zeitreihe

Alle Ergebnisse der hier verwendeten Studien gelten

- für die 2000er Jahre
- für bestimmte Technologien der Stromerzeugung, die für den heutigen Kraftwerkspark repräsentativ sind
- für Deutschland mit den gegebenen Besiedlungsdichten und dem Einkommen

Es ist eine plausible Annahme, dass die externen Kosten in Zukunft weiter steigen¹⁵¹ (weil die zusätzlichen Schäden zusätzlicher Emissionen größer sind und weil die Einkommen weiter steigen) und es ist ebenso plausibel, dass die externen Kosten der Emissionen in früheren Jahren aus denselben Gründen geringer waren. Andererseits steigen Effizienz der Stromerzeugungstechnologien und Schadstoffminderungssysteme, so dass diese Einflussfaktoren gegenläufig darauf hinwirken, dass die externen Kosten pro kWh Strom in der Vergangenheit höher waren.

Ein Nettoeffekt kann hier nicht seriös bestimmt werden. Für den Zeitraum 2000 bis 2008 legen wir die Best-Guess-Schätzung von real 6,4 Ct/kWh Strom zugrunde. Für 1970 unterstellen wir vorsichtig halb so hohe externe Kosten und verteilen die Differenz in linearen 5-Jahres-Schritten über den Zeitraum 1970-2000 (Spalte (a) in Abbildung 18). Für die Umrechnung von Ct/kWh Strom auf Ct/kWh Primärenergieverbrauch wird ein durchschnittlicher Nutzungsgrad von 40% verwendet, was die tatsächlichen Umwandlungsverluste eher untertreibt.

Anzurechnende Internalisierungsinstrumente

Für den Zweck dieser Arbeit kommt es nicht auf die externen Bruttokosten an, sondern von diesen sind die Internalisierungsmaßnahmen abzuziehen. Nur die nicht internalisierten externen Kosten können als staatliche Förderung (im Sinne der Unterlassung einer vollständigen Internalisierung) interpretiert werden.

Die nicht internalisierten externen Kosten berechnen sich als die externen Bruttokosten abzüglich der Internalisierungsmaßnahmen. Als solche kommen insbesondere die Energiebesteuerung und der Emissionshandel in Betracht. Im Folgenden wird der Umfang der Internalisierung geschätzt.

Bei der **Energiebesteuerung** ist zu berücksichtigen, dass diese auch anderen Zwecken dient wie z.B. allgemein der Einnahmenerzielung für den Staatshaushalt oder verteilungspolitischen Erwägungen. Die Energiebesteuerung kann unterschieden werden in die Steuersätze bis 31.3.1999 und die Steuersätze ab dem Inkrafttreten der ökologischen Steuerreform zum 1.4.1999. Im Rahmen der ökologischen Steuerreform wurden die bestehenden Steuersätze auf Heiz- und Kraftstoffe erhöht und es wurde eine Stromsteuer eingeführt. Hier wird unterstellt, dass die bis zum 31.3.1999 geltende Energiebesteuerung keine Internalisierungszwecke hatte und nur die Anhebungen der Steuersätze im Rahmen der ökologischen Steuerreform der Internalisierung

¹⁵⁰ Dabei werden für die Umrechnung von Strom auf Primärenergieverbrauch die Umwandlungsverluste der fossilen Stromerzeugung berücksichtigt; diese sinken mit zunehmender Modernisierung des Kraftwerksparks und betragen derzeit etwa 60%.

¹⁵¹ Siehe u.a. DLR / ISI 2006, S. 16f

Ginge es nur um die Stromerzeugung, könnte man die Stromsteuer als Internalisierungsmaßnahme zugrunde legen. Da aber Kohle nicht nur für die Stromerzeugung, sondern auch für die Wärmeerzeugung und in der Industrie eingesetzt wird, ist eine primärenergetische Betrachtung angemessener. Zudem wird die Stromsteuer bereits als Belastungsmaßnahme angerechnet bei der Ermittlung des Werts von Ausnahmen und Minderbesteuerungen bei der Energiebesteuerung (siehe Abschnitt B.1).

Um Doppelzählungen zu vermeiden und einen konsistenten, systematischen Gesamtansatz zugrunde zu legen, werden daher als noch zu internalisierende externe Kosten die Differenz zwischen den externen Bruttokosten und der Anhebung des Steuersatzes auf leichtes Heizöl im Rahmen der ökologischen Steuerreform erfasst.

Der Heizölsteuersatz wurde zum 1.4.1999 einmalig von 8 auf 12 Pfennig je Liter (=6,14 Ct/l) angehoben, dies entspricht einer Anhebung (und damit Internalisierung) von 2,05 Ct/l bzw. 0,203 Ct/kWh Primärenergiegehalt (Spalte b).

Beim **Emissionshandel** wird der Marktwert der Emissionszertifikate¹⁵² (EU Allowances – EUA) in den Jahren seit seiner Einführung umgerechnet mit den durchschnittlichen CO₂-Emissionen der Steinkohle auf eine Belastung pro Einheit Primärenergieverbrauch von Steinkohle.¹⁵³

Wie Abbildung 18) zeigt, führt beispielsweise in 2008 die Energiebesteuerung zu einer Internalisierung von externen Kosten von 0,203 Ct/kWh und der Emissionshandel von 0,83 Ct/kWh, insgesamt führten die beiden Instrumente also zu einer Internalisierung von 1,03 Ct/kWh. Dem stehen externe Bruttokosten von 2,6 Ct/kWh Primärenergieverbrauch gegenüber, so dass die nicht internalisierten externen Kosten bei 1,53 Ct/kWh liegen.

¹⁵² Für eine Übersicht über die Marktwerte der Emissionszertifikate in den drei Handelsperioden siehe FÖS 2009a, S. 59ff.

¹⁵³ Als durchschnittlichen Emissionsfaktor für Steinkohle hat das Umweltbundesamt unter Berücksichtigung sowohl der nationalen Förderstätten bzw. Kohleprodukte als auch der konkreten Herkunft der Importkohle für 2002 98,6 t CO₂ / GJ (= 355 g CO₂ / kWh Primärenergieverbrauch) ermittelt. Dieser genau genommen nur für das Jahr 2002 geltende durchschnittliche Emissionsfaktor wird auch für die anderen Jahre verwendet.

Abbildung 18) Externe Kosten der Steinkohle und Internalisierung durch Energiesteuer und Emissionshandel

Jahr	(a1)	(a2)	(a3)	(b)	(c1)	(c2)	(d)	(e) = (a3)-(d)
	Externe Kosten Steinkohle			ÖSR-Anteil	Emissionshandel		Summe	Nicht internalisierte
	real	real	nominal	nominal	nominal		nominal	ex. Kosten
	Ct/kWh	Ct/kWh	Ct/kWh	Ct/kWh	€/EUA	Ct/kWh	Ct/kWh	Ct/kWh
	Strom	PEV	PEV	PEV		h PEV	PEV	PEV
1970-1974	3,20	1,28	0,42	0	0	0	0	0,42
1975-1979	3,65	1,46	0,65	0	0	0	0	0,65
1980-1984	4,20	1,68	0,91	0	0	0	0	0,91
1985-1989	4,75	1,90	1,24	0	0	0	0	1,24
1990-1994	5,30	2,12	1,48	0	0	0	0	1,48
1995-1998	5,85	2,34	1,90	0	0	0	0	1,90
1999	5,85	2,34	2,00	0,203	0	0	0,203	1,80
2000	6,4	2,56	2,22	0,203	0	0	0,203	2,01
2001	6,4	2,56	2,26	0,203	0	0	0,203	2,06
2002	6,4	2,56	2,29	0,203	0	0	0,203	2,09
2003	6,4	2,56	2,32	0,203	0	0	0,203	2,11
2004	6,4	2,56	2,35	0,203	0	0	0,203	2,15
2005	6,4	2,56	2,40	0,203	18	0,64	0,842	1,56
2006	6,4	2,56	2,44	0,203	17	0,60	0,807	1,63
2007	6,4	2,56	2,50	0,203	1	0,04	0,239	2,26
2008	6,4	2,56	2,56	0,203	23,33	0,83	1,031	1,53
2009-2012	6,4	2,56	> 2,56	0,203	15	0,53	0,7355	1,82

Multipliziert man die in Spalte (e) geschätzten externen Kosten mit dem Beitrag der Steinkohle zum Primärenergieverbrauch, so kommen real im Zeitraum 1970 bis 2008 **433 Mrd. €** zusammen. Allein für die Jahre 2000 – 2008 sind es 100,3 Mrd. €.

c) Wirkungen und Bewertung der Regelung

Die unzureichende Internalisierung der externen Kosten von Kohle als Energieträger verursacht für die Gesellschaft Folgekosten in Milliardenhöhe, weshalb sie als Subvention im weiteren Sinne gelten kann (s.o.). Zur Gewährleistung eines faireren Wettbewerbs und im Sinne verstärkter Klimaschutzanreize sollten die externen Kosten ihren Verursachern angelastet werden. Dies kann insbesondere durch Markt- und Preismechanismen wie Energiesteuern oder den Emissionshandel erreicht werden. Die Analyse hat gezeigt, dass das bestehende Instrumentarium die externen Kosten bisher nur unzureichend internalisiert. Eine verstärkte Anlastung externer Kosten (z.B. durch höhere Energiesteuersätze oder durch ein niedrigeres Cap im Emissionshandel) ist daher dringend zu empfehlen, um Klimaschutzziele zu erreichen, die Belastung öffentlicher Haushalte zu begrenzen und die Wettbewerbsvorteile der Steinkohle zu beseitigen.

E. Sonstige öffentliche Hilfen für den Steinkohlesektor

Über die in dieser Studie einbezogenen Subventionen hinaus existieren weitere öffentliche Leistungen für den Steinkohlebergbau, die hier aus Gründen der Datenverfügbarkeit und/oder mangelnden Quantifizierbarkeit nicht einbezogen werden konnten. Bei den staatlichen Zuschüssen ist zur knappschaftlichen Rentenversicherung ist umstritten, inwiefern diese als Förderung des Steinkohlebergbaus gelten können.

1. Knappschaftliche Rentenversicherung

a) Gegenwärtige Regelung / Fördertatbestand

Die knappschaftliche Rentenversicherung ist eine spezielle Rentenversicherung für Bergarbeiter. Gemäß § 215 SGB VI trägt der Bund in der knappschaftlichen Rentenversicherung den Unterschiedsbetrag zwischen den Einnahmen und den Ausgaben des Kalenderjahres; er stellt hiermit zugleich deren dauernde Leistungsfähigkeit sicher.¹⁵⁴

b) Quantifizierung der Förderwirkung

Ein Teil des Bundeszuschusses zur knappschaftlichen Rentenversicherung kann insoweit als eine subventionsähnliche Leistung gewertet werden, als der Bundeszuschuss spezifisch höher als zu anderen Rentenversicherungsträgern ist.¹⁵⁵ Folgende wesentliche Besonderheiten der knappschaftlichen Rentenversicherung lassen sich feststellen:¹⁵⁶

- Für Bergleute gibt es spezielle und höhere Leistungen (Bergmannsrente, Knappschaftsruhegeld für Untertagearbeiter, Knappschaftsausgleichsleistung, Leitungszuschlag für Untertagearbeiter), die auch dazu führen, dass die Rentenhöhe deutlich über den Renten der Arbeiter und Angestellten liegen; im Jahr 1988 beispielsweise um etwa ein Viertel.
- Höhere Beitragssätze, die überwiegend von den Arbeitgebern getragen werden
- Ungünstigere Altersstruktur, stärkeres Frühinvaliditätsrisiko, höherer Anteil an Witwenrenten

Aufgrund dieser Einflussfaktoren ist der Bundeszuschuss pro Rentner in der knappschaftlichen Rentenversicherung deutlich höher. Im Zeitraum 1994 bis 2008 war er durchschnittlich um mehr als den Faktor drei höher.¹⁵⁷ Für diesen Zeitraum können also bis zu 75% des Bundeszuschusses an die knappschaftliche Rentenversicherung als kohlespezifische Sonderleistung des Staates interpretiert

¹⁵⁴ Bundesfinanzministerium, Erläuterungen zum Bundeshaushaltsplan 2009
<http://www.bundesfinanzministerium.de/bundeshaushalt2009/pdf/ep111/s1113102.pdf>

¹⁵⁵ Storchmann 2005, S. 1489

¹⁵⁶ Siehe Bundesregierung 1989

¹⁵⁷ Für eine Zeitreihe des Bundeszuschusses an die allgemeine und an die knappschaftliche Rentenversicherung des Bundesversicherungsamtes siehe
http://www.bundesversicherungsamt.de/nn_1046662/DE/Rentenversicherung/Allgemeien/BFRF.templateId=raw.property=publicationFile.pdf/BFRF.pdf
Die Daten zur Zahl der Rentner in der allgemeinen und in der knappschaftlichen Rentenversicherung sind dem Statistischen Taschenbuch des Bundesarbeitsministeriums zu entnehmen
http://www.bmas.de/portal/38586/statistisches_taschenbuch_2009.html

werden; aus Vorsichtsgründen setzen wir dennoch nur einen Anteil von 50% an. Für die Zeit davor liegen hier keine Angaben vor (für den Zweck dieser Studie konnten keine umfangreichen Recherchen vorgenommen werden), so dass wir vorsichtig nur ein Drittel des Bundeszuschusses an die knappschaftliche Rentenversicherung als spezifische staatliche Förderung des Kohlesektors kalkulieren. Insgesamt betrug der Bundeszuschuss real rund 290 Mrd. €.

In der Literatur wird die Einstufung der knappschaftlichen Rentenversicherung als Fördertatbestand der Steinkohle unterschiedlich bewertet.

- Fritzsche (1991) bezweifelt, dass sie als Subventionierung gelten kann, da der höhere Bundeszuschuss als versicherungsmathematischer Ausgleich für besondere Gesundheitsrisiken gelten kann.
- Das Institut für Weltwirtschaft ordnet in seinen Arbeiten zu Subventionen in Deutschland den Bundeszuschuss an die knappschaftliche Rentenversicherung zumindest teilweise als Subvention ein, quantifiziert ihn aber nicht aufgrund eines Mangels an Daten bzw. hoher Informationsbeschaffungskosten.¹⁵⁸
- Die Deutsche Projekt-Union bezieht in ihrer Arbeit zu Kohlesubventionen den Bundeszuschuss zur knappschaftlichen Rentenversicherung ein und führt zur Begründung an, dass sowohl Bergbauunternehmen als auch Bergarbeiter vor einer stärkeren Eigenleistung bewahrt worden sind und damit eine erhebliche Kostenentlastung eintrete.¹⁵⁹

c) Wirkungen und Bewertung der Regelung

Der Bundeszuschuss zur knappschaftlichen Rentenversicherung ist eine soziale Leistung, die aus Gründen des Vertrauens- und Bestandsschutzes weiter fortgeführt werden sollte. Es sollte allerdings die Transparenz über diese zu einem großen Teil bergbauspezifische öffentliche Ausgabe verbessert werden.

