

Politikberatung
kompakt

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung

2014

Braunkohleausstieg – Gestaltungsoptionen im Rahmen der Energiewende

Pao-Yu Oei, Claudia Kemfert, Felix Reitz und Christian von Hirschhausen

IMPRESSUM

© DIW Berlin, 2014

DIW Berlin
Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
Mohrenstraße 58
10117 Berlin
Tel. +49 (30) 897 89-0
Fax +49 (30) 897 89-200
www.diw.de

ISBN-10 3-938762-75-6
ISBN-13 978-3-938762-75-2
ISSN 1614-6921
urn:nbn:de:0084-diwkompakt_2014-0840

Alle Rechte vorbehalten.
Abdruck oder vergleichbare
Verwendung von Arbeiten
des DIW Berlin ist auch in
Auszügen nur mit vorheriger
schriftlicher Genehmigung
gestattet.

DIW Berlin: Politikberatung kompakt 84

Pao-Yu Oei^{1,2}

Claudia Kemfert^{1,3}

Felix Reitz^{1,2}

Christian von Hirschhausen^{1,2}

Braunkohleausstieg - Gestaltungsoptionen im Rahmen der Energiewende

Berlin, Juli 2014

¹ DIW Berlin, Abteilung Energie, Verkehr und Umwelt (EVU), Mohrenstr. 58, 10117 Berlin

² TU Berlin, Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP), Str. des 17. Juni 135, 10623 Berlin

³ Hertie School of Governance, Friedrichstraße 180, 10117 Berlin

Das Wichtigste auf einem Blatt

Der Ausstieg aus der Kohleverstromung ist eine entscheidende Bedingung für den Erfolg der Energiewende in Deutschland. Insbesondere die dauerhafte Nutzung der Braunkohle, dem mit Abstand CO₂-intensivsten Energieträger, ist mit den Zielen des Energieprogramms der Bundesregierung („Energiewende“), insbesondere in Bezug auf Klimaschutz und den Ausbau der erneuerbaren Energien, nicht kompatibel. Die Entwicklung CO₂-armer Braunkohlekraftwerke durch CO₂-Abscheidung (carbon capture, transport, and storage, CCTS) ist bisher weltweit gescheitert und bietet keine Perspektive für eine nachhaltige Braunkohlewirtschaft. Ziel dieser Studie ist es, Gestaltungsoptionen für den Braunkohleausstieg zu identifizieren. Damit leistet die Studie auch einen Beitrag für das „Aktionsprogramm Klimaschutz 2020“, in dessen Rahmen im Herbst 2014 ein Maßnahmenkatalog veröffentlicht werden soll, sowie für den „Klimaschutzplan 2050“ der Bundesregierung, dessen Verabschiedung für 2017 geplant ist.

Braunkohle liefert aus gesamtwirtschaftlicher Sicht keinen positiven Beitrag zu einer nachhaltigen Wirtschaftsentwicklung. Zusätzlich zu den Auswirkungen der Treibhausgasemissionen verursacht die Verbrennung trotz in der Vergangenheit verschärfter Anforderungen für Stickoxid-, Schwefeloxid- und Staubemissionen weiterhin auch lokale Verschmutzungen. Über die genannten Schadstoffgruppen hinaus betrifft dies vor allem die zunehmend in den Fokus der Gesundheitsforschung geratenden Fein- und Feinststäube sowie Quecksilber. Weitere negative Externalitäten entstehen durch Grundwasserabsenkungen, Fließgewässerverschmutzungen, Lärmbelästigungen des Tagebaubetriebs und die teilweise erzwungenen Umsiedlungen, die mit dem Abbau von Braunkohle einhergehen. Die resultierenden externen Kosten werden auf ca. 80-100 €/MWh geschätzt, also ein Mehrfaches des Großhandelsstrompreises. Somit ist der Braunkohleausstieg nicht nur umweltpolitisch notwendig, sondern auch aus ökonomischer Perspektive effizient.

Aktuelle Studien sowohl des DIW Berlin als auch anderer Institute zeigen darüber hinaus, dass Braunkohle jenseits der 2030er Jahre keinen wesentlichen Beitrag zum Stromsystem der Energiewende beitragen wird. Auch nach dem Atomausstieg kann die Versorgungssicherheit insbesondere in Süddeutschland bei entsprechenden Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur aufrechterhalten werden. Die vor allem in Nordrhein-Westfalen, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Brandenburg gelegene Braunkohle trägt dabei zwar noch zur Stromversorgung bei, ist aber nicht mehr systemrelevant. Der Bau neuer Braunkohlekraftwerke sowie substanzielle Retrofits bestehender Anlagen sind angesichts hoher Kapitalkosten und absehbar geringer Strompreise unwirtschaftlich.

Sämtliche beteiligte Bundesländer haben sich in ihren Energie- bzw. Klimaschutzprogrammen zum Braunkohleausstieg bekannt, nutzen Kohle als sogenannte „Brückentechnologie“ und suchen derzeit Mittel und Wege zu dessen Ausgestaltung. In NRW hat die Landesregierung mit Garzweiler II erstmals einen genehmigten Tagebau verkleinert. Bei einer frühzeitigen Konzentration auf den Tagebau Hambach, auf dessen Gebiet keine weiteren Dörfer umgesiedelt werden müssten, könnte sogar eine vorzeitige Stilllegung des Tagebaus Garzweiler II möglich sein. Auch in den neuen Bundesländern ist für die verbleibende Laufzeit bestehender Braunkohlekraftwerke kein Aufschluss neuer Tagebaue notwendig, weder in

Mitteldeutschland (Profen/Lützen) noch der Lausitz (Welzow-Süd TF II, Nochten II); auch die Erweiterung bestehender Tagebaue (Vereinigtes Schleenhain) ist überflüssig.

Zur Umsetzung des gesamtwirtschaftlich effizienten Braunkohleausstiegs bedarf es begleitender Instrumente auf unterschiedlichen Ebenen; dabei liegt der Fokus auf nationalen Instrumenten sowie auf der regionalen Ebene der Braunkohlereviere. Der Europäische Emissionsrechtehandel ist ein Instrument des Klimaschutzes, kann jedoch aufgrund seiner Unwirksamkeit derzeit keine ausreichenden Marktsignale für einen Ausstieg aus der Kohleverstromung liefern. Angesichts der auf absehbare Zeit niedrigen Preise im europäischen Emissionshandelssystem ist ein marktgetriebener Übergang von Braunkohle zu weniger CO₂-intensiven Energieträgern, wie z.B. Erdgas, derzeit nicht absehbar; hierfür wären CO₂-Preise im Bereich von über 40-60 €/t notwendig.

Neben einer Strukturreform des europäischen Emissionshandelssystems (ETS) muss der Braunkohleausstieg daher auch auf Bundesebene durch einen entsprechenden Instrumentenmix eingeleitet werden. Die Einführung eines nationalen Mindestpreises für CO₂-Emissionen würde in den nächsten Jahren mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht zu einer Änderung der Merit Order führen, weil er unterhalb dieses kritischen Wechselpreises läge. Mindestwirkungsgrade sowie Flexibilitätsanforderungen müssten brennstoffspezifisch ausgelegt werden, da sonst auch Gas-und-Dampf-Kraftwerke (GuD) oder offene Gasturbinen von einzelnen Regeln mitbetroffen wären. Die Einführung eines Kohleausstiegsgesetzes, basierend auf kraftwerksspezifischen Reststrommengen, Restemissionsmengen oder einer Restlaufzeit, könnte einen genauen Fahrplan für das Auslaufen der Kohleverstromung in Deutschland festschreiben. Bei der Diskussion zu Kapazitätsinstrumenten sollten Klimaschutzziele explizit berücksichtigt werden; die derzeit diskutierten umfassenden Kapazitätsinstrumente, inkl. der dezentralen Leistungsverpflichtungen, erscheinen als teuer und aus Klimaschutzermägungen untauglich. Im Gegenzug für die Einführung von Kapazitätsinstrumenten könnte die Bundesregierung durch eine Vereinbarung mit den Kraftwerksbetreibern auch ein früheres Abschalten – oder Verschieben in die Kaltreserve – von Kohlekapazitäten aushandeln. Der Netzausbau sollte nicht so ausgestaltet sein, dass von einer dauerhaften Einspeisung von Braunkohlestrom ausgegangen wird. Dies trifft derzeit insbesondere auf die mit Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) geplanten Leitungen in den Korridoren A Süd (Osterath – Philippsburg) und D (Bad Lauchstädt – Meitingen) zu.

Durch die Einführung nationaler CO₂-Emissionsstandards für fossile Kraftwerke in Deutschland könnte ein entscheidender Beitrag zur Erreichung der deutschen Klimaschutzziele erreicht werden. Großbritannien, Kanada, Kalifornien sowie in jüngster Zeit sogar die gesamten Vereinigten Staaten haben sich für die Einführung solcher Grenzwerte für Kraftwerksemissionen entschieden. Für Neuanlagen und essentielle Retrofits bietet sich konkret ein spezifischer Grenzwert von 450 g/kWh_{el} an. Für Bestandskraftwerke ab einem Alter von 30 Jahren kann die Festsetzung von CO₂-Jahresfrachten unter Zugrundelegung eines spezifischen Grenzwertes von 450 g/kWh_{el} gewählt werden, der u.a. auch in Großbritannien angewendet wird. Mit den vorgenannten Maßnahmen könnten die CO₂-Emissionen der deutschen Kohleverstromung um etwa 24 % (65 Mio. t) bis 2020 bzw. 66 % (176 Mio. t) bis 2040 im Vergleich zu 2012 reduziert werden.

Executive Summary

The phase-out of coal electrification is a precondition for the success of the *Energiewende* (energy transformation) in Germany. In particular, the continuous use of lignite, by far the most CO₂-intensive energy source, is incompatible with the energy program of the German government: it contradicts the ambitious greenhouse gas reduction targets, and the long-term focus on renewable energy production (> 80% by 2050). The objective of this study is to discuss options for a structured phase-out of lignite; thus, the study also provides input for ongoing policy discussion by the federal government, the “Climate Action Program 2020” and the “Climate Plan 2050”.

From a public economic perspective, lignite does not contribute to sustainable development. In addition to greenhouse gases, burning lignite also produces large amounts of nitrogen oxides, sulphur oxides, mercury, and particulate matter. It contributes to irregularities in groundwater and water pollution (e.g. through iron oxides), causes the displacement of towns and villages, and the loss of home for thousands of people. The negative externalities are estimated at about € 80-100/MWh, which is about two to three times higher than the value of electricity produced.

Recent studies by DIW Berlin as well as other institutions indicate that lignite will not contribute significantly to the electricity system beyond the 2030s. Even with the phasing out of nuclear power in 2022, security of supply is assured in the German electricity sector, including South Germany, provided that the regulator (Bundesnetzagentur, BNetzA) and the transmission system operators (TSOs) maintain their cautious policy. Lignite in Eastern Germany is located in regions distant to demand, and is thus inferior to other options to secure supply. The construction of new lignite power plants or the substantial retrofit of existing plants is uneconomic, given high investment costs and modest electricity prices in the years to come.

A lignite phase-out is economically efficient, environmentally necessary, and feasible from the energy system perspective. Thus, it requires a structured approach at different levels of public policy. The conventional neoclassical approach of one (and only one) “first best” policy instrument, such as the European trading system (ETS), is not able to accommodate the multiple policy objectives of the *Energiewende*, such as internalization of external costs, technology-specific support, avoiding regulatory capture by lobbying and interest groups, etc. The German government supports a “polycentric” approach, with instruments being proposed at different levels. With respect to lignite, we suggest to act on the regional level of the lignite mining areas (Rhineland, Middle Germany, Lusatia) and to introduce national instruments.

All Federal Länder involved have committed themselves to phasing out lignite in their energy and climate policy statements, considering lignite only as a “bridge” fuel. The government of North Rhine Westfalia was the first to constrain the use of an existing pit (Garzweiler II); by concentrating on the other pit (Hambach) several villages in Garzweiler could be saved, Garzweiler II could end just before it reaches the federal highway A61. In Eastern Germany, too, there is no need to open up new lignite mines, as currently being discussed in Middle Germany (Profen/Lützen) and Lusatia (Welzow Süd TF II, Nochten II) nor for the extension of an existing mine (Vereinigtes Schleenhain). The verdict of the German Federal Supreme Court of December 17, 2013 excludes future infringements into the human rights of freedom

to select a profession and ownership (Articles 12 and 14, respectively, of the German Constitution) due to welfare considerations: while previously lignite mining was considered to justify these human rights violations, this is no longer the case in times of the Energiewende, as lignite is no longer a critical energy source. Neither can the lignite industry rely on arguments of job creation; by now, employment in renewables is a multiple of the remaining employment in lignite mining and electrification.

Given the low prices of greenhouse gas emission certificates in the ETS, a market driven switch from lignite to less carbon intensive fuels, e.g. natural gas, is not expected in the decade to come; this switch would require CO₂-prices of 40-60 €/t and above. In addition to a structural reform of the ETS, therefore, a lignite phase-out in Germany requires an appropriate mix of instruments on national level, the most important being discussed in this study; the introduction of a carbon floor price is unlikely to provoke a fuel switch, since this price would be below the critical switch price. Other instruments are the establishment of a minimum degree of efficiency or a package of flexibility requirements; these would need to be tailored fuel-specific, otherwise they would affect combined cycle plants and open gas turbines as well. A law on the phase-out of coal is another option: it could be implemented by allocation of remaining amounts of electricity on coal plants, the least efficient plants could be phased out earlier. The current discussion about capacity instruments is also a good occasion to address climate objectives: all proposals of comprehensive capacity instruments currently on the table are expensive and contradict climate objectives, in particular the “decentral trading of obligations”. In addition, the introduction of any capacity mechanism could be used to negotiate with the operators an earlier closure – or shifting into cold reserve – of coal plants. Last but not least, the German scenario framework 2015 and the network development plan need to obey to the objectives of the Energiewende as well; clearly the construction of high-voltage direct current (HVDC) transmission lines to connect lignite basins to Southern Germany should be avoided, such as the planned corridors A South (Osterrath-Philippsburg) and D (Lauchstädt-Meitingen).

The study also discusses one instrument more explicitly that may be particularly suited to accompany the phase-out of lignite, and which has been implemented elsewhere already: CO₂ emission performance standards (EPS). In fact, the UK, Canada, and California have implemented EPS. The USA are about to implement a nation-wide regulation. For new builds and essential retrofits a specific EPS of 450 g CO₂/kWh_{el} seems appropriate; this would prevent new coal power plants (without CCTS) from being built, but allow the construction of combined cycle or open gas turbines. Existing plants, which surpass the age of e.g. 30 years, should be required to respect an annual emission limit of approx. 3,000 t/MW_{el}. This level corresponds to approx. 3,000 full load hours for lignite plants and 4,000 full load hours for steam coal plants. An EPS thus introduced could lead to a reduction of around 24 % (65 mn.t) of CO₂ by 2020, and 66 % (176 mn.t) by 2040, respectively (base year: 2012).

Inhaltsübersicht

1	Einleitung	1
2	Energiewende und Braunkohleausstieg	4
3	Regionale Ebene: Ausstiegsszenarien in den Braunkohlerevieren	44
4	Nationale Ebene: Instrumente zur Strukturierung des Braunkohleausstiegs	82
5	Fallstudie: CO₂-Emissionsgrenzwerte als Ausstiegsinstrument.....	119
6	Fazit	137
7	Quellen	140
	Anhänge	155

Inhaltsverzeichnis

Das Wichtigste auf einem Blatt	I
Executive Summary	III
Zusammenfassung	XV
1 Einleitung	1
2 Energiewende und Braunkohleausstieg	4
2.1 Einleitung	4
2.2 Referenzpunkt der Energie- und Umweltpolitik: Energiewende in Deutschland	4
2.3 Unvereinbarkeit der Braunkohlverstromung mit den deutschen Klimazielen	5
2.3.1 Braunkohle im deutschen Stromsystem	5
2.3.2 Klimaschutzziele 2020 akut gefährdet	8
2.3.3 Klimaschutzziele für 2030 bis 2050 mit Braunkohlverstromung ebenfalls kaum erreichbar	9
2.4 Energiemix der Energiewende und Versorgungssicherheit ohne Braunkohle	14
2.4.1 Stand aktueller Studien	14
2.4.2 Versorgungssicherheit Deutschlands im Rahmen des Braunkohleausstiegs gesichert	16
2.5 Braunkohleausstieg gesamtwirtschaftlich effizient	18
2.5.1 Hohe externe Kosten	18
2.5.2 Europäische Wasserrahmenrichtlinie	21
2.5.3 Verschärfung der Rahmenbedingungen durch die IED-Richtlinie	21
2.5.4 Diskussion über stärkere Grenzwerte für Quecksilber	24
2.5.5 Strengere Grenzwerte für Stickoxide zu erwarten	27
2.5.6 Das Scheitern der CO ₂ -Abscheidungstechnologie	28
2.5.7 Kohleausstieg im Trend der westlichen Welt	36
2.6 Methodik: Ein polyzentrischer Ansatz auf mehreren Ebenen	38
2.6.1 Ein „erstbestes“ Instrument vs. einem polyzentrischen Ansatz	38
2.6.2 Entscheidungsebenen auf der föderalen Ebene: Bundesland – Bund – EU – Global	40
2.6.3 Instrumentenkategorisierung: Wettbewerb oder Planung	41
2.6.4 Aktionsplan 2020 der Bundesregierung verfolgt parallele Instrumente	42
2.7 Zwischenfazit	43
3 Regionale Ebene: Ausstiegsszenarien in den Braunkohlerevieren	44
3.1 Einleitung	44
3.2 Rheinisches Revier	46
3.2.1 Energie- und umweltpolitische Rahmenbedingungen	46

3.2.2	Szenarien für Braunkohleförderung und –nutzung.....	50
3.3	Mitteldeutsches Revier	54
3.3.1	Energie- und umweltpolitische Rahmenbedingungen	54
3.3.2	Szenarien für Braunkohleförderung und –nutzung.....	57
3.4	Lausitzer Revier	60
3.4.1	Energie- und umweltpolitische Rahmenbedingungen	60
3.4.2	Szenarien für Braunkohleförderung und –nutzung.....	66
3.5	Strukturpolitische Absicherung des Braunkohleausstiegs: Diversifizierung und Arbeitsplatzentwicklung am Beispiel erneuerbarer Energien	70
3.5.1	Arbeitsplätze im Bereich der erneuerbaren Energien.....	70
3.5.2	Strukturwandel und Diversifizierung: Vergleich der Arbeitplatzeffekte der Braunkohlewirtschaft und der erneuerbaren Energien.....	75
3.6	Zwischenfazit.....	80
4	Nationale Ebene: Instrumente zur Strukturierung des Braunkohleausstiegs	82
4.1	Einleitung	82
4.2	Reform des europäischen Emissionshandels.....	82
4.2.1	Instrument	82
4.2.2	Vorliegende Erfahrungen	83
4.2.3	Konkrete Ausgestaltung	85
4.3	CO ₂ -Mindestpreise für den ETS	86
4.3.1	Instrument	86
4.3.2	Vorliegende Erfahrungen	87
4.3.3	Konkrete Ausgestaltung	91
4.4	Mindestwirkungsgrade zur effizienten Rohstoffnutzung	91
4.4.1	Instrument	91
4.4.2	Vorliegende Erfahrungen	92
4.4.3	Konkrete Ausgestaltung	93
4.5	Flexibilitätsanforderungen an Kraftwerksbetreiber	97
4.5.1	Instrument	97
4.5.2	Vorliegende Erfahrungen	98
4.5.3	Konkrete Ausgestaltung	103
4.6	Kohleausstiegsgesetz	103
4.6.1	Instrument	103
4.6.2	Vorliegende Erfahrungen	103
4.6.3	Konkrete Ausgestaltung	104
4.7	Versorgungssicherheit und Kapazitätsinstrumente	106
4.7.1	Instrument	106
4.7.2	Vorliegende Erfahrungen	108
4.7.3	Konkrete Ausgestaltung	109

4.8	Gezielter Netzausbau zur Unterstützung der Klimaschutzziele	111
4.8.1	Instrument	111
4.8.2	Vorliegende Erfahrungen	113
4.8.3	Konkrete Ausgestaltung	115
4.9	Zwischenfazit.....	115
5	Fallstudie: CO₂-Emissionsgrenzwerte als Ausstiegsinstrument.....	119
5.1	Einleitung	119
5.2	Gestaltungsparameter für CO ₂ -Emissionsgrenzwerte.....	119
5.3	Internationale Erfahrungen	122
5.3.1	CO ₂ -Grenzwerte im Vereinigten Königreich (UK-Modell)	122
5.3.2	CO ₂ -Grenzwerte in Kalifornien	124
5.3.3	CO ₂ -Grenzwerte in den USA	125
5.3.4	CO ₂ -Grenzwerte in Kanada.....	126
5.4	Mögliche Ausgestaltung in Deutschland.....	128
5.4.1	Juristische Analyse	128
5.4.2	Überlegung bzgl. der Formulierung für einen passenden CO ₂ -Grenzwert	129
5.5	Ausgestaltungsvarianten und Quantifizierung	130
5.5.1	Szenarien	130
5.5.2	Interpretation	135
5.6	Zwischenfazit.....	136
6	Fazit	137
7	Quellen	140
Anhänge	155
Anhang 1:	Betriebswirtschaftliche Betrachtung der Braunkohlewirtschaft	155
	RWE in NRW	155
	MIBRAG im Mitteldeutschen Revier	158
	Vattenfall in der Lausitz	160
Anhang 2:	Das Scheitern der CO ₂ -Abscheidung (CCTS)	163
	CCTS von Energiewirtschaft und –politik aufgegeben.....	163
	Die Rolle von CCTS in Energie- und Klimamodellen.....	164
Anhang 3:	Die stoffliche Nutzung von Braunkohle in Deutschland ist gering.....	168
	Stoffliche Nutzung als Geschäftsfeld?	168
	Die Kohlehydrierung oder Kohleverflüssigung	169
	Die Kohlevergasung zur Herstellung von Methan	170
	Kohleentgasung findet keine Anwendung bei Braunkohlebetrieben	170
	Beschränkte Perspektiven der großindustriellen Nutzung.....	171

Verzeichnis der Tabellen

Tabelle 1: Die Ziele der Energiewende in Deutschland.....	5
Tabelle 2: Kraftwerkskapazitäten, Stromerzeugung und Volllaststunden in Deutschland 2012.....	6
Tabelle 3: Leistungsbilanz für Deutschland gesamt und regional untergliedert in 2023 in GW.....	17
Tabelle 4: Untersuchte Externalitäten der Kohle- bzw. Braunkohleverstromung.....	20
Tabelle 5: Durch die IED-RL zusammengeführte Richtlinien.....	22
Tabelle 6: Emissionsgrenzwerte für mit Steinkohle, Braunkohle und anderen festen Brennstoffen betriebene alte Feuerungsanlagen gemäß Art. 30 Abs. 2 (in mg/Nm ³).....	23
Tabelle 7: Emissionsgrenzwerte für mit Steinkohle, Braunkohle und anderen festen Brennstoffen betriebene neue Feuerungsanlagen gemäß Art. 30 Abs. 3 (in mg/Nm ³).....	24
Tabelle 8: Vorgeschlagene Benchmarks für Quecksilberemissionen aus Steinkohlekraftwerken im Entwurf des BVT-Merkblattes für Großfeuerungsanlagen.....	26
Tabelle 9: Vorgeschlagene Benchmarks für Quecksilberemissionen aus Braunkohlekraftwerken im Entwurf des BVT-Merkblattes für Großfeuerungsanlagen.....	26
Tabelle 10: Liste der abgesagten und verschobenen CCTS-Demonstrationsprojekte in Europa (Stand: 05/2014).....	31
Tabelle 11: Volllaststunden der Braunkohlekraftwerke.....	45
Tabelle 12: Abraumbewegung und Braunkohleförderung nach Tagebauen in 2013.....	46
Tabelle 13: Übersicht über die Braunkohlekraftwerke (>50 MW) im Rheinischen Revier.....	54
Tabelle 14: Übersicht über die Braunkohlekraftwerke (>50 MW) im Mitteldeutschen Revier.....	59
Tabelle 15: Geplante neue Tagebaue in der Lausitz.....	66
Tabelle 16: Übersicht über die Braunkohlekraftwerke (>50 MW) im Lausitzer Revier.....	69
Tabelle 17: Beschäftigungszahlen der EE in NRW aufgeteilt nach Sektoren.....	71
Tabelle 18: Beschäftigungszahlen der EE in Sachsen aufgeteilt nach Sektoren.....	72
Tabelle 19: Beschäftigungszahlen der EE in Sachsen-Anhalt aufgeteilt nach Sektoren.....	73
Tabelle 20: Beschäftigungszahlen der EE in Brandenburg aufgeteilt nach Sektoren.....	74
Tabelle 21: Beschäftigte der Braunkohlereviere in den letzten Jahrzehnten.....	76
Tabelle 22: Altersgliederung der Braunkohlewirtschaft in Deutschland (Stand: 2013).....	76
Tabelle 23: Geförderte Braunkohle [Mio. t/a] in den einzelnen Revieren seit 1950.....	77
Tabelle 24: Beschäftigungszahlen der GWS- Studie 2014 aufgeteilt nach Sektoren.....	78
Tabelle 25: Direkte und indirekte Beschäftigte in den Sektoren Braunkohle und Erneuerbare Energien in den betroffenen Bundesländern.....	80