¹⁵⁸ IFW 2008

¹⁵⁹ Deutsche Projekt Union 1986

2. Sonstige öffentliche Hilfen für den Kohlektor

- **Belastungen der Kommunen durch den Steinkohlebergbau**¹⁶⁰ entstehen zum einen bei der Ansiedlung von Bergbauunternehmen, indem die vorhandene Infrastruktur an die Bedürfnisse des Bergbaus angepasst und ausgebaut werden. Zum anderen entstehen nach der Beendigung der Bautätigkeit
- **Aufwendung für die Bergbehörden**, die nach Bundesberggesetz alle bergbaulichen Maßnahmen überwachen. Die Tätigkeit erfolgt zumindest in früheren Jahren nicht kostendeckend; für aktuelle Jahre liegen uns keine Angaben vor.
- **Kosten durch Bergsenkungsschäden an privatem Eigentum**:¹⁶¹ Sie werden teilweise kompensiert, aber es ist zu vermuten, dass ein Teil der Schäden in Form von Vermögensverlusten bei den Eigentümern zu tragen ist.
- **Kosten durch Unfälle und Arbeitsbelastungen** im Steinkohlebergbau
- **Subventionen des Saarlands**; diese sind allerdings vergleichsweise gering, da nur 10% der Kohleförderung zwischen 1958 und 2002 im Saarland erfolgte und der Bund das Saarland größtenteils von Zahlungen befreit bzw. diese übernommen hat.¹⁶²
- **Steuervergünstigungen** für die RAG, den Rationalisierungsverband für den Steinkohlebergbau und die Aktionsgemeinschaft Deutsche Steinkohle (darunter Körperschaftssteuer, Rückstellungen, Vermögenssteuer, Gewerbesteuer).¹⁶³
- **Forschungsmittel im Bereich Kohle und Stahl auf europäischer Ebene**¹⁶⁴

¹⁶⁰ Ausführlich zu Kosten für die Kommunen siehe Deutsche Projekt Union 1986, S. 84ff

¹⁶¹ Ausführlich zu Kosten für die Wasserwirtschaft siehe Deutsche Projekt Union 1986, S. 112ff

¹⁶² Storchmann 2005, S. 1475

¹⁶³ Storchmann 2005, S. 1482

¹⁶⁴ für aktuelle Information zum „Research Fund for Coal and Steel“ siehe http://ec.europa.eu/energy/coal/treaty_en.htm sowie http://cordis.europa.eu/coal-steel-rtd/home_en.html

IV. DATENBLÄTTER BRAUNKOHLE

A. Staatliche Ausgaben

1. Forschung und Entwicklung

a) Gegenwärtige Regelung / Fördertatbestand

Zur Quantifizierung der Braunkohlesubventionen im Bereich Forschung und Entwicklung dient der Förderkatalog der Bundesregierung¹⁶⁵ als Datenbasis. Die Daten konnten ab 1970 erfasst werden. Hierbei beschränken wir uns auf den Bereich Kraftwerkstechnik, da dieser in der Datenbank systematisch erfasst ist und eine direkte Zurechenbarkeit zur Braunkohle gewährleistet werden konnte. Darunter fallen z.B. Forschungsvorhaben zur Wirbelschichttrocknung von Braunkohle, um die Wirkungsgrade der Kraftwerke zu erhöhen. Förderprogramme anderer Quellen, z.B. der Bundesländer oder der EU, wurden nicht berücksichtigt. Ebenso wenig wurden Subventionen zur Erforschung von Technologien zur CO₂-Abscheidung und Speicherung (CCS) berücksichtigt. Diese werden in Kapitel IV.A.2 (folgendes Datenblatt) gesondert behandelt.

b) Quantifizierung der Förderwirkung

Insgesamt belaufen sich die öffentlichen Finanzhilfen im Bereich Forschung und Entwicklung auf mind. 13,4 Mio. € (nominal) bzw. **16,9 Mio. €** (real). Der Braunkohle konnten dabei insgesamt 47 Programme zugeordnet werden. Da sich im Rahmen dieser Kurzstudie in sehr vielen Fällen nicht zwischen der Förderung der Braunkohle und „Kohle allgemein“ differenzieren ließ, muss dieser Wert als absolute Untergrenze angesehen werden. Das Wuppertal Institut weist auf Grundlage einer breiteren Datenbasis (u.a. Einbeziehung von Förderungen der Länder und der EU) und bei zusätzlicher Betrachtung weiterer Bereiche (z.B. ökologische Folgen des Bergbaus, Bergbautechnik, Kohleveredlung, REA-Gips-Entsorgung) eine durchschnittliche Forschungsförderung von mind. **7,3 Mio € jährlich** für den Zeitraum 1998 bis 2003 aus.¹⁶⁶

c) Wirkungen und Bewertung der Regelung

Die öffentlich bereitgestellten Mittel für die Forschungs- und Entwicklungsvorhaben, die dem Braunkohlesektor zuzuordnen sind, sind als Subventionen im weiteren Sinne zu betrachten.¹⁶⁷ Es war nicht ermittelbar, ob es im Vergleich zu anderen Branchen eine selektive Bevorzugung des Braunkohlesektors gibt. Insgesamt ist aber davon auszugehen, dass die öffentlichen Forschungs- und Entwicklungsausgaben im Vergleich zu anderen Subventionsbereichen eine eher nachrangige Rolle spielen.

¹⁶⁵ www.foerderkatalog.de

¹⁶⁶ Vgl. WI 2004, S.55

¹⁶⁷ Vgl. auch WI 2004, S. 54ff

2. Forschung und Pilotvorhaben CCS auf nationaler und europäischer Ebene

Analog zur Steinkohle in Kapitel III.A.2 und III.A.3 werden folgend die anteiligen Forschungsförderungen des Bundes für die CO₂-Abscheidung und -Speicherung (Carbon Capture and Storage - CCS) für die Braunkohle zusammengefasst. Entsprechend der zur CCS-Förderung der Steinkohle dokumentierten Annahmen rechnen wir der Braunkohle bis 2008 18% der gesamten deutschen Programme zur Erforschung und Entwicklung von CCS zu. Bei einem Gesamtvolumen von rund 111 Mio. € ergibt sich ein zurechenbarer Subventionswert von ca. **20 Mio. €**. Weitere 14 Mio. € Förderer-gelder fallen voraussichtlich zwischen 2009 und 2012 an.

Die dem deutschen Haushalt zurechenbaren geplanten CCS-Förderungen auf europäischer Ebene belaufen sich auf gut 0,2 Mrd. €. Wie bereits in Kapitel II.6 geschildert, ist die wirtschaftliche Nutzbarkeit der CCS-Technologie fraglich und außerdem die Konkurrenz zu den erneuerbaren E-nergien zu berücksichtigen.

B. Steuervergünstigungen

1. Steuervergünstigungen bei der Energiebesteuerung

Vor dem 1.8.2006 wurden Öl und Gas im Gegensatz zur Braun- und Steinkohle beim Einsatz in der Stromerzeugung besteuert. Auch danach wird die Kohle selektiv bevorteilt. Analog zum Vorgehen in Kapitel III.B.1 (Steinkohle) müsste für die Braunkohle bei einer CO₂/Energiesteuer ein um 17% höherer Steuersatz gegenüber leichtem Heizöl erhoben werden. In der Zeitreihe wird als Referenzsteuersatz also das 1,17-fache des jeweils geltenden Steuersatzes auf leichtes Heizöl zugrunde gelegt

Beispielhafte Berechnung für das Jahr 2008

Der Steuersatz auf leichtes Heizöl beträgt 6,14 Ct/l, das sind 1,69 €/GJ. Der Steuersatz auf Braunkohle sollte 17% höher liegen, also bei 1,98 €/GJ. Der primärenergetische Versorgungsbeitrag der Braunkohle beträgt 1.554 PJ. Das Brutto-Soll-Steueraufkommen liegt also bei 3,08 Mrd. €. Das Aufkommen der Stromsteuer betrug 6,26 Mrd. € in 2008. Auf Braunkohle ist davon gemäß dem Anteil an der Stromerzeugung von 23,5% ein Anteil von 1,47 Mrd. € zurechenbar. Die Netto-Steuervergünstigung der Braunkohle beträgt damit 1,6 Mrd. € in 2008.

Vorteile der Braunkohle aus der Energiebesteuerung ab 2009

Unterstellt man analog zu den Annahmen aus Kapitel III.B.1 einen in den nächsten Jahren konstanten Braunkohleverbrauch sowie eine unveränderte Strombesteuerung, würde der derzeitige Vorteil von 1,6 Mrd. € auch zukünftig jedes Jahr anfallen.

Abbildung 19) Übersicht über die Ergebnisse:

Fördertatbestand „Steuervergünstigung Energiesteuer“	Förderung bis 2008 in Mrd. € nominal	Förderung bis 2008 in Mrd. € real	Förderung ab 2009 in Mrd. €
	37,5 Mrd. €	45,8 Mrd. €	Hoch, aber als Summe nicht quantifizierbar (derzeit ca. 1,6 Mrd. € p.a.)

Ebenso wie die Steinkohle hat auch die Braunkohle bis zum 1.8.2006 erheblich von der Befreiung von der Energiebesteuerung profitiert und somit selektive Wettbewerbsvorteile erhalten. Auch nach Inkrafttreten des Energiesteuergesetzes gibt es im Wärmemarkt weiterhin steuerliche Vorteile gegenüber Öl und Gas.

Verlauf und Zusammensetzung der Steuervergünstigungen werden zusammenfassend im Anhang (Kapitel V, S.104) dokumentiert.

2. Befreiung von der Förderabgabe

a) Gegenwärtige Regelung / Fördertatbestand

Gegenüber anderen Energieträgern (Erdgas und Erdöl) sind Braun- und Steinkohle laut „altem Recht“ (BBergG §§149ff) von einer Förderabgabe für bergfreie Bodenschätze befreit. Diese Regelung stellt eine Begünstigung der Kohle gegenüber anderen Energieträgern und somit einen wettbewerbsverzerrenden Tatbestand dar, der einer indirekten Subvention entspricht (vgl. Kapitel III.B.2).

b) Quantifizierung der Förderwirkung

Das Bundesberggesetz (BBerGG) sieht vor, dass für die Förderung bergfreier Bodenschätze eine Förderabgabe in Höhe von 10% des Marktpreises zu zahlen ist. Wir übernehmen den Satz, was eine vergleichsweise vorsichtige Annahme ist. Länder, in denen Erdöl und Erdgas gefördert wird, erheben deutlich höhere Abgabesätze.

Die Förderabgabe greift ab Anfang 1982. Vorher gab es in aller Regel Konzessionsverträge zwischen dem Staat und den Bergbaubetrieben, die zumeist eine Abgabe von 5% für Erdöl und Erdgas vorsahen. Wir übernehmen diesen Wert. Da von 1950 bis 1969 kein Braunkohlepreis herzuweisen war (siehe weiter unten), können die geförderten Mengen in diesem Zeitraum nicht quantifiziert werden. Die Tagebaureviere auf dem Gebiet der ehemaligen DDR werden erst nach der Wiedervereinigung berücksichtigt, also ab 1991. Folgende Matrix gibt einen Überblick über die Bemessungsgrundlage unserer Berechnungen.

Abbildung 20) Bemessungsgrundlage für die Berechnung der Subventionen

Zeitraum	Berücksichtigtes Gebiet	Geförderte Braunkohle im berücksichtigten Gebiet [in Tsd. t] ¹⁶⁸	Förderabgabe
1970-1981	Alte Bundesländer	1.462.927	5%
1982-1990	Alte Bundesländer	1.048.437	10%
1991-2008	Gesamt Deutschland	3.430.129	10%

Bei der Ermittlung des Marktpreises für Rohbraunkohle müssen wir auf einen kalkulatorischen Preis als Grundlage für unsere Berechnungen zurückgreifen. *„Während es für Steinkohle, Erdöl und Erdgas einen funktionierenden Weltmarkt gibt, ist Braunkohle wirtschaftlich sinnvoll nur in der Nähe des Gewinnungsortes [...] einsetzbar“*.¹⁶⁹ In aller Regel sind Braunkohleförderer und das weiterverarbeitende Gewerbe (meist die Verstromung in Kohlekraftwerken) wirtschaftlich und geographisch eng verbunden. *„Damit ist Braunkohle nur in sehr begrenztem Umfang ein marktgängiger Rohstoff und unmittelbar bezüglich Menge und Preis mit seiner weiteren Verwendung verbunden“*.¹⁷⁰ Entsprechend gibt es keinen Markt und ein Marktpreis ist nicht direkt ermittelbar.

Um eine Marktpreisentwicklung kalkulatorisch nachzubilden, orientieren wir uns zunächst am aktuellen Preis für Rohbraunkohle. Dabei stützen wir uns auf die Zahlen einer Studie des Wuppertal

¹⁶⁸ Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. (www.kohlenstatistik.de)

¹⁶⁹ Haase / Pfennig 2008, S.54

¹⁷⁰ ebd.

Instituts („gut“ 10,00 €/t in 2004) sowie einer Studie des Energiewirtschaftlichen Instituts der Universität zu Köln und der Energy Environment Forecast Analysis GmbH, die von 2005 bis 2030 mit 10,15 €/t (real) kalkulieren.¹⁷¹ Entsprechend bilden real 10,00 €/t die Grundlage unserer Schätzung. Weiterhin werden vom Statistischen Bundesamt¹⁷² und in der Statistik der Kohlenwirtschaft¹⁷³ Daten für am Markt gehandelte weiterverarbeitete Braunkohleprodukte wie Briketts und Braunkohlenstaub veröffentlicht. Berücksichtigt man den Preisindex für Braunkohle des Statistischen Bundesamtes (1995 bis 2008) sowie die Preisentwicklung von Braunkohlebriketts, die ab 1970 vorliegt, kann man darauf schließen, dass der reale Preis für Braunkohle seit 1980 zwar Schwankungen unterlag, aber nicht in einem dauerhaften Trend angestiegen ist. So lag der reale Braunkohlebrikett-Preis 1981 ebenso wie in den 2000er Jahren bei rund 135 €/t SKE. Ende der 1980er Jahre stieg der Preis auf die Größenordnung von real 165 €/t SKE und sank dann Anfang der 1990er Jahre wieder auf 126-135 €/t. Da von dem Brikett-Preis nicht linear auf den Rohbraunkohlepreis geschlossen werden kann, nehmen wir die Brikett-Preisentwicklung nur als zusätzlichen Hinweis, dass es eine angemessene und eher vorsichtige Annahme ist, für die Periode 1980 bis 2008 mit einem Rohbraunkohlepreis von real 10,00 €/t zu kalkulieren. Zwischen 1970 und 1981 sind die realen Preise für das Endprodukt Braunkohlebriketts allerdings deutlich (um etwa 40%) gestiegen. Entsprechend dieser Preisentwicklung kalkulieren wir für das Jahr 1970 mit einem Rohbraunkohlepreis von 6,00 €/t, der bis zum Jahr 1980 linear auf die ab dann angenommenen 10,00 €/t ansteigt. Vor 1970 ist der Preis für Braunkohle nicht seriös nachzubilden, daher beschränken wir die Schätzung des Förderwerts der Befreiung von der Förderabgabe auf den Zeitraum seit 1970.

Entsprechend dieser Annahmen ergibt sich der **jährliche Förderwert der Befreiung der Braunkohle von der Förderabgabe** nach folgender Berechnung:

Geförderte Menge (t) * Kalkulatorischer Marktpreis (6-10 €/t) * Förderabgabe (10 bzw. 5%)

Beispielhaft für das Jahr 2008 ergibt sich:

175,3 Mio. t * 10 € * 0,10 = 175,3 Mio. €

Über den gesamten Zeitraum 1970 bis 2008 ergeben sich auf dieser Grundlage Subventionen in Höhe von rund **5,1 Mrd. €** (real) für die unentgeltliche Nutzung von etwa 5,9 Mrd. t Rohbraunkohle. Davon wurden ca. 1,5 Mrd. t mit einer Förderabgabe von 5% und 4,4 Mrd. t mit 10% des kalkulatorischen Marktpreises bewertet. Nicht einbezogen werden Subventionen für die Entnahme von weiteren 11,9 Mrd. t Braunkohle, die vor der Wiedervereinigung im Staatsgebiet der DDR oder vor 1970 gefördert wurden.

Um die zukünftigen Subventionen bis 2020 abzuschätzen, orientieren wir uns an der EW/EEFA-Studie „Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030“. Die Studie modelliert den Primärenergieverbrauch von Braunkohle in 5-Jahres-Schritten anhand mehrerer Zukunftsszenarien.¹⁷⁴ Anhand einer einfachen Regression kann die Menge der jährlich entnommenen Braunkohle abgeschätzt werden. Ceteris paribus¹⁷⁵ ergibt sich für den Zeitraum 2009 bis 2020 je nach Szenario ein Subventionswert von etwa **zwischen 2,1 und 1,6 Mrd. €** (nominal). Wie nicht anders zu erwarten, klafft die Spanne zwischen den Szenarien gegen Ende der Periode immer weiter auseinander. Abhängig von

¹⁷¹ Vgl. WI 2004, S. A-68 sowie EW/EEFA 2007, S. 9

¹⁷² Vgl. Statistisches Bundesamt 2009

¹⁷³ Vgl. Statistik der Kohlenwirtschaft 2010

¹⁷⁴ Vgl. EW/EEFA 2007, S. XXII

¹⁷⁵ Unter sonst gleich bleibenden Bedingungen was Preise, rechtliche Rahmenbedingungen etc. betrifft.

den zugrunde gelegten Annahmen wird für das Jahr 2020 eine Braunkohleförderung zwischen 180 Mio. t und 101 Mio. t prognostiziert.

c) Wirkungen und Bewertung der Regelung

Nach Bundesberggesetz (BBerGG) besteht ein „echter Staatsvorbehalt“ auf Bodenschätze. Es ist weder ökonomisch noch gesellschaftspolitisch begründbar, warum Kohle von dieser Abgabe befreit ist. Daher ist die Interpretation der unentgeltlichen Nutzung von Braunkohle als Subvention gut begründbar.

3. Befreiung der Braunkohleförderung von Wasserentnahmeentgelten

a) Gegenwärtige Regelung / Fördertatbestand

Um Braunkohle gewinnen zu können, muss der Grundwasserspiegel bis in Tiefen von 450 Meter gesenkt werden (sog. Sumpfungswasserhebung). Dies hat schwer einschätzbare, möglicherweise erhebliche Auswirkungen (z.B. Versauerung) auf den natürlichen Wasserhaushalt und die Qualität des Grundwassers, nicht nur im direkten Abbaubereich, sondern weit darüber hinaus. In NRW waren bereits 1983 ca. 3000 km² von der Grundwasserspiegelsenkung betroffen.¹⁷⁶

Die Mehrheit der deutschen Bundesländer erhebt für die Wasserentnahme ein Entgelt.¹⁷⁷ Zentrale Begründung ist die Abschöpfung des wirtschaftlichen Vorteils sowie der Lenkungsanreiz zu einem möglichst sparsamen Wasserverbrauch und zur Vermeidung von Grundwasserbelastungen. In drei Entscheidungen hat das Bundesverfassungsgericht die Erhebung von Wasserentnahmeabgaben für rechtlich zulässig erklärt.¹⁷⁸

Zudem wird in der Wasserrahmenrichtlinie der EU ein Entgelt gefordert, um externe Effekte zu internalisieren. „Der Grundsatz der Deckung der Kosten der Wassernutzung einschließlich umwelt- und ressourcenbezogener Kosten im Zusammenhang mit Beeinträchtigungen oder Schädigungen der aquatischen Umwelt sollte insbesondere entsprechend dem Verursacherprinzip berücksichtigt werden“.¹⁷⁹ Die Sumpfungswasserhebung zur Braunkohleförderung ist von diesem Entgelt befreit, sofern das Wasser keiner weiteren kommerziellen Nutzung zugeführt wird. Diese Entgeltbefreiung kann als indirekte Subvention des Braunkohletagebaus gewertet werden.

Die Bundesregierung argumentiert demgegenüber in ihrer Antwort auf eine Kleine Anfrage wie folgt:

“Die Bergbauunternehmen heben aus bergtechnischen, insbesondere bergsicherheitlichen Gründen nur so viel Grundwasser wie zur Freihaltung der Lagerstätte unerlässlich ist. Aus dem gehobenen Grundwasser, das unmittelbar dem natürlichen Wasserkreislauf wieder zugeführt wird, wird kein wirtschaftlicher Nutzen gezogen; da keine Nutzung der Ressource „Grundwasser“ stattfindet, ist kein Wassernutzungsentgelt zu zahlen. Ein Wassernutzungsentgelt, dessen Erhebung für die Ressourcennutzung „Grundwasser“ grundsätzlich zulässig ist, stellt eine so genannte Sonderabgabe dar. Sonderabgaben dürfen nach der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichtes nur erhoben werden, wenn mit ihnen eine, dem jeweils verfolgten Zweck entsprechende Lenkungsfunktion verbunden ist. An dieser notwendigen Lenkungsfunktion fehlt es bei der Sumpfung von Grundwasser in Tagebauen.

Die Tatsache, dass für nicht genutztes Wasser kein Entgelt erhoben wird, ist keine Sonderbehandlung der Braunkohle, sondern gültig für alle öffentlichen, privaten und industriellen Bereiche. Selbstverständlich entrichten die Bergbauunternehmen, wie alle anderen Unternehmen für genutztes Wasser auch Wasserentnahmeentgelt.“¹⁸⁰

¹⁷⁶ Vgl. Jansen 2005, S. 3ff

¹⁷⁷ Für eine Übersicht siehe Landesregierung Schleswig-Holstein 2010.

¹⁷⁸ In seiner Entscheidung zum baden-württembergischen und zum hessischen Grundwasserentnahmeentgelt hat das Bundesverfassungsgericht ausdrücklich die wirtschaftliche Vorteilsabschöpfung für zulässig erklärt (BVerfGE 93,319). Auch Klagen gegen die schleswig-holsteinische Grundwasserentnahmeabgabe und die niedersächsische Wasserentnahmegebühr nahm das Bundesverfassungsgericht nicht zur Entscheidung an (siehe Bundesverfassungsgericht 2003, 2010).

¹⁷⁹ Richtlinie 2000/60/EG des Europäischen Parlaments und des Rates, siehe dazu auch Grüne Liga 2007

¹⁸⁰ Bundesregierung 2007, Frage Nr. 56, Seite 15

Das Umweltbundesamt argumentiert hingegen wie folgt:

„Sofern jedoch die durch die Sümpfungen hervorgerufenen Umweltbeeinträchtigungen nicht mit Umweltauflagen vollständig kompensierbar sein sollten, bliebe ein Bedarf, die Umwelt- und Ressourcenkosten den Verursachern anzulasten. Das in Deutschland dafür bislang einzige Instrument ist das Wasserentnahmeentgelt [...] Zu den gravierenden Tagebaufolgen gehört die Zerstörung des natürlichen Grundwasserhaushalts, was mit Schädigungen von Trinkwasserbrunnen, Feuchtgebieten und deren Pflanzen- und Tierarten verbunden ist.“¹⁸¹

Ein weiteres Argument für die Einbeziehung des Braunkohlenbergbaus in die Erhebung von Wasserentnahmeentgelten ist, dass auch für andere Wasserentnahmen ohne eine größere Qualitätsbeeinträchtigung wie z.B. bei der Aufbereitung von Sand und Kies oder zur Pflanzenbewässerung ein Entgelt gezahlt werden muss.¹⁸² Teilweise sind allerdings auch andere Entnahmen von der Wasserentnahmeabgabe befreit, soweit eine Wiedereinleitung ohne weitere Beeinträchtigung des Grundwassers erfolgt.¹⁸³ Insbesondere in Brandenburg verschärft die Grundwasserabsenkung durch den Braunkohlentagebau die Probleme der Region durch sommerliche Trockenperioden mit den entsprechenden Folgen für Landwirtschaft und Naturschutz. Zudem können durch das Abpumpen des Grundwassers in Braunkohlentagebaugebieten Verunreinigungen, z.B. in Form von Versauerung, entstehen, so dass zumindest nicht systematisch davon gesprochen werden kann, dass das Wasser ohne Qualitätsbeeinträchtigung wieder eingeleitet wird.¹⁸⁴

In Abwägung der Argumente stufen wir die Befreiung des Braunkohlebergbaus von Wasserentnahmeentgelten grundsätzlich als Fördertatbestand ein.

b) Quantifizierung der Förderwirkung

Eine umfassende und vollständige Quantifizierung des Subventionswertes war im Rahmen dieser Kurzstudie nicht möglich.

In einem ersten Schritt gilt es die bereits in die Erhebung einer Wasserentnahmeabgabe einbezogenen Mengen zu ermitteln. Hierbei ist zunächst festzustellen, dass von den vier Braunkohleförderländern (Nordrhein-Westfalen, Brandenburg, Sachsen, Sachsen-Anhalt) in Sachsen-Anhalt gar keine Wasserentnahmeabgabe erhoben wird. Die Daten zur Wasserentnahme liegen jedoch nicht getrennt nach Bundesländern vor. In den anderen drei Braunkohlebergbauländern¹⁸⁵ werden zumindest

¹⁸¹ UBA 2008, S. 12

¹⁸² Vgl. Landesregierung Schleswig-Holstein 2010, S.4

¹⁸³ Siehe z.B. Landesregierung Schleswig-Holstein 1994, §2

¹⁸⁴ Vgl. Jansen 2005, 6ff

¹⁸⁵ Das **Sächsische** Wassergesetz (§ 23 Abs. 4 Nr. 6 SächsWG) hat folgenden Wortlaut: Eine Abgabe wird nicht erhoben für “das Entnehmen, Zutagefördern, Zutageleiten und Ableiten von Grundwasser zur Freimachung und Freihaltung von Braunkohlentagebauen, soweit das Wasser ohne vorherige Verwendung in Gewässer eingeleitet wird.“ (Landesregierung Sachsen 2004/2007, § 23)

Der Abgabesatz auf die Wasserabsenkung in Lagerstätten und die dauerhafte Wasserhaltung beträgt 1,5 Ct/m³ während z.B. für Kühlwasser und sonstige Verwendungszwecke ein Satz von 7,6 Ct/m³ erhoben wird.

Auch in **Brandenburg** wird nach dortigem Landeswassergesetz (§ 40 Absatz 4 BbgWG) eine Gebühr nicht erhoben für “die Entnahme von Oberflächen- und Grundwasser zum Zwecke der Freimachung und Freihaltung von Lagerstätten, Erdgasspeichern und anderem sowie zur Wasserhaltung von Tagebaulöchern mit Ausnahme des wasserrechtlich verbrauchten oder kommerziell genutzten Anteils. Für Verbrauch und Nutzung gelten die Sätze für die Entnahme von Oberflächenwasser nach Absatz 1.“ Die seit dem 1.1.2007 geltende Satz für die Grundwasserentnahme beträgt 10 Ct/m³, für Oberflächenwasserent-

die von den Bergbaubetreibern entnommenen und verwendeten Grundwassermengen in die Entgelt-erhebung einbezogen, in Sachsen und Brandenburg allerdings zu einem Entgelt, das nur rund 20% des auf andere Wasserentnahmen erhobenen Entgelts liegt. Zwischen 1995 und 2008 wurden insgesamt ca. 18,5 Mrd. m³ Wasser gehoben.¹⁸⁶ Davon wurden 13,3 Mrd. m³ keiner weiteren Verwendung zugeführt, sondern wieder in Gewässer eingeleitet.¹⁸⁷

In einem zweiten Schritt ist ein Referenz-Abgabesatz zu bestimmen. Hier könnte man zum einen den aus umweltökonomischer Sicht im Sinne der Internalisierung von externen Kosten eigentlich zu erhebenden Abgabesatz bestimmen. Da dies aufgrund von Problemen der Quantifizierung nicht möglich bzw. hoch konflikthanfällig ist, legen wir stattdessen einen durchschnittlich auf andere Verwendungen erhobenen Wasserentnahmeabgabensatz zugrunde. Unterstellt man ein durchschnittliches Wasserentnahmeentgelt von real 5 Ct/m³¹⁸⁸, ergibt sich für den Zeitraum 1995 bis 2008 eine subventionsähnliche Förderung von **665 Mio. €**. Der Anteil des entnommenen Wassers, das keiner weiteren Verwendung mehr zugeführt wurde, hat sich in diesem Zeitraum tendenziell verringert. Im Zeitraum 1995 bis 2000 lag der Anteil etwa zwischen 80 und 95%, im Zeitraum 2001 bis 2008 zwischen 50 und 70%. Zwischen 1960 und 1994 wurden insgesamt 83,9 Mrd. m³ Wasser gehoben.¹⁸⁹ Hier konnte allerdings nicht ermittelt werden, welcher Anteil keiner weiteren Verwendung zugeführt wurde. Da zudem auch für die Erhebung und durchschnittliche Höhe der Wasserentnahmeentgelte keine Informationen verfügbar gemacht werden konnten, kann der Wert der Nichterhebung der Wasserentnahmeabgabe für die Jahre bis 1995 nicht quantifiziert werden.

Diese Abschätzung ist sehr vorsichtig. Setzt man als Referenz-Abgabesatz den höchsten in einem Bundesland (Berlin) erhobenen Satz von 30 Ct/m³ auf die gesamte Wasserentnahme im Braunkohletagebau an und zieht davon lediglich die bis zu 2 Ct/m³ tatsächlich erhobenen Abgaben auf das im Bereich Bergbau genutzte Grundwasser ab, kommt man für die Zeit 1995 bis 2008 auf einen Förderwert von 5,44 Mrd. €.

Um die **zukünftige Wasserentnahme** abzuschätzen, orientieren wir uns an den prognostizierten Braunkohlefördermengen, die auch in Kapitel 2 (Förderabgabe) Grundlage unserer Berechnungen war.¹⁹⁰ Dabei unterstellen wir, dass sich die zukünftige Wasserentnahme (ohne weitere Verwendung) parallel zur entnommenen Braunkohlemenge verändert. Entsprechend dieser Annahme ist bis 2020 mit einer Wasserentnahme (ohne weitere Nutzung) zwischen 7,1 und 9,7 Mrd. m³ zu rechnen.

nahme 2 Ct/m³. Auch die im Rahmen der Braunkohleförderung abgepumpte und genutzte Wassermenge wird also mit einem deutlich geringeren Gebührensatz belegt. (Landesregierung Brandenburg 2004/2009, § 40)

In **Nordrhein-Westfalen** wird gemäß Wasserentnahmeentgeltgesetz (§ 1 WasEG) für das

1. Entnehmen, Zutagefördern, Zutageleiten und Ableiten von Grundwasser,
2. Entnehmen und Ableiten von Wasser aus oberirdischen Gewässern,

ein Wasserentnahmeentgelt [erhoben], sofern das entnommene Wasser einer Nutzung zugeführt wird.“ (Landesregierung Nordrhein-Westfalen 2004/2009, § 1).

Das Entgelt betrug von 2004-2009 4,5 Ct/m³. NRW schafft allerdings das Wasserentnahmeentgelt in 10%-Schritten im Zeitraum bis 2019 ab (siehe Ministerium für Umwelt und Naturschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen 2009)

¹⁸⁶ Statistik der Kohlenwirtschaft

¹⁸⁷ Deutsche Braunkohlen-Industrie-Verein e.V. (DEBRIV)

¹⁸⁸ Die Wasserentnahmeentgelte der braunkohlefördernden Bundesländer variieren sehr stark von 0 € in Sachsen-Anhalt über 0,045 € in Nordrhein-Westfalen bis zu 0,10 € in Brandenburg. Der höchste Satz wird in Berlin mit 31 Ct/m³ erhoben. Für eine Übersicht über die Sätze der Wasserentnahmeentgelte der Länder siehe Landesregierung Schleswig-Holstein 2010.

¹⁸⁹ Statistik der Kohlenwirtschaft

¹⁹⁰ Vgl. EWI/EEFA 2007, S. XXII

Bei unverändertem Wasserentnahmeentgelt von 5 Ct/m³ summiert sich der Subventionswert in diesem Zeitraum auf **350 bis 500 Mio. €**

c) Wirkungen und Bewertung der Regelung

Die Befreiung der Braunkohle von Wasserentnahmeentgelten ist ein wettbewerbsrelevanter Förderatbestand, weil damit Kohle gegenüber anderen Energieträgern besser gestellt wird. Die quantitative Bedeutung der Förderung ist allerdings nicht sehr hoch.

C. Budgetunabhängige staatliche Regelungen

1. Förderwert der unentgeltlichen Zuteilung von Emissionszertifikaten sowie der geplanten Förderung neuer Kraftwerke im Rahmen des Emissionshandels

Da die Elektrizitätswirtschaft auch die unentgeltlich zugeteilten Emissionszertifikate in ihre Strompreiskalkulationen einfließen lassen, entstehen hohe Mitnahmeeffekte (Windfall Profits). Die unentgeltliche Zuteilung hat einen wirtschaftlichen Vorteil zur Folge, der hier als Förderwert des Emissionshandels erfasst wird. Analog zu den Annahmen aus Kapitel III.C.1 (Steinkohle) ergibt sich folgende Förderwirkung:

Abbildung 21) Übersicht über den Vorteil von Braunkohlefeuerungsanlagen aus der unentgeltlichen Zuteilung von Emissionszertifikaten (nominale Beträge)

Jahr	Zuteilungsmenge an Braunkohlefeuerungsanlagen (Mio. EUA) ¹⁹¹	Davon unentgeltlich	Wert der Emissionszertifikate (€ / EUA)	Förderwert des Emissionshandels nominal in Mrd. €
2005	108	108,0	18,0	1,9
2006	108	108,0	17,0	1,8
2007	108	108,0	1,0	0,1
2008	56	50,4	23,3	1,2
2009	56	50,4	13,2	0,7
2010-2012 p.a.	56	50,4	15,0	0,8

Ab 2013 entfällt dieser Vorteil, da alle Zertifikate versteigert werden. Dennoch werden aller Voraussicht nach Einnahmen aus dem Emissionshandel dem Neubau von Kohlekraftwerken zugeführt. Bis zu 15% der gesamten Investitionskosten können im Zeitraum 2013 bis 2016 gefördert werden. In welchem Umfang in Deutschland Braunkohlekraftwerke von der Förderung profitieren, kann derzeit noch nicht fundiert abgeschätzt werden. Die Förderung von neuen Kraftwerken kann abhängig von den in Kapitel III.C.1 näher erläuterten Faktoren sehr unterschiedliche Größenordnungen annehmen:

- **Anzahl der neu in Betrieb gehenden Braunkohlekraftwerke.**
Nach Informationen der Deutschen Umwelthilfe (DUH) sind derzeit zwei Braunkohlekraftwerke mit 2,8 GWel genehmigt und im Bau, sie sollen voraussichtlich 2011 in Betrieb gehen. Weitere 3,8 GWel sind derzeit in Planung.¹⁹²
- Die **Investitionskosten** hängen von der konkreten Kraftwerksgestaltung und den örtlichen Gegebenheiten ab.

¹⁹¹ Quelle: Mitteilung der Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt), Frau Julie Steinen, per Mail am 08.10.09 an die FÖS-Geschäftsstelle

¹⁹² DUH 2009

- Für einen 2,2-GW-Block nennt DUH 2009 Investitionskosten in der Größenordnung von 2,2 Mrd. €, also ca. 1.000 €/kW. Bei zusätzlicher Ausstattung mit CCS können sich die Investitionskosten auf bis zu 2.400 €/kW erhöhen.¹⁹³
- Für ein Braunkohle-Dampfkraftwerk (47,5) schätzt das BMU die durchschnittlichen Investitionskosten im Jahr 2010 auf 1175 €/kW.¹⁹⁴ Ähnliche Beträge nennen PIK/WestLB 2009 mit 1.000 €/kW als niedrige und 1.400€/kW als hohe Investitionskosten.¹⁹⁵
- In dem Fall, dass Braunkohlekraftwerke mit einer installierten Leistung von 10 GW in Betrieb gehen,¹⁹⁶ dafür hohe durchschnittliche Investitionskosten entstehen und alle Kraftwerke mit 15% gefördert werden, kann die geplante Kraftwerksförderung eine Größenordnung von bis zu 2,1 Mrd. € annehmen.
- Gehen 5 GW in Betrieb mit mittleren durchschnittlichen Investitionskosten von 1.200 €/kW und voller Förderung in Höhe von 15%, würde die Kraftwerksförderung insgesamt ein Volumen von 0,9 Mrd. € erreichen.
- Wird durch hohe Anforderungen an die Förderung die Zahl der geförderten Projekte stark begrenzt, kann die Förderung auch deutlich unter einer Milliarde Euro liegen.

		a) geringe	b) mittlere	c) hohe
		Investitionskosten		
Investitionskosten pro kWel Braunkohlekraftwerk	€	1.000	1.200	1.400
Maximale Förderung pro kW bei 15% Förderquote	€	150	180	210
Gesamtförderung pro Vorhaben mit 800 MWel	Mrd. €	0,12	0,14	0,17
Gesamtförderung für 5 GWel	Mrd. €	0,8	0,9	1,1
Gesamtförderung für 10 GWel	Mrd. €	1,5	1,8	2,1

- Eine fundierte Abschätzung kann erst vorgenommen werden, nachdem die Bundesregierung die Förderkonditionen für die geplante Förderung von neuen Kraftwerken konkretisiert hat. In die tabellarische Übersicht und die Summierung der öffentlichen Förderungen der Braunkohle nehmen wir diesen – zweifelsohne höchst relevanten – Fördertatbestand deshalb nicht auf.