Tabelle 26: Bestätigte Steuersätze der Climate Change Levy zur Realisierung des Carbon Price Floor und erwartete Steuereinnahmen.....	88
Tabelle 27: Übersicht von Effizienzwerten für verschiedene Gaskraftwerke in der Literatur.....	94
Tabelle 28: Dynamische Kennwerte thermischer Kraftwerke	100
Tabelle 29: Gegenwärtig in Deutschland diskutierte Kapazitätsmechanismen	108
Tabelle 30: Mögliche Klimaschutzinstrumente zur Einschränkung der Kohleverstromung.....	118
Tabelle 31: CO ₂ -Grenzwerte in verschiedenen Ländern.....	122
Tabelle 32: Auswirkungen von verschiedenen CO ₂ -Grenzwerten.....	134
Tabelle 33: Kraftwerkskapazitäten der Unternehmensbereiche von RWE 2013 [MW]	156
Tabelle 34: Stromerzeugung der Unternehmensbereiche von RWE 2013 [TWh].....	157
Tabelle 35: Rückstellungen von RWE für u.a. Bergbautätigkeiten (Änderungen 2013) [Mio. €].....	157
Tabelle 36: Rückstellungen der MIBRAG für u.a. Bergbautätigkeiten (Änderungen 2012) [Mio. €].....	159
Tabelle 37: Installierte Leistung Strom von Vattenfall in 2013 [MW]	161
Tabelle 38: Erzeugter Strom von Vattenfall in 2013 [TWh]	161
Tabelle 39: Rückstellungen von Vattenfall für u.a. Bergbautätigkeiten (Änderungen 2013) [Mio. €].....	162

Verzeichnis der Abbildungen

Abbildung 1: Entwicklung der Braunkohleförderung in Deutschland seit 2000.....	7
Abbildung 2: Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland seit 1990 sowie der für die Zukunft vorgesehene Entwicklungspfad	9
Abbildung 3: Die Braunkohleverstromung in Deutschland auf der Basis verschiedener Studien/Szenarien	10
Abbildung 4: CO ₂ -Emissionen der Braunkohleverstromung in Deutschland unter den Annahmen des Prognoseforums	11
Abbildung 5: CO ₂ -Emissionen der Braunkohleverstromung in Deutschland unter den Annahmen des IER.....	12
Abbildung 6: Kapazitätsannahmen für Braunkohlekraftwerke bei der Stromnetzplanung	13
Abbildung 7: Verbleibende konventionelle Kraftwerkskapazitäten in einem idealen Kraftwerkspark nach einer Studie der Enervis energy advisors.....	14
Abbildung 8: Modellergebnis für eine exemplarische Woche 2011 (oben) und 2032 (unten)	15
Abbildung 9: Externe Effekte von Braunkohle in den neuesten Studien im Vergleich zum Strompreis an der EEX	19
Abbildung 10: Zeitpunkte der Umsetzung der IED-RL	23
Abbildung 11: Abgesagte und verschobene CCTS-Projekte in Europa seit 2011	30
Abbildung 12: Europäisches CO ₂ -Speicherpotential in aktiven Ölfeldern	35
Abbildung 13: Veränderung jährlicher Investitionen bis 2030 im Vergleich zur Baseline für ein Stabilisierungsszenario (430-530 ppm CO ₂ -eq in 2100), in Mrd. US-\$.	37
Abbildung 14: Entwicklung des EU-weiten CO ₂ -Ausstoßes seit 1990 und angestrebte Reduktionsziele mit linearem Zielerreichungspfad.....	38
Abbildung 15: Exemplarischer polyzentristischer Instrumentenansatz zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen	42
Abbildung 16: CO ₂ Emissionen der Braunkohleverstromung in NRW unter verschiedenen Annahmen.....	49
Abbildung 17: Revierkarte Rheinland mit den Tagebauen (TB) und Kraftwerken (KW).....	51
Abbildung 18: Belieferung des Kraftwerks Frimmersdorf [Mio. t BK/Jahr]	53
Abbildung 19: Belieferung des Kraftwerks Neurath [Mio. t BK/Jahr]	53
Abbildung 20: Belieferung des Kraftwerks Niederaußem und anderer kleinerer Abnehmer [Mio. t BK/Jahr]	53
Abbildung 21: Belieferung des Kraftwerks Weisweiler [Mio. t BK/Jahr]	53
Abbildung 22: Fördermengen aller Tagebaue im Rheinischen Revier [Mio. t BK/Jahr]	53
Abbildung 23: Revierkarte Mitteldeutschland mit Tagebauen (TB) & Kraftwerken (KW).....	57
Abbildung 24: Belieferung des Kraftwerks Schkopau [Mio. t BK/Jahr].....	58
Abbildung 25: Belieferung des Kraftwerks Lippendorf [Mio. t BK/Jahr].....	59
Abbildung 26: Belieferung des Kraftwerks Buschhaus [Mio. t BK/Jahr]	59

Abbildung 27: Tagebaufördermengen im Mitteldeutschen Braunkohlerevier [Mio. t BK/Jahr]	59
Abbildung 28: Aufschlüsselung der CO ₂ -Emissionen von Vattenfall 2012.	62
Abbildung 29: Revierkarte Lausitz mit den Tagebauen (TB), Kraftwerken (KW) und den gestrichelten Vorrangsgebieten Welzow Süd TF II und Nochten II	67
Abbildung 30: Belieferung des Kraftwerks Jänschwalde [mio. t BK/Jahr]	68
Abbildung 31: Belieferung des Kraftwerks Boxberg [mio. t BK/Jahr]	68
Abbildung 32: Belieferung des Kraftwerks Schwarze Pumpe [mio. t BK/Jahr].....	68
Abbildung 33: Tagebaufördermengen im Lausitzer Revier [mio. t BK/Jahr]	69
Abbildung 34: Bruttobeschäftigte (direkt & indirekt) in den Sektoren Braunkohle und erneuerbare Energien	78
Abbildung 35: Entwicklung des CO ₂ -Zertifikatepreises von 2005-2014	83
Abbildung 36: Erwarteter Überschuss an CO ₂ -Zertifikaten im europäischen Emissionshandel	84
Abbildung 37: Kurzfristige Erzeugungskosten von Steinkohle- bzw. GuD-Kraftwerken.....	90
Abbildung 38: Kurzfristige Erzeugungskosten von Braunkohle- bzw. GuD-Kraftwerken	90
Abbildung 39: Benötigter CO ₂ -Preis für Wechsel von Kohle zu Gas	90
Abbildung 40: Kumulierte Abgänge von Braunkohlekraftwerken bei Einführung unterschiedlicher Mindestwirkungsgrad-Niveaus	95
Abbildung 41: Zusammenhang zwischen Alter und Wirkungsgrad der deutschen Braunkohlekraftwerke (ab 100 MW Leistung)	96
Abbildung 42: Verschiedene mögliche Ausgestaltungsformen für nationale CO ₂ -Grenzwerte	120
Abbildung 43: Inkrafttreten des kanadischen CO ₂ -Grenzwertes für Bestandsanlagen.....	127
Abbildung 44: CO ₂ -Emissionen deutscher Kohlekraftwerke bei Einführung eines Jahresmengen CO ₂ -Grenzwertes ab einer Betriebsdauer von 30 Jahren (Szen. A).....	131
Abbildung 45: CO ₂ -Emissionen deutscher Kohlekraftwerke bei Einführung eines sofortigen Jahresmengen CO ₂ -Grenzwertes (Szen. B)	132
Abbildung 46: CO ₂ -Emissionen deutscher Kohlekraftwerke bei Einführung eines sofortigen Jahresmengen CO ₂ -Grenzwertes ohne Retrofitoption (Szen. C).....	132
Abbildung 47: CO ₂ -Emissionen deutscher Kohlekraftwerke bei Einführung eines spezifischen CO ₂ -Grenzwertes ab einer Betriebsdauer von 30 Jahren (Szen. D)	133
Abbildung 48: CO ₂ -Emissionen deutscher Kohlekraftwerke bei Einführung eines Jahresmengen CO ₂ -Grenzwertes ab einer Betriebsdauer von 30 Jahren ohne Retrofitoption (Szen. E)	134
Abbildung 49: Installierte CCTS-Kapazitäten vorgesehen im EU-Referenzszenario von 2020-2050.....	166
Abbildung 50: Exponentieller Anstieg der weltweiten CCTS-Stromerzeugung im Szenario „Symphony“ des World Energy Council (WEC)	168

Abkürzungsverzeichnis

BbergG	Bundesberggesetz
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BImSchV	Bundesimmissionsschutzverordnung
BK	Braunkohle
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMUB	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
BNetzA	Bundesnetzagentur
CCS	Carbon Capture and Storage
CCTS	Carbon Capture, Transport, and Storage
CCU	Carbon Capture and Usage
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH
DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
DSM	Demand Side Management
EC	Europäische Kommission
EE	erneuerbare Energien
EEX	European Energy Exchange
EP	Europäisches Parlament
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
EOR	Enhanced Oil Recovery
ETS	Emission Trading System
GuD	Gas und Dampf
h	Stunde
Hg	Quecksilber
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
IEA	International Energy Agency
IG-BCE	Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
JTSD	JTSD-Braunkohlebergbau GmbH
KVB	Kohleverbindungsbahn
kW	Kilowatt
KW	Kraftwerk
kWh	Kilowattstunde
MIBRAG	Mitteldeutschen Braunkohlengesellschaft mbH
Mio	Millionen
MW	Megawatt

MWh	Megawattstunde
NEP	Netzentwicklungsplan
NO _x	Stickstoffoxide
NPV	Kapitalwert (Net Present Value)
NRW	Nordrhein-Westfalen
PV	Photovoltaik
SO ₂	Schwefeldioxid
SUP	Strategische Umweltprüfung
Szen	Szenario
t	Tonne
TB	Tagebau
TF	Teilfeld
THG	Treibhausgas
TWh	Terrawattstunde
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VLS	Volllaststunden

Zusammenfassung

1. Fragestellung: Schritte zu einem geordneten Braunkohleausstieg

Der Ausstieg aus der Braunkohleverstromung ist eine entscheidende Bedingung für den Erfolg der Energiewende in Deutschland. Die dauerhafte Nutzung der Braunkohle, dem mit Abstand CO₂-intensivsten Energieträger, ist mit den Zielen des Energieprogramms der Bundesregierung („Energiewende“), insbesondere in Bezug auf Klimaschutz und den Ausbau der erneuerbaren Energien, nicht kompatibel. Fünf Jahre nach den Diskussionen um ein neues Energiekonzept bis 2050 und drei Jahre nach dem Beschluss zum Atomausstieg steht die deutsche Energie- und Klimaschutzpolitik somit vor einer weiteren wegweisenden Strukturentscheidung, dem Braunkohleausstieg.

Der Handlungsdruck ist groß: Zwar steigt der Anteil erneuerbarer Energien derzeit noch im Rahmen der festgelegten Ziele, die Klimaschutzziele der Bundesregierung geraten jedoch zunehmend außer Reichweite. Dies betrifft sowohl das Ziel, bis 2020 die Treibhausgasemissionen im Vergleich zu 1990 um 40 % zu reduzieren, als auch die längerfristigen Ziele (angestrebtes Minus: 80-95 % bis 2050; Basisjahr: 1990). Die Bilanz der deutschen Treibhausgasemissionen seit dem Jahr 1990 zeigt, dass die CO₂-Reduzierungen der vergangenen Jahre nicht auf das Konto der Kohleverstromung gehen, obwohl der Kohlenstoffdioxidausstoß in diesem Bereich stark reduziert werden müsste, um die Klimaziele zu erreichen (Abbildung Z1). Die Kohleverstromung stieg 2013 auf 283 Terawattstunden (TWh). 2012 lag dieser Wert bei 277 TWh. Dies entsprach Emissionen von 265 Millionen Tonnen CO₂, was 84 Prozent der deutschen CO₂-Emissionen der Stromerzeugung entspricht. Der Kohleanteil der Stromerzeugung lag jedoch nur bei 48 Prozent. Kohlekraftwerke verursachen somit etwa ein Drittel des gesamten Treibhausgasausstoßes in Deutschland. Zeitgleich erhöhten sich auch die deutschen Netto-Stromexporte auf ein Allzeithoch von 34 TWh im Jahr 2013 (2012: 23 TWh). Wird das weiterhin hohe Niveau der Kohleverstromung zukünftig nicht gesenkt, sind nicht nur die deutschen Klimaschutzziele für die Jahre 2020 und 2050 gefährdet, sondern auch die nachhaltige Energiewende insgesamt.

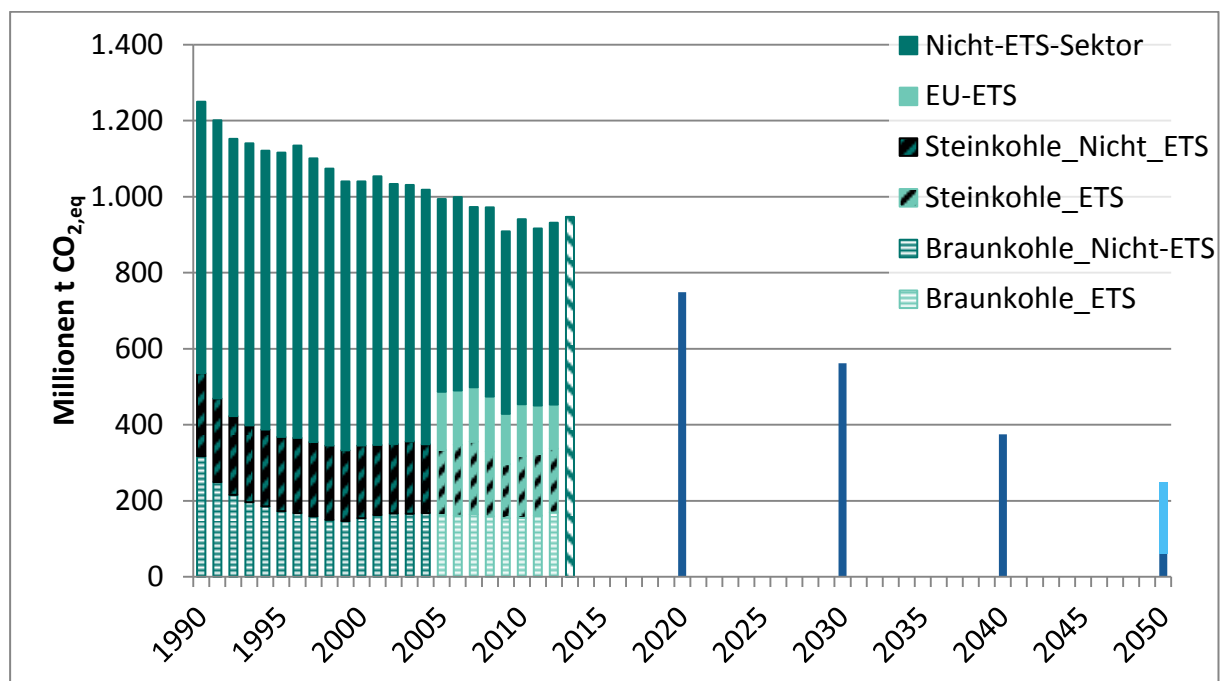


Abbildung Z1: Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland seit 1990 sowie der für die Zukunft vorgesehene Entwicklungspfad

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf AGEB (2014) und (UBA 2013b).

2. Braunkohleausstieg: Umweltpolitisch unabdingbar – energiewirtschaftlich machbar – gesamtwirtschaftlich effizient

Der Braunkohleausstieg ist klimapolitisch notwendig, energiewirtschaftlich machbar und gesamtwirtschaftlich effizient. Kapitel 2 der Studie erläutert die Gründe für einen Braunkohleausstieg aus diesen drei Perspektiven: Umwelt-/Klimapolitik, energiewirtschaftliche Notwendigkeit sowie gesamtwirtschaftliche Einordnung.

Braunkohleausstieg gesamtwirtschaftlich effizient

Braunkohle ist aus gesamtwirtschaftlicher Sicht ein „Wertevernichter“, welcher keinen positiven Beitrag zu einer nachhaltigen Wirtschaftsentwicklung liefert. Zusätzlich zu den Auswirkungen der Treibhausgasemissionen verursacht die Verbrennung trotz in der Vergangenheit verschärfter Anforderungen für Stickoxid-, Schwefeloxid- und Staubemissionen weiterhin auch lokale Verschmutzungen; über die genannten Schadstoffgruppen hinaus betrifft dies vor allem die zunehmend in den Fokus der Gesundheitsforschung geratenden Fein- und Feinststäube sowie Quecksilber. Weitere negative Externalitäten entstehen durch Grund-

wasserabsenkungen, Fließgewässerverschmutzungen, Lärmbelastigungen des Tagebaubetriebs und die teilweise erzwungenen Umsiedlungen, die mit dem Abbau von Braunkohle einhergehen. Die resultierenden externen Kosten werden auf ca. 80-100 €/MWh geschätzt, also ein Mehrfaches des Großhandelsstrompreises (Abbildung Z2). Somit ist der Braunkohleausstieg nicht nur umweltpolitisch angezeigt, sondern auch aus ökonomischer Perspektive effizient.

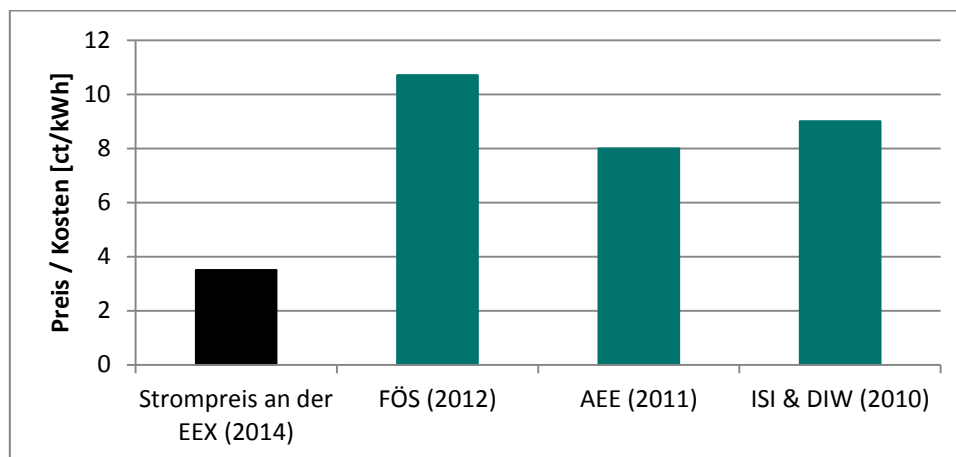


Abbildung Z2: Externe Effekte von Braunkohle in den neuesten Studien im Vergleich zum Strompreis an der EEX

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Küchler und Meyer 2012), (Mühlenhoff 2011) und (Breitschopf und Diekmann 2010).

Die bis vor einigen Jahren gehegte Hoffnung, dass das Zeitalter der Kohlekraft durch CO₂-Abscheidung, -Transport sowie dauerhafter Endlagerung (engl. carbon capture, transport, and storage, CCTS) auf klimafreundlichem Weg verlängert werden könne, hat sich als falsch herausgestellt. Bis zum heutigen Tag ist weltweit keine einzige dieser Anlagen in industriellem Maßstab Betrieb; maßgebliche Inbetriebnahmen sind auch in der Zukunft nicht zu erwarten. In Deutschland ist die CO₂-Abscheidetechnologie bereits im Jahr 2011 von der Energiewirtschaft ad acta gelegt worden. Europäische Initiativen auf diesem Feld sind ebenfalls gescheitert: Bis auf ein seit vielen Jahren ausgeschriebenes Pilotprojekt in Großbritannien wird europaweit kein einziges CCTS Projekt mehr verfolgt (Abbildung Z3). Auch weltweit sind keine ernsthaften Bemühungen abzusehen, CCTS zu einem tragenden Element einer Klimaschutzstrategie zu entwickeln. Die Verwendung von abgetrenntem CO₂ (engl. carbon capture and use, CCU; bspw. zu Ankurbelung der Ölförderung) hat in Deutschland nur ein sehr gerin-

ges Potenzial. Auch die stoffliche Nutzung von Braunkohle ist in Deutschland stark eingeschränkt, sodass keine Perspektive für eine alternative Braunkohlenutzung besteht. Die dauerhafte Nutzung der Braunkohle, dem mit Abstand CO₂-intensivsten Energieträger, ist mit den Zielen der Energiewende, insbesondere in Bezug auf Klimaschutz und erneuerbare Energieträger, daher nicht kompatibel. Eine erfolgreiche Energiewende bedingt daher den geordneten Ausstieg aus der Braunkohle.

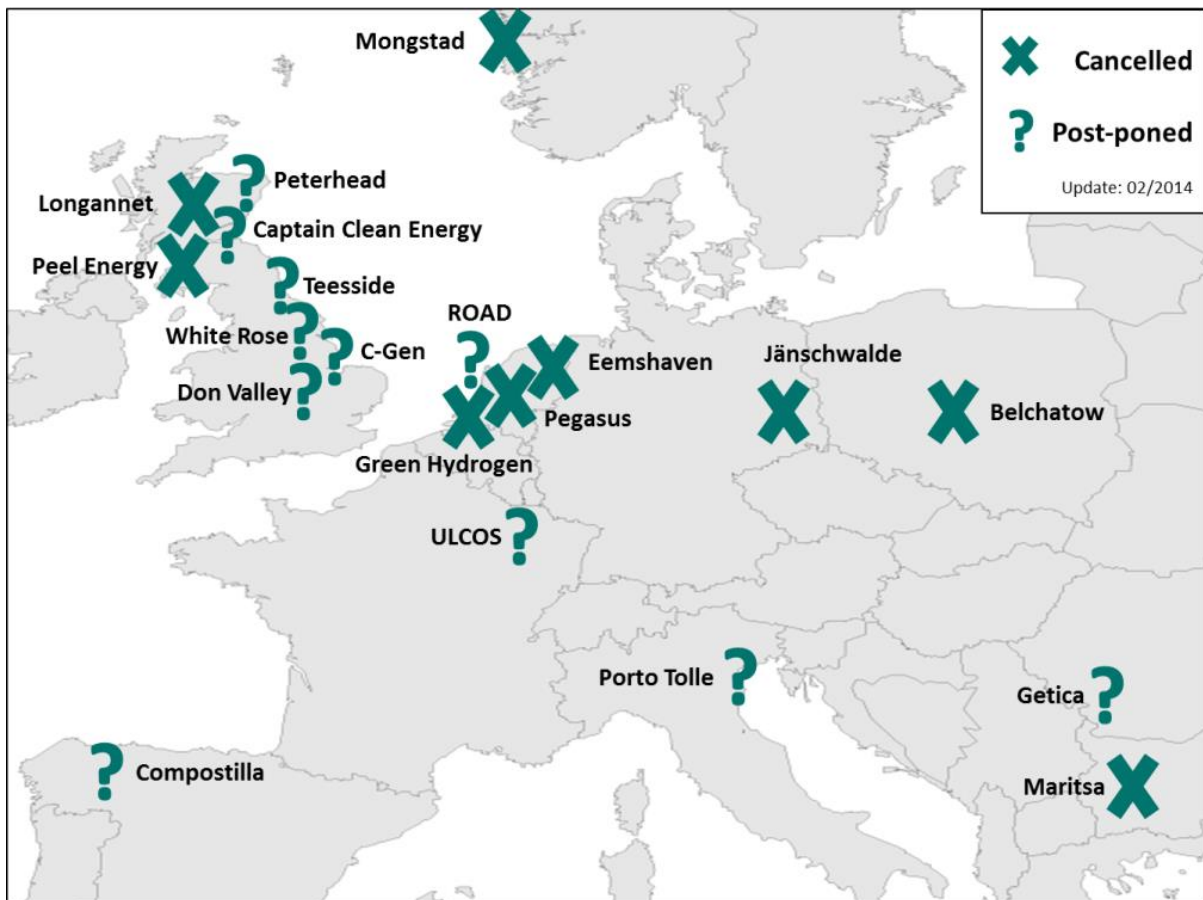


Abbildung Z3: Abgesagte und verschobene CCTS-Projekte in Europa seit 2011

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (GCI 2011b), GCI, 2013 und (MIT 2013).