¹⁹³ vgl. DUH 2009, hier werden die Investitionskosten für die CCS-Demonstrationsanlage von Vattenfall in Jämschwalde (500 MW) mit 1,2 Mrd. € angegeben. PIK/WestLB 2009 (S. 59) kalkulieren mittlere Investitionskosten von 2000 €/kW für ein CCS-Braunkohlekraftwerk.

¹⁹⁴ BMU 2008, S. 107

¹⁹⁵ PIK/WestLB 2009, S. 31

¹⁹⁶ 10 GW entsprechen rund der Hälfte der heute installierten Braunkohle-Kraftwerksleistung von rund 22,5 GW.

Abbildung 22) Übersicht über die kumulierten Ergebnisse

Fördertatbestand „Vorteile im Rahmen des Emissionshandels“	Förderung bis 2008 in Mrd. € nominal	Förderung bis 2008 in Mrd. € real	Förderung ab 2009 in Mrd. €
Unentgeltliche Zuteilung von Emissionszertifikaten	5,1 Mrd. €	5,3 Mrd. €	2009-2012: 0,8 Mrd. €
Förderung von neuen Kraftwerken mit bis zu 15% der Investitionskosten	-	-	<1 – 2,1 Mrd. €
Summe	5,1 Mrd. €	5,3 Mrd. €	> 0,8 Mrd. €

Die Vorteile aus der unentgeltlichen Zuteilung von Emissionszertifikaten sind höchst relevant für Wettbewerbsvorteile der Kohle im Vergleich zu anderen Stromerzeugungstechnologien. Durch die EU-weit ab 2013 geltende volle Versteigerung läuft dieser Vorteil allerdings bis 2012 aus.

Die geplante investive Förderung von neuen Kraftwerken aus Versteigerungserlösen des Emissionshandels kann ebenfalls zu einer ökologisch kontraproduktiven und quantitativ bedeutenden Subvention werden. Eine investive Förderung des Neubaus von Kraftwerken ist weder sinnvoll noch erforderlich.

2. Förderwert des unvollständigen Wettbewerbs in der Elektrizitätswirtschaft

Die Förderwirkung des unvollständigen Wettbewerbs ist nach Abwägung aller Argumente¹⁹⁷ als Subvention der Braunkohle im weiteren Sinne einzustufen. Sie wird daher bei der Zusammenfassung der Ergebnisse nur in der Summe 3 berücksichtigt, in der neben den Subventionen im engeren Sinne auch weitere Fördertatbestände berücksichtigt werden. Der Argumentation aus Kapitel III.C.2 (Steinkohle) folgend, ergibt sich durch den unvollständigen Wettbewerb in der Elektrizitätswirtschaft folgender Förderwert:

Abbildung 23) Übersicht über die kumulierten Ergebnisse

Fördertatbestand „Förderwert unvollkommener Wettbewerb“	Förderung bis 2008 in Mrd. € nominal	Förderung bis 2008 in Mrd. € real	Förderung ab 2009 in Mrd. €
Summe	18,4 Mrd. €	34,3 Mrd. €	Hoch, aber als Summenicht quantifizierbar (derzeit ca. 1,5 Mrd. € p.a.)

Der unvollständige Wettbewerb in der Elektrizitätswirtschaft hat für die Energieversorgungsunternehmen Zusatzgewinne verursacht, von denen der Braunkohle im Zeitraum 1970 bis 2008 34,3 Mrd. € zurechenbar sind. Für das Jahr 2009 wurde der Förderwert auf 1,5 Mrd. € geschätzt. Für zukünftige Jahre kann nicht quantifiziert werden, ob und in welchem Maße diese indirekte Subvention auch weiterhin Bestand hat.

¹⁹⁷ Siehe dazu ausführlich WI 2004, S. 63ff sowie Kapitel III.C.2.

D. Externe Kosten und Haftung

a) Gegenwärtige Regelung / Fördertatbestand

Die externen Kosten der Braunkohle sind insbesondere negative Klimawandelfolgen durch Treibhausgasemissionen, die vor allem bei der Verbrennung freigesetzt werden. Braunkohle verursacht unter den fossilen Energieträgern die höchsten CO₂-Emissionen je Energieeinheit. Werden die aufgrund der negativen Auswirkungen entstehenden gesamtgesellschaftlichen Kosten nicht von den Verursachern (Energieversorgern und Bergbaubetrieben) selbst getragen, treffen auf diese nicht-internalisierten externen Kosten mehrere Merkmale von Subventionen zu.¹⁹⁸ Da die Quantifizierung externer Kosten aufgrund zahlreicher Bewertungsprobleme mit großen Unsicherheiten verbunden ist, weichen die Ergebnisse unterschiedlicher Studien zu diesem Thema erheblich voneinander ab. Für Braunkohle ergibt sich eine Spanne zwischen 1 und 26,4 Ct/kWh Strom.¹⁹⁹

b) Quantifizierung der Förderwirkung

Hier wird, analog zum Vorgehen bei der Steinkohle (siehe Abschnitt III.D), als „Best Guess“ der von DLR/ISI 2007 verwendete Wert von 7,9 Ct/kWh angenommen. Für die Umrechnung von Ct/kWh Strom auf Ct/kWh Primärenergieverbrauch wird der für den aktuellen Kraftwerkspark geltende durchschnittliche Wirkungsgrad von 38% verwendet.²⁰⁰ So ergibt sich beispielsweise bei externen Kosten von 7,9 Ct/kWh Strom bezogen auf den Primärenergieverbrauch externe Kosten von 3,0 Ct/kWh.

Nach Anrechnung der teilweisen Internalisierung der externen Kosten durch Energiebesteuerung und Emissionshandel²⁰¹ (zu Annahmen und Methodik siehe wiederum Abschnitt III.D) ergeben sich die nicht-internalisierten externen Kosten wie folgt:

¹⁹⁸ Ausführlich in Kapitel III.D

¹⁹⁹ Siehe Abbildung 24)

²⁰⁰ Genau genommen müsste man für die Vorjahre mit geringeren Wirkungsgraden rechnen; da uns keine Zeitreihe für den durchschnittlichen Wirkungsgrad der Braunkohle-Kraftwerke vorliegt, rechnen wir einheitlich mit 38%.

²⁰¹ Für in Kraftwerken eingesetzte Rohbraunkohle wird unter Bezugnahme auf den Nationalen Inventarbericht des Umweltbundesamtes ein Emissionsfaktor von 112 kg CO₂/GJ (=0,403 kg CO₂/kWh) zugrunde gelegt (UBA 2009, S. 458).

Abbildung 24) Externe Kosten der Braunkohle und Internalisierung durch Energiesteuer und Emissionshandel

Jahr	(a1)	(a2)	(a3)	(b)	(c1)	(c2)	(d)	(e) = (a3)-(d)
	Externe Kosten Kohle real (Preise 2008)			ÖSR-Anteil Energiebesteuerung nominal Ct/kWh PEV	Emissionshandel nominal		Summe Internalisierung nominal Ct/kWh PEV	Nicht internalisierte ex. Kosten nominal Ct/kWh PEV
	real Ct/kWh Strom	real Ct/kWh PEV	nominal Ct/kWh PEV		€/EUA	Ct/kWh h PEV		
1970-1974	3,95	1,50	0,49	0	0	0	0	0,49
1975-1979	4,60	1,75	0,78	0	0	0	0	0,78
1980-1984	5,25	2,00	1,08	0	0	0	0	1,08
1985-1989	5,90	2,24	1,46	0	0	0	0	1,46
1990-1994	6,55	2,49	1,74	0	0	0	0	1,74
1995-1998	7,20	2,74	2,23	0	0	0	0	2,23
1999	7,20	2,74	2,24	0,203	0	0	0,203	2,04
2000	7,9	3,00	2,60	0,203	0	0	0,203	2,40
2001	7,9	3,00	2,65	0,203	0	0	0,203	2,45
2002	7,9	3,00	2,69	0,203	0	0	0,203	2,49
2003	7,9	3,00	2,72	0,203	0	0	0,203	2,51
2004	7,9	3,00	2,76	0,203	0	0	0,203	2,56
2005	7,9	3,00	2,82	0,203	18	0,73	0,928	1,89
2006	7,9	3,00	2,86	0,203	17	0,69	0,888	1,97
2007	7,9	3,00	2,93	0,203	1	0,04	0,243	2,68
2008	7,9	3,00	3,00	0,203	23,33	0,94	1,143	1,86
2009-2012	7,9	3,00	3,00	0,203	15	0,605	0,808	2,19

Multipliziert man die in Spalte (e) geschätzten externen Kosten mit dem Beitrag der Braunkohle zum Primärenergieverbrauch, so kommen real im Zeitraum 1970 bis 2008 **349 Mrd. €** zusammen. Allein für die Jahre 2000 – 2008 sind es 101 Mrd. € Das zeigt, dass die Internalisierungsstrategien der Bundesregierung über den Emissionshandel und die Energiebesteuerung nicht ausreichend sind.

c) Wirkungen und Bewertung der Regelung

Die unzureichende Internalisierung der externen Kosten von Kohle als Energieträger verursacht für die Gesellschaft Folgekosten in Milliardenhöhe, weshalb sie als Subvention im weiteren Sinne gelten kann (s.o.). Zur Gewährleistung eines faireren Wettbewerbs und im Sinne verstärkter Klimaschutzanreize sollten die externen Kosten ihren Verursachern angelastet werden. Dies kann insbesondere durch Markt- und Preismechanismen wie Energiesteuern oder den Emissionshandel erreicht werden. Die Analyse hat gezeigt, dass das bestehende Instrumentarium die externen Kosten bisher nur unzureichend internalisiert. Eine verstärkte Anlastung externer Kosten (z.B. durch höhere Energiesteuersätze oder durch ein niedrigeres Cap im Emissionshandel) ist daher dringend zu empfehlen, um Klimaschutzziele zu erreichen, die Belastung öffentlicher Haushalte zu begrenzen und die Wettbewerbsvorteile der Steinkohle zu beseitigen.

E. Sonstige öffentliche Hilfen/Vergünstigungen für den Braunkohlektor

1. Altlasten / Sanierung des Braunkohlebergbaus

a) Gegenwärtige Regelung / Fördertatbestand

Da Braunkohle in Deutschland seit langem im Tagebauverfahren gewonnen wird, verursacht der Bergbau schwerwiegende ökologische Eingriffe in den Natur- und Landschaftshaushalt: Zur Entnahme der Braunkohle wird der Grundwasserspiegel durch Abpumpen abgesenkt (so genannte „Sümpfung“) und das Deckgebirge über dem Kohleflöz freigelegt. *„Auf diese Weise verwandelt der Tagebau das Gebiet, aus dem die Kohle entnommen wird, in eine Kippe“.*²⁰² Die vom Tagebau betroffenen Regionen sind zum Teil deutlich über 10 m gegenüber dem ursprünglichen Geländeniveau abgesenkt worden und Grundwasserverhältnisse haben dauerhafte Änderungen mit gravierenden Auswirkungen für Natur und Umwelt erfahren.²⁰³

Das Bundesberggesetz schreibt vor, dass die Bergbauunternehmen zur Wiedernutzbarmachung bzw. Rekultivierung von durch Tagebau und Veredelungsanlagen beanspruchten Flächen verpflichtet sind. Laut Antwort der Bundesregierung auf eine Kleine Anfrage entstehen keine Folgekosten für die öffentliche Hand.²⁰⁴ Einzelbeispiele wie der Erftumbau in Nordrheinwestfalen verdeutlichen jedoch, dass die öffentliche Hand entgegen dieser offiziellen Aussage bei Einzelprojekten durchaus an den indirekten Folgekosten des Braunkohletagebaus beteiligt ist. Nachdem die Erft in den 1950er Jahren zu einem Kanal ausgebaut worden war, um das Grundwasser aus dem rheinischen Braunkohlerevier abzuleiten, soll sie nun bis zum Jahr 2045 wieder zu einem möglichst naturnahen Fließgewässer zurückgebaut werden. Die Finanzierung erfolgt auf Grundlage einer Rahmenvereinbarung zwischen Landesregierung, Erftverband und RWE Power, nach der sich das Land NRW mit 52,5 Mio. € an dem Erftrückbau beteiligt.²⁰⁵ Dieses Beispiel lässt vermuten, dass noch weitere Fälle von der öffentlichen Beteiligung an Altlastenfinanzierung existieren.

Eine besondere Regelung gilt für die Finanzierungssituation bei stillgelegten Tagebauen auf dem Gebiet der ehemaligen DDR: Nach der Wiedervereinigung im Jahr 1990 gingen die planwirtschaftlich betriebenen Braunkohletagebaue und -veredelungsanlagen in die öffentliche Hand über, die auch die ökologischen Folgeschäden „erbte“. *„Zahlreiche ehemalige Tagebaue, rutschungsgefährdete Böschungen, unfruchtbare Kippenböden, stillgelegte Industrieanlagen sowie einen gestörten Wasserhaushalt in der Lausitz und in Mitteldeutschland galt es zu sanieren und umzugestalten“.*²⁰⁶

Der Bund und die Braunkohleländer Brandenburg, Sachsen-Anhalt, Sachsen und Thüringen haben die Aufgabe übernommen, die vom Bergbau beanspruchte Fläche gemäß den Vorgaben des Bergrechts zu sanieren und einer Nachnutzung zuzuführen. Die Sanierungsflächen werden in land- und forstwirtschaftlichen Flächen (50%), Wasserflächen (27%), Naturschutzflächen (18%) oder Gewerbe- und Industrieflächen (3%) überführt.²⁰⁷ Im Auftrag des Bundes trägt die LMBV (Lausitzer und

²⁰² Hüttl 2001, S. 7

²⁰³ Teßmer 2008, S. 2; siehe dazu auch Jansen 2005

²⁰⁴ Bundesregierung 2008b, S. 17

²⁰⁵ Die Gesamtkosten des Erftumbaus werden mit 70 Mio. € beziffert, davon übernimmt der Erftverband 9,5 Mio. € und RWE Power 8 Mio. €, vgl. Landesregierung NRW 2008a, BUNDNRW 2008

²⁰⁶ LMBV 2002, S. 8

²⁰⁷ BMU 2009b

Mitteldeutsche Bergbau-Verwaltungsgesellschaft mbH) die bergrechtlichen Verpflichtungen der Alteigentümer und führt neben Stilllegung ehemaliger Anlagen die Rekultivierung und Wiedernutzbarmachung durch.

Die Braunkohlesanierung in den neuen Bundesländern umfasst folgende Aufgabenbereiche:²⁰⁸

- die Sicherung, Sanierung und abschließende Gestaltung von 215 Tagebaurestlöchern in 31 Tagebaubereichen.
- die Sicherung von ca. 1063 km Böschungen, davon ca. 535 km gekippte, setzungsfließgefährdete Böschungen,
- den Abriss von 57 Brikettfabriken, von 48 Industriekraftwerken und Kesselhäusern von 2 Kokereien, 2 Schwelereien und 1 Gaswerk sowie die Sanierung der mit dem Abriss dieser meist sehr flächenintensiven Betriebsstätten entstehenden Industriebrachen
- die Wiederherstellung eines sich weitgehend selbstregulierenden Wasserhaushaltes
- die Erkundung und Bewertung der erfassten über 1230 Altlastenverdachtsflächen sowie die anschließende Durchführung der erforderlichen Sanierungsmaßnahmen.

Die Finanzierung dieses „bislang größten deutschen Umweltschutzvorhabens“ erfolgt auf Grundlage des 1992 zwischen Bund und betroffenen Ländern abgeschlossenen Verwaltungsabkommen-Braunkohlesanierung, das nach Ablauf der ersten Periode (1993-1997) dreimal verlängert wurde und die Finanzierung noch bis 2012 regelt.²⁰⁹ Nach dem derzeitigen Sanierungsstand ist davon auszugehen, dass in einem fünften Verwaltungsabkommen die Finanzierung auch über das Jahr 2012 hinaus geregelt werden wird, da vor allem im Bereich wasserwirtschaftlicher Sanierungs- und Nachsorgemaßnahmen weiterhin Handlungsbedarf besteht.²¹⁰ Gemäß diesen Verwaltungsabkommen erfolgt die Braunkohlesanierung zu 75% aus Bundes- und zu 25% aus Landesmitteln. Ergänzende Maßnahmen zur Abwehr von Gefahren aus dem Grundwasserwiederanstieg werden je zur Hälfte von Bund und Ländern finanziert. Vor Inkrafttreten der Verwaltungsabkommen war die Sanierung im Zeitraum 1991-1993 über Arbeitsbeschaffungsmaßnahmen (ABM) finanziert worden.²¹¹

b) Quantifizierung der Förderwirkung

Die Braunkohlesanierung in den neuen Bundesländern wurde auf Grundlage der Verwaltungsabkommen bis einschließlich 2008 mit insgesamt rund **10,1 Mrd. €** aus Mitteln der Länder und des Bundes finanziert (vgl. Abbildung 25). Darin enthalten sind Lohnkostenzuschüsse in Höhe von rund 900 Mio. €, die außerhalb der Verwaltungsabkommen gewährt wurden.

²⁰⁸ ebd.

²⁰⁹ Hüttl 2001, S. 8

²¹⁰ Berkner 2009, S. 28

²¹¹ BMU 2009a

Abbildung 25) Öffentliche Finanzierung der Braunkohlesanierung in den neuen Bundesländern 1991-2017 in Mrd. € (real)

Zeitraum	Abkommen	Finanzvolumen inkl. LKZ (in Mio. €, real)
1991-1992	ABM	981
1993-1997	VA Altlastenfinanzierung	4.115
1998-2002	VA II Braunkohlesanierung	3.056
2003-2007	VA II Braunkohlesanierung	1.757
2008-2012	VA III Braunkohlesanierung	1.066*
2013-2017	VA IV Braunkohlesanierung	1.000*
∑ bis 2008		10.135
∑ 2009-2017		1.822*
*voraussichtlich (nominal)		

Datenquelle: Bundesregierung 2008a, Bundesregierung 2010a

Über die Verwaltungsabkommen hinaus sind weitere öffentliche Ausgaben für langfristige Folgen des Bergbaus zu vermuten. Zu nennen sind hier insbesondere Ausgaben für Bergbaufolgeschäden und Renaturierungsprogramme, die offiziell nicht dem Bergbau zugerechnet werden (vgl. folgender Abschnitt und das Beispiel des Erftumbaus, s.o.). Da hierfür nur Einzelbeispiele vorliegen und diese nicht als öffentlich subventionierte Bergbaufolgen erfasst sind, ist im Rahmen dieser Studie eine Quantifizierung nicht möglich.

c) Wirkungen und Bewertung der Regelung

Das Ausmaß der öffentlich finanzierten Sanierung verdeutlicht, mit welcher hohen Folgekosten Braunkohlebergbau und -veredelung verbunden sind.

Es gibt Gründe dafür und dagegen, die öffentlichen Ausgaben für die Braunkohlesanierung in den neuen Bundesländern als eine staatliche Förderung einzustufen:

- Die öffentlichen Ausgaben sind eindeutig eine Folge des Braunkohletagebaus in der ehemaligen DDR.
- Allerdings werden in dieser Studie sowohl die Versorgungsbeiträge der Kohle als auch die staatlichen Förderungen bis 1990 auf die alten Bundesländer und ab 1990 auf das vereinte Deutschland bezogen.
- Dass die Sanierung in den ostdeutschen Braunkohlerevieren nicht wie im Bundesberggesetz vorgeschrieben von den Bergbauunternehmen selbst getragen werden, ist als Folge der deutschen Wiedervereinigung zu werten: Nach der Wende 1990 wurden aufgrund der veränderten Marktsituation in den Braunkohlerevieren Lausitz und Mitteldeutschland zahlreiche Tagebaue, Brikettfabriken und Kraftwerke stillgelegt.²¹² Die aktiven und stillgelegten Tagebaue und Anlagen gingen in den Besitz des Bundes über und wurden, sofern sie nicht an privat-

²¹² LMBV 2002, S. 26

wirtschaftliche Unternehmen veräußert werden konnten, durch die LMBV verwaltet und saniert. Dass der Staat heute die Kosten für die Sanierung der ostdeutschen Braunkohletagebaue trägt, ist ursächlich darauf zurückzuführen, dass in der ehemaligen DDR keine entsprechenden Betreiberpflichten einschließlich einer finanziellen Vorsorge (in Form von Rückstellungen) geregelt wurden.

- Die öffentliche Kostentragung ist auf Altlastensanierung bezogen und stellt keine wettbewerbliche Begünstigung von heute im Braunkohlesektor tätigen Unternehmen dar.

Durch die Sanierungsmaßnahmen der LMBV konnten rund 72% der durch den Braunkohlebergbau in Anspruch genommenen Flächen bereits wieder nutzbar gemacht werden. War die LMBV bei ihrer Gründung im Jahr 1995 noch Eigentümerin von über 96.872 ha Bergbauflächen, hatte sie im Jahr 2008 bereits mehr als zwei Drittel (67%) dieser Fläche auf neue Eigentümer übertragen. Aus den stillgelegten Betriebsflächen entstehen vor allem Gewässer, Wälder, Landwirtschaftsflächen und „naturnahe Areale“, wodurch nach Angaben der LMBV „die Basis für eine nachhaltige Folgenutzung“ geschaffen wurde.²¹³ Das Umweltbundesamt spricht in diesem Zusammenhang von „wertvollen Naturräumen“ von „hoher Attraktivität für Freizeit und Erholung“.²¹⁴ Diese Einschätzung sollte jedoch nicht darüber hinwegtäuschen, dass der Berg- und Tagebau mit schwerwiegenden ökologischen Eingriffen verbunden ist und die langfristigen Folgen noch nicht absehbar sind. So besitzen beispielsweise noch ein Großteil der entstandenen Bergbaufolgeseen einen sehr niedrigen PH-Wert und sind demzufolge stark sauer.²¹⁵ Darüber hinaus sind Grundwasserwiederanstieg und instabile Baugrundverhältnisse weitere Effekte des ehemaligen Bergbaus, aus denen „Ewigkeitslasten“ verbleiben können, die möglicherweise weitere unvorhergesehene Folgekosten verursachen.²¹⁶

Die begrenzte Abschätzbarkeit langfristiger Folgen des Bergbaus ist dabei im Bundesberggesetz unzureichend berücksichtigt, da keine Pflicht für die Bergbautreibenden zur Ermittlung und Beseitigung der Langfristfolgen besteht.²¹⁷ Das Beispiel des Erdbebens von Nachterstedt im Juli 2009 verdeutlicht, dass auch nach erfolgter Sanierung keine vollständige Gefahrenabwehr in allen ehemaligen Tagebaugebieten sichergestellt werden kann und dass somit unter Umständen auch Nachnutzungen – z.B. Wiederbesiedlung oder für touristische Zwecke – infrage gestellt werden müssen.²¹⁸ Es wäre zum Beispiel denkbar, dass erneute Sicherungsmaßnahmen notwendig werden oder rechtliche Änderungen (z.B. Abstand zu bestimmten Gefahrenflächen) eine Nachnutzung teilweise unmöglich machen. Dies wirft weiterhin die Frage auf, ob durch solche unvorhergesehenen Auswirkungen oder Verzögerungen bei der Wiedernutzbarmachung auch Zusatzkosten für die öffentliche Hand entstehen, wenn ehemalige Tagebauflächen aufwändiger und über einen längeren Zeitraum

²¹³ LMBV 2009, S. 60

²¹⁴ BMU 2009b

²¹⁵ LMBV 2009, S. 58

²¹⁶ Berkner 2009, S. 28; vgl auch Teßmer 2008

²¹⁷ Teßmer 2008, S. 3

²¹⁸ vgl. dazu den Artikel „Physik ist gnadenlos“ in Der Spiegel 31/2009 vom 27.07.2009 sowie Landesregierung NRW 2010. Ein weiteres Beispiel für unvorhergesehene Folgeschäden ist der Geländeeinbruch im ehemaligen Tagebau Seese-West, wo eine ca. 27 ha große Kippenfläche um z.T. mehrere Meter abgesackt ist. Ein Teil der betroffenen Fläche war bereits saniert, aus der Bergaufsicht entlassen und an private Käufer veräußert worden, vgl. Bundesregierung 2009.

als geplant saniert werden müssen oder eine Nachnutzung nicht mehr infrage kommt.²¹⁹ Diese Frage konnte im Rahmen der vorliegenden Studie nicht abschließend beantwortet werden.

Darüber hinaus ist eine Vielzahl von Fällen bekannt, bei denen infolge der Grundwasserabsenkung Bergbaufolgeschäden an Privateigentum wie z.B. Häusern entstehen,²²⁰ deren Kosten oftmals von Privatpersonen getragen werden müssen. Es handelt sich hierbei beispielsweise um Feuchtigkeit, Risse oder Schief lagen im Mauerwerk, die von den Bergbauunternehmen oftmals nicht als von ihnen verursachte Schäden anerkannt werden.²²¹ Nicht nur für Privatpersonen, sondern auch für Kommunen und Gemeinden können durch die Grundwasserabsenkung Infrastrukturschäden (z.B. an Kanalnetzen) entstehen, deren Reparatur oder Ersetzung ebenfalls Kosten für die öffentliche Hand verursacht.

²¹⁹ Dies ist vermutlich auch deshalb relevant, da ein Großteil der wieder nutzbar gemachten Flächen an Länder oder Kommunen/Gemeinden veräußert wird. Nach Informationen der LMBV werden die von der Bundesgesellschaft wieder nutzbar gemachten, vormals bergbaulich genutzten und entsprechend den geplanten Nachnutzungen sanierten Flächen (so genannte "Liegenschaften") grundsätzlich am Markt, d. h. über öffentliche Ausschreibungen veräußert. Anrainerkommunen/Gemeinden bzw. Ländern wird dabei ein Vorkaufsrecht eingeräumt. Lehnen diese ab, richtet sich das Kaufangebot der LMBV weiterhin an Verbände, Vereine, NGOs, Institutionen, etc. und wird erst nach deren Ablehnung an die Privatwirtschaft/-personen veräußert. (Telefoninterview mit Dr. Uwe Steinhuber am 09.02.10, Pressesprecher der LMBV)

²²⁰ MdB Oliver Krischer schätzt mehrere 1000 neuen Fälle pro Jahr, Interview vom 09.02.10

²²¹ Maris 2009, sowie nach Information des Netzwerks Bergbaugeschädigter e.V. (Interview vom 09.02.10). So sind auch Fälle bekannt, in denen die Anerkennung der Schadensursache „Bergbau“ willkürlich erscheint. Beispielsweise wurden bei zwei Nachbargrundstücken in der Gemeinde Vettweiß ähnliche Schäden festgestellt, von denen nur ein Fall als „Bergbaufolgeschaden“ anerkannt wurde (Interview mit Oliver Krischer, 09.02.10)

2. Umsiedlungs- und Infrastrukturmaßnahmen

a) Gegenwärtige Regelung / Fördertatbestand

Um Braunkohlevorkommen auch in besiedelten Gebieten für den Tagebau erschließen und erweitern zu können, wurden und werden umfangreiche Umsiedlungs- und Infrastrukturmaßnahmen durchgeführt. Bisher wurden insgesamt 308 Ortschaften bedingt durch den Braunkohletagebau ganz oder teilweise umgesiedelt, wovon mehr als 100.000 Menschen betroffen waren.²²² Die Auswirkungen bergbaubedingter Umsiedlungen für die Betroffenen können zu Recht als der „tiefste denkbare Eingriff in das menschliche Dasein in Friedenszeiten“²²³ charakterisiert werden.

Nach Angaben der Bundesregierung tragen auf Grundlage des Bundesberggesetzes die Bergbautreibenden selbst die Kosten für alle „umsiedlungsbedingten Ersatzmaßnahmen“.²²⁴ Zu den Umsiedlungskosten gehören der Ersatz von Gebäuden und Infrastrukturen, sowie der Ausgleich durch unter Umständen entstehende Wertverluste (z.B. durch Grundstücksverlust). In der Praxis beteiligen sich allerdings auch der Bund und/oder die Länder an den Kosten der Ersatzmaßnahmen, wobei es sich hauptsächlich um Mittel der Städtebauförderung handelt.²²⁵ Alle Kosten des „gleichwertigen Ersatzes“ von Gebäuden und Infrastrukturen, die nicht die Bergbautreibenden tragen, sondern durch öffentliche Mittel finanziert werden, können als Subvention gewertet werden. Hierbei ist es unerheblich, dass die Umsiedlungsbetroffenen (Privatpersonen oder Kommunen) Empfänger der Mittel sind und nicht die Bergbauunternehmen: Folge- bzw. Vorbereitungskosten des Tagebaus, für die die Bergbauunternehmen als Verursacher verantwortlich sind, werden aus öffentlichen Mitteln gezahlt.

Derzeit laufende Planungen des Energiekonzerns Vattenfall über fünf neue Braunkohletagebaue in der Lausitz verdeutlichen, dass weitere Umsiedlungen und damit verbundene öffentliche Subventionen zu erwarten sind. Allein durch die bergbaubedingte Umsiedlung im Gebiet Welzow-Süd, Nochten und Jänschwalde-Nord werden voraussichtlich über 3500 Menschen in den nächsten Jahren betroffen sein.²²⁶

b) Quantifizierung der Förderwirkung

Eine genaue und lückenlose Quantifizierung des Subventionswertes ist aus mehreren Gründen im Rahmen dieser Studie nicht möglich:²²⁷

- Es existiert keine systematische Übersicht über die staatliche Umsiedlungsförderung, zumal unterschiedliche öffentliche Geldgeber beteiligt sind und die Zahlungen in unterschiedlichen Haushaltstiteln verbucht werden.
- Erfolgt eine öffentliche Beteiligung an Umsiedlungskosten, ist der Subventionswert dieser Beteiligung nicht ohne weiteres zu quantifizieren: Die neuen Gebäude und Infrastrukturen entsprechen oftmals nicht den alten Strukturen, da häufig mit der Umsiedlung eine materielle Wertsteigerung erfolgt. Um die Wertsteigerung herausrechnen und so den genauen Subventi-

²²² Berkner 2009, S. 15ff

²²³ Wittmann, Hans Friedrich (Wirtschaftsministerium NRW), zit. n. Berkner 2009, S. 15.

²²⁴ Bundesregierung 2008b

²²⁵ WI 2004, S. 20

²²⁶ vgl. www.lausitzer-braunkohle.de

²²⁷ vgl. Argumentation in WI 2004, S. 20f.

enswert ermitteln zu können, müsste die Wertsteigerung von den staatlichen Umsiedlungskosten abgezogen werden. Darüber hinaus sind neben der materiellen Betrachtung auch weitere umsiedlungsbedingte Änderungen in der Arbeits-, Produktions-, Umwelt- und Wohn- bzw. und Lebensqualität zu berücksichtigen, die sich kaum monetär bewerten lassen.

- Es gibt keine gesetzliche Regelung über den öffentlichen Anteil an den Gesamtkosten der Umsiedlung, so dass die relative Kostenbeteiligung der Institutionen von Fall zu Fall unterschiedlich ist.²²⁸

So kann hier nur auf Beispiele öffentlicher Umsiedlungsförderung verwiesen werden, die im Rahmen einer Kurzstudie des Wuppertal Instituts ermittelt wurden. Dabei sei darauf hingewiesen, dass nicht eindeutig abgeschätzt werden kann, welcher Teil davon als Subvention zu werten ist. Der Anteil öffentlicher Mittel an den Infrastrukturmaßnahmen beträgt schätzungsweise 10-20%.²²⁹

Abbildung 26) Beispiele von Umsiedlungs- und Infrastrukturmaßnahmen mit öffentlicher Beteiligung

Jahr/Zeitraum der Maßnahme	Umsiedlungsmaßnahme / Finanzierung	Finanzierung in Mio. € (nominal)
1997-1998	Zuschuss des Landes Sachsen-Anhalt: Umsiedlung in Großgrimma	11,5
1999-2003	Städtebaufördermittel NRW: Umsiedlung der Ortschaften Neu-Otzenrath, neu-Spenrath und Neu-Holz	1,5
2004	Mittel des Landes Brandenburg für Wohnraumförderung, darunter auch Umsiedlung (Anteil nicht ermittelbar)	(44,6)*
2001-2011 (inkl. Linienfestlegung und Planung)	Verlegung und Ausbau der Autobahn A 4 im Abschnitt Düren - Kerpen	(104,0)*
2002	Fördermittel des Landkreises: Finanzierung eines Radwegs infolge einer Straßenverlegung (Tagebau Vereinigtes Schleenhain)	0,26
gesamt	Gesamt (ohne Verlegung der A4 und Wohnraumförderung Brandenburg)	> 13,26
*) Gesamtkosten, öffentlicher Anteil nicht ermittelbar		

Quelle: WI 2004, S. A-3ff

c) Wirkungen und Bewertung der Regelungen

Die Umsiedlungen stellen für die Betroffenen eine komplexe Veränderung ihres sozialen Umfeldes und eine grundsätzliche Beeinflussung ihrer Lebensumstände dar.²³⁰ Dabei kann allerdings davon ausgegangen werden, dass die Betroffenen zumindest aus materieller Sicht keinen Nachteil erleiden. Darüber hinaus wird in Zusammenhang mit den Umsiedlungen oftmals betont, dass die Bergbautreibenden an einem „an Besitzstandard und Sozialverträglichkeit orientierten Umsiedlungsstandard“ orientiert sind und mit dem Abschluss öffentlich-rechtlicher Verträge auch immer häufiger Regelungen „zur Unterstützung des dörflichen Lebens“ mit Finanzierungszusagen z.B. für bauliche Maßnahmen zum Lärm- und Staubschutz eingesetzt werden. „*Individuelle Umsiedler werden*

²²⁸ Nach Schätzung des BUND NRW werden bis zu 50% der Umsiedlungskosten vom Staat getragen. Für das Gebiet der RWE Power wird nach Auskunft des BUND von einigen Stakeholdern eine generelle Regelung nach dem „Indener Modell“ angestrebt: RWE Power 55%, Land NRW 36%, Gemeinde 9%, vgl. WI 2004, S. 21f.