Braunkohle energiewirtschaftlich nicht mehr systemrelevant

Aktuelle Studien sowohl des DIW Berlin als auch anderer Institute zeigen darüber hinaus, dass Braunkohle jenseits der 2030er Jahre keinen wesentlichen Beitrag zum Stromsystem der Energiewende beitragen wird. Die Abbildung Z4 zeigt eine exemplarische Woche mit einer hohen Einspeisung von erneuerbaren Energien für das Jahr 2011 und 2032. Es ist deut-

lich zu erkennen, dass Braunkohlekraftwerke – trotz des Atomausstieges – zukünftig keine konstante Grundlast mehr fahren können, sondern immer öfter durch stärkere Einspeisung erneuerbarer Energien abgeregelt werden müssen (Gerbaulet u. a. 2012b). Auch in der Aktualisierung der „Leitstudie“ für das BMUB läuft die Braunkohle um das Jahr 2040 „in aller Ruhe“ aus (Nitsch 2013). (Hilmes und Herrmann 2014) finden ebenfalls, dass der Energieträger Braunkohle jenseits der 2030er Jahre in einem Energiewende-kompatiblen Kraftwerksmix keine Rolle mehr spielt.

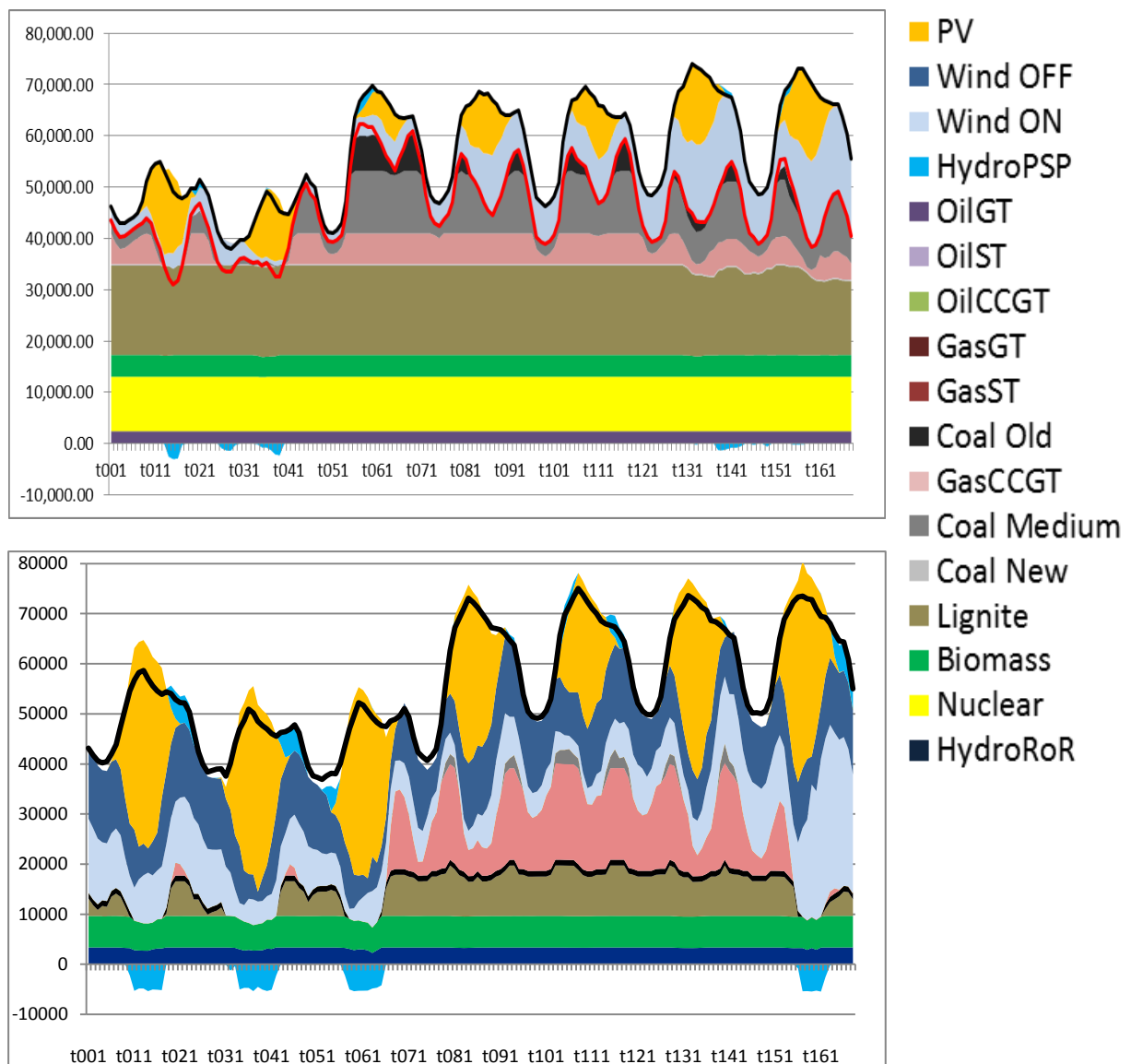


Abbildung Z4: Modellerggebnis für eine exemplarische Woche 2011 (oben) und 2032 (unten)

Quelle: (Gerbaulet u. a. 2012b)

Auch nach dem Atomausstieg kann die Versorgungssicherheit Deutschlands, insb. Süddeutschlands, bei entsprechenden Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur aufrechterhalten werden. Die vor allem in Nordrhein-Westfalen, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Brandenburg gelegene Braunkohle trägt dabei zwar noch zur Stromversorgung bei, ist aber nicht mehr systemrelevant (Kunz, et al., 2013). Der Bau neuer Braunkohlekraftwerke sowie substanzielle Retrofits bestehender Anlagen sind angesichts hoher Kapitalkosten und absehbar geringer Strompreise unwirtschaftlich (Gerbaulet u. a. 2012b).

Das langfristige Ziel eines dekarbonisierten und fast vollständig auf erneuerbaren Energieträgern aufbauenden Strom- und Energiesystems ist mit Braunkohlekraftwerken nicht zu erreichen. Dies geht aus einschlägigen Studien im Auftrag der Braunkohlewirtschaft hervor: So prognostiziert eine Studie des (IER 2012) noch 7.700 Volllaststunden für Braunkohlekraftwerke im Jahr 2030. Dies entspricht ca. 160 Mio. t CO₂-Ausstoß. Analog hierzu kommt eine Studie des (Prognoseforum 2013a) zu dem Ergebnis, dass selbst in den 2020er Jahren noch Braunkohlekraftwerke gebaut werden. Rechnet man den CO₂-Ausstoß der Studie auf das Jahr 2050 deutschlandweit hoch, so resultieren hieraus jährliche Emissionen im Jahr 2050 in Höhe von knapp 100 Mio. t CO₂, oder 9 % der Emissionen im Vergleich zu 1990. Angesichts schwerer vermeidbarer Emissionen, insbesondere in den Sektoren Industrie, Landwirtschaft und Haushalten, ist die von der Bundesregierung angestrebte Reduktion der Treibhausgase von 80-95 % (also auf jährlich ca. 50-250 Mio. t CO₂) bis 2050 somit nicht mit diesen Annahmen kompatibel.

Umso überraschender ist daher die jüngste Fokussierung der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) im jüngst vorgelegten Szenariorahmen 2025, welche sich diametral den Zielen der Energiewende entgegensetzt. So sieht der Entwurf des Szenariorahmens 2025 den Neubau von zwei neuen Braunkohlekraftwerken an den Standorten Niederaußem (Rheinland) bzw. Profen (Sachsen-Anhalt) vor. Des Weiteren führt die Umdeutung der Zukunft der Braunkohle im Entwurf des Szenariorahmens zu einer Steigerung der Braunkohlekapazitäten für das Jahr 2025 um 4.300 MW (Szenario B) im Vergleich zum derzeit aktuellen Referenzobjekt, dem Netzentwicklungsplan 2014; der Wert für 2035 liegt immer noch um 2.000 MW höher (s.

Abbildung Z5). Damit wird insgeheim eine Trendwende propagiert, die zu einem Szenario mit anhaltend hoher Braunkohlenutzung führen würde.

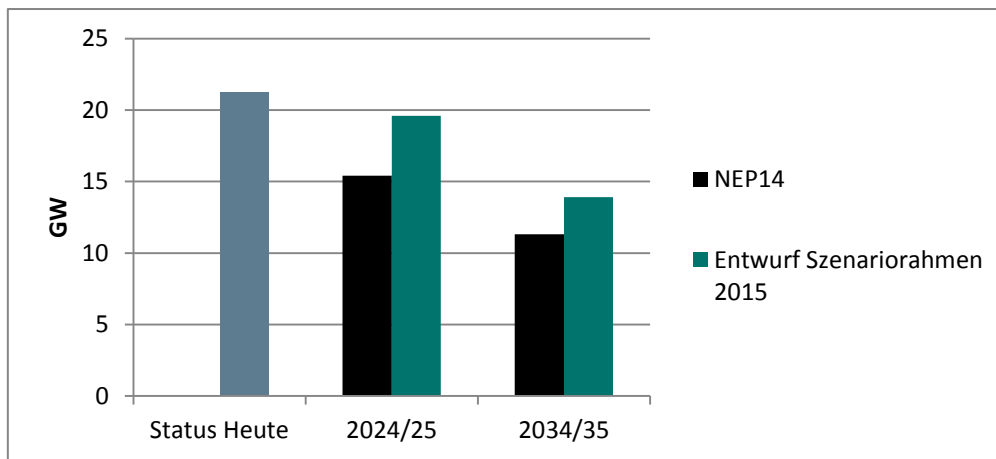


Abbildung Z5: Kapazitätsannahmen für Braunkohlekraftwerke bei der Stromnetzplanung

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (50 Hertz Transmission GmbH u. a. 2014) und (50Hertz u. a. 2014)

Methodik: Ein polyzentrischer Ansatz auf mehreren Ebenen

Zur Umsetzung des gesamtwirtschaftlich effizienten Braunkohlenausstiegs bedarf es begleitender Instrumente auf unterschiedlichen Ebenen. (Oei u. a. 2014b) Der neoklassische Theorieansatz, der sich allein auf ein sogenanntes „erstbestes“ Instrument (in Form des europäischen Emissionshandels) stützt, ist bei der Umsetzung der Energiewende nicht geeignet, da er unterschiedlich gelagerte Ziele (Internalisierung, Technologiespezifika, Reduktion des Lobbyismusrisikos, Unsicherheit etc.) nicht berücksichtigen kann. Bis heute ist das Instrument Emissionshandel ineffektiv gewesen. In der Studie werden daher unterschiedliche Instrumente auf unterschiedlichen Ebenen diskutiert, die zu einem geordneten Braunkohlenausstieg beitragen können. Dabei liegt der Fokus auf nationalen Instrumenten sowie auf der regionalen Ebene der Braunkohlereviere.

3. Regionale Ebene: Ausstiegsszenarien in den Braunkohlereviere

In Kapitel 3 werden Ausstiegsszenarien in den drei großen Braunkohlereviere (Rheinland, Mitteldeutschland, Lausitz) bzw. den betroffenen Bundesländern skizziert. Der Braunkohlenausstieg findet dort statt, wo heute noch Braunkohle abgebaut, verarbeitet und verstromt

wird: Dies ist insbesondere in den drei großen Braunkohlerevieren im Rheinland, in Mitteldeutschland sowie der Lausitz der Fall. Parallel zu bundesweiten energie- und umweltpolitischen Instrumenten mit direkter Auswirkung auf die Braunkohle spielt daher die regionale Ebene eine entscheidende Rolle bei der Umsetzung des Braunkohleausstiegs. Dieser wird von allen Braunkohle-Bundesländern (NRW, Brandenburg, Sachsen-Anhalt, Sachsen) unterstützt, die sich auf einen schrittweisen Ausstieg aus der „Brückentechnologie“ Braunkohle ausgesprochen haben. In keinem Bundesland wird Braunkohle mehr als langfristig notwendiger Energieträger bezeichnet. Es ist zudem möglich, dass die umstrittene Erschließung neuer Braunkohletagebaue an der Enteignungsfrage scheitern wird: In einem juristischen Gutachten kommt (Ziehm 2014) zu dem Urteil, dass sowohl die Zulassung bergrechtlicher Rahmenbetriebspläne als auch nachfolgende Enteignungen für neue Braunkohletagebaue verfassungswidrig sind, da die dafür nötigen Enteignungen nicht durch ein Gemeinwohlinteresse begründet werden können.

NRW: Ausstiegskonzept in Diskussion

Im Rheinland, dem größten der drei Reviere, hat die Landesregierung von NRW im März 2014 mitgeteilt, dass mit Garzweiler II erstmals ein Tagebau verkleinert werden soll. Dadurch müssen rund 1.400 Anwohner in der Ortslage Holzweiler nicht umgesiedelt werden. Zudem kündigte die Landesregierung an, bis 2015 eine neue Leitentscheidung zur Braunkohle vorlegen zu wollen. Bei einer frühzeitigen Konzentration auf den Tagebau Hambach könnte sogar eine vorzeitige Stilllegung des Tagebau Garzweiler II noch vor Erreichen der A61 möglich sein. Dies würde die Abbaggerung mehrerer Dörfer (Keyenberg, Lützerath, Immerath, Berverath, Westrich und Kuckum) mit über 3.000 Einwohnern sowie die Verlegung der Autobahn verhindern (Abbildung Z6). Zu diesem Zweck müsste die jährliche Fördermenge in Hambach erhöht werden, um einem Engpass bei der Versorgung des Kraftwerks Neurath vorzubeugen. Diese müsste von derzeit ca. 40 Mio. t auf die von der RWE als maximal ausgewiesene Fördermenge von 50 Mio. t erhöht werden. Abbildung Z7 zeigt den zu erwartenden Braunkohleabbau im Rheinland bis zum Jahr 2040.

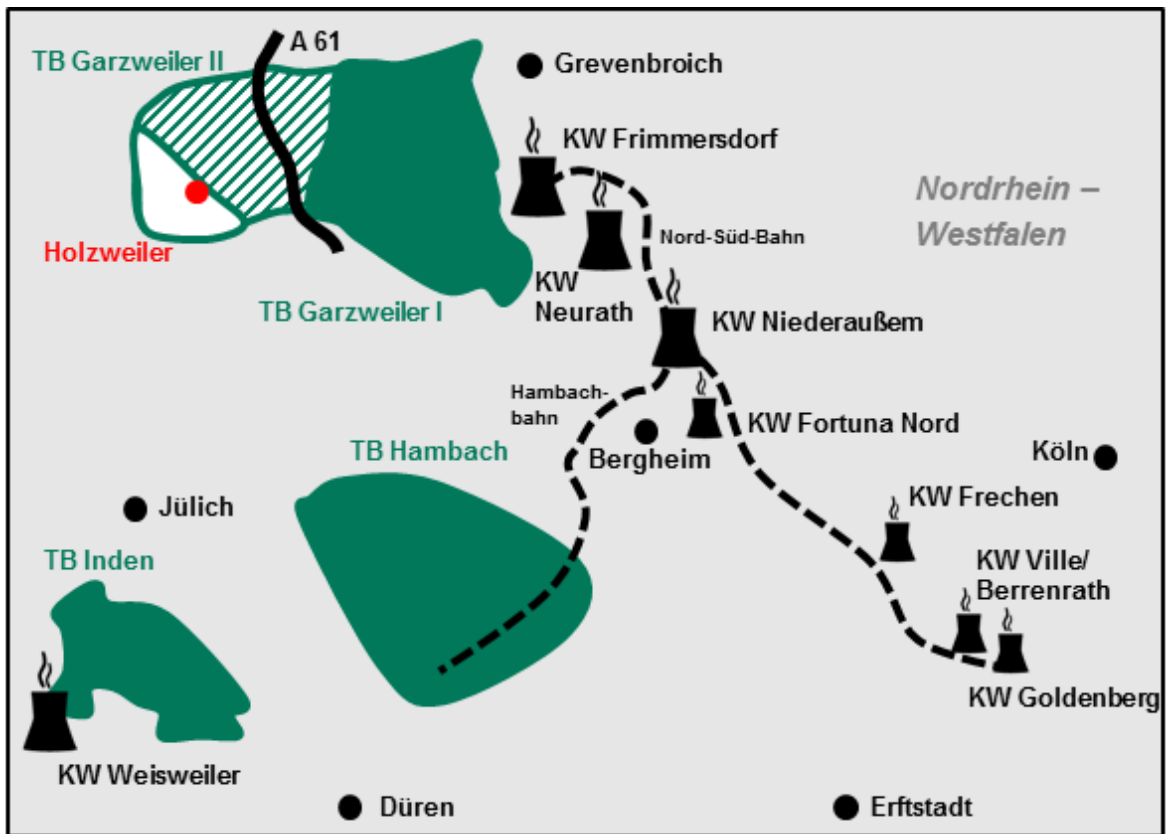


Abbildung Z6: Revierkarte Rheinland mit den Tagebauen (TB) und Kraftwerken (KW)

Quelle: Eigene Darstellung.

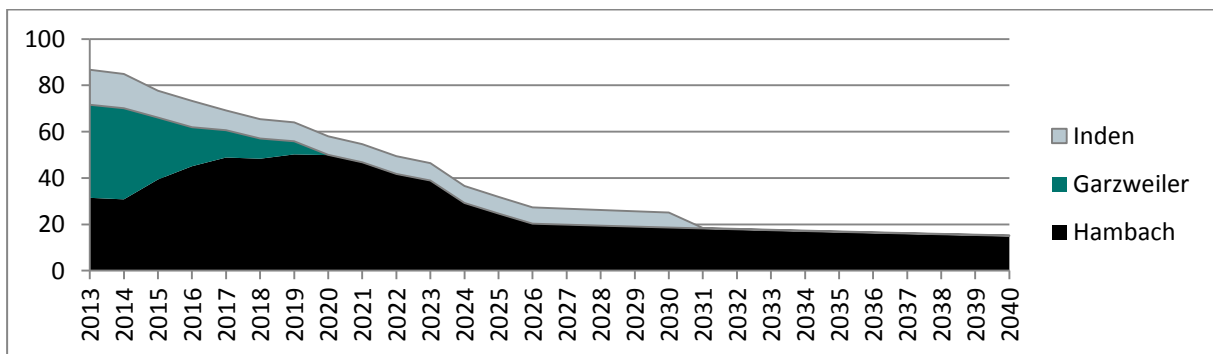


Abbildung Z7: Fördermengen aller Tagebaue im Rheinischen Revier [Mio. t BK/Jahr]

Quelle: Eigene Berechnungen.

Mitteldeutschland

Auch in den Klimaschutz- bzw. Energieprogrammen der Bundesländer Sachsen-Anhalt bzw. Sachsen, wird die Braunkohle lediglich als eine „Brückentechnologie“ bezeichnet, auf deren Ende man sich notwendigerweise einstellen muss. Im mitteldeutschen Revier (s. Abbildung Z8) sind in den genehmigten Tagebauen ausreichend Braunkohlevorräte vorhanden, um die Kraftwerke Schkopau sowie Lippendorf bis zu deren zu erwartenden Auslaufen zu versorgen; dabei sind auch die Belieferungen der Kraftwerke Buschhaus (Niedersachsen) sowie Opatowice (Tschechische Republik) berücksichtigt; zumindest Letzteres widerspricht jedoch aufgrund der großen Entfernung (ca. 300 km) eklatant ökonomischer Rationalität und darf nicht als Begründung für einen weiteren Tagebau Lützen in Mitteldeutschland herhalten. Der Bau eines neuen Braunkohlekraftwerks am Standort Profen ist betriebswirtschaftlich unrentabel und wird von keinem Investor ernsthaft erwogen. Die Vergrößerung des Tagebaus Vereinigtes Schleenhain zur Gewinnung von 20 Mio. t zusätzlicher Kohle auf Kosten der Ortschaft Pödelwitz ist unter Maßgabe der dort verbleibenden Anwohner nicht sinnvoll.

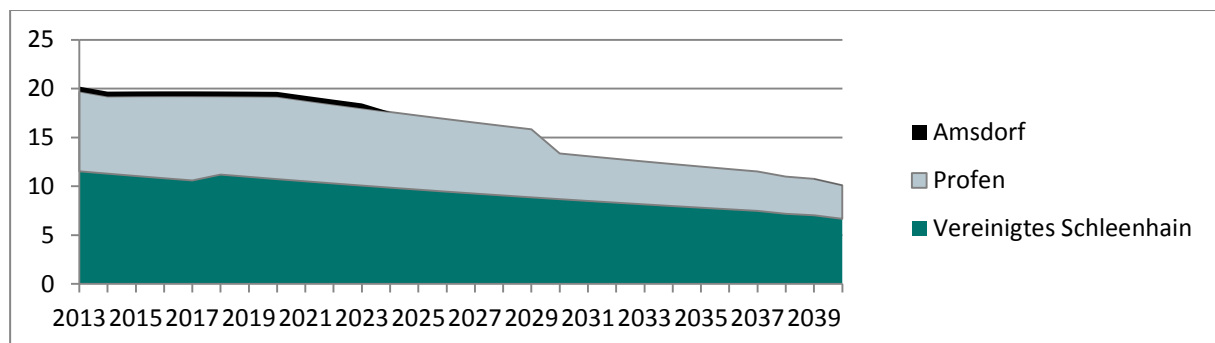


Abbildung Z8: Tagebaufördermengen im Mitteldeutschen Braunkohlerevier [Mio. t BK/Jahr]

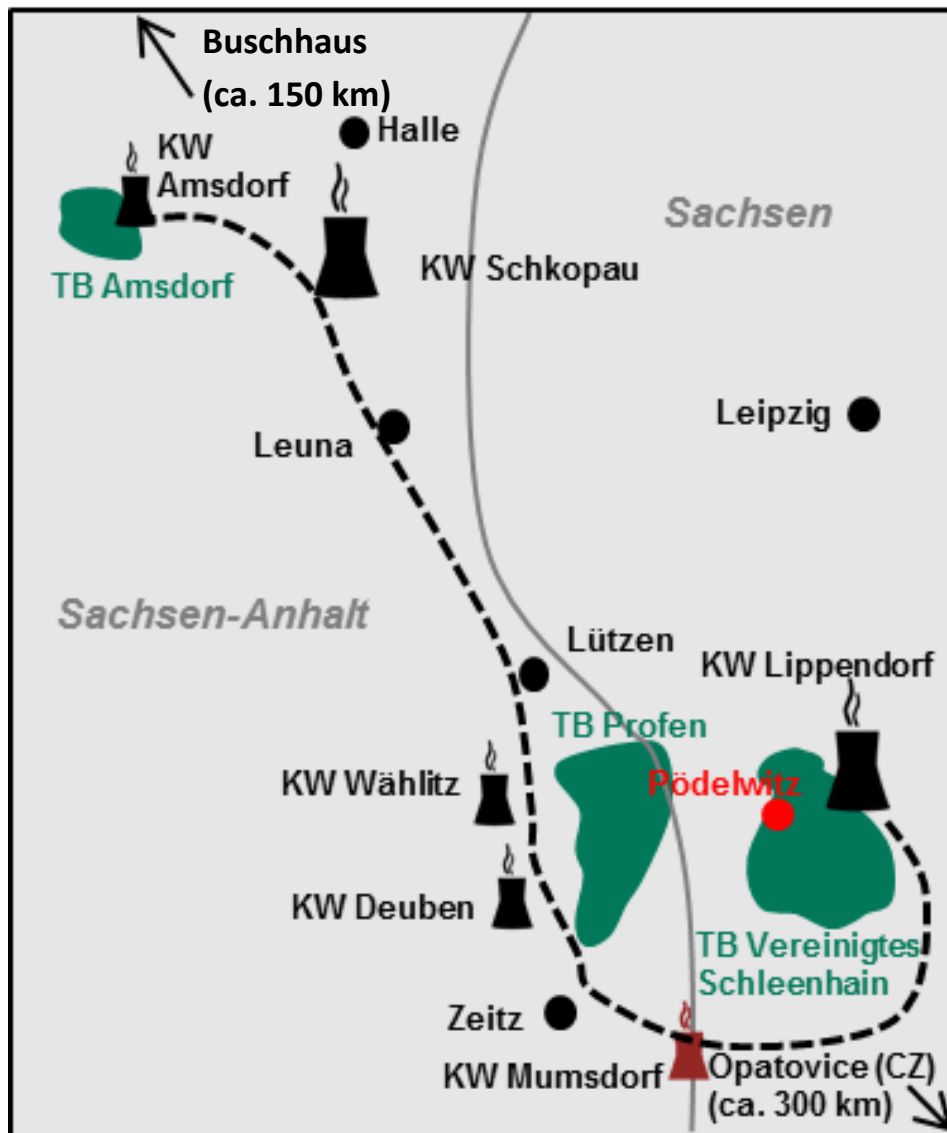


Abbildung Z9: Revierkarte Mitteldeutschland mit den Tagebauen (TB) und Kraftwerken (KW)

Quelle: Eigene Darstellung.