²²⁹ Interview mit MdB Oliver Krischer am 09.02.10

²³⁰ Grüne Liga 2008, S. 10

*in die Lage versetzt, den Ortswechsel nach eigenen Vorstellungen und ohne Benachteiligungen gegenüber der Gemeinschaft zu bewältigen“.*²³¹

Zur Finanzierung der Umsiedlungen sollten gemäß Verursacherprinzip die Tagebaubetreiber die vollen Kosten *„eines funktionell gleichwertigen Ersatzes von Gebäuden und Infrastrukturen bzw. Arbeits-, Produktions- und Wohn- bzw. Lebensqualität tragen“.*²³² Dass sich öffentliche Institutionen an den Umsiedlungs- und Infrastrukturkosten beteiligen, kann unter Umständen gerechtfertigt sein: Bei Umsiedlungsprojekten können auch infrastrukturelle und städtebauliche Verbesserungen umgesetzt werden, wobei hierfür ein Finanzierungsanteil öffentlicher Institutionen durchaus angemessen und nicht als Fördertatbestand zu werten ist. Auf Grundlage dieser Argumentation ist der Subventionswert öffentlicher Beteiligung an Umsiedlungsprojekten und Infrastrukturmaßnahmen kaum zu quantifizieren: Es müsste differenziert werden, welcher Teil der Maßnahmen bzw. Kosten als „städtebauliches Mehr“ einzustufen ist und daher nicht ursprünglich in der Verantwortung der Bergbaubetreibenden liegt.²³³ Im Rahmen dieser Studie konnte daher kein entsprechender Subventionswert ermittelt werden. Es muss insgesamt davon ausgegangen werden, dass mit der öffentlichen Beteiligung erhebliche Subventionswerte einhergehen, zumal der Braunkohlebergbau in allen Fällen als Anlass (wenn nicht sogar als Ursache) der Ausgaben gelten muss.

²³¹ Berkner 2009, S. 17

²³² WI 2004, S. A-4

²³³ ebd.

3. Weitere begünstigende Regelungen

- **Braunkohleschutzklausel**

Im Zuge der vollständigen Liberalisierung des deutschen Strommarktes 1998 wurden Zugeständnisse an die ostdeutschen Energieversorger gemacht. Im Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts (EnWG) wurde in Art. 4 beschlossen, dass in den neuen Bundesländern die *„Notwendigkeit einer ausreichend hohen Verstromung von Braunkohle aus diesen Ländern besonders zu berücksichtigen“* sei. Dabei wurde als „ausreichend“ ein Satz von mindestens 70% angesehen. Aufgrund dieser Regelung konnten die ostdeutschen Energieversorger westdeutschen Stromanbietern den Netzzugang verweigern, was den Wettbewerb mit der Folge ggf. höherer Stromkosten für ostdeutsche Stromabnehmer einschränkt und somit Subventionscharakter hat. Volle Entfaltung konnte die Regelung nicht erlangen, da sie mehrfach erfolgreich beklagt wurde.²³⁴ Eine Quantifizierung der Subventionen ist aufgrund der unzureichenden Datenlage nicht möglich. Zudem wird der Förderwert des unvollständigen Wettbewerbs durch überhöhte Strompreise bereits in Kapitel C.2 erfasst. Im Mai 2003 wurde die Braunkohleschutzklausel wieder abgeschafft.

- **Innenfinanzierung über Rückstellungen**

Bergbautreibende Unternehmen müssen für die Rekultivierung und Wiedernutzbarmachung der Tagbaue so genannte Rückstellungen bilden. Grundsätzlich dient dies dem Zweck, dass das Kapital auch vorhanden ist, wenn es teilweise Jahrzehnte nach der Erschließung eines Tagebaus für den Rückbau und die Sanierung benötigt wird. Ende 2002 wiesen die Braunkohleunternehmen RWE, Vattenfall Europe, MIBRAG und E.ON diesbezügliche Rückstellungen in Höhe von knapp 3,5 Mrd. € aus.²³⁵ Dies ist grundsätzlich positiv zu bewerten, da auf diese Weise die bergbautreibenden Unternehmen auch für die Folgekosten des Bergbaus aufkommen. In der Bilanz drücken die Rückstellungen den Gewinn und somit die Steuerlast der Unternehmen. Darüber hinaus können die Energiekonzerne mit diesen Rückstellungen andere Geschäfte intern finanzieren und müssen somit beispielsweise entsprechend weniger teures Fremdkapital aufnehmen. Da es immer ein gewisses unternehmerisches Risiko gibt, ist nicht sicherzustellen, dass die Rückstellungen zum Zeitpunkt ihrer Verwendung nicht „verloren gegangen“ sind, womit der ursprüngliche Sinn der Rückstellungen untergraben wird. Die Innenfinanzierung über Rückstellungen kann somit ggf. als zinsloses Darlehen und damit als indirekte Subvention gewertet werden.²³⁶ Umgekehrt kann man Argumentieren, dass die Energiekonzerne durch die Investition der Rückstellungen im Nachhinein höhere Gewinne (mind. 10 bis 15%) erzielt haben, als bei einer sicheren Anlage üblich gewesen wäre (ca. 7%).²³⁷ Der Differenzertrag (mind. 3 bis 8%) wäre somit als Subvention zu werten. Eine Quantifizierung der Begünstigung konnte nicht erfolgen.

- **Zugeständnisse beim Verkauf der ostdeutschen Braunkohleindustrie**

Nach der Wiedervereinigung wurde die staatliche Braunkohleindustrie der DDR zunächst treuhänderisch von der Bundesregierung verwaltet. Ziel war der Verkauf an private Unter-

²³⁴ Vgl. hierzu WI 2004, S. A-46

²³⁵ Vgl. WI 2004, S. 30

²³⁶ Siehe auch WI 2004, S. 30ff

²³⁷ Vgl. FÖS 2009a, S. 53

nehmen. Es kann vermutet werden, dass bei einigen Verkäufen ein Preis gezahlt wurde, der unter dem tatsächlichen Unternehmenswert liegt. Auf Grundlage der unzureichenden Datenbasis ist eine Quantifizierung jedoch nicht möglich.²³⁸

²³⁸ Siehe auch WI 2004, S. 51ff

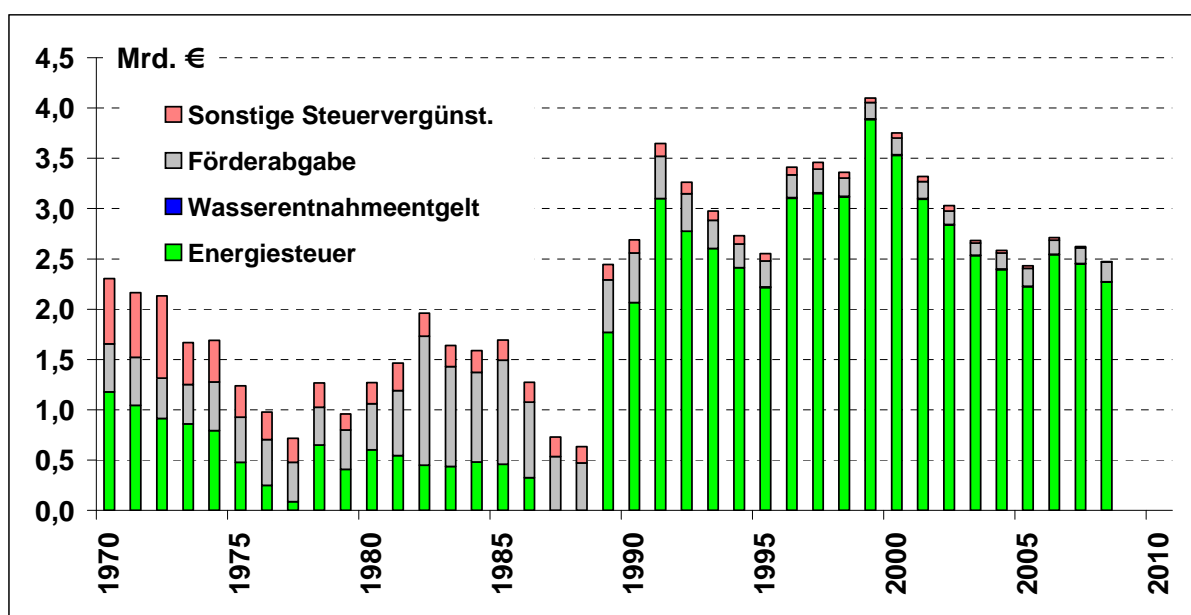
V. ANHANG

1. Steuervergünstigungen für Stein- und Braunkohle im Zeitverlauf

Die Steuervergünstigungen für die Steinkohle (analoges gilt auch für die Braunkohle) schwanken im Zeitablauf stark. Um die Gründe für das Schwanken zu erläutern, wird im Folgenden der Verlauf der einzelnen Steuervergünstigungen näher analysiert.

a) Steinkohle

Verlauf der Steuervergünstigungen für Steinkohle



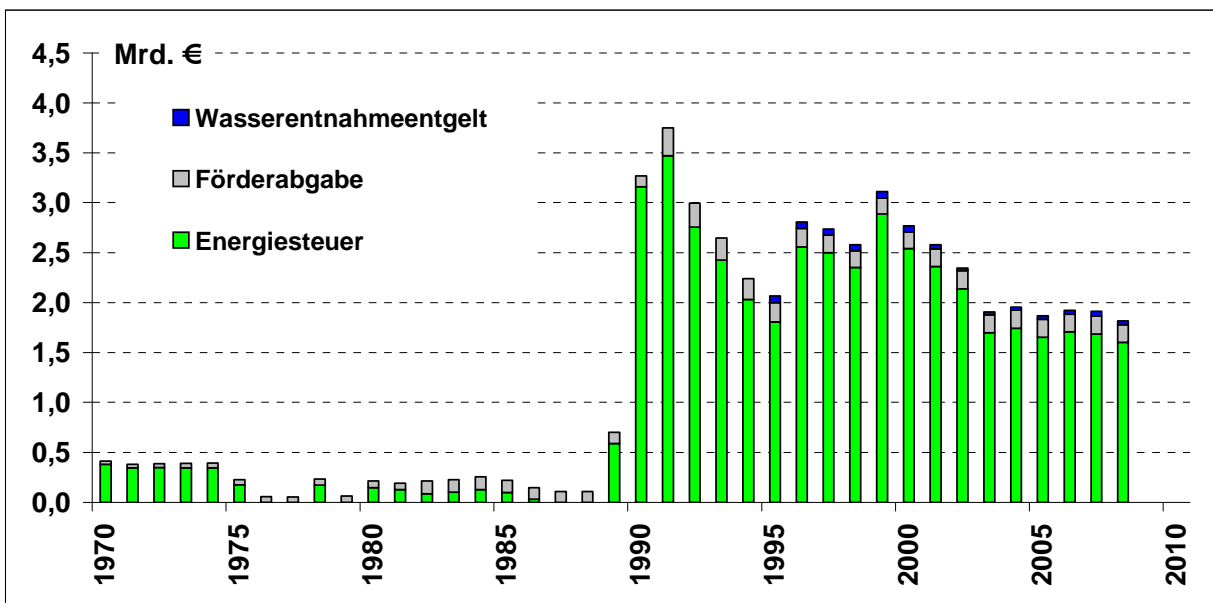
1. Die Nichtbesteuerung bzw. im Vergleich zu anderen Energieträgern geringere **Energiebesteuerung** dominiert die Gesamtsumme und den Verlauf der Steuervergünstigungen. Der Vorteil der Nichtbesteuerung wurde geschätzt, indem der Primärenergieverbrauch von Stein- bzw. Braunkohle mit dem CO₂/Energieäquivalent des Steuersatzes auf leichtes Heizöl bewertet wurde. Das Aufkommen der seit 1999 erhobenen Stromsteuer wurde gegen gerechnet, bei Steinkohle wurde ebenfalls das Aufkommen des Kohlepfennigs abgezogen. (vgl. Datenblätter IV.B.1 und III.B.1)

- Die Energiesteuer-Vergünstigungen bis 1974 waren etwas höher als in den Folgejahren (bis 1988), weil die Internalisierung durch den Kohlepfennig erst seit 1975 erfolgte und weil die Verbrauchsmengen in dieser Zeit vergleichsweise hoch waren (2.400 – 2.800 PJ gegenüber 1.800 – 2.000 PJ in den 2000er Jahren).
- Seit 1989 werden die Steuervergünstigungen deutlich von der Energiesteuervergünstigung dominiert. Der Anstieg im Jahr 1989 / 1991 ist durch Steuersatzanhebungen zu erklären.
- Der Anstieg im Jahr 1997 ergibt sich aus dem Wegfall des Kohlepfennigs nach Unzulässigkeitsklärung durch das Bundesverfassungsgericht
- Die einmalige Steuersatzanhebung im Rahmen der ökologischen Steuerreform bedingt den Anstieg 1999.

- Der Rückgang der Steuerbegünstigung seit 1999 ist zum einen durch reale Senkung des nominal gleich gebliebenen Steuersatzes und durch leicht sinkenden Steinkohleeinsatz zu erklären.
2. Die Befreiung von der **Förderabgabe** war vor allem in den Jahren bis 1986 relevant. Mit dem Rückgang der Fördermenge geht der Subventionswert sukzessiv zurück
 3. Die Befreiung von **Wasserentnahmeentgelten** ist quantitativ unbedeutend
 4. **Sonstige Steuervergünstigungen** waren vor allem relevant bis Anfang der 1970er Jahre und bestehen heute nicht mehr. Sie betreffen Steuervergünstigungen im Rahmen von
 - Absatzbeihilfen, Steuervergünstigungen für Leichtöle und Benzinprodukte auf Steinkohlebasis (Datenblatt III.B.4)
 - Modernisierungsbeihilfen, Steuerbefreiung von Investitionen im Steinkohlebergbau (Datenblatt III.B.5)
 - Sozialen Beihilfen, Bergmannsprämie und Arbeitslosenversicherung (Datenblatt III.B.6)

b) Steinkohle

Verlauf der Steuervergünstigungen für Braunkohle



e:

Der Anstieg der Energiesteuervergünstigung 1990 ist maßgeblich durch die höhere Braunkohleutzung nach der Deutschen Einheit durch Einbeziehung der neuen Bundesländer bedingt. Die sinkende Tendenz ist auf Halbierung des Braunkohleeinsatzes von 1990 bis heute zurückzuführen. Dem Mengenrückgang steht der deutliche Anstieg des Referenzsteuersatzes für die Energiebesteuerung seit 1990 gegenüber.

Der schwankende Verlauf bei der Energiesteuer seit 1990 ist durch den oben erläuterten Verlauf der realen Steuersätze bedingt.

2. Steuervergünstigungen bei der Energiesteuer

Da die Steuervergünstigungen bei der Energiesteuer Höhe und Verlauf der Steuervergünstigungen sowohl bei Braun- als auch bei Steinkohle prägen, werden sie hier näher analysiert.

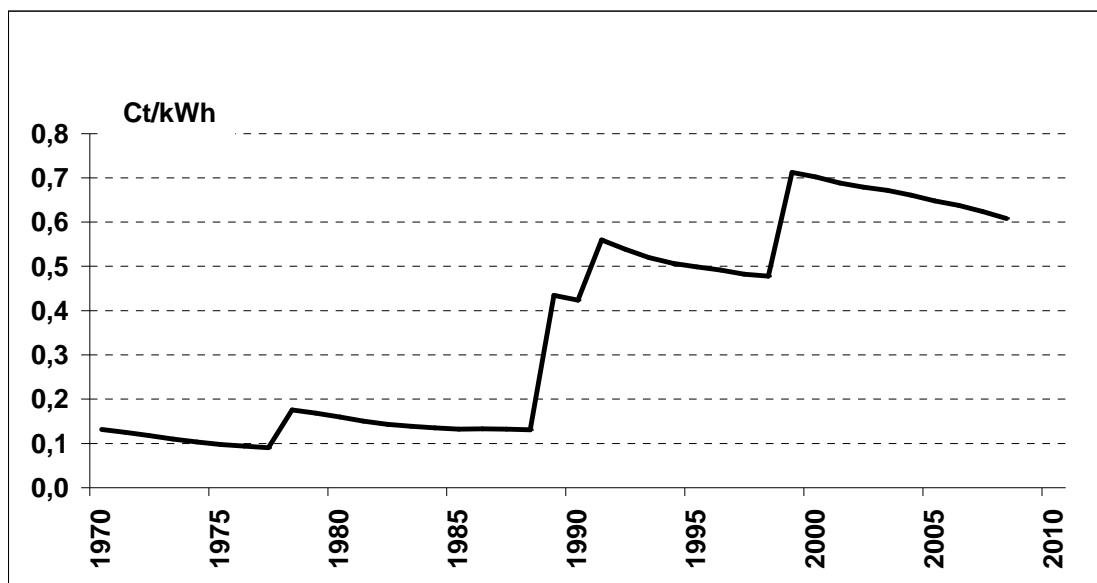
Drei Einflussfaktoren bestimmen die Höhe der Energiesteuer-Vergünstigungen:

1. Referenzsteuersatz
2. Angerechnete Internalisierungsinstrumente (Kohlepfennig, seit 1999 Stromsteuer)
3. Verbrauchsmenge der Stein- bzw. Braunkohle

a) Referenzsteuersatz

Ein wesentlicher Einfluss auf die ermittelte Höhe der Steuervergünstigungen bei der Energiesteuer ist der als Referenzsteuersatz verwendete Steuersatz auf leichtes Heizöl. Die folgende Abbildung zeigt den Verlauf. Expliziten Erhöhungsschritten folgen sukzessive reale Senkungen durch Inflation. Derzeit (seit 1.4.1999) beträgt der nominale Steuersatz auf leichtes Heizöl 6,14 Ct/l; in der Graphik wird der Verlauf in Ct/kWh dargestellt.

Heizölsteuersatz 1970-2008



1989 wurde der jahrzehntelang sehr geringe Heizölsteuersatz fast verdreifacht. Mit dem „Gesetz zur Änderung von Verbrauchsteuern“ von 1988 wurde unter anderem die Mineralölsteuer auf Heizöl erhöht (von 0,85 Cent/l um 2,04 Cent/l auf 2,89 Cent/l) und eine Steuer auf Erdgas eingeführt. Wichtiges Ziel dieses Gesetzes war, die Einnahmesituation des Bundes zu verbessern.²³⁹

²³⁹ Vgl. Bundesregierung 1988a, S. 10 und 1988b, S.13.

1991 hat die Kohl-Regierung die Energiesteuersätze für die Finanzierung der deutschen Einheit erneut angehoben. Dann folgte zum 1.4.1999 unter der rot-grünen Bundesregierung eine einmalige Erhöhung im Rahmen der ökologischen Steuerreform.

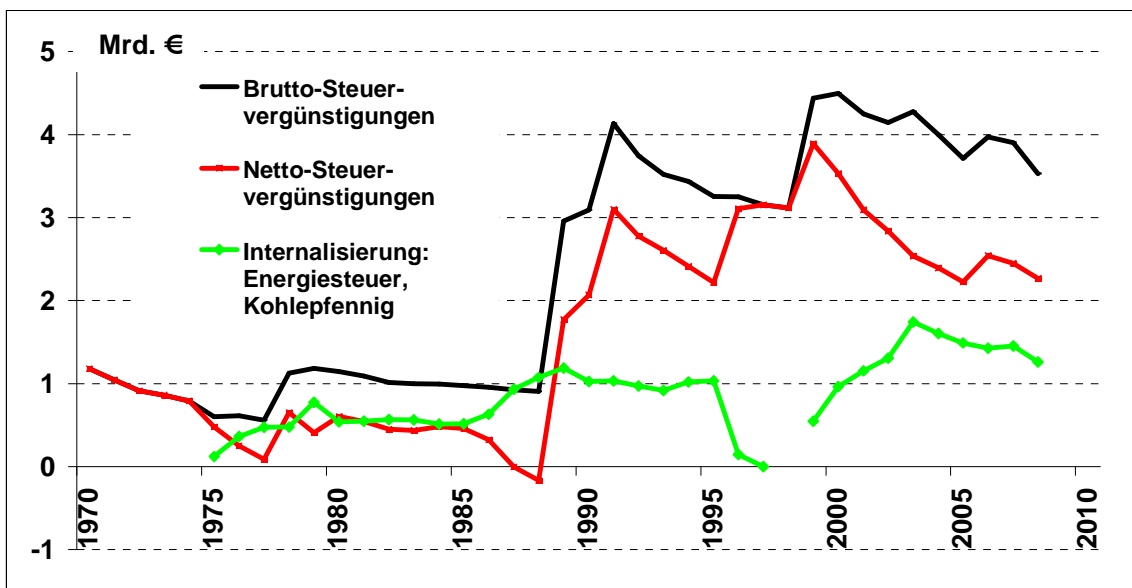
b) Angerechnete Internalisierungsinstrumente

Der Kohlepennig wurde 1975-1996 erhoben. 1988 war die der Steinkohle zugerechnete Belastung durch den Kohlepennig sogar höher als der Referenzsteuersatz, so dass eine negative Steuervergünstigung (also eine Steuerbelastung) registriert wird. Die Stromsteuer wird seit 1999 erhoben; der Steuersatz wurde in insgesamt fünf Stufen bis 2003 angehoben und sinkt danach real wieder gemäß der Inflationsrate.

c) Verbrauchsmengen

Für Steinkohle werden im Folgenden Brutto-Energiesteuervergünstigung, die angerechnete Internalisierung durch Kohlepennig und Stromsteuer sowie die resultierende Netto- Energiesteuervergünstigung dargestellt.

Brutto- und Netto-Energiesteuervergünstigung Steinkohle 1970-2008



VI. LITERATURVERZEICHNIS

Abelshauer, Werner 1984: Der Ruhrkohlenbergbau seit 1945: Wiederaufbau, Krise, Anpassung. München (C.H. Beck Verlag).

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

BEE (Bundesverband Erneuerbare Energien) 2005: Subventionen für die Kernenergie und die Stein- und Braunkohle, URL: www.bee-ev.de

Berkner, Andreas (Hrsg.) 2009: Braunkohleplanung in Deutschland – Neue Anforderungen zwischen Lagerstättensicherung, Umweltverträglichkeit und Regionalplanung, E-Paper der ARL Nr. 8, Akademie für Raumforschung und Landesplanung, Hannover 2009

BGBI (Bundesgesetzblatt) 2007: Bundesgesetzblatt Nr. 68 vom 27.12.2007, Teil I, URL: http://www.recht.makrolog.de/bgblplus/bd_bgbl1.nsf/webhefte2/TIJ2007Nr00068x

BMF (Bundesministerium der Finanzen) 2009: Angemessene finanzielle Ausstattung gesichert – Einigung auf Eckpunkte für EU-Haushalt 2010, BMF-Pressemitteilung Nr. 53/2009, URL: http://www.bundesfinanzministerium.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/Finanzpolitik/2009/11/20091811_PM53.html

BMU (Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) / Nitsch, Joachim 2008: Weiterentwicklung der Ausbaustrategie Erneuerbare Energien – Leitstudie 2008, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Oktober 2008, URL: http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/42383.php

BMU (Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) 2008/2009: Veräußerung von Emissionsberechtigungen in Deutschland (Monatsberichte) URL: <http://www.bmu.de/emissionshandel/downloads/doc/43056.php>

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) 2009a: Information zur Sanierung der Altlasten des Braunkohlebergbaus in den neuen Ländern, 20.05.2009, URL: http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/braunkohle_lang.pdf

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) 2009b: Sanierung der Altlasten des Braunkohlebergbaus (Stand: Oktober 2009), URL: <http://www.bmu.de/bodenschutz/braunkohlesanierung/doc/37414.php>

BMU (Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) 2010: Veräußerung von Emissionsberechtigungen in Deutschland (Jahresbericht 2009) URL: http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/jahresbericht_kfw_2009_bf.pdf

BMWA (Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit) 2005: Innovation und neue Energietechnologien – Das 5. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung, Berlin.

BMW i (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie) 2009a: Antwort auf die kleine Anfrage der Bundestagsfraktion der Grünen betreffend CO₂ Abscheidung und Lagerung, BT Drucksache 16/12540, Berlin, April 2009.

BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie) **2009b**: Antworten zu den Fragen aus dem Konsultationspapier der EU-Kommission zu den Nachwirkungen des Auslaufens von Verordnung (EG) Nr. 1407/2002 über staatliche Beihilfen für den Steinkohlenbergbau, Juli 2009

BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie) **2010**: Kohlepolitik, BMWi Homepage. (Stand: Februar 2010), URL: <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/kohlepolitik,did=190810.html>

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

Bundesfinanzministerium 2009: Erläuterungen zum Bundeshaushaltsplan, URL: <http://www.bundesfinanzministerium.de/bundeshaushalt2009/pdf/epl11/s1113102.pdf>

BUND NRW 2008: Steuerzahler bezahlt für Braunkohle-Schäden", Pressemeldung vom 08.07.2008, URL: http://www.bund-nrw.de/themen_und_projekte/braunkohle/erftumbau/

Bundesregierung 1988a: Entwurf eines Gesetzes zur Änderung von Verbrauchsteuergesetzen, BT-Drs. 11/2970 vom 26.09.1988, URL: <http://dipbt.bundestag.de/doc/btd/11/029/1102970.pdf>

Bundesregierung 1988b: Beschlussempfehlung und Bericht des Finanzausschusses zum Gesetzesentwurf der Bundesregierung, BT-Drs. 11/3399 vom 21.11.1988, URL: <http://dipbt.bundestag.de/doc/btd/11/033/1103399.pdf>

Bundesregierung 1989: Antwort der Bundesregierung auf eine Kleine Anfrage von Bündnis 90/Die Grünen zur Knappschaftlichen Rentenversicherung im Vergleich mit der Angestellten- und Arbeiterrentenversicherung, BT-Drs. 11/4283 vom 29.3.1989, URL: <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/11/042/1104283.pdf>

Bundesregierung 2007: Antwort der Bundesregierung auf eine Kleine Anfrage der Fraktion Bündnis 90/Die Grünen, Stand der Umsetzung der Europäischen Wasserrahmenrichtlinie in Deutschland, BT-Drs. 16/5395 vom 22.5.2007, URL: <http://dipbt.bundestag.de/dip21/btd/16/053/1605395.pdf>

Bundesregierung 2008a: Antwort der Bundesregierung auf eine Kleine Anfrage von der Fraktion Die Linke zur Fortführung der Braunkohle-Sanierung in den Ländern Brandenburg, Sachsen-Anhalt, Sachsen und Thüringen in den Jahren 2008 bis 2012, BT-Drs. 16/8969 vom 24.04.2008, URL: <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/16/089/1608969.pdf>

Bundesregierung 2008b: Antwort der Bundesregierung auf eine Kleine Anfrage von der Fraktion Bündnis90/Die Grünen zur Zukunft der Kohleverstromung, BT-Drs. 16/9032 vom 05.05.2008, URL: <http://dipbt.bundestag.de/dip21/btd/16/090/1609032.pdf>

Bundesregierung 2009: Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Fraktion Bündnis 90/Die Grünen zur Standsicherheit ehemaliger Braunkohletagebaue, BT-Drs. 16/13871 vom 04.08.2009

Bundesregierung 2010a: Antwort der Bundesregierung auf eine Kleine Anfrage von der Fraktion Die Linke zur Zukunft der Braunkohlesanierung in den Ländern Brandenburg, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen ab dem Jahr 2013, BT-Drs. 17/469 vom 19.01.2010, URL: <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/17/004/1700469.pdf>

Bundesregierung 2010b: Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Fraktion Bündnis 90/Die Grünen zu Pumpkosten im Stein- und Braunkohlebergbau, BT-Drs. 17/787 vom 24.02.2010, URL: <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/17/007/1700787.pdf>

Bundesverfassungsgericht 2003: Beschluss vom 18.12.2002 - 2 BvR 591/95 zur Erhebung einer Abgabe für die Entnahme von Grundwasser in Schleswig-Holstein, Pressemitteilung Nr. 3/2003 vom 21.1.2003, URL: <http://www.bverfg.de/en/press/bvg3-03.html>
direkt zum Urteil: http://www.bundesverfassungsgericht.de/entscheidungen/rk20021218_2bvr059195.html

Bundesverfassungsgericht 2010: Beschluss vom 28.01.2010 - 1 BvR 1801/07 und 1 BvR 1878/07 zur Erhebung eines Wasserentnahmeentgeltes in Niedersachsen

CDU / CSU / FDP 2009: Wachstum. Bildung. Zusammenhalt. Koalitionsvertrag, 17. Legislaturperiode, URL: <http://www.cdu.de/doc/pdfc/091024-koalitionsvertrag-cducsu-fdp.pdf>

Council of the European Union 2008: Energy and climate change – Elements of the final compromise, Note from the General Secretariat of the Council 17215/08, Brussels.

DENA (Deutsche Energie-Agentur GmbH) 2008: Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020 (mit Ausblick auf 2030), Annahmen, Ergebnisse und Schlussfolgerungen, Berlin

Deutsche Projekt Union GmbH / Schultz, Reinhard / Bernholz, Heinrich / Bunten, Christa / Bieler, Dieter 1986: Öffentliche Kosten der Kohlevorrangpolitik, Essen.

Deutscher Bundestag 1988: Antrag der Fraktion der SPD „Kohlevorrangpolitik“ (Drucksache 11/3284), URL: <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/11/032/1103284.pdf>

DIW (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung Berlin)/ Diekmann, Jochen; Horn, Manfred 2007: Abschlussbericht zum Vorhaben „Fachgespräch zur Bestandsaufnahme und methodischen Bewertung vorliegender Ansätze zur Quantifizierung der Förderung erneuerbarer Energien im Vergleich zur Förderung der Atomenergie in Deutschland, Berlin, 2007, URL: <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/39617>

DLR (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt) / Krewitt, Wolfram / ISI (Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung) / Schломann, B. 2007: Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern. Gutachten im Rahmen von Beratungsleistungen für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, URL: http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/37085.php

DUH (Deutsche Umwelthilfe) 2010: Kohlekraftwerksprojekte in Deutschland (Stand: März 2010), URL: http://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Kohlekraftwerke/DUH-Liste_Kohlekraftwerke_Uebersicht_2010.pdf

EEA (European Environmental Agency) 2004: Energy subsidies in the European Union: A brief overview, EEA Technical Report 1/2004, Copenhagen.

Entscheidung 2007/74/EG der Kommission vom 21. Dezember 2006 zur Festlegung harmonisierter Wirkungsgrad-Referenzwerte für die getrennte Erzeugung von Strom und Wärme in Anwendung der Richtlinie 2004/8/EG des Europäischen Parlaments und des Rates, Brüssel, 6.2.2007

EU-Kommission (Commission of the European Communities) **2002**: Commission Staff Working Paper. Inventory of public aid granted to different energy sources, Brüssel.

EU-Kommission (Commission of the European Communities) **2009**: Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions – Investing in the Development of Low Carbon Technologies (SET-Plan), COM(2009) 519 final, Brüssel, 7. Oktober 2009, URL: http://ec.europa.eu/energy/technology/set_plan/set_plan_en.htm

EWI (Energiewirtschaftlichen Instituts der Universität zu Köln) / **EEFA** (Energy Environment Forecast Analysis GmbH) **2007**: Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030, Köln/Münster 2007

FIFO (Finanzwissenschaftliches Forschungsinstitut) / Thöne, Michael **2005**: Subventionen und staatliche Beihilfen in Deutschland, FiFo-Reports No. 4, Studie im Auftrag des Bundesministeriums der Finanzen, Köln, Juli 2005, URL: <http://kups.ub.uni-koeln.de/volltexte/2005/1490/>

Fritzsche, Bernd **1991**: Knappschaftsrenten und Subventionen: Viel Lärm um Nichts – Eine Analyse des Subventionsgehalts der Regelungen zur knappschaftlichen Rentenversicherung. RWI Mitteilungen 42 (4), S. 303-324

FÖS (Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft) / Meyer, Bettina / Schmidt, Sebastian / Eidems, Volker **2009a**: Staatliche Förderungen der Atomenergie im Zeitraum 1950 – 2008, FÖS-Studie im Auftrag von Greenpeace, Berlin, September 2009, URL: <http://www.foes.de/publikationen/studien/>

FÖS (Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft) **2009b**: Wirtschaftswissenschaftler/innen-Erklärung zum Neubau von Kohlekraftwerken in Deutschland, Berlin, September 2009, URL: <http://www.wiwis-kohle.de/wirtschaftswissenschaftler-erklaerung-neubau-kohlekraftwerke>

FÖS (Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft) / Meyer, Bettina **i.E.**: Hintergrundpapier: Externe Kosten der Energieversorgung. FÖS-Diskussionspapier 2010/xx

GBE (Green Budget Europe) / **EEB** (European Environmental Bureau 2009: Joint EEB and GBE Response to the European Commission consultation on the expiry of Regulation (EC) No 1407/2002 on State aid to the coal industry, July 2009

Gerking, Doris / **Welfens**, Maria J. **1997**: Ökologisch zukunftsfähige Subventionspolitik, in: Wirtschaftsdienst, Jg. 77, Nr. 3, S. 159165.