Lausitz

In der Lausitz ist der Ausstieg aus der Braunkohle gleich doppelt angelegt: Zum einen sieht das Energiekonzept 2030 der Landesregierung Brandenburg den schrittweisen Ausstieg aus den fossilen Technologien hin zu einer vollständigen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien vor (Ministerium für Wirtschaft und Europaangelegenheiten des Landes Brandenburg 2012). Dies beinhaltet die Reduktion der energiebedingten CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2030 auf 25 Mio. t, was einer Reduktion von 72 % gegenüber 1990 entspricht. Zusätzlich

ist die Braunkohleverstromung in der Lausitz nicht kompatibel mit den CO₂-Reduktionszielen des schwedischen Staatsunternehmens Vattenfall, sodass gegenwärtig Verkaufsszenarien diskutiert werden (s. Abbildung Z10).

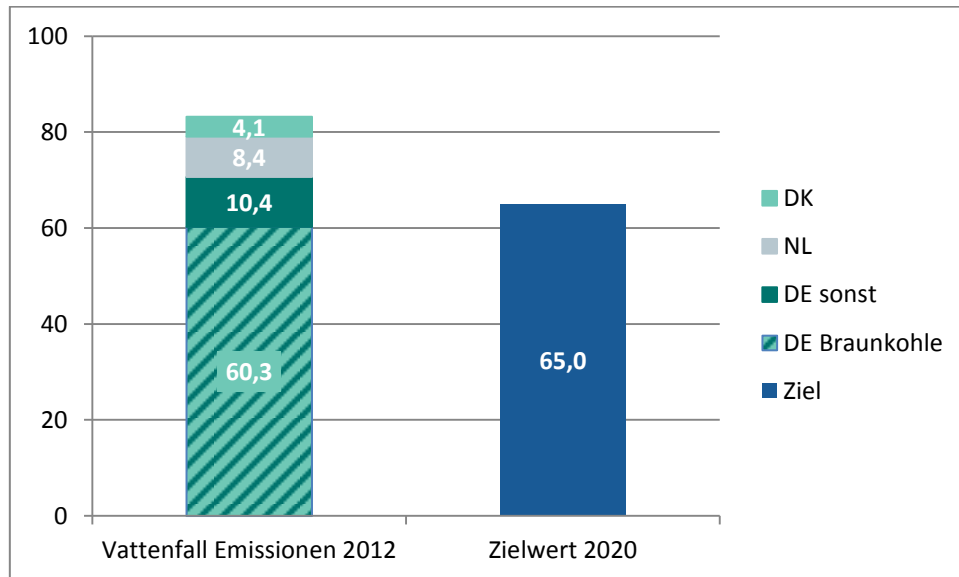


Abbildung Z10: Aufschlüsselung der CO₂-Emissionen von Vattenfall 2012.¹

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Vattenfall 2013, 2014)

Das endgültige Scheitern der CCTS-Technologie hat auch Planungen für einen Neubau oder substanziellen Retrofit am Kraftwerksstandort Jänschwalde zunichte gemacht, welcher laut Energiekonzept „nur mit CO₂-Abscheidetechnologie erfolgen“ darf. Die bereits genehmigten Braunkohleabbauemengen reichen somit für die Versorgung der Kraftwerke bis zu deren erwarteten Auslaufen aus. Der Aufschluss neuer Tagebaue, welcher derzeit politisch und rechtlich diskutiert wird, in Welzow Süd TF II sowie Nochten II ist weder ökonomisch gerechtfertigt noch energiewirtschaftlich notwendig (Abbildungen Z11 und Z12).

¹ Vattenfalls CO₂-Emissionen in Schweden, Großbritannien und Finnland betragen < 1 Mio.t CO₂/Jahr und werden in der Grafik nicht abgebildet.

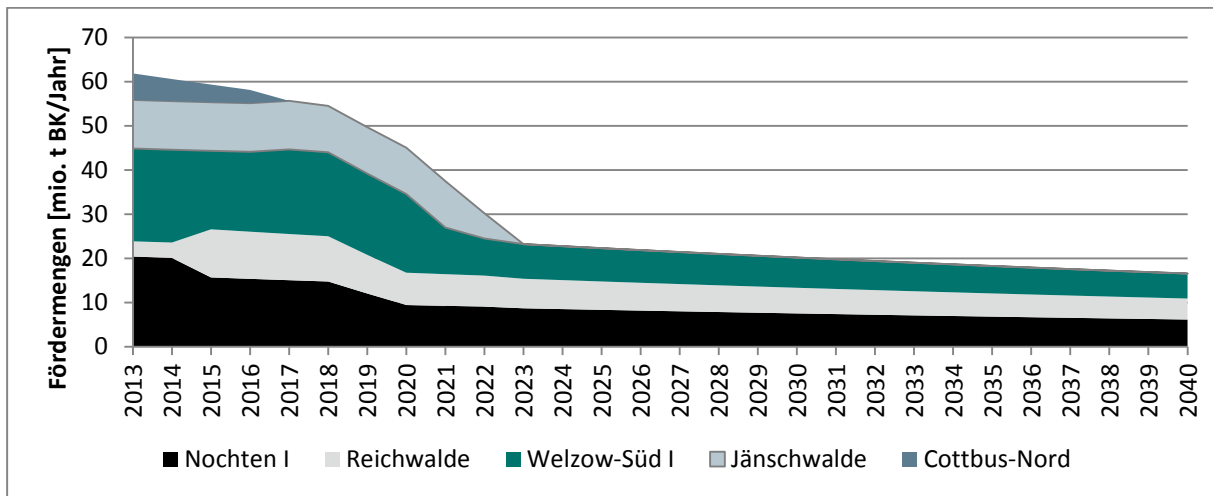


Abbildung Z11: Tagesbaufördermengen im Lausitzer Revier [mio. t BK/Jahr]

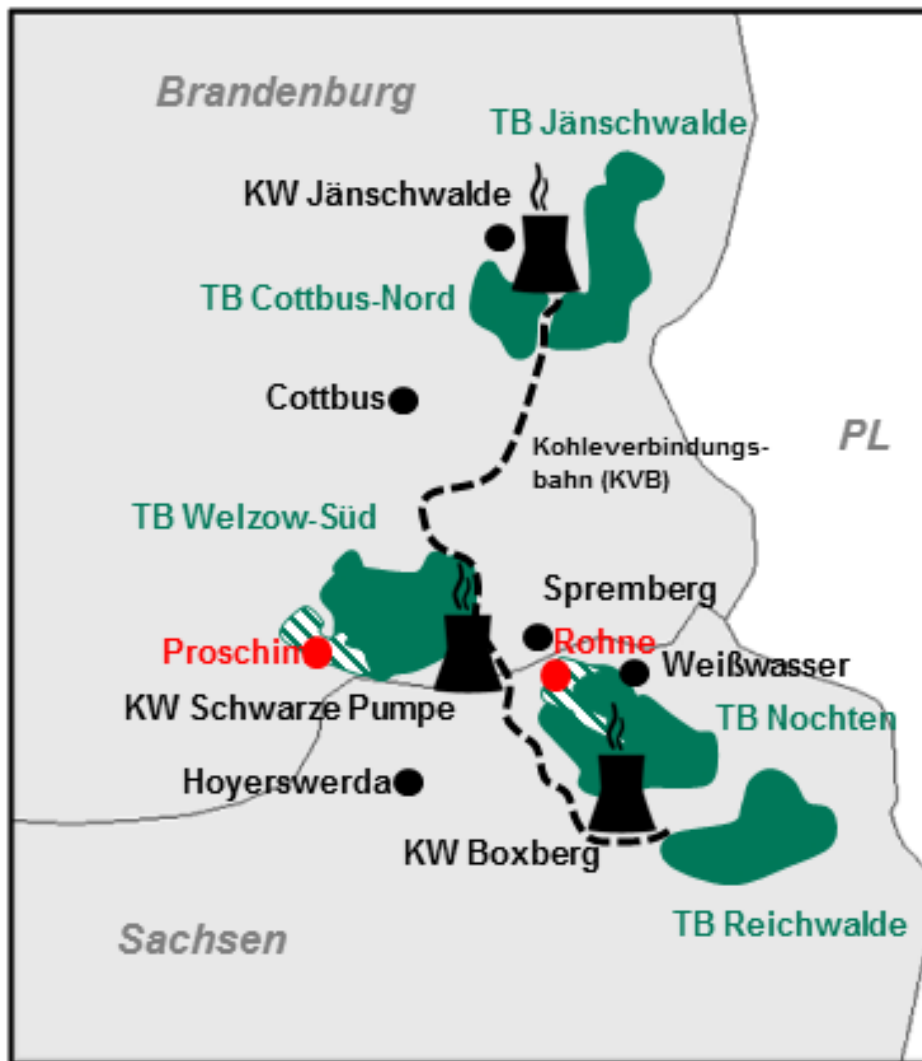


Abbildung Z12: Revierkarte Lausitz mit den Tagebauen (TB), Kraftwerken (KW) und den laufenden Verfahren (Welzow Süd TF II und Nochten II)

Quelle: Eigene Darstellung

Strukturpolitische Absicherung

Der Ausstieg aus der Braunkohlewirtschaft hat Auswirkungen auf die Beschäftigungsstruktur, wird jedoch durch die dynamische Arbeitsplatzentwicklung im Bereich der erneuerbaren Energien mehr als kompensiert. Der insbesondere nach 1990 drastische Beschäftigungsrückgang in der ostdeutschen Braunkohlewirtschaft hat sich im vergangenen Jahrzehnt verlangsamt. Er steht einer sehr dynamischen Arbeitsplatzentwicklung bei den erneuerbaren Energien gegenüber (s. Abbildung Z13), welche um ca. 6-mal höher liegt. Etwa 50.000 direkte und indirekte Beschäftigte in der Braunkohle stehen hierbei über 300.000 in den erneuerbaren Energien deutschlandweit gegenüber. In allen Braunkohlebundesländern dominieren inzwischen die Arbeitsplätze bei den Erneuerbaren, besonders stark in Sachsen-Anhalt (8:1), aber auch in NRW, Brandenburg sowie Sachsen (jeweils ca. 2:1).

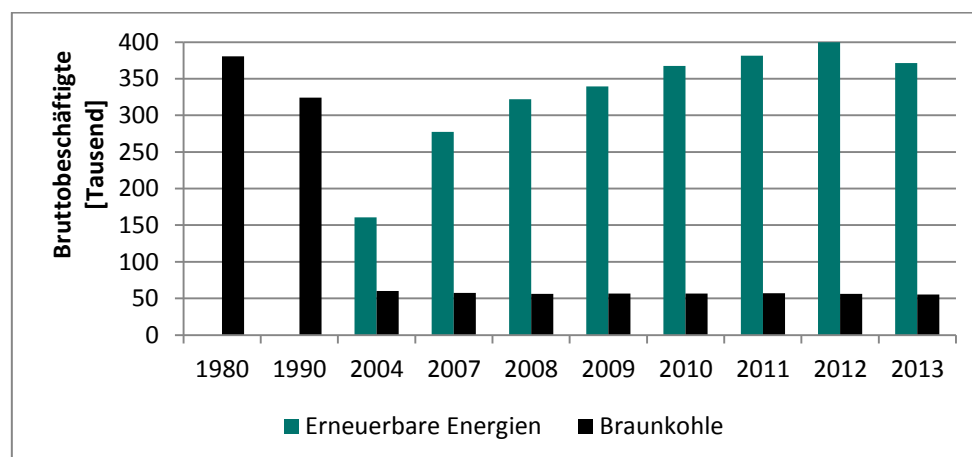


Abbildung Z13: Bruttobeschäftigte (direkt & indirekt) in den Sektoren Braunkohle und Erneuerbare Energien

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Statistik der Kohlewirtschaft e.V. 2013) und

(O'Sullivan u. a. 2014).

4. Nationale Ebene: Instrumente zur Strukturierung des Braunkohleausstiegs

In Kapitel 4 erfolgt eine Diskussion möglicher Instrumente zur Strukturierung des Braunkohleausstiegs auf nationaler Ebene. Angesichts der auf absehbare Zeit niedrigen Preise im europäischen Emissionshandelssystem ist ein marktgetriebener Übergang von Braunkohle zu weniger CO₂-intensiven Energieträgern, wie z.B. Erdgas, derzeit nicht absehbar. Hierfür wären CO₂-Preise im Bereich von über 40 Euro pro Tonne notwendig. Neben einer Strukturreform des europäischen Emissionshandelssystems (ETS) muss der Braunkohleausstieg deshalb

auch auf Bundesebene durch einen entsprechenden Instrumentenmix eingeleitet werden. Tabelle Z2 zeigt eine Zusammenfassung von möglichen parallelen Instrumenten, um die Kohleverstromung in Deutschland einzuschränken.

Bereits jetzt ist absehbar, dass die Einführung eines nationalen Mindestpreises für CO₂-Zertifikate in den nächsten Jahren nicht zu einer Änderung der Merit Order führen würde, da ein Brennstoffwechsel von Braunkohle zu Erdgas erst ab Preisen von 40-60 €/t CO₂ stattfinden würde (s. Abbildung Z14). Daher wird solch eine Einführung zwar die Gewinne der Betreiber schmälern, jedoch keine messbaren Auswirkungen auf den CO₂-Ausstoß haben. Wenn es das Ziel von technischen Mindestanforderungen ist, CO₂-neutralere Kraftwerke zu fördern, sollten brennstoffabhängige Anforderungen oder eine Kombination von Mindestwirkungsgraden und Flexibilitätsanforderungen eingeführt werden, da sonst auch GuD-Kraftwerke oder offene Gasturbinen von einzelnen Regeln mit betroffen wären. Die Einführung eines Kohleausstiegsgesetzes basierend auf kraftwerksspezifischen Reststrommengen, Restemissionsmengen oder aber einer Restlaufzeit könnte einen genauen Fahrplan für das Auslaufen der Kohleverstromung in Deutschland festschreiben.

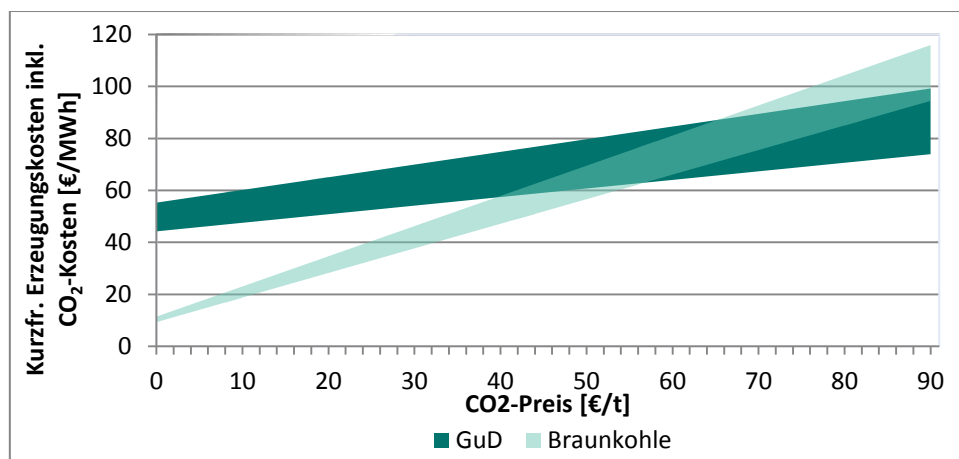


Abbildung Z14: Kurzfristige Erzeugungskosten von Braunkohle- bzw. GuD-Kraftwerken

Quelle: Eigene Berechnungen.

Die Einführung eines nationalen Mindestpreises für CO₂-Emissionen würde in den nächsten Jahren mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht zu einer Änderung der Merit Order führen, weil er unterhalb dieses kritischen Wechselpreises läge. Mindestwirkungsgrade sowie Flexibilitätsanforderungen müssten brennstoffspezifisch ausgelegt werden, da sonst auch Gas- und

Dampf-Kraftwerke (GuD) oder offene Gasturbinen von einzelnen Regeln mit betroffen wären. Die Einführung eines Kohleausstiegsgesetzes, basierend auf kraftwerksspezifischen Reststrommengen, Restemissionsmengen oder einer Restlaufzeit, könnte einen genauen Fahrplan für das Auslaufen der Kohleverstromung in Deutschland festschreiben. Bei der Diskussion zu Kapazitätsinstrumenten sollten Klimaschutzziele explizit berücksichtigt werden; die derzeit diskutierten umfassenden Kapazitätsinstrumente, inkl. der dezentralen Leistungsverpflichtungen, erscheinen als teuer und aus Klimaschutzermägungen untauglich. Im Gegenzug für die Einführung von Kapazitätsinstrumenten könnte die Bundesregierung durch eine Vereinbarung mit den Kraftwerksbetreibern auch ein früheres Abschalten – oder Verschieben in die Kaltreserve – von Kohlekapazitäten aushandeln. Netzausbau darf nicht auf Trassen erfolgen, welche vor allem der dauerhaften Einspeisung von Braunkohlestrom dienen. Dies trifft insbesondere auf die mit Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) geplanten Leitungen in den Korridoren A Süd (Osterath – Philippsburg) und D (Bad Lauchstädt – Meitingen) zu.

5. Fallstudie: CO₂-Emissionsgrenzwerte als Ausstiegsinstrument

Durch die Einführung nationaler CO₂-Emissionsstandards für fossile Kraftwerke in Deutschland könnten die deutschen Klimaschutzziele durch verringerte Kohlenutzung erreicht werden. Abbildung Z15 zeigt die Gestaltungsparameter bei der Einführung von CO₂-Emissionsstandards. Großbritannien, Kanada, Kalifornien sowie in jüngster Zeit sogar die gesamten Vereinigten Staaten sind diesen Schritt bereits gegangen (Tabelle Z1). Die Gesetzgebung im Vereinigten Königreich und den USA richtet sich auf Neuanlagen bzw. Modernisierungsmaßnahmen (sog. „essenzielle Retrofits“), in Kanada sind auch Bestandsanlagen über 50 Jahre betroffen.

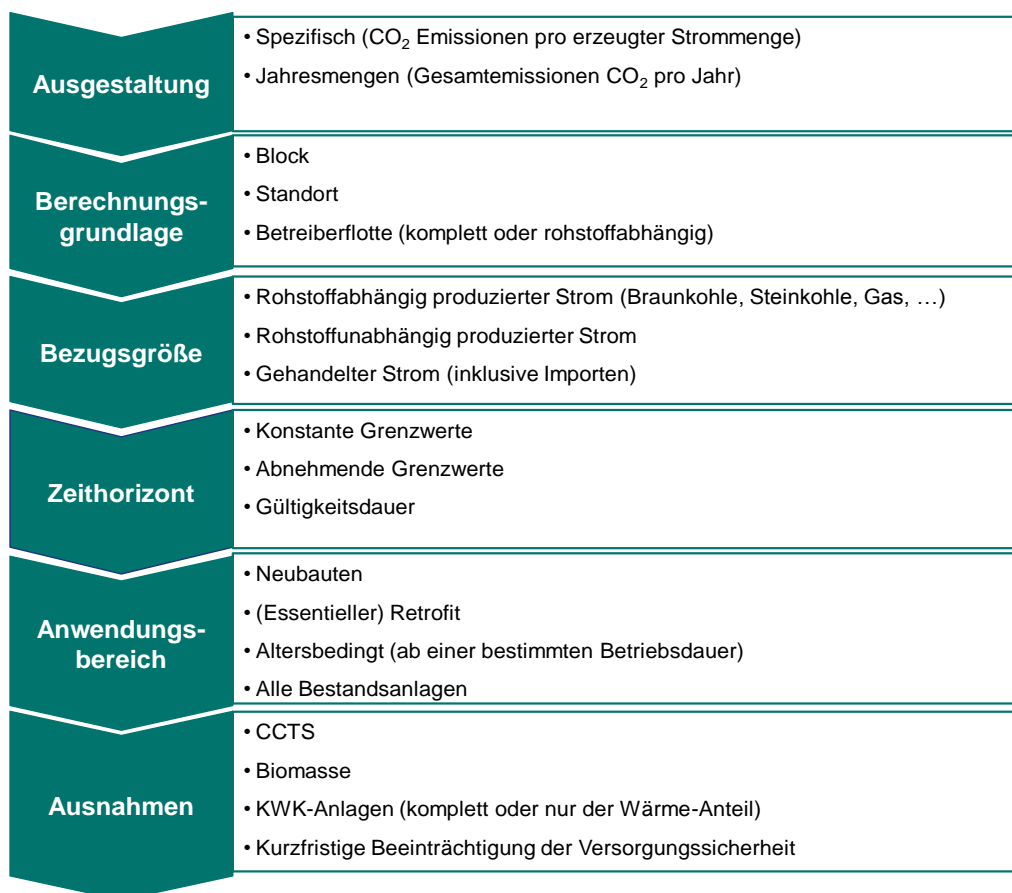


Abbildung Z15: Verschiedene mögliche Ausgestaltungsformen für nationale CO₂-Grenzwerte

Quelle: Eigene Darstellung.

Um eine klimapolitische Wirkung zu entfalten, müssten CO₂-Grenzwerte sowohl für Neu- als auch vor allem für Bestandsanlagen angewendet werden. Für Neuanlagen und essentielle Retrofits bietet sich konkret ein spezifischer Grenzwert von 450 g/kWh_{el, netto} an; damit wird der Neubau von Kohlekraftwerken ausgeschlossen, der Neubau von Gasturbinen und GuD-Kraftwerken bleibt weiterhin ermöglicht. Für Bestandskraftwerke ab einem Alter von 30 Jahren kann die Festsetzung von CO₂-Jahresfrachten unter Zugrundelegung eines spezifischen Grenzwertes von 450 g/kWh_{el, netto} gewählt werden. Mit den vorgenannten Maßnahmen könnten die CO₂-Emissionen der deutschen Kohleverstromung in der Größenordnung von ca. 24 Prozent bis 2020 (65 Mio. t) und ca. 66 % bis 2040 (176 Mio. t) im Vergleich zu 2012 reduziert werden (Abbildung Z16).

	Kanada	UK	USA
Grenzwert (g CO ₂ /kWh)	420	450	450 (Gas >250MW) 500 (Gas 73-250MW & Kohle)
Ausgestaltung	Spezifisch	Mengenbasiert	Spezifisch
Betroffene Anlagen	Neuanlagen und Bestandsanlagen mit Alter >50a ²	Neuanlagen & Retrofit	Neuanlagen & Retrofit
Kohle betroffen	Ja	Ja	Ja
Gas betroffen	Nein	Ja	Ja
Flexibilität für Spitzen- und Mittellastkraftwerke	Ja	Über Mengengrenzwert	Ja
Flexibilität für CCTS	Verspäteter Einsatz von CCTS bis 2025 erlaubt	CCTS-Kraftwerke in den ersten 3 Betriebsjahren ausgenommen (Regel gilt bis 2028)	450-475 g/kWh in 7-jährig gleitendem Durchschnitt statt 500g/kWh im 12-Monatigem gl. Ø für Kohle
Implementierung	In Kraft ab 1. Juli 2015	In Kraft	Konsultationsphase im Mai 2014 abgelaufen

Tabelle Z1: CO₂ Grenzwerte in verschiedenen Ländern

Quelle: (Canada Gazette 2012), (Great Britain 2014) und (EPA 2014b).

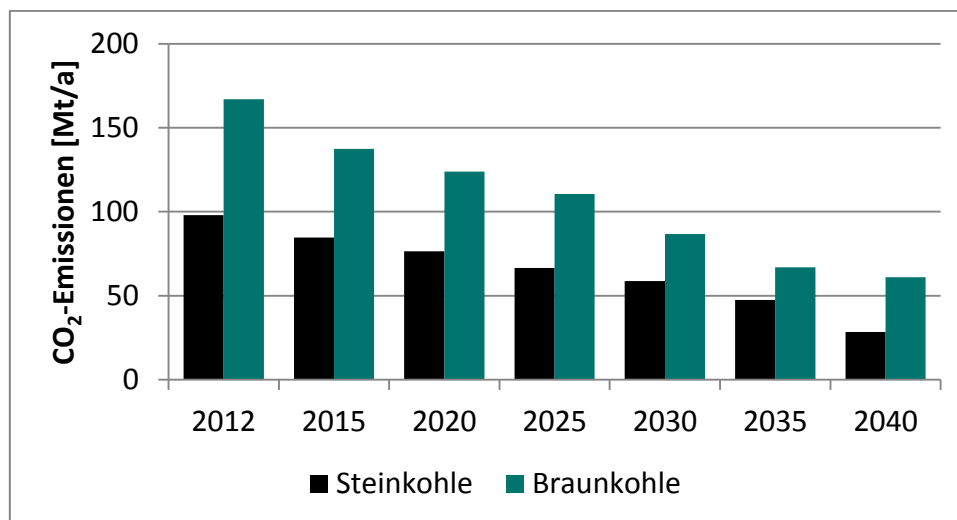


Abbildung Z16: CO₂-Emissionen von deutschen Kohlekraftwerken bei Einführung eines Grenzwertes

Quelle: Eigene Berechnungen.

² Für eine genauere Aufschlüsselung s. Abbildung 43.

Zusammenfassung

Instrument	Wirkungsweise	Mögliche Vorteile	Mögliche Nachteile	Ausarbeitungsvorschlag von:
Reform ETS	Preissignal über Einführung der Marktstabilitätsreserve (MSR), 900 Mio. Zertifikate in MSR, Start MSR 2017	EU-weites Instrument; somit keine grenzüberschreitenden Ausweich-effekte	Durchsetzbarkeit unsicher; Größenordnung des Effekts nicht absehbar; kaum kurzfristige Effekte	(BMUB 2014b)
CO ₂ -Mindestpreis	Verteuerung der CO ₂ -Zertifikate	Investitionssicherheit für Investoren	Erzielbare Preise in naher Zukunft niedriger als Switch-Preise von Kohle zu Erdgas	Bündnis 90/Die Grünen u. a. (2014a, 2014b)
Mindestwirkungsgrade	Abschaltung ineffizienter Kraftwerke	Effizientere Rohstoffnutzung	Auch offene Gasturbinen betroffen; aufwändige Überprüfung und Messung	(Bündnis 90/Die Grünen u. a. 2009)
Flexibilitätsanforderungen	Abschaltung oder Diskriminierung unflexibler Kraftwerke	Bessere Integration fluktuierender erneuerbarer Energien	Auch GuD-Kraftwerke betroffen; aufwändige Überprüfung und Messung	(Matthes u. a. 2012)
Kohleausstiegsgesetz	Reststrommengen oder Restemissionsmengen für bestehende Kraftwerke	Vorgabe eines festen Kohleausstiegspfad	Verlauf bei Versteigerungsprozess schwer prognostizierbar	(Die Linke u. a. 2014; Klaus u. a. 2012)
CO ₂ -Grenzwerte (spezifisch: Neubauten und Retrofits)	Einschränkung von Neubauten und Retrofits (ohne CO ₂ -Abscheidung)	Verhinderung CO ₂ -intensiver Investitionen	Kurzfristig geringe Emissionsminderung	(Schäuble u. a. 2014) (Ziehm u. a. 2014)
CO ₂ -Grenzwerte (Mengengrenzwerte: Bestandsanlagen)	Geringere Auslastung bestehender Kraftwerke (bspw. nach Alter gestuft)	Erhalt von Erzeugungskapazitäten, z.B. für die strategische Reserve	Energiewirtschaftliche Wirkungen unklar	(Schäuble u. a. 2014) (Ziehm u. a. 2014) (Bündnis 90/Die Grünen u. a. 2014a) (Matthes u. a. 2012)
Kapazitätsinstrumente	Anreize zum Aufbau eines CO ₂ -neutraleren Kraftwerksparkes	Förderung von Gaskraftwerken; oder Verschieben von Kohlekraftwerken in strategische Reserve	Gefahr des Mikro-Management; Schwierigkeiten bei der genauen Bestimmung von technischen Mindestanforderungen	(Matthes u. a. 2012)
Netzausbaupolitik	Verknappung der Einspeisemöglichkeiten für Kohlekraftwerke	Geringere Investitionen, Re-Dispatch CO ₂ -intensiver Stromerzeugung	Längerfristig sind Leitungen u.U. für Erneuerbare notwendig	(Oei u. a. 2012; Schröder u. a. 2012)

Tabelle Z2: Mögliche Klimaschutzinstrumente zur Einschränkung der Kohleverstromung

Quelle: Eigene Darstellung.

1 Einleitung

Der Ausstieg aus der Braunkohleverstromung ist eine entscheidende Bedingung für den Erfolg der Energiewende. Die dauerhafte Nutzung der Braunkohle, dem mit Abstand CO₂-intensivsten Energieträger, ist mit den Zielen des Energieprogramms der Bundesregierung („Energiewende“), insbesondere in Bezug auf Klimaschutz und den Ausbau der erneuerbaren Energien, nicht kompatibel. Die Entwicklung CO₂-armer Braunkohlekraftwerke durch CO₂-Abscheidung (carbon capture, transport, and storage, CCTS) ist bisher weltweit gescheitert und bietet keine Perspektive für eine nachhaltige Braunkohlewirtschaft. Ziel dieser Studie ist es, Gestaltungsoptionen für den Braunkohleausstieg zu identifizieren sowie Input für das „Aktionsprogramm Klimaschutz 2020“ (BMUB, 2014) sowie den „Klimaschutzplan 2050“ der Bundesregierung zu leisten.

Der Handlungsdruck ist aus mehreren Gründen sehr groß: Die Kohleverstromung gehört nach wie vor zu den größten CO₂-Emittenten und hat ihren Beitrag zu den Treibhausgasemissionsreduktion von Weiter noch nicht geleistet; im Gegenteil trug Kohlekraft jüngst entscheidend zum Wiederanstieg der CO₂-Emissionen bei. Vor diesem Hintergrund hat die Bundesregierung ein Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 ins Leben gerufen, um die zunehmend außer Reichweite geratenen Ziele bis 2020 doch noch zu erreichen, und auch den Anschluss an die Ziele für 2030, 2040 und 2050 nicht vollständig zu verlieren; auch hier besteht dringender Handlungsbedarf. Darüber hinaus stehen in den kommenden Jahren aber auch grundsätzliche energie- und klimapolitische Entscheidungen mit Bezug auf den Braunkohleausstieg an: Hierzu gehören die Überarbeitung des Szenariorahmens 2025 als Grundlage der nächsten Netzentwicklungsplanung, die Umsetzung der Ausstiegsszenarien innerhalb der einzelnen Braunkohlereviere sowie auch die Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Rahmen des Braunkohleausstiegs.

Zur Umsetzung des gesamtwirtschaftlich effizienten Braunkohleausstiegs bedarf es begleitender Instrumente auf unterschiedlichen Ebenen. Der neoklassische Theorieansatz, welcher sich auf ein sogenanntes „erstbestes“ Instrument, z.B. den Emissionshandel, stützt, ist bei der Umsetzung der Energiewende nicht geeignet, da er unterschiedlich gelagerte Ziele (Internalisierung, Technologiespezifik, Reduktion des Lobbyismusrisikos, etc.) nicht berücksichtigen kann und sich bisher als ineffektiv herausgestellt hat. In der Studie werden daher unterschiedliche Instrumente auf unterschiedlichen Ebenen diskutiert, welche zu einem geordneten Braunkohleausstieg beitragen können; dabei liegt der Fokus auf der regionalen Ebene

der Braunkohlereviere sowie auf nationalen Instrumenten (polyzentrischer Ansatz nach Elinor Ostrom).

Das DIW Berlin hat sich in einer Vielzahl von Studien und Forschungsbeiträgen mit der Rolle der Braunkohle im Rahmen der Energiewende beschäftigt; dabei wurde sowohl die Bundesebene als auch die Ebene einzelner Braunkohlereviere betrachtet.³ Eine erste umfassende Synthese dieser Arbeiten erfolgte in einer Studie zur „Zukunft der Braunkohle im Rahmen der Energiewende“ (Gerbaulet, et al., 2012b). Die hier vorgelegte Studie setzt diese Arbeiten fort und stützt sich sowohl auf Forschung am DIW Berlin als auch anderen Organisationen in den vergangenen drei Jahren. Die Arbeitshypothese ist dabei, dass Braunkohleverstromung nicht mit den Zielen einer nachhaltigen Energiewende kompatibel ist, insb. in Bezug auf Klimaschutz und den Anteil erneuerbarer Energien; aufgrund erheblicher negativer Umwelteffekte ist Braunkohle ein „Wertevernichter“ und damit der Braunkohleausstieg gesamtwirtschaftlich effizient und sinnvoll. Im Gegensatz zur Situation vor drei Jahren ist die Diskussion zum Braunkohleausstieg inzwischen in der Mitte der Gesellschaft angekommen; die vorliegende Studie diskutiert diesbzgl. Gestaltungsparameter für einen geordneten Braunkohleausstieg.

Die Studie ist folgendermaßen gegliedert: Abschnitt 2 plausibilisiert den Braunkohleausstieg und erklärt die Inkompatibilität der dauerhaften Braunkohlenutzung mit den Zielen der Energiewende sowie der gesamtwirtschaftlichen Effizienz. Dabei wird gezeigt, dass die im Szenariorahmen der Bundesregierung sowie den daraus abgeleiteten Netzentwicklungsplänen implizierten, sehr optimistischen Annahmen bzgl. zukünftiger Braunkohleverstromung mit den verabschiedeten Klimaschutzzielen nicht kompatibel sind. Der Abschnitt erläutert auch das Scheitern einer CO₂-ärmere Kohleverstromung durch CO₂-Abscheidung; zudem werden die begrenzten Potentiale der stofflichen Nutzung von Braunkohle aufgezeigt sowie nachgewiesen, dass Braunkohle auch nach dem Atomausstieg nicht systemrelevant für die deutsche Versorgungssicherheit ist. Der Braunkohleausstieg ist somit gesamtwirtschaftlicheffizient, klimapolitisch notwendig und energiewirtschaftlich machbar. Abschnitt 2 erläutert ebenfalls das methodische Vorgehen im weiteren Verlauf der Studie: Anstelle einer fiktiven Diskussion über ein „erstbestes“ Politikinstrument wählen wir einen Ansatz, welcher dem Weber'schen Postulat der „Wirklichkeitswissenschaft“ entspricht: Der Braunkohleausstieg

³ Vgl. den Themenschwerpunkt am DIW Berlin „Die Zukunft der Braunkohle“ mit einer Vielzahl von Veröffentlichungen unter der URL http://www.diw.de/sixcms/detail.php?id=diw_01.c.429668.de.

muss sowohl auf der regionalen Ebene der Braunkohlereviere strukturiert werden, als auch auf nationaler Ebene durch einen angemessenen Instrumentenmix geordnet werden („polyzentrischer“ Ansatz, nach Nobelpreisträgerin Elinor Ostrom).

Abschnitte 3 bis 5 beleuchten dann zwei unterschiedliche Ebenen des Braunkohleausstiegs, eine regionale sowie eine nationale Ebene. Auf der Ebene der Braunkohlereviere (Rheinland, Mitteldeutschland, Lausitz) haben sich alle beteiligten Bundesländer (NRW, Brandenburg, Sachsen-Anhalt, Sachsen) für einen Braunkohleausstieg ausgesprochen und suchen nunmehr nach Optionen für dessen Ausgestaltung. Diesbzgl. skizziert Abschnitt 3 Perspektiven für ein mittelfristiges Auslaufen des Braunkohleabbaus und der –verstromung in den 2030er Jahren. Darüber hinaus wird auch der Bedeutungsverlust des Arbeitsplatzarguments erläutert: im Braunkohlebereich sind inzwischen ein Bruchteil der Beschäftigten aktiv, welche im Bereich der erneuerbaren Energien tätig sind. Abschnitt 4 stellt dann konkrete nationale Instrumente für einen Braunkohleausstieg dar. Dabei wird davon ausgegangen, dass selbst eine Stärkung des europäischen Emissionshandelssystems (ETS) keine ausreichenden Signale für einen endogenen Fuel Switch bzw. die Erreichung der deutschen Klimaschutzziele leisten kann; daher müssen parallel weitere Instrumente hinzugezogen werden: Hierzu gehören u.a. CO₂-Mindestpreis, Mindestwirkungsgrade, Mindestflexibilität, CO₂-Grenzwerte, explizite Kohleausstiegsszenarien, Kapazitätsinstrumente sowie eine Netzausbaustrategie im Sinne der Energiewende. Abschnitt 5 geht dann exemplarisch auf ein Instrument ein, welches zur Strukturierung des Kohleausstiegs bereits in anderen Ländern angewendet wird, u.a. in Großbritannien, Kanada und Kalifornien: CO₂-Emissionsgrenzwerte. Abschnitt 6 schließt.

2 Energiewende und Braunkohleausstieg

2.1 Einleitung

Die Energiewende ist eines der wichtigsten gesellschaftspolitischen Projekte der kommenden Jahre und Jahrzehnte und parteiübergreifend in der Gesellschaft verankert. Die längerfristige Nutzung der Braunkohle, dem mit Abstand CO₂-intensivsten Energieträger, ist mit den Zielen des Energieprogramms der Bundesregierung („Energiewende“), insbesondere in Bezug auf Klimaschutz und den Ausbau der erneuerbaren Energien, nicht kompatibel. Abschnitt 2 der Studie fasst daher die ökonomischen, technischen und umweltpolitischen Argumente für einen geordneten Braunkohleausstieg zusammen. Dazu wird eingangs auf die externen Kosten der Braunkohleverstromung eingegangen, welche um ein Vielfaches über dem Wert des produzierten Stroms liegt. Im Anschluss daran wird gezeigt, dass die Entwicklung CO₂-armer Braunkohlekraftwerke durch CO₂-Abscheidung (carbon capture, transport, and storage, CCTS) bisher weltweit gescheitert ist und keine Perspektive für eine nachhaltige Braunkohlewirtschaft bietet. In der westlichen Welt setzt sich derzeit ein Konsens durch, dass Stein- bzw. Braunkohleverstromung nicht mit anspruchsvollen Klimaschutzzielen kompatibel ist; Kohleausstiegsszenarien geraten so schrittweise in die Mitte der Gesellschaft und in den politischen Diskurs. Im Anschluss wird dies anhand der konkreten Ziele der Energiewende in Deutschland ausgeführt und gezeigt, dass der Braunkohleausstieg in Deutschland umweltpolitisch unabdingbar und energiewirtschaftlich machbar ist. Der Abschnitt endet mit der Darstellung der im Weiteren verfolgten Methodik, einem polyzentrischen Ansatz zum Braunkohleausstieg auf regionaler sowie auf nationaler Ebene.

2.2 Referenzpunkt der Energie- und Umweltpolitik: Energiewende in Deutschland

Bezugspunkte der folgenden Analyse sind die energie- und umweltpolitischen Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung von 2010, ergänzt um den im Sommer 2011 beschlossenen Atomausstieg. Trotz einiger Korrekturen wurden diese Ziele durch den Koalitionsvertrag der neuen Bundesregierung bestätigt. Konkret handelt es sich um (vgl. Tabelle 1)

- den Atomausstieg bis 2022,
- die Vergrößerung des Anteils an erneuerbaren Energien bis 2050 auf mindestens 60 % am Bruttoendenergieverbrauch und mindestens 80 % an der Stromerzeugung,

- die Reduktion der Treibhausgasemissionen (im Vergleich zu 1990) um 40 % bis 2020, um 55 % bis 2030, um 70 % bis 2040 und um 80-95 % bis 2050,
- anspruchsvolle Ziele in Bezug auf Energieverbrauch und –effizienz.

In der Studie werden die Ziele, welche sowohl in den politischen Parteien als auch der Gesellschaft fest verankert sind, als Referenzpunkt genommen, woran sich energie- und umweltpolitische Instrumente zu orientieren haben. Aufgrund der hohen gesellschaftlichen Kosten sowohl der Atomkraft als auch der fossilen Kohleverstromung handelt es sich bei der Energiewende um eine effiziente Strategie (s.u. „negative externe Effekte“).

	Reduktion des Kernenergieanteils	Anteil erneuerbarer Energien		Minderung der THG-Emissionen	Reduktion Energiebedarf			
		Brutto-Endenergieverbrauch	Stromerzeugung		Primär-energie	Gebäude-wärme	End-energie Verkehr	Strom-verbrauch
2015	47%							
2017	56%							
2019	60%							
2020		18%	35%	40%	20%	20%	10%	10%
2021	80%							
2022	100%							
2025			40-45%					
2030			50%					
2035		30%	55-60%	55%				
2040		45%	65%	70%				
2050		60%	80%	80 -95%	50%	80%	40%	25%
Basis	2010	-	-	1990	2008	2008	2005	2008

Tabelle 1: Die Ziele der Energiewende in Deutschland

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (CDU u. a. 2013).

2.3 Unvereinbarkeit der Braunkohleverstromung mit den deutschen Klimazielen

2.3.1 Braunkohle im deutschen Stromsystem

Tabelle 2 stellt den deutschen Kraftwerkspark im Jahr 2012 dar. Insgesamt gibt es in Deutschland noch ungefähr 60 Braunkohleblöcke mit einer Leistung von ca. 20 GW, welche sich im Wesentlichen auf die drei Reviere Rheinland (ca. 10 GW), Mitteldeutschland und Helmstedt (ca. 3 GW) sowie Lausitz (ca. 7 GW) konzentrieren. Mit einer Bruttostromerzeu-

gung von über 150 TWh nimmt die Braunkohle einen Anteil von ca. einem Viertel ein, welcher in den vergangenen Jahren konstant im Bereich 22-26 % gewesen ist. Dies entspricht einem Ausstoß von ca. 160 Mio. t CO₂, d.h. der Hälfte des CO₂-Ausstoßes im Stromsektor sowie einem Viertel des deutschlandweiten Ausstoßes. Abbildung 1 stellt die Zusammensetzung des Stromerzeugungs-Mixes von 2000-2012 dar; in dieser Periode veränderte sich der Anteil der Braunkohle kaum. In den letzten zwei Jahren ist allerdings ein Anstieg der Braunkohleverstromung auf 25,6 % und somit den höchsten Wert seit 1990 festzustellen. Dies hängt neben den geringen CO₂-Zertifikatspreisen auch mit dem verhältnismäßig kalten Winter und den Rekordnettostromexporten Deutschlands von 34 TWh zusammen (Graichen und Redl 2014).

	Kraftwerkskapazität [MW _{netto}]	%	Volllaststunden	Stromerzeugung [Mrd. kWh _{netto}]	%
Kernenergie	12.068	6,8	7.800	94,2	15,9
Braunkohle	21.507	12	6.800	148,4	25,1
Steinkohle	26.667	14,9	4.020	106,5	18
Erdgas	25.640	14,4	2.640	73,4	12,4
Öl	5.300	3	1.470	7,1	1,2
Wind	31.308	17,5	1.530	50,5	8,5
Photovoltaik	32.389	18,1	980	26,4	4,5
Lauf- und Speicherwasser	5.650	3,2	3.750	21,4	3,6
Sonstige EE (u.a. Biomasse)	6.012	3,4	6.040	40,5	6,8
Pumpspeicher	5.710	3,2	1.070	5,9	1
Übrige Energien	6.190	3,5		17,6	3
Insgesamt	178.441	100		591,9	100
- davon EE	75.359	42,2		137,3	23,4

Tabelle 2: Kraftwerkskapazitäten, Stromerzeugung und Volllaststunden in Deutschland 2012

Quelle: (BDEW 2013b).

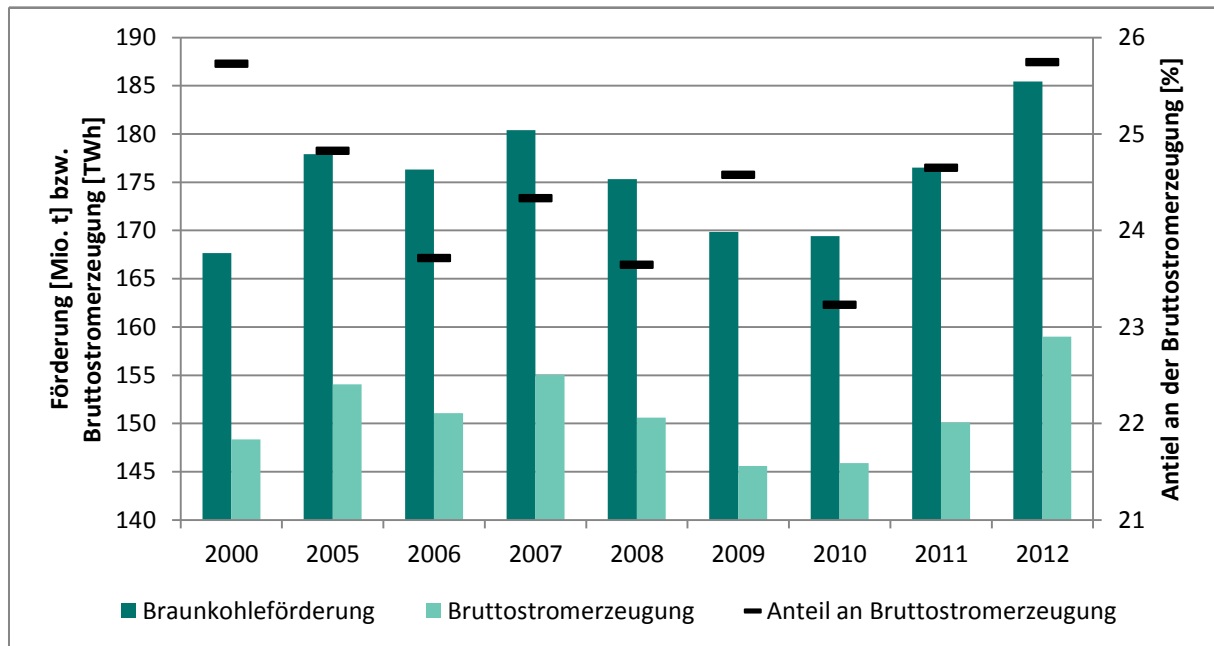


Abbildung 1: Entwicklung der Braunkohleförderung in Deutschland seit 2000
Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (AGEB 2013).

Im Zuge der Energiewende und der angestrebten Dekarbonisierung des Energiesystems verändern sich die Rahmenbedingungen für die Verstromung fossiler Energieträger, insbesondere der Braunkohle. Anstelle einer historisch gewachsenen Position im Energiemix (Grund-, Mittel- bzw. Spitzenlast) stellt sich für alle fossilen Energieträger die grundsätzliche Frage der Einordnung in eine CO₂-arme Energieversorgung der Zukunft. Hinzukommt, dass durch die Investitionen der letzten Jahre ein Kapazitätsüberschuss von konventionellen Kraftwerken in Deutschland existiert. Die Wettbewerbsfähigkeit der Braunkohleverstromung hängt dabei insbesondere von den Kosten der CO₂-Emissionsrechte, den Durchschnittspreisen an der Strombörse, dem Bedarf an Flexibilität der Kraftwerke sowie den erzielbaren Vollaststunden ab. Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Betreiber von Braunkohlekraftwerken haben sich seit dem Ende der kostenlosen Zuteilung von CO₂-Zertifikaten 2013 und deren Versteigerung verschlechtert. Außerdem tritt ab 2016 eine neue europäische Richtlinie zur Regulierung der Industrieemissionen in Kraft, welche strengere Vorgaben für den Ausstoß von Stickoxiden und anderen Luftschadstoffen von Kohlekraftwerken setzen wird (s.u.).

2.3.2 Klimaschutzziele 2020 akut gefährdet

Abbildung 2 stellt die Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland seit 1990 sowie den für die Zukunft vorgesehenen Entwicklungspfad dar. Kohle, insbesondere Braunkohle verursacht hierbei einen großen Teil der Emissionen in Deutschland: Die Kohleverstromung stieg 2013 auf 283 TWh an (2012: 277 TWh und 265 Mio. t CO₂, was 84 % der gesamten deutschen Stromerzeugung entspricht.) Zeitgleich erhöhten sich auch die deutschen Netto-Stromexporte mit 34 TWh im Jahr 2013 auf einem Allzeithoch (2012: 23 TWh). Die Steinkohleverstromung betrug 2013 122 TWh (2012: 116 TWh was 98 Mio. t CO₂ entspricht). Die Braunkohleverstromung zog in den vergangenen Jahren wieder an und erreichte im Jahr 2013 rund 161TWh. Die daraus resultierenden Emissionen in Höhe von knapp 170 Mio. t CO₂ sind für die Hälfte der gesamten CO₂-Emissionen der Stromerzeugung verantwortlich. (AGEB 2014; UBA 2013b)

Die Abbildung zeigt auch die zunehmende Verfehlung der Klimaschutzziele in Deutschland seit 2012, die vor allem durch die weiter über den Erwartungen liegenden CO₂-Emissionen des fossilen Kraftwerksparks bedingt ist. Damit zeichnet sich eine drastische Verfehlung der Klimaschutzziele bereits für 2020 (-40%) ab. Die Agora Energiewende kam in einer Analyse zu dem Ergebnis, dass die Braunkohlestromerzeugung daher bis 2030 um 62 % und die Steinkohlestromproduktion um 80 % reduziert werden muss, wenn das Energiekonzept der Bundesregierung eingehalten werden soll (Graichen und Redl 2014).

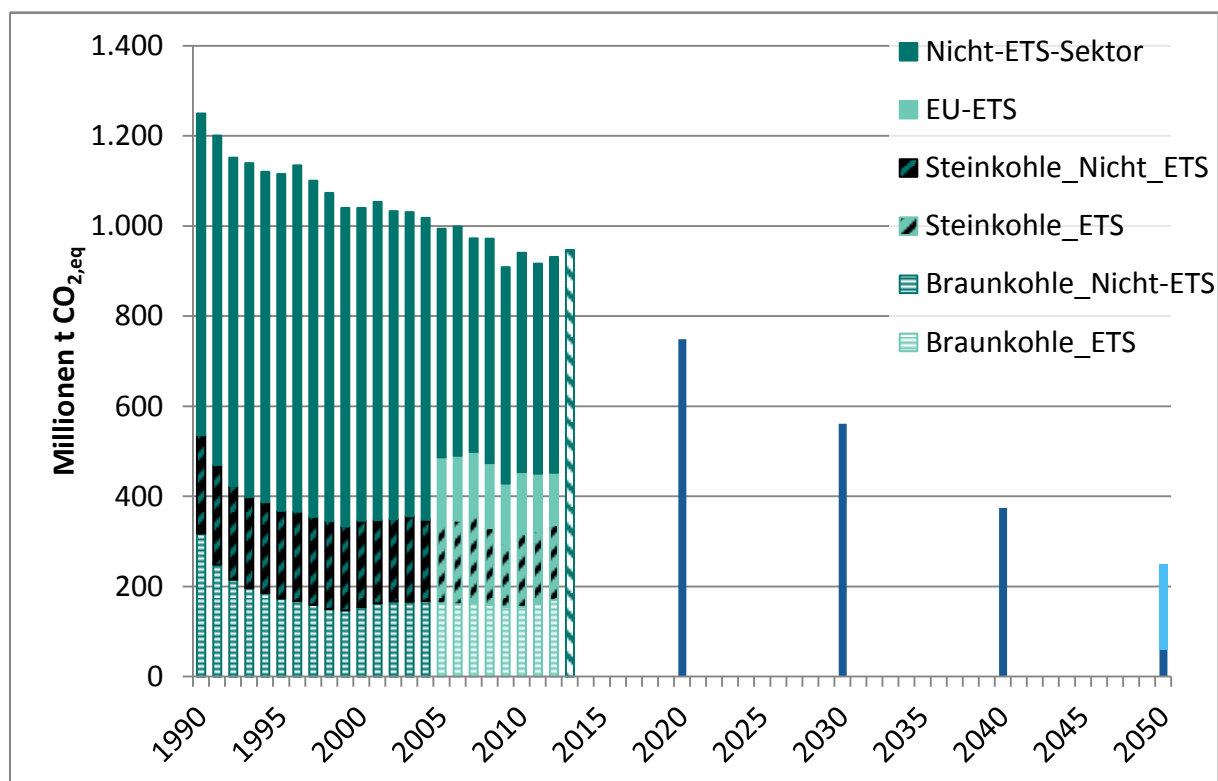


Abbildung 2: Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland seit 1990 sowie der für die Zukunft vorgesehene Entwicklungspfad

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf AGEB (2014) und (UBA 2013b).

Das Bundesumweltministerium geht davon aus, dass in Deutschland ohne weitere Maßnahmen bis zum Jahr 2020 lediglich eine Treibhausgasreduktion in Höhe von 33 % erreicht werden kann und daher dringender Handlungsbedarf besteht. Einen Schwerpunkt setzt das Eckpunktepapier zur Vorbereitung des Aktionsprogramms im Bereich des konventionellen Kraftwerkparcs. Ein Kabinettsbeschluss der Bundesregierung ist für November 2014 vorgesehen. Darüber hinaus bereitet die Große Koalition die Umsetzung des im Koalitionsvertrag vorgesehenen Klimaschutzplans 2050 vor, innerhalb dessen der Stromsektor ebenfalls eine besondere Bedeutung spielen dürfte. (BMUB 2014a)

2.3.3 Klimaschutzziele für 2030 bis 2050 mit Braunkohleverstromung ebenfalls kaum erreichbar

2.3.3.1 Prognosen braunkohlefreundlicher Studien

Andere, tendenziell braunkohlefreundliche Studien gehen auch langfristig noch von einer konstanten Braunkohleverstromung aus: So prognostiziert eine Studie vom (IER 2012) noch mit 7700 VLS im Jahr 2030; rechnet man die Annahmen des (Prognoseforum 2013a, 2013b)

hoch, so kommt man im Jahr 2050 auf eine Braunkohleverstromung von ca. 90 TWh. Der hierbei zu erwartende CO₂-Ausstoß von ca. 85 Mio. t entspricht etwa der Hälfte des gesamten verbleibenden CO₂-Budgets für 2050 und macht somit die Erreichung der Klimaziele der Bundesregierung obsolet. Im folgenden Abschnitt soll daher untersucht werden, inwiefern andere Prognosen für die Braunkohleverstromung in Deutschland mit den Klimazielen der Bundesregierung vereinbar sind. Zu diesem Zweck werden die Annahmen des Prognoseforums (Prognoseforum 2013a) (Prognoseforum 2013b) bzgl. der Erschließung der neuen Tagebaue Nochten II und Welzow-Süd Teilabschnitt II mit den dort angenommenen Volllaststunden und Laufzeiten auch für die anderen deutschen Tagebaugelände übernommen.⁴ Als Vergleichswerte verwenden wir die Daten des Szenariorahmens⁵ der (Bundesnetzagentur 2011), die Langfristszenarien des (BMU 2012) sowie das Referenzszenario des (IER 2012)(s. Abbildung 3).

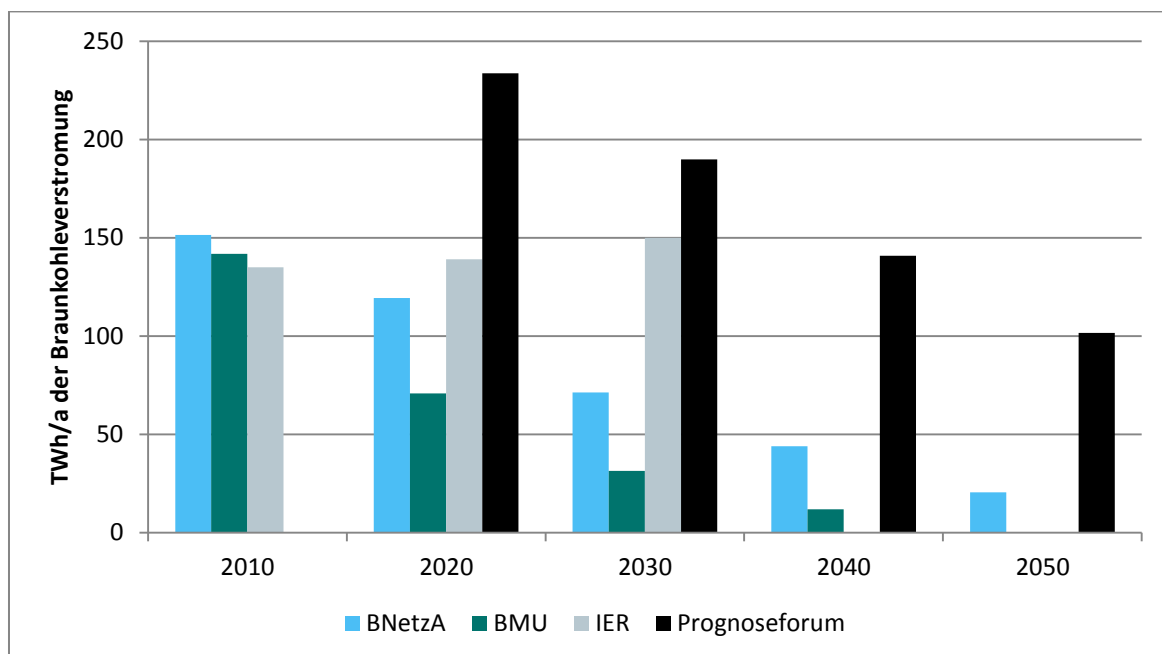


Abbildung 3: Die Braunkohleverstromung in Deutschland auf der Basis verschiedener Studien/Szenarien
Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Bundesnetzagentur 2011)(BMU 2012)(IER 2012)(Prognoseforum 2013b)(Prognoseforum 2013a).

Die Analyse zeigt, dass die Erwartungen des Prognoseforums deutlich über den Werten der BNetzA und des BMU liegen. Auf Basis der Annahmen vom Prognoseforum werden im Jahr

⁴ Zudem wird davon ausgegangen, dass aufgrund der vom Prognoseforum zu Grunde gelegten Marktbedingungen neue Braunkohlekraftwerke an den Standorten Niederaußem (BoA Plus) und Profen ab 2020 sowie in Jämschwalde (ohne CCTS) ab 2025 ans Netz gehen werden.

⁵ 2. Entwurf, Szenario B für 2022 und 2032 mit linearer Fortschreibung der Annahmen, einer Laufzeit von 50 Jahren und einer jährlichen Reduktion der Volllaststunden (VLS) um 2,2% beginnend bei 7500 VLS im Jahr 2012.

2050 jährlich noch 86 TWh Braunkohlestrom produziert. Dies entspricht bei gleichbleibender Nachfrage ungefähr 15 % des Deutschen Stromverbrauchs. Die hieraus resultierenden jährlichen CO₂-Emissionen von fast 100 Mio. t entsprechen 9,3 % der Emissionen vom Vergleichsjahr 1990 (1037 Mio. t CO₂) (s. Abbildung 4). Angesichts schwerer vermeidbarer Emissionen (insb. in den Sektoren Industrie, Landwirtschaft und Haushalten) ist die von der Bundesregierung angestrebte Reduktion der Treibhausgase von 80-95 % (auf ca. 50-250 Mio. t CO₂/a) bis 2050 somit nicht mit diesen Annahmen kompatibel.

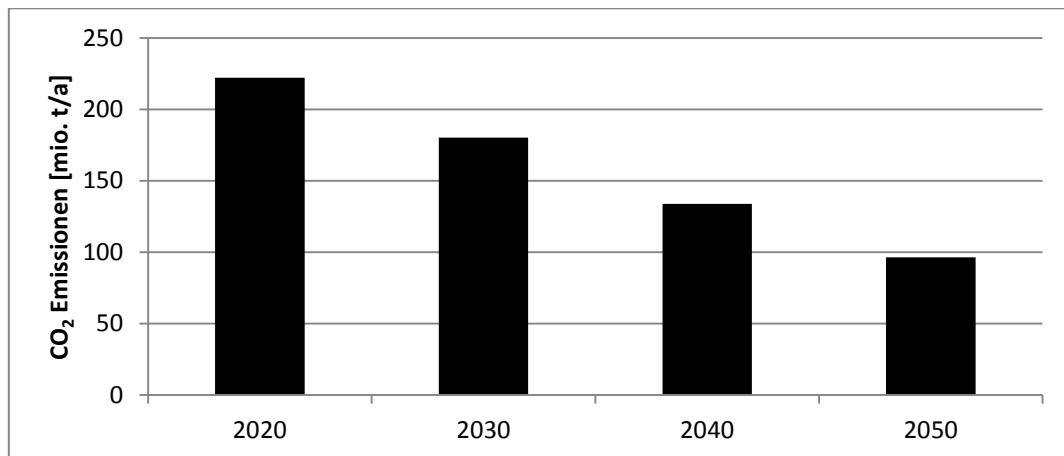


Abbildung 4: CO₂-Emissionen der Braunkohleverstromung in Deutschland unter den Annahmen des Prognoseforums

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Prognoseforum 2013a)(Prognoseforum 2013b)

Eine andere Studie vom Stuttgarter IER (IER 2012) geht in ihren Prognosen von steigenden Volllaststunden (VLS) für Braunkohle von 6600 VLS im Jahr 2010 bis auf 7700 VLS im Jahr 2030 aus. Zudem wird die Laufzeit von Kraftwerken nach ihrer angenommenen Grundlaufzeit von 45 Betriebsjahren durch Retrofitmaßnahmen verlängert, sodass die Kapazitäten in Deutschland von 2012 bis 2030 konstant bei ca. 20 GW bleiben. Aufgrund dieser konstanten jährlichen Emissionen von knapp 160 Mio. t (s. Abbildung 5) können die Minderungsziele der Bundesregierung nicht erreicht werden. Der von der Studie angenommene Einsatz von CCTS ist zudem aufgrund der hohen Kosten dieser Technologie mehr als unwahrscheinlich (siehe Kapitel 2.5.6).

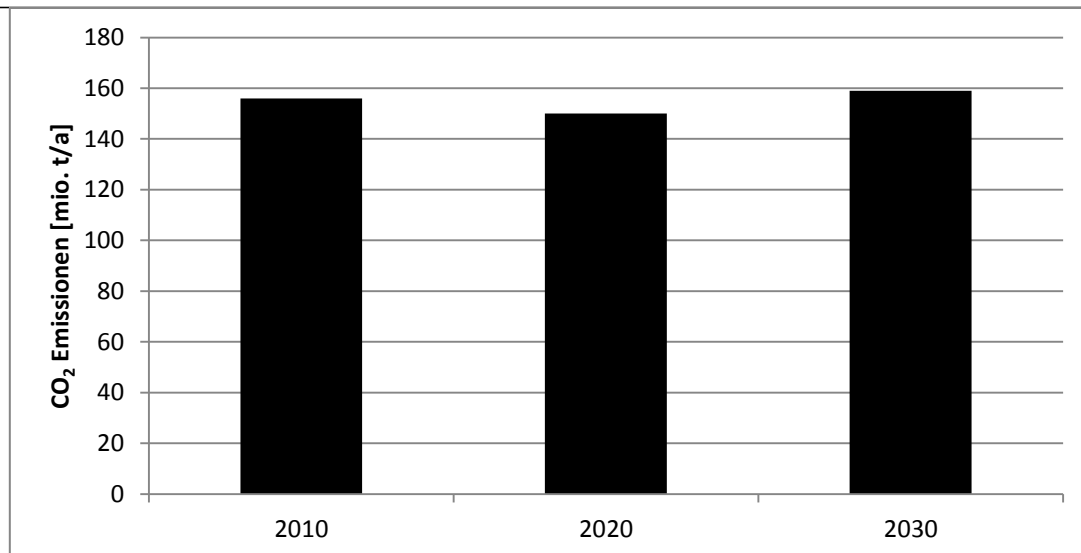


Abbildung 5: CO₂-Emissionen der Braunkohleverstromung in Deutschland unter den Annahmen des IER
Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (IER 2012).

2.3.3.2 Der Szenariorahmen 2025 der Übertragungsnetzbetreiber

Auch dem offiziellen Planungsdokument, auf dem die langfristige Netzausbau aufbauen soll, entnimmt man den Versuch, die Braunkohleverstromung für die kommenden Jahrzehnte als bedeutenden Energieträger festzuschreiben: Der Szenariorahmen 2025 der Übertragungsnetzbetreiber prognostiziert die zukünftigen Erzeugungskapazitäten und ist eine wichtige Grundlage für den Erstellung des Netzentwicklungsplan; der neueste Entwurf des Szenariorahmens 2025 sieht u.a. den Bau zwei neuer Braunkohlekraftwerke vor. Mit dem „Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom“ legten die Stromübertragungsnetzbetreiber am 30. April 2014 ein Planungsdokument vor, welches nach öffentlicher Konsultation und Prüfung durch die Bundesnetzagentur die Grundlage für den nächsten Netzentwicklungsplan werden soll. Dieses Dokument setzt auf eine stärkere Nutzung der Braunkohle und schränkt dafür relativ umwelt-freundliche Erdgaskraftwerke zukünftig stärker ein. Damit legen die Übertragungsnetzbetreiber ohne ersichtliche Not einen Energiemix vor, welcher nicht mit den von der Bundesregierung angestrebten mittelfristigen Klimaschutzziele kompatibel ist. Im Entwurf werden drei Szenarien ausgeführt, welche sich im Energieträgermix unterscheiden. Bzgl. der erneuerbaren Energien orientieren sich die Szenarien vorwiegend an dem Entwurf zur EEG-Novelle. Im Bereich der konventionellen Kraftwerkskapazitäten ist insbesondere die Trendwende zu - gegenüber früheren Szenariorahmen - steigenden Braunkohlekapazitäten bemerkenswert: Anstatt wie bisher die Stilllegung von Braunkohlekraftwerken

nach 50 Jahren (technische Lebensdauer) zu planen, soll nunmehr hierfür die Reichweite der zu-gehörigen Tagebaue berücksichtigt werden. Dies impliziert auch, das längere Laufzeiten oder gar Neubauten von Braunkohlekraftwerken als Begründung für den Aufschluss neuer Tagebaue erhalten können.

Das Szenario A beinhaltet den Neubau von je einem Braunkohlekraftwerk im Rheinland (Niederaußem) bzw. in Mitteldeutschland (Profen). Des Weiteren führt die Umdeutung der Braunkohle im Szenariorahmen zu einer Steigerung der Braunkohlekapazitäten für das Jahr 2025 von 15,3 GW aus dem vormaligen Szenariorahmen auf 19,6 GW, also um 4.300 MW (Szenario B); der Wert für 2035 liegt immer noch um 2.000 MW höher (s. Abbildung 6).

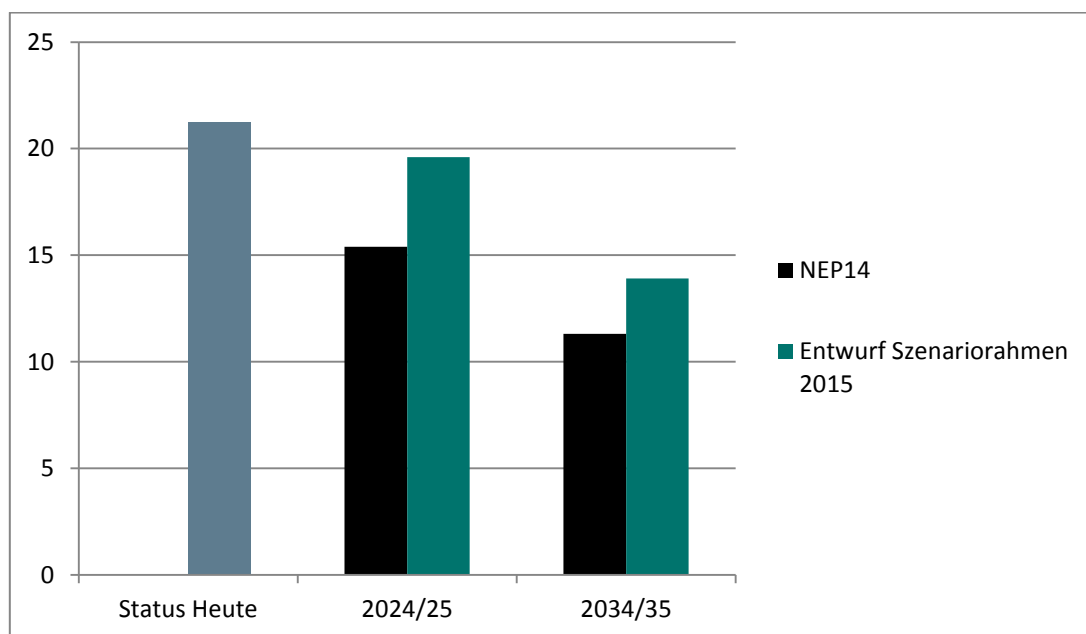


Abbildung 6: Kapazitätsannahmen für Braunkohlekraftwerke bei der Stromnetzplanung

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (50 Hertz Transmission GmbH u. a. 2014) und (50Hertz u. a. 2014)

Besondere Auswirkungen hätte der Szenariorahmen auf die 40-48 Jahre alten Braunkohlekraftwerksblöcke in NRW, welche niedrige Wirkungsgrade (32-37%) und hohe spezifische Emissionen (1200-1300 g/kWh) aufweisen: Die Laufzeitverlängerung dieser Blöcke würde zu einer erheblichen Steigerung des CO₂-Ausstoßes führen und ist auch nicht mit dem Klimaschutzgesetz von NRW kompatibel.

2.4 Energiemix der Energiewende und Versorgungssicherheit ohne Braunkohle

2.4.1 Stand aktueller Studien

Energiewende funktioniert nur ohne Braunkohle. Im „Leitszenario“ von 2012 ist der Beitrag der Braunkohle in 2040 vernachlässigbar und in 2050 vollständig verschwunden; diese Einschätzung wird auch durch die Aktualisierung der Leitstudie bestätigt (Nitsch 2013). Eine aktuelle Studie der Enervis energy advisors kommt ebenfalls zu dem Schluss, das Braunkohle jenseits der 2040er Jahre nicht mehr Teil eines Energiewende-kompatiblen Stromsystems sein sollte (s. Abbildung 7). Annahmegemäß werden hierbei CO₂-intensive, ältere Braun- und Steinkohlekraftwerke aus dem Bestand entfernt, wodurch Freiräume für den Neubau von neuen und effizienten Gaskraftwerken entstehen. (Hilmes und Herrmann 2014)

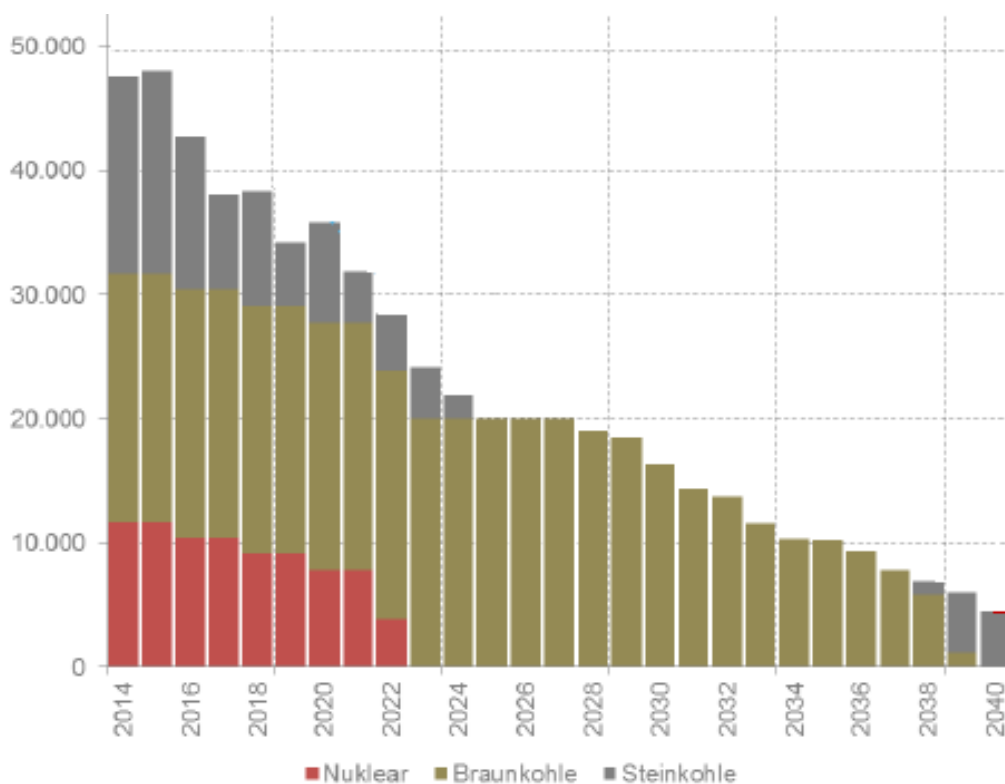


Abbildung 7: Verbleibende konventionelle Kraftwerkskapazitäten in einem idealen Kraftwerkspark nach einer Studie der Enervis energy advisors

Quelle: (Hilmes und Herrmann 2014).

Auch in dem Szenariorahmen der Bundesnetzagentur 2012, der die Grundlage der Netzentwicklungspläne ist, wurde die Prognose der Braunkohleverstromung auf 4916 VLS im Jahr 2032 reduziert (50 Hertz u. a. 2012). Dem liegt zugrunde, dass im Energiesystem der Zukunft die Bedeutung der Grundlast abnimmt. Stattdessen stehen wenige konventionelle Anlagen im zunehmenden Wettbewerb um die Residuallast, welche nach der Einspeisung erneuerba-

erer Energieträger verbleibt.⁶ Die Abbildung 8 zeigt eine exemplarische Woche mit einer hohen Einspeisung von erneuerbaren Energien für das Jahr 2011 und 2033. Es ist deutlich zu erkennen, dass Braunkohlekraftwerke zukünftig keine konstante Grundlast mehr fahren können, sondern immer öfter durch stärkere Einspeisung erneuerbarer Energien abgeregelt werden müssen. (Gerbaulet et al., 2012a und 2012b)

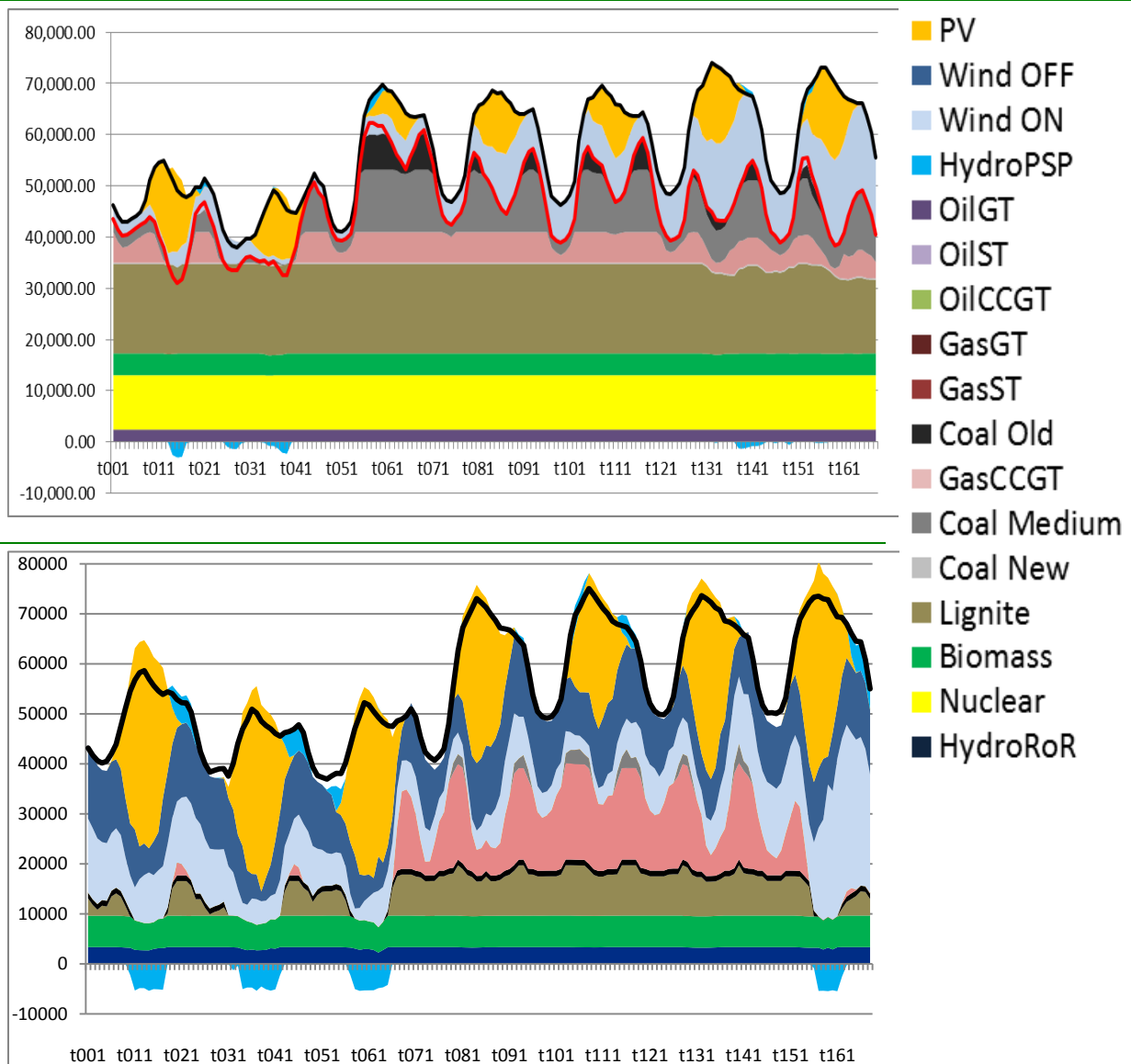


Abbildung 8: Modellergebnis für eine exemplarische Woche 2011 (oben) und 2032 (unten)

Quelle: Gerbaulet et al. (2012a)

⁶ Allerdings enthält der neueste Szenariorahmen 2014 deutlich höhere Volllaststunden für Braunkohle von 6587 VLS für 2034 (50 Hertz Transmission GmbH u. a. 2014)

2.4.2 Versorgungssicherheit Deutschlands im Rahmen des Braunkohleausstiegs gesichert

Trotz des vorzeitigen Abschaltens von Kernkraftwerken im März 2011 ist es in Deutschland bisher zu keinen Versorgungsengpässen gekommen. Bis heute ist Dank des bestehenden Regelrahmens, insb. der Verstetigung der jährlich verhandelten Netzreserve durch die Reservekraftwerksverordnung (ResKV) vom Juni 2013 keine Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit zu beobachten. Die Reservekraftwerksverordnung sichert die Versorgung mindestens bis 2017 ab. Dabei kommt es zwar zu einem moderaten Anstieg der Netzreserve von derzeit 2,5 GW auf ca. 4,8 GW, diese ist jedoch im gegenwärtigen System darstellbar. (Kunz u. a. 2013)

Deutschlandweit liegen mit dem Netzentwicklungsplan 2013 für das Jahr 2023 ausreichend Erzeugungskapazitäten vor beziehungsweise könnten im Ausnahmefall hierfür entwickelt werden. Eine aggregierte Betrachtung der für 2023 erwarteten Rahmenbedingungen am Strommarkt legt keine strukturelle Verknappung der Situation nahe. Angesichts der gegenwärtigen erheblichen Überkapazitäten sowie Potenzialen in Lastmanagement und Versorgungsmöglichkeiten aus dem Ausland muss es nicht zu Engpässen kommen. Die regional untergliederte Leistungsbilanz weist allerdings für Süddeutschland eine negative Reservemarge auf (s. Tabelle 3). Dies bestätigen Szenariorechnungen mit einem regional disaggregierten Stromsektormodell, das den Kraftwerkseinsatz, und Redispatchmaßnahmen simuliert. Der regionale Schwerpunkt liegt dabei auf Süddeutschland, wo eine große Nachfrage auf einen besonders stark ausgeprägten Kernkraftwerksausstieg trifft. Auch bei einer regionalisierten Analyse kann die Stromnachfrage nach dem Ausstieg aus der Kernenergie an allen Orten und auch zu Spitzenlastzeiten befriedigt werden, sofern die verfügbaren Optionen genutzt werden: u.a. Lastmanagement, Kapazitätsverträge mit dem Ausland sowie eine HGÜ-Verbindung mit Norddeutschland. Netzprobleme sind auch bei verzögertem Netzausbau lösbar. Sie sind auch nicht zeitgleich mit Versorgungsengpässen zu erwarten, entstehen diese doch hauptsächlich in Zeiten von Starkwind, d.h. in Zeiten hoher Leistungsverfügbarkeit. Obwohl sich die Versorgungssituation in Süddeutschland etwas knapper darstellt, sind auch hier für 2023 keine besonderen Versorgungsprobleme zu erwarten. (Kunz u. a. 2013)

Technologie	Deutschland	Region Nord Ost	Region Nord West	Region West	Region Ost	Region Süd
Kernenergie	0	0	0	0	0	0
Braunkohle	17,7	0	0,4	7,6	9,8	0
Steinkohle	25,8	1,2	6,4	10,6	0	7,7
Erdgas	24	2,7	2,7	10,5	2,1	6,1
Mineralölprodukte	2,7	0,6	0,5	0,5	0,2	0,8
Pumpspeicher	6,3	0	0,3	0,9	2,6	2,4
Sonstige Konventionelle	1,7	0,3	0,3	0,6	0,1	0,4
Summe konv. KW	78,2	4,8	10,6	30,6	14,8	17,4
Wind Offshore	14	1,3	12,7	0	0	0
Wind Onshore	49,3	10,5	17,6	8,2	8,6	4,4
Photovoltaik	61,3	5,1	7,3	11,8	7,8	29,4
Wasserkraft	4,8	0	0,2	0,6	0,2	3,7
Biomasse	8,5	1,3	1,9	1,7	0,9	2,7
Sonstige EE	1,5	0	0	0	0	1,5
Summe EE	139,4	18,2	39,8	22,2	17,5	41,7
Summe Erzeugung	217,7	23	50,4	52,9	32,4	59,1
Netto-Einspeiseleistung	217,7	23	50,4	52,9	32,4	59,1
Nicht sicher einsetzbare Leistung	126,1	16,4	36,5	20,1	16,2	36,9
Revision, Wartungen	2	0,1	0,3	0,8	0,4	0,4
Ungeplante Ausfälle	5	0,5	0,8	1,9	0,6	1,3
Regelleistung	4,8	0,6	1,1	0,5	0,5	0,3
Nicht verfügbare Leistung	137,9	17,6	38,6	23,3	17,7	38,8
Gesichert verfügbare Leistung	81,8	5,3	11,8	31,6	14,7	20,3
Last (inklusive Netzverluste)	88,2	3,5	13,6	27,7	9	34,3
Lastmanagement	4	0,2	0,6	1,3	0,4	1,6
Verbleibende Leistung	-2,4	1,9	-1,2	5,1	6	-12,5
Leistungen im Ausland	3,8	0	0	0	0	3,8
Reservemarge	-0,6	1,9	-1,2	5,1	6	-10,7

Tabelle 3: Leistungsbilanz für Deutschland gesamt und regional untergliedert in 2023 in GW

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Kunz u. a. 2013).

Die quantitative Analyse legt somit nahe, dass es bis Mitte der 2020er Jahre nicht zu einem Strukturbruch bezüglich der Versorgungssicherheit kommen wird. Darüber hinaus sind auch Unsicherheiten und die Gefahr von Fehlentwicklungen zu berücksichtigen. Angesichts der durch die Energiewende beschleunigten technologischen Dynamik auf dem Weg in einem von Erneuerbaren Energien geprägten Stromsystem ist jedes Szenario für das kommende Jahrzehnt mit großer Unsicherheit behaftet. Jenseits der explizit berücksichtigten Flexibilitätsoptionen stehen noch weitere Möglichkeiten bereit, die sich entlastend auf die Stromversorgung auswirken können, z.B. Pumpspeicher, dezentrale Erzeugung und grenzüberschreitender Stromaustausch. (Kunz u. a. 2013)

Da ein geordneter Braunkohleausstieg erst Anfang der 2020er Jahre beginnen würde, wäre bis dahin noch genügend Zeit in neue Kraftwerkskapazitäten zu investieren. Bis zu einem endgültigen Abschalten der letzten Kohlekraftwerke in 20-30 Jahren kann zudem ein Großteil der Erzeugungskapazitäten durch die bis dahin entstandenen Kapazitäten erneuerbarer Energien kompensiert werden. Deutschlandweit stellt sich die gesamte Kapazitätssituation somit als beherrschbar dar. Die Versorgungssicherheit Deutschlands ist durch einen geordneten Braunkohleausstieg somit nicht gefährdet.

2.5 Braunkohleausstieg gesamtwirtschaftlich effizient

2.5.1 Hohe externe Kosten

Braunkohleverstromung ist mit sehr hohen negativen externen Kosten verbunden, welche wesentlich höhere sind als der Wert des dadurch produzierten Stroms.⁷ Unter externen Kosten versteht man Kosten, die zu einer Mehrbelastung der Gesellschaft führen, da sie nicht von den Verursachern getragen werden. Aus diesem Grund wird bei externen Kosten auch von indirekten oder versteckten Kosten für die Gesellschaft gesprochen. Bei den fossilen Energieträgern sind dies insbesondere die Kosten, die durch das Freisetzen von Treibhausgasen und Luftschadstoffen verursacht werden. Durch verschiedene politische Maßnahmen wird teilweise bereits versucht diese Kosten zu internalisieren. Da das allerdings nicht im vollen Umfang gelingt, kann höchstens von einer Teilinternalisierung der externen Kosten gesprochen werden.⁸ Tabelle 4 listet alle Ergebnisse der Studien zu den externen Kosten der Braunkohle auf. Weiterhin sind die Treibhausgase sowie Luftschadstoffe, die bei der Berechnung der jeweiligen Studien berücksichtigt wurden, gegenübergestellt. Die Ergebnisse reichen von 2,2 Ct/kWh bis 21,7 Ct/kWh. Als Durchschnittswert der externen Kosten für Braunkohle aller in dieser Arbeit untersuchten Studien ergibt sich 7,86 Ct/kWh, was ungefähr dem doppelten des aktuellen Preises am Spotmarkt der Leipziger Strombörse entspricht.

⁷ Dieser Abschnitt entstand unter der Mitarbeit von Carlo Carilli.

⁸ Politische Maßnahmen zur Internalisierung sind beispielsweise der ETS und die Energiesteuer. Die Energiesteuer bezieht sich jedoch nicht direkt auf die Treibhausgas- oder Luftschadstoffemissionen. Bei der Wärmeerzeugung ist die Energiesteuer, im Gegensatz zur Stromerzeugung, abhängig vom Energieträger. Dadurch ergeben sich im Wärmebereich verschieden hohe Steuersätze für die genutzten Energieträger. Im Strombereich kann die Steuer nur abhängig von der gesamten Höhe der Stromerzeugung als Internalisierungsinstrument aufgefasst werden. (Breitschopf und Diekmann 2010)

Die Abweichungen bis zum Faktor 10 sind dadurch bedingt, dass die Studien bei ihren Berechnungen verschiedene Treibhausgase und Luftschadstoffe berücksichtigen. Ein weiterer Grund für die großen Abweichungen sind die Daten, die den Berechnungen zugrunde liegen. Diese sind zum Teil, vor allem bei älteren Studien, noch mit großer Unsicherheit behaftet. Die Monetarisierung der durch die Luftschadstoffe erhöhten Sterblichkeit wird in den unterschiedlichen Studien anders berechnet. Zudem gibt es einerseits mit dem Ansatz unter Zuhilfenahme von Emissionsfaktoren und Schadenskosten und andererseits dem Wirkungspfadansatz zwei verschiedene Ansätze zur Berechnung der externen Kosten. Bei den Ergebnissen der Studie (HEAL 2013) wurde zudem nicht zwischen Braun- und Steinkohle unterschieden, weshalb der dort errechnete Wert von 2,6 Ct/kWh tendenziell zu niedrig für Braunkohle ist⁹. Zudem hat diese Studie die externen Kosten der Treibhausgase nicht betrachtet, weshalb die Schadenskosten nicht direkt mit den anderen Studien vergleichbar sind. Die Studien der (EC 2003) und WI (Lechtenböhrer und Kristof 2004) sind schon etwas veraltet im Vergleich zu den anderen Studien. Daher werden in der Abbildung 9 nur die Studien vom FÖS (Küchler und Meyer 2012), AEE (Mühlenhoff 2011) und ISI & DIW (Breitschopf and Diekmann, 2010) im Vergleich zum Strompreis aufgezeigt.

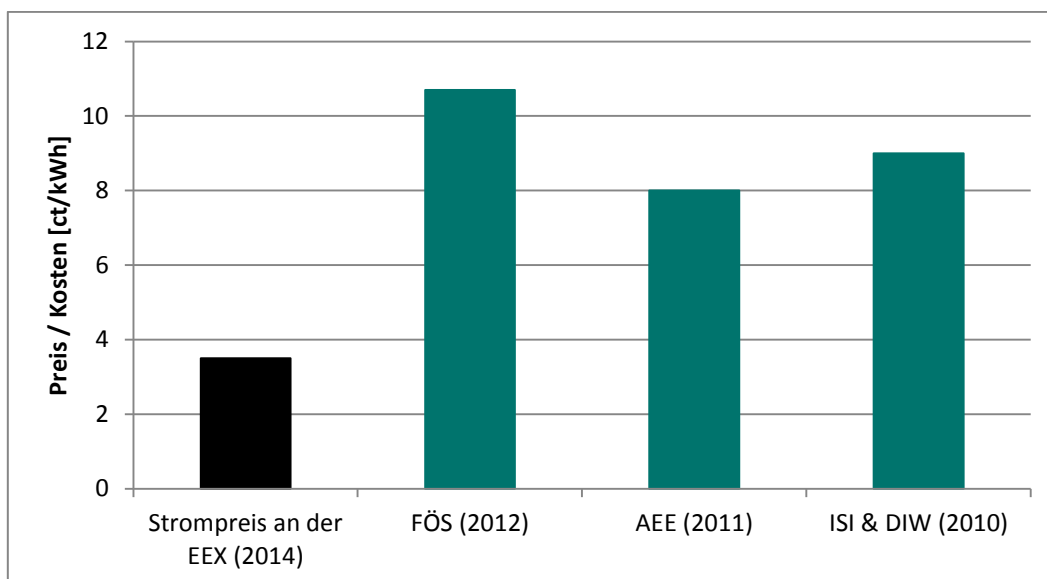


Abbildung 9: Externe Effekte von Braunkohle in den neuesten Studien im Vergleich zum Strompreis an der EEX

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Küchler und Meyer 2012), (Mühlenhoff 2011) und (Breitschopf und Diekmann 2010).

⁹ Braunkohle besitzt höhere externe Kosten als Steinkohle, weshalb ein gemeinsamer Schadenswert immer niedriger ausfallen wird, als ein aufgeschlüsselter Wert nur für die Braunkohleverstromung.

-	FÖS (2012)	HEAL (2013)	AEE (2011)	EC (2003)	ISI & DIW (2010)	WI (2004)
Treibhausgase						
CO ₂	x		x	x	x	x
CH ₄	x			x	x	x
N ₂ O	x			x	x	x
Luftschadstoffe						
SO ₂	x	x	x	x	x	x
NO _x	x	x	x	x	x	x
Feinstaub	x	x	x	x	x	x
NMVOC	x		x	x	x	
O ₃				x		
Externe Kosten [Ct/kWh]	10,7	2,6	8,0	3,79	9,0	2,2 – 21,7

Tabelle 4: Untersuchte Externalitäten der Kohle- bzw. Braunkohleverstromung

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Küchler und Meyer 2012), (HEAL 2013), (Mühlenhoff 2011), (EC 2003), (Breitschopf und Diekmann 2010) und (Lechtenböhmer und Kristof 2004).

Weiterhin kann davon ausgegangen werden, dass die externen Kosten der Braunkohle bei allen Studien unter dem tatsächlichen Wert liegen, da es sehr schwer ist, die langfristigen Folgen und Kosten des Klimawandels, der von den emittierten Treibhausgasen verursacht wird, tendenziell unterschätzt werden. Bei den Berechnungen der in dieser Arbeit untersuchten Studien, wurden für das Treibhausgas CO₂ Schadenskosten von 70-80 €/t angenommen. Diese Schadenskosten beziehen sich auf die kurzfristige Schadenswirkung der CO₂ Emissionen. Die langfristige Schadenswirkung und die damit verbundenen Kosten kann allerdings um einiges höher liegen (Schwermer und Preiss 2012). Zudem wurden bei allen Studien nur Treibhausgas und Luftschadstoffemissionen berücksichtigt. Nicht berücksichtigt wurden die negativen Auswirkungen die von Schwermetallen wie Blei oder Quecksilber ausgehen, die Gesundheitsschäden aus Lärmbelästigung, Schäden durch die Veränderungen des Landschaftsbildes und das Verschwinden von kulturell-historischen Werten durch Umsiedlungen. Auf absehbare Zeit kann nicht damit gerechnet werden kann, dass diese erheblichen Umweltkosten durch Markt- und/oder Preissignale internalisiert werden.

2.5.2 Europäische Wasserrahmenrichtlinie

Ein weiterer wichtiger Punkt ist die Einhaltung der europäischen Wasserrahmenrichtlinie 2000/60/EG (WRRL) sowie der Richtlinie 2006/118/EG zum Schutz des Grundwassers. Beide Richtlinien stehen im Widerspruch zu einer Fortführung der Kohleverstromung in Deutschland. §19 der WRRL hat explizit die „*Erhaltung und Verbesserung der Aquatischen Umwelt in der Gemeinschaft*“ zum Ziel. Artikel 4 (1) der Richtlinie fordert, dass die Mitgliedstaaten die notwendigen Maßnahmen durchführen um eine Verschlechterung des Zustands aller Oberflächen- und Grundwasserkörper zu verhindern. Dies impliziert ein Verschlechterungsverbot für Grundwasserkörper und Oberflächengewässer. Die mit dem Betrieb von Tagebauen einhergehenden Grundwasserabsenkungen führen allerdings zu einer Veränderung der Grundwasserkörper. Zudem werden Oberflächengewässer verstärkt durch Eisensulfat Ablagerung belastet, sobald die bewegte Bodenmasse wieder mit geflutet wird. Diese Verockerung belastet nicht nur Flora und Fauna, sondern beeinträchtigt auch die Attraktivität der Regionen für den Tourismus, wie derzeit anschaulich im Spreewald zu beobachten ist. (Friedrich 2013)

2.5.3 Verschärfung der Rahmenbedingungen durch die IED-Richtlinie

Die Veränderung der 13. Bundesimmissionsschutzverordnung (BlmschV) im Rahmen der Umsetzung der Richtlinie 2010/75/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 24. November 2010 über Industrieemissionen (auch als IED-RL bekannt) sorgt für Verschärfungen der erlaubten Grenzwerte. Die IED-RL fügt insgesamt sieben bisher geltende Richtlinien zusammen und wandelt diese in eine neue, strengere Rechtsakte um (s. Tabelle 5). Sie führt dabei eine Reihe von erheblichen Änderungen der bisherigen Regulierung des integrierten Umweltschutzes ein. Die Vorbereitungsarbeiten am Projekt der IED-Richtlinie begannen im Mai 2008; zweieinhalb Jahre später, am 24. November 2010, wurde die endgültige Version der Richtlinie vom Europäischen Rat und Europäischen Parlament verabschiedet. Abbildung 10 stellt den zeitlichen Rahmen der Umsetzung der IED-Richtlinie dar.¹⁰

¹⁰ Dieser Abschnitt entstand unter der Mitarbeit von Wojciech Kulig.

Richtliniennummer	Betreff
78/176/EWG	über Abfälle aus der Titandioxid-Produktion (v. 20.02.1978)
82/883/EWG	über die Einzelheiten der Überwachung und Kontrolle der durch die Ableitungen aus der Titandioxidproduktion betroffenen Umweltmedien (v. 3.12.1982)
92/112/EWG	über die Modalitäten zur Vereinheitlichung der Programme zur Verringerung und späteren Unterbindung der Verschmutzung durch Abfälle der Titandioxid-Industrie (v. 15.12.1992)
1999/13/EG	über die Begrenzung von Emissionen flüchtiger organischer Verbindungen, die bei bestimmten Tätigkeiten und in bestimmten Anlagen bei der Verwendung organischer Lösungsmittel entstehen (v. 11.03.1999)
2000/76/EG	über die Verbrennung von Abfällen (v. 4.12.2000)
2001/80/EG	zur Begrenzung von Schadstoffemissionen von Großfeuerungsanlagen in die Luft (v. 23.10.2001) – <u>gen. LCP-Richtlinie</u>
2008/1/EG	über die integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung (v. 15.01.2008) – <u>gen. IVU-Richtlinie</u>

Tabelle 5: Durch die IED-RL zusammengeführte Richtlinien

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf(EP 2010).

Zu den Änderungen gehört die wesentliche Verschärfung der Emissionsstandards für Schwefeldioxid, Stickstoffoxiden und Staub in Feuerungsanlagen. So wäre die Einhaltung von Emissionsgrenzwerten von einigen Anlagen nur durch die Hilfe von Sekundärmaßnahmen (wie bspw. dem Einbau eines SCR-Katalysators) möglich. Diese Nachrüstungen sind bei einigen Bestandsanlagen aufgrund von Platzmangel nicht machbar oder wirtschaftlich nicht rentabel. Der (BDEW 2013a) schätzt die dadurch zustande kommenden Stilllegungen bis 2023 auf ungefähr 4,3 GW in Deutschland. Der Großteil hiervon würde bereits bis 2016 zu erwarten sein. Da durch die neue Regelung u.a. auch Ausnahmeregelungen für Gaskraftwerke mit hohem Wirkungsgrad geregelt wurden, ist zu erwarten, dass neben Kohlekraftwerken auch ältere Gaskraftwerke stillgelegt werden. Die Höhe der durch die Kraftwerke einzuhaltenden Emissionen hängt direkt vom Zeitpunkt der Genehmigungserteilung bzw. der vollständigen Beantragung dieser sowie der Inbetriebnahme der Anlage ab. Diejenigen Feuerungsanlagen, bei denen die Genehmigungsbeantragung bzw. -erteilung vor dem 7. Januar 2013 erfolgt ist und diese spätestens am 7. Januar 2014 umgesetzt wurde, sind verpflichtet, die Emissionswerte, die in der Tabelle 6 dargestellt sind, einzuhalten. Alle andere Anlagen, also solche, bei

denen die oben genannten Fristen überschritten wurden, haben ihre Emissionsproduktion auf dem strengeren, tieferen Niveau zu halten (s. Tabelle 7). (EP 2010)

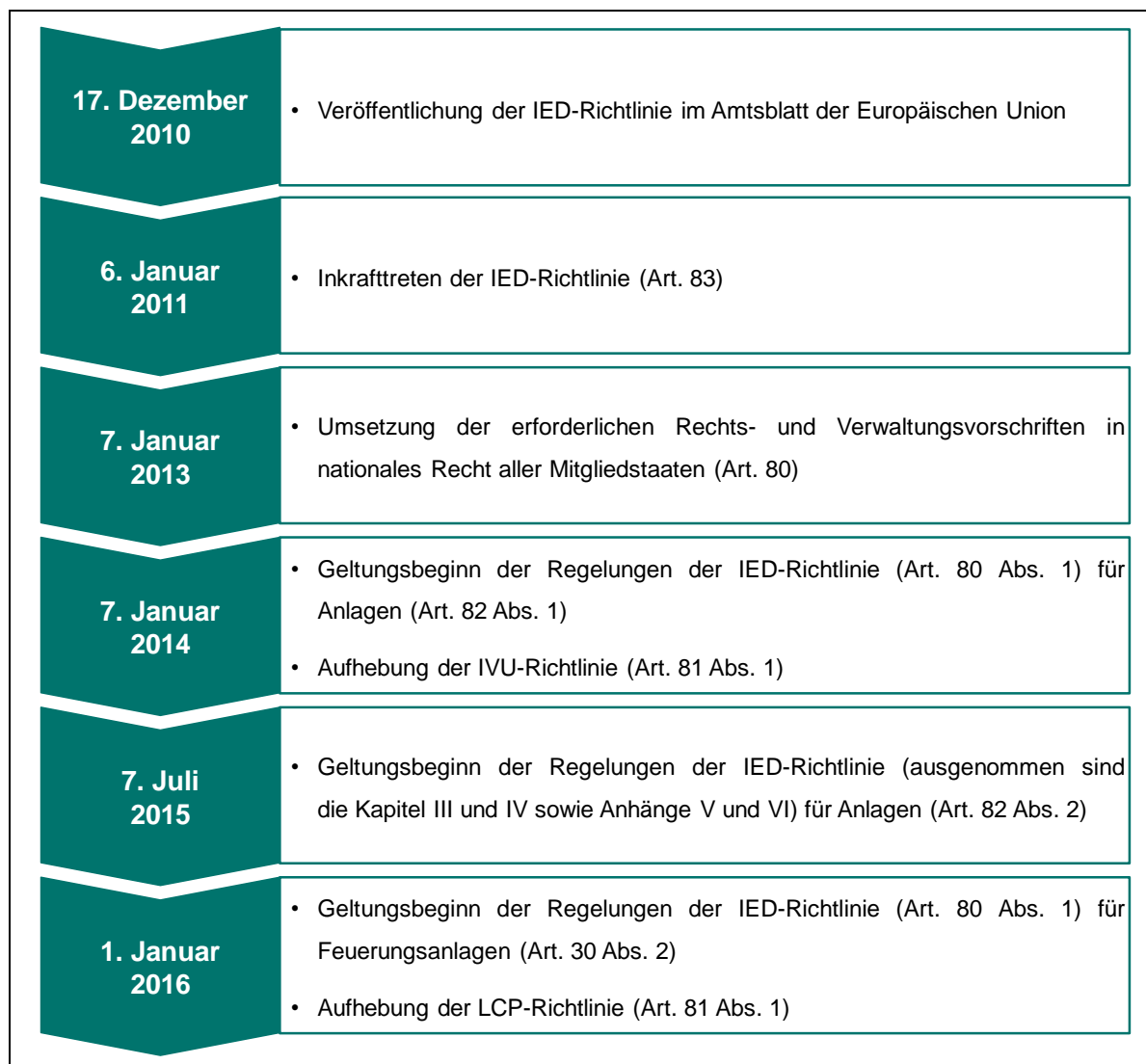


Abbildung 10: Zeitpunkte der Umsetzung der IED-RL

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (EP 2010).

Feuerungswärmeleistung (MW)	SO ₂	NO _x	Staub
50 – 100	400	300 / 450*	30
100 – 300	250	200	25
> 300	200	200	20

Tabelle 6: Emissionsgrenzwerte für mit Steinkohle, Braunkohle und anderen festen Brennstoffen betriebene alte Feuerungsanlagen gemäß Art. 30 Abs. 2 (in mg/Nm³)

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (EP 2010). * gilt bei Braunkohlestaubfeuerungen.

Feuerungswärme- leistung (MW)	SO ₂	NO _x	Staub
50 – 100	400	300 / 400*	20
100 – 300	200	200	20
> 300	150	150 / 200*	10

Tabelle 7: Emissionsgrenzwerte für mit Steinkohle, Braunkohle und anderen festen Brennstoffen betriebene neue Feuerungsanlagen gemäß Art. 30 Abs. 3 (in mg/Nm³)

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (EP 2010). * gilt bei Braunkohlestaubfeuerungen.

Die Richtlinie 2010/75/EU sieht außerdem weitere flexible Schutzmechanismen für ältere Anlagentypen vor, die der Energiesicherheit dienen. Die geringeren Anforderungen werden unter anderem an Feuerungsanlagen gestellt, deren Genehmigungen vor dem 27. November 2002 erteilt wurden oder deren vollständige Beantragung vor diesem Zeitpunkt stattgefunden hat. Diese gelten ebenso für Anlagen, deren durchschnittliche Betriebszeit der letzten fünf Jahre maximal 1500 Volllaststunden betrug. Solche Anlagen dürfen dann entsprechend 800 und 450 mg/Nm³ Schwefeldioxid bzw. Stickstoffoxide emittieren. Für die Emissionen der Stickstoffoxide gilt, außer den oben genannten Kriterien, auch die maximale Feuerungswärmeleistung der jeweiligen Anlage von 500 MW.¹¹

2.5.4 Diskussion über stärkere Grenzwerte für Quecksilber

Ein weiterer Schadstoff, der nicht direkt durch die IED-RL geregelt wird, ist Quecksilber. Quecksilber ist in relativ hohen Konzentrationen in Stein- und in Braunkohle enthalten. Durch die Verbrennung von vielen Millionen Tonnen des festen Brennstoffs kommen erhebliche Gesamtmengen zusammen: So betragen die bundesweiten Hg-Emissionen im Jahr 2012 ca. 5,2 Tonnen, davon stammten etwa 70 % aus Kohlekraftwerken (Zeschmar-Lahl 2014). Die Aufnahme von Quecksilber in den menschlichen Organismus führt bei einer entsprechenden Konzentration zu einer akuten oder chronischen Vergiftung mit irreparablen Schäden von Organen oder des Nervensystems, die bis zum Tod führen können. Die Aufnahme geschieht über die Atemwege, aber auch abseits der Emissionsquellen durch den Verzehr von Tieren, in denen sich das Quecksilber anreichert.¹²

¹¹ Falls diese Anlagen eine Feuerungswärmeleistung von mehr als 500 MW aufweisen, gilt dennoch der erhöhte Grenzwert von 450 mg/Nm³, sofern sie vor dem 1. Juli 1987 genehmigt worden sind. (EP 2010)

¹² Das betrifft vor allem Tiere, die das Schwermetall aus ihren Beutetieren aufsammeln. Besonders hiervon betroffen sind Fische. Die EU weist daher für Fischereierzeugnisse im Vergleich zu anderen Nahrungsmitteln auch einen erhöhten Grenzwert aus [Quelle: EG/1881/2006 19. Dezember, 3.3.1 und EG/629/2008 2. Juli, Punkt

2.5.4.1 Minamata-Abkommen

Größere Aufmerksamkeit erhielt das Thema Quecksilber mit der Einigung auf das Minamata-Übereinkommen im Jahr 2013. Der völkerrechtliche Vertrag sieht die Eindämmung der weltweiten Quecksilberemissionen vor und wurde bislang von 97 Staaten unterzeichnet, darunter auch von Deutschland. Von den USA als erstem Staat wurde das Abkommen sogar bereits ratifiziert (Stand: Mai 2014). Darin erkennen die unterzeichnenden Staaten die schädliche Wirkung der Quecksilberemissionen an und legen unterschiedliche Maßnahmen für unterschiedliche Emissionsquellen fest. So behandelt Artikel 8 des Minamata-Übereinkommens den Umgang mit Emissionen aus Kohlekraftwerken und einigen Industrieprozessen. Der Artikel legt u.a. fest, dass die Unterzeichnerländer einen Plan mit Emissionsreduzierungszielen erstellen sollen, sofern Emissionsreduzierungen möglich sind.

In der nationalen Gesetzgebung existiert außerdem ein ordnungsrechtlich festgelegter Grenzwert für Hg-Emissionen aus Kraftwerken. Dieser Grenzwert aus der Bundesimmissionsschutzverordnung über Großfeuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen (13. BImSchV) sieht einen Halbstundenmittelwert von $50 \mu\text{g}/\text{m}^3$, einen maximalen Tagesmittelwert von $30 \mu\text{g}/\text{m}^3$ und einen Jahresmittelwert von $10 \mu\text{g}/\text{m}^3$ vor. Der Jahresmittelwert gilt für Bestandsanlagen allerdings erst ab 2019.

Die deutsche Gesetzgebung geht derzeit über das Maß der EU-Richtlinie über Industrieemissionen (2010/75/EU), in der kein Grenzwert festgelegt ist, hinaus. Die aktuellen Merkblätter der Europäischen Union über die besten verfügbaren Technologien (BVT-Merkblätter), die laut Bundesimmissionsschutzgesetz zu beachten sind, enthalten jedch keinen Grenzwert, sondern machen nur qualitative Aussagen über einsetzbare Techniken. Gegenwärtig (Stand: Mai 2014) werden für die BVT-Merkblätter jedoch Aktualisierungen erarbeitet, die später als Mindeststandard für alle EU-Mitgliedsstaaten bindend werden (IED-Richtlinie, Artikel 21, Absatz 3). Der aktuelle Entwurf enthält nunmehr auch Grenzwerte für Hg-Emissionen; diese bewegen sich jedoch immer nur in Bandbreiten, von denen bestenfalls das ambitionierte Ende eine Verschärfung der deutschen Regeln bedeuten würde.

3.3.2]. Der Verzehr dieser Tiere bedeutet deshalb auch für den Menschen eine langsame kontinuierliche Anreicherung mit Quecksilber.

Kraftwerksleistung [MW _{th}]	BVT-AEL [$\mu\text{g}/\text{Nm}^3$]		Betrachtungs- zeitraum	Häufigkeit der Messungen
	Neuanlagen	Bestandsanlagen		
< 300	0,5 – 5	1 – 10	Durchschnitt der Messungen innerhalb eines Jahres	Periodisch: 4x jährl.
> 300	0,2 – 2	0,2 – 6	Jahresdurchschnitt	Kontinuierlich

Tabelle 8: Vorgeschlagene Benchmarks für Quecksilberemissionen aus Steinkohlekraftwerken im Entwurf des BVT-Merkblattes für Großfeuerungsanlagen

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (EC 2013a).

Kraftwerksleistung [MW _{th}]	BVT-AEL [$\mu\text{g}/\text{Nm}^3$]		Betrachtungs- zeitraum	Häufigkeit der Messungen
	Neuanlagen	Bestandsanlagen		
< 300	1 – 10	2 – 20	Durchschnitt der Messungen innerhalb eines Jahres	Periodisch: 4x jährl.
> 300	0,5 – 5	0,5 – 10	Jahresdurchschnitt	Kontinuierlich

Tabelle 9: Vorgeschlagene Benchmarks für Quecksilberemissionen aus Braunkohlekraftwerken im Entwurf des BVT-Merkblattes für Großfeuerungsanlagen

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (EC 2013a).

Wie Tabelle 9 zeigt, sieht der BVT-Entwurf der EU-Kommission einen im Jahresdurchschnitt einzuhaltenden Grenzwert für bestehende Braunkohlekraftwerke ab 300 MW Leistung in Höhe von $10 \mu\text{g}/\text{m}^3$ vor. Dies würde eine Verschärfung des bestehenden Grenzwertes der 13. BImSchV nicht erforderlich machen. Eine Regelung für halbstündig einzuhaltende Grenzwerte ist, anders als in der 13. BImSchV, nicht vorgesehen.

2.5.4.2 Strengere Gesetzgebung in den USA

Eine auf diesem Feld ambitioniertere Gesetzgebung wird in den USA praktiziert. Bereits im Jahr 2012 legte die verantwortliche Umweltbehörde (EPA) Hg-Emissionsgrenzwerte für Kraftwerke fest, die weit über die Bandbreiten der BVT-Merkblätter hinausgehen. So dürfen Braunkohlekraftwerke im gleitenden 30-Tage-Mittel umgerechnet nur ca. $4,1 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ausstoßen, Steinkohlekraftwerke gar nur $1,4 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Die technische Umsetzung dieses strengen Grenzwertes wird vorrangig mit zwei Technologien erreicht, die in Deutschland nur in einigen wenigen Müllverbrennungsanlagen zum Einsatz kommt. Bei der einen Methode wird dem Rauchgas Aktivkohle zugefügt; das andere Verfahren arbeitet mit Bromidsalzen. Das

Bromid-basierte Verfahren wurde in Deutschland entwickelt (Vosteen Consulting 2005).¹³

Eine aktuelle Studie zu Quecksilberemissionen aus Kohlekraftwerken kommt zu dem Ergebnis, dass auch die Einhaltung der strengeren US-Grenzwerte in Deutschland ökonomisch darstellbar ist und sehr wahrscheinlich sogar günstiger zu erreichen wäre als in den USA (Zeschmar-Lahl 2014). Die Studie begegnet auch der zurückhaltenden Position der Bundesregierung, die eine Vergleichbarkeit der deutschen und amerikanischen Grenzwerte anzweifelt und verweist auf die in Fachkreisen unstrittige Umrechenbarkeit.

2.5.5 Strengere Grenzwerte für Stickoxide zu erwarten

Trotz der progressiven Maßnahmen der US-amerikanischen Regulierung hält die Bundesregierung die Absenkung des bestehenden Grenzwertes für Deutschland nicht für nötig. In einer Antwort auf eine kleine Anfrage der Bundestagsfraktion von Bündnis 90/Die Grünen verweist sie auf eine Studie des Bundesinstituts für Risikobewertung, nach der auch ein überdurchschnittlicher Fischverzehr nicht zu einer Quecksilberaufnahme über einem tolerierbaren Wert führe (Bundesregierung 2014). Die Antwort der Bundesregierung nährt den Verdacht, dass eine Verschärfung von Grenzwerten für Quecksilber auch deshalb abgelehnt wird, weil befürchtet wird, dass das Schwermetall dadurch zwar aus der Luft geholt wird, dafür aber in höherem Maße im Abwasser und in den Gipsprodukten der Rauchgasentschwefelungsanlage (REA) landet. Dabei gibt es Technologien, die auch diese Form der Quecksilberfreisetzung verhindern kann.¹⁴ Dabei hatte ein Entwurf der aktuellen 13. BImSchV einen schärferen Grenzwert von $20 \mu\text{g}/\text{m}^3$ (statt $30 \mu\text{g}/\text{m}^3$) im Halbstundenmittel vorgesehen. Von Seiten der Industrie wurde jedoch selbst diese nur geringfügig anspruchsvollere Ausgestal-

¹³ Dort heißt es: Bromgestützte Quecksilberabscheidung aus Verbrennungsabgasen: Seit September 2005 besitzt die Vosteen Consulting GmbH das amerikanische Patent US 6,878,358 und inzwischen auch das entsprechende kanadische Patent CA 2,435,474. Das Deutsche Patent DE 10233173, das Europäische Patent EP 1386655 sowie entsprechende Patente in Australien (AU 2003 220 713) und Korea (KR 10 2003 49636) sind ebenfalls erteilt. Die neuartige, kostengünstige Technologie fußt auf der Hg-Bromierung im Rauchgas auf seinem Weg durch Kessel und z.B. SCR-Katalysatorbett sowie Staubfilter. Bromhaltige Verbindungen wie wässrige Lösungen von Bromidsalzen werden dem Hauptbrennstoff (z. B. der Kohle) zugesetzt oder direkt in den Feuer- raum injiziert, wo sie mit dem (z. B. kohlestämmigen) SO₂ reagieren (Sulfatation der Bromide) und somit HBr/Br₂ für die angestrebte Quecksilberoxidation freisetzen. Das von Prof. Vosteen und Mitarbeitern in 2000 erfundene Verfahren wurde von Bayer Industry Services GmbH & Co. oHG (BIS, jüngst umbenannt in CURRENTA GmbH & Co oHG) in 2002 zum Patent angemeldet. Vosteen Consulting GmbH verfügt über eine weltweit exklusive General- lizenz.

¹⁴ „Eine effiziente Abscheidung von Quecksilber aus dem REA-Abwasser kann erreicht werden zum Beispiel durch Membranfiltration (im Bau im EON-Kraftwerk Heyden), Ionenaustauscher (EON-Kraftwerk Staudinger) oder durch eine zweistufige Fällung (STEAG-Kraftwerk Herne), die einen quecksilberbelasteten und einen quecksilberarmen Schlamm erzeugen.“, persönliche Korrespondenz mit Dr. Barbara Zeschmar-Lahl, BZL Kommunikation und Projektsteuerung GmbH, 11. Juni 2014. Vgl. auch Zeschmar-Lahl, B., Tebert, C.: Vom Winde verweht. Die Quecksilberemissionen aus Kohlekraftwerken in Deutschland könnten durch Einführung des Standes der Technik um die Hälfte reduziert werden. In: ReSource, Heft 2/2014, 27. Jg., S. 32-40, Rhombos-Verlag, Berlin.

tung abgelehnt und schlussendlich auch verworfen (BDI 2012). Ebenso wurde den dort ebenso formulierten Forderungen nach einer weniger ambitionierten Begrenzung von Kohlenmonoxidemissionen und Gesamtstaub entsprochen.

Teilweise strengere Grenzwerte für Kraftwerke sind im Bereich der Stickoxide zu erwarten, da sich die 13. BImSchV in diesem Bereich eher am unteren Ende der Bandbreiten des aktuellen BVT-Entwurfs befindet (Stand: Mai 2014). Die BVT-Grenzwerte für die Verbrennung von Erdgas fällt sowohl im Bereich von Kohlenmonoxid als auch im Bereich der Stickoxide gegenüber dem Einsatz von Kohle sehr viel strenger aus, da die Grenzwerte erheblich einfacher eingehalten werden können. Quecksilberemissionen und Feinstaubbelastung sind bei der Verbrennung von Gas, aufgrund ihrer geringeren Konzentration ebenfalls vernachlässigbare Größen.

Allgemein bleibt festzuhalten, dass die Reduzierung von Quecksilberemissionen nach Expertenmeinung sowohl technisch als auch ökonomisch darstellbar ist, sodass die Bundesregierung im Sinne des Minamata-Übereinkommens konkrete Ziele zur Reduzierung von Hg-Emissionen festsetzen sollte. Wegen des überragenden Anteils der Kohleverbrennung an den gesamten Hg-Emissionen sollte dieser Plan Reduzierungsmaßnahmen in diesem Bereich vorsehen. Dabei könnten die Reduzierungen sowohl über die technische Nachrüstung von Kohlekraftwerken als auch über eine insgesamt geringere Kohleverstromung erzielt werden. Nachrüstungen sollten nur bei Anlagen vorgesehen werden, die auf absehbare Zeit nicht vom Netz gehen werden. Denn um gleichzeitig dem Ziel einer CO₂-ärmeren Energiewirtschaft näher zu kommen, sollte das Hauptaugenmerk auf eine insgesamt geringere Verbrennung von Kohle gerichtet sein. Die Umstellung auf erneuerbare Energien und Erdgas würde dann nicht nur zu einer klimaverträglicheren Stromerzeugung, sondern auch zu einer Verbesserung der lokalen Umweltbedingungen führen.

2.5.6 Das Scheitern der CO₂-Abscheidungstechnologie

2.5.6.1 Aufgabe aller europäischer Demonstrationsvorhaben

Auf Grund der hohen CO₂-Intensität der Braunkohleverstromung¹⁵ wurde in Deutschland und anderen europäischen Ländern bis vor einigen Jahren die Möglichkeit diskutiert, durch Entwicklung einer CO₂-Abscheide-, -Transport sowie -Speicherungstechnologie (CCTS) den

¹⁵ Der spezifische CO₂-Ausstoß eines Braunkohlekraftwerks liegt bei ca. 900-1.200 g/kWh, bei Steinkohle liegt dieser Wert im Bereich von 700-900 g/kWh und bei Erdgaskraftwerken bei ca. 400 g/kWh.

direkten CO₂-Ausstoß erheblich zu verringern (von Hirschhausen u. a. 2012a) und (Oei u. a. 2014a). Entgegen der Ankündigungen seitens der Politik und Industrie gibt es bisher jedoch weltweit kein einziges herkömmliches kommerzielles CCTS Projekt.¹⁶

Die beiden in Deutschland geplanten Demonstrationsprojekte wurden vor mehreren Jahren abgebrochen RWE am Standort Hürth am 8. Dezember 2010 (Tagesspiegel 2010) und Vattenfall am Standort Jämschwalde am 5. Dezember 2011 (Vattenfall 2011). In den letzten Jahren ist stattdessen ein Rückgang bei der Zahl der geplanten Projekte feststellbar. Dies wird insbesondere in Europa immer deutlicher (s. Abbildung 11 und Tabelle 10). Im März 2013 hat auch Polen sein einziges CCTS Projekt von PGE in Bełchatów zurückgezogen. Die Niederlande, einst einer der Vorreiter der Technologie in Europa, haben inzwischen drei ihrer vier Projekte auf Eis gelegt. In den anderen EU-Nachbarländern wie Frankreich, Italien und Spanien wurde die Inbetriebnahme von Pilotprojekten auf unbefristete Zeit verschoben. (MIT 2013) und (GCI 2013) Auch Norwegen hat im September 2013 sein Demonstrationsprojekt in Mongstad, welches ihr Premierminister einst noch mit einer Mondlandung verglich, abgebrochen (Bellona 2013). Am 24. Januar 2014 hat der Landtag in Schleswig-Holstein, eines der wenigen Bundesländer in dem es potentielle CO₂-Speicherstätten gibt