Greenpeace 2009: Klimaschutz: Plan B 2050 – Energiekonzept für Deutschland (Langfassung), Hamburg, August 2009

Groscurth, Helmuth **2009**: Projektbericht – Zur Wirtschaftlichkeit von Kohlekraftwerken am Beispiel des geplanten Kohlekraftwerks in Mainz, Arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik (Hamburg), Mai 2009

Grüne Liga 2007: WRRL-Seminar 25 GRÜNE LIGA e.V., Das Wasserentnahmeentgelt in Deutschland – eine Chance für den Gewässerschutz? In: Bundeskontaktstelle Wasser - Aspekte der WRRL-Umsetzung in der Region Berlin/Brandenburg am 11.12.2007, URL: http://www.wrrl-info.de/docs/vortrag_sem25_gaulke.pdf

Grüne Liga 2008: Neue Löcher braucht das Land? Ein Hintergrundpapier zur Braunkohlepolitik in Brandenburg, Potsdam, Januar 2008, URL: http://www.lausitzer-braunkohle.de/Texte/neue_loecher_korr.pdf

- GVSt (Gesamtverband Steinkohle) 2002:** Konsultationspapier der EU-Kommission zu den Nachwirkungen des Auslaufens von Verordnung (EG) Nr. 1407/2002 über staatliche Beihilfen für den Steinkohlenbergbau, Antworten von GVSt/RAG auf den Fragenkatalog, Essen, Juli 2009
- GVSt (Gesamtverband Steinkohle) 2009:** Bergbau-Information Nr. 45/2009, Essen, 16. November 2009
- Haase, Bernd-Uwe; Pfennig, Werner 2008:** Nutzung der Braunkohle unter den Gesichtspunkten des Marktes. In: Stoll, Rolf Dieter.; Niemann-Delius, Christian; Drebenstedt, Carsten; Müllensiefen Klaus (Hrsg.), Der Braunkohle Tagebau – Bedeutung, Planung, Betrieb, Technik, Umwelt, Berlin/Heidelberg 2008, S. 53-54
- Horn, Manfred 1977:** Die Energiepolitik der Bundesregierung von 1958 bis 1972, Volkswirtschaftliche Schriften Heft 256, Berlin (Duncker & Humblot)
- Hüttl, Reinhard F. 2001:** Rekultivierung im Braunkohletagebau – Fallbeispiel Niederlausitzer Bergbaufolgelandschaft. In: Akademie-Journal 1/2001, S. 7-12.
- IEA (International Energy Agency) 2007:** World Energy Outlook
- IEA (International Energy Agency) 2008:** Carbon Capture and Storage – Meeting the Challenge of Climate Change
- IEA (International Energy Agency) 2009:** Technology Roadmap - Carbon Capture and Storage
- IFW (Institut für Weltwirtschaft) Boss, Alfred / Rosenschon, Astrid 2008:** Der Kieler Subventionsbericht: eine Aktualisierung, Kieler Diskussionsbeiträge, Nr. 452/453, Mai 2008
- IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) 2007:** IPCC Fourth Assessment Report – Climate Change 2007, Genf, 2007
- Janicka, Johannes 2007:** Thema: Energieträger Steinkohle. Beitrag im Kraftwerksforum Staudinger, Technische Universität Darmstadt. URL: http://www.kraftwerksforum-staudinger.de/fileadmin/pdf/TU_Darmstadt_Steinkohle.pdf
- Jansen, Dirk 2005:** Braunkohle und Grundwasser – Ein Bodenschatz wird geplündert, BUND Hintergrund. Düsseldorf (Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland Landesverband Nordrhein-Westfalen e.V.), September 2005, URL: http://www.bund-nrw.de/fileadmin/bundgruppen/bcmslvrw/PDF_Dateien/Themen_und_Projekte/Braunkohle/BraunkohleundGrundwasser09_2005.pdf
- KPMG 2006:** Gutachten zur Bewertung der Stillsetzungskosten, Alt- und Ewigkeitslasten des Steinkohlenbergbaus der RAG Aktiengesellschaft Essen, Unveröffentlichtes Gutachten im Auftrag des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA)
- Kreienbaum, Christoph / Cora Wacker-Theodorakopoulos, Cora 1997:** Subventionen für die Umwelt? Wider die Wuppertaler Position, in: Wirtschaftsdienst, Jg. 77, Nr. 3, S. 166172
- Landesregierung Brandenburg 2004/2009:** Brandenburgisches Wassergesetz (BbgWG), zuletzt geändert am 7.7.2009, URL: http://www.bravors.brandenburg.de/sixcms/detail.php?gsid=land_bb_bravors_01.c.46539.de
- Landesregierung Nordrhein-Westfalen 2008a:** Antwort der Landesregierung auf die Kleine Anfrage 2674 des Abgeordneten Reiner Priggen/Grüne, Drucksache 14/7242 vom 03.09.2008 („Finanzierung des Erftumbaus“)

Landesregierung Nordrhein-Westfalen 2008b: Antwort der Landesregierung auf die Kleine Anfrage 2675 des Abgeordneten Reiner Priggen/Grüne, Drucksache 14/7401 vom 28.08.2008 („Befreiung RWE von der Förderabgabe“)

Landesregierung Nordrhein-Westfalen 2004/2009: Gesetz über die Erhebung eines Entgelts für die Entnahme von Wasser aus Gewässern - Wasserentnahmeentgeltgesetz des Landes Nordrhein-Westfalen – WasEG, zuletzt geändert am 8.12.2009, URL: https://recht.nrw.de/lmi/owa/br_bes_text?anw_nr=2&gld_nr=7&ugl_nr=77&bes_id=5231&aufgehoben=N&menu=1&sg=0

Landesregierung Nordrhein-Westfalen 2010: Antwort der Landesregierung auf die Große Anfrage 39 der Fraktion Bündnis 90/Die Grünen zu den Konsequenzen aus der Katastrophe von Nachterstedt für die Rheinischen Braunkohlentagebaue, Drucksache 14/9771 vom 07.01.2010

Landesregierung Sachsen 2004/2007: Sächsisches Wassergesetz (SächsWG), zuletzt geändert am 9.7.2007, URL: <http://www.revosax.sachsen.de/Details.do?sid=1579512714134&jlink=p23>

Landesregierung Schleswig-Holstein 1994/2007: Gesetz über die Erhebung einer Grundwasserentnahmeabgabe - GruWAG – Grundwasserabgabengesetz, zuletzt geändert 13.12.2007, URL: <http://www.gesetze-rechtsprechung.sh.juris.de/jportal/portal/t/1sxi/page/bsshoprod.psml?doc.hl=1&doc.id=jlr-GrdWasAbgGSHrahmen%3Ajuris-lr00&documentnummer=1&numberofresults=18&showdoccase=1&doc.part=X¶mfromHL=true#focuspoint>

Landesregierung Schleswig-Holstein 2010: Bericht der Landesregierung über die Grundwasserentnahmeabgabe (GruWAG), Landtags-Drucksache 17/172, vom 12.01.2010

Linscheidt, Bodo 1999: Nachhaltiger technologischer Wandel aus Sicht der Evolutorischen Ökonomie – staatliche Steuerung zwischen Anmaßung von Wissen und drohender Entwicklungsfalle, Umweltökonomische Diskussionsbeiträge Nr. 99

LMBV (Lausitzer und Mitteldeutsche Bergbau-Verwaltungsgesellschaft mbH) 2002: Wandlungen – Industrie-Landschaften im Umbruch, Berlin 2002

LMBV (Lausitzer und Mitteldeutsche Bergbau-Verwaltungsgesellschaft mbH) 2009: Sanierungsbericht 2008 – Daten, Fakten und Informationen zu Braunkohlensanierung in Mitteldeutschland und in der Lausitz im Jahr 2008, Senftenberg 2009

Matthes, Felix Chr. 2000: Stromwirtschaft und deutsche Einheit – Eine Fallstudie zur Transformation der Elektrizitätswirtschaft in Ost-Deutschland, Edition Energie + Umwelt Bd. 1, Norderstedt (Libri)

Matthes, Felix Chr. / Ziesing, Hans-Joachim 2007: Die Entwicklung des deutschen Kraftwerks-parks und die aktuelle Debatte um die künftige Strombedarfsdeckung – Ein Diskussionsbeitrag, Berlin, April 2007

May, Franz 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

- Meyer, Bettina 2006:** Subventionen und Regelungen mit subventionsähnlichen Wirkungen im Energiebereich. Diskussionspapier / Dokumentation und Hintergrundmaterial zu Vorträgen. Kiel, Februar 2006, URL: <http://www.foes.de/publikationen/foes-diskussionspapiere/>
- MUNLV NRW** (Ministerium für Umwelt und Naturschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen) **et al. 2008:** Bewirtschaftungsziele bei durch Grubenwassereinleitungen beeinflussten Oberflächenwasserkörpern In Nordrhein-Westfalen - Hintergrunddokument zum Bewirtschaftungsplan nach Wasserrahmenrichtlinie, URL: <http://www.flussgebiete.nrw.de/Dokumente/NRW/Anhoerung/Hintergrunddokumente/Steinkohle.pdf>
- MWME** (Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand und Energie Nordrhein-Westfalen) **2005:** Bericht über die Tätigkeit der Bergbehörden des Landes Nordrhein-Westfalen im Jahr 2004, URL: http://www.bezreg-arnsberg.nrw.de/dieBezirksregierung/aufbau/abteilungen/abteilung6/Dez_63/63_5/Jahresbericht_der_Bergbehoerden_2004.pdf
- MWME 2006:** Jahresbericht 2005 der Bergbehörden des Landes Nordrhein-Westfalen, URL: http://www.bezreg-arnsberg.nrw.de/dieBezirksregierung/aufbau/abteilungen/abteilung6/Dez_63/63_5/Jahresbericht_der_Bergbehoerden_2005.pdf
- MWME 2007:** Jahresbericht 2006 der Bergbehörden des Landes Nordrhein-Westfalen, URL: http://www.nordrheinwestfalendirekt.de/broschuerenservice/download/2957/mwme_jahresbericht_2006_mit_anlagen.pdf
- MWME 2008:** Jahresbericht 2007 der Bergbehörden des Landes Nordrhein-Westfalen, URL: http://www.nordrheinwestfalendirekt.de/broschuerenservice/download/70156/mwme_jahresbericht_2007_mit_anlagen_endfassung.pdf
- MWME 2009:** Jahresbericht 2008 der Bergbehörden des Landes Nordrhein-Westfalen, URL: http://www.wirtschaft.nrw.de/100/150/155/jahresbericht_2008_der_bergbeh_rden_internetversion.pdf
- Nonn, Cristoph 2001:** Die Ruhrbergbaukrise: Entindustrialisierung und Politik 1958 – 1969, Kritische Studien zur Geschichtswissenschaft Bd. 149, Göttingen (Vandenhoeck&Ruprecht)
- Oosterhuis, Frans** (Vrije University, Institute for Environmental Studies) **2001:** Energy subsidies in the European Union. Final Report, Working Document of the European Parliament's DG for Research
- PIK** (Potsdam Institut für Klimafolgenforschung) / **WestLB 2009:** Deutsche Stromversorger – In der CO₂-Falle? Ein neues Spiel hat begonnen, BMU (Berlin), Oktober 2009 URL: <http://research.westlb.com/expert/Archive/LN279521.pdf>
- Prognos/EWI** (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln) **2007:** Energieszenarien für den Energiegipfel 2007, Basel/Köln 2007, URL: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/energieszzenarien-fuer-energiegipfel-2007.property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>
- RAG 2008:** RAG-Aufsichtsrat stimmt der Bergbauplanung bis 2012 zu - Stilllegungen der Bergwerke Ost und Saar, URL: <http://www.rag.de/index.php?siteID=63&newsID=35>
- Ragden, Peter et al. 2006:** Verfahren zur CO₂-Abscheidung und –Speicherung“, Studie des Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) / der Bundesanstalt für Geowissenschaften

ten und Rohstoffe (BGR) im Auftrag des Umweltbundesamtes (UBA-Texte „Climate Change“ 07/06), August 2006

Richtlinie 2000/60/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. Oktober 2000 zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Wasserpolitik, Brüssel 16.12.2001

RWI (Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung) / Schmidt, Christoph M. / **HWWI** (Hamburgisches Weltwirtschafts-Institut) / Straubhaar, Thomas **2006**: Kohlesubventionen: Milliardengrab oder Segen? RWI Essen und HWWI Hamburg, 26. Juli 2006

RWI / Manuel Frondel / Rainer Kambeck / Christoph M. Schmidt **2006**: Kohlesubventionen um jeden Preis? Eine Streitschrift zu den Argumentationslinien des Gesamtverbandes des deutschen Steinkohlenbergbaus, RWI Materialien, Heft 25, Essen

Schiffer, Hans-Wilhelm **1997**: Energiemarkt Bundesrepublik Deutschland (6. Ausgabe), Köln (TÜV Rheinland Verlag)

Schilling, Hans-Dieter **2004**: Wie haben sich die Wirkungsgrade der Kohlekraftwerke entwickelt und was ist künftig zu erwarten ? URL: <http://www.energie-fakten.de/pdf/wirkungsgrade.pdf>

Schraven, David / **Drepper**, Daniel / **Klingemann**, Michael **2009**: Milliardengrab Steinkohle: Die ganze Wahrheit, Weltonline 22.11.2009, URL: <http://www.welt.de/die-welt/wirtschaft/article/5290134/Milliardengrab-Steinkohle-Die-ganze-Wahrheit.html>

Schröder-Brzosniowsky, Iwas **1985**: Der Stand der wirtschaftlichen Integration Europas Anfang 1958, in: Gewerkschaftliche Monatshefte 1958 (1), S. 46-94

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

SRU (Sachverständigenrat für Umweltfragen) **2009b**: Weichenstellungen für eine nachhaltige Stromversorgung, Thesenpapier, Berlin, Mai 2009

Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.: Zahlen über den nationalen und internationalen Stein- und Braunkohlenbergbau, URL: <http://www.kohlenstatistik.de/home.htm>

Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. 2010: Entwicklung ausgewählter Energiepreise, URL: <http://www.kohlenstatistik.de/download.php>

Statistisches Bundesamt 2009: Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte (Inlandsabsatz) - Lange Reihen von Januar 1995 bis Dezember 2009, URL: <https://www-ec.destatis.de/csp/shop/sfg/bpm.html.cms.cBroker.cls?cmspath=struktur,vollanzeige.csp&ID=1025186>

Storchmann, Karl **2005**: The rise and fall of German hard coal subsidies, Energy Policy 33 (2005), S. 1469-1492.

Teßmer, Dirk **2008**: Rechtsgutachten: Novellierungsbedarf des deutschen Bergrechts im Auftrag der Bundestagsfraktion von Bündnis 90/Die Grünen. Kernthesen. Frankfurt am Main, Mai 2008, URL: http://www.lausitzer-braunkohle.de/Texte/Kernthesen_Bergrecht.pdf

Thiel, Fabian **2001**: Grundflächen und Rohstoffe im Spannungsfeld zwischen Privat- und Gemeineigentum – Eine interdisziplinäre Untersuchung, Dissertation an der Universität Hamburg, Februar

2001, URL: http://deposit.d-nb.de/cgi-bin/dokserv?idn=961283793&dok_var=d2&dok_ext=pdf&filename=961283793.pdf

UBA (Umweltbundesamt) 2003: Hintergrundpapier: Abbau der Steinkohlesubventionen – Ergebnisse von Modellrechnungen, Berlin, Juli 2003.

UBA (Umweltbundesamt) / Werner Machat / Kathrin Werner) 2007: Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix. Climate Change 01/07, URL: <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3195.pdf>

UBA (Umweltbundesamt) / Holger Berg, Andreas Burger, Karen Thiele 2008: Umweltschädliche Subventionen in Deutschland, URL: <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3659.pdf>

UBA (Umweltbundesamt) / Matthes, Felix Chr. et al. 2009: Politikszenerarien für den Klimaschutz V – auf dem Weg zum Strukturwandel – Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030, Climate Change Nr. 16/2009, Berlin, Oktober 2009

UBA (Umweltbundesamt) 2010: Presseinformation Nr. 13/2010: Treibhausgasemissionen im Jahr 2009 um 8,4 Prozent gesunken, URL: http://www.umweltbundesamt.de/uba-info-presse/2010/pdf/pd10-013_treibhausgasemissionen_grafiken.pdf

UNEP/ OECD/ IEA 2002: Reforming Energy Subsidies. An explanatory summary of the issues and challenges in removing or modifying subsidies on energy that undermine the pursuit of sustainable development

Verein der Kohlenimporteure 2009: Jahresbericht 2009, URL: <http://www.verein-kohlenimporteure.de/download/jahresbericht2009.pdf?navid=15>

Verordnung (EG) Nr. 1407/2002 des Rates vom 23. Juli 2002 über staatliche Beihilfen für den Steinkohlenbergbau, Amtsblatt der Europäischen Union L 205/1

Verordnung (EG) Nr. 663/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über ein Programm zur Konjunkturbelebung durch eine finanzielle Unterstützung der Gemeinschaft zugunsten von Vorhaben im Energiebereich, Amtsblatt der Europäischen Union L 200/31

Von Goerne, Gabriela 2009: CO₂-Abscheidung und –Lagerung (CCS) in Deutschland, Germanwatch Hintergrundpapier, Bonn 2009

WEG (Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V.) 2009: Jahresbericht 2008 – Zahlen und Fakten., URL: http://www.erdoel-erdgas.de/filemanager/download/381/WEG-Jahresbericht_2008.pdf

WI (Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH) / Lechtenböhrer, Stefan et al. 2004: Braunkohle – ein subventionsfreier Energieträger? Kurzstudie im Auftrag des Umweltbundesamtes. Wuppertal, Oktober 2004, URL: <http://www.umweltbundesamt.de/uba-info-medien/dateien/2798.htm>

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

WI et al. (Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH / Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt / Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung / Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung) 2007: RECCS – Strukturell-ökonomisch-ökologischer Vergleich regenerativer

Energietechnologien (RE) mit Carbon Capture and Storage (CCS), Wuppertal/Stuttgart/Potsdam, Februar 2007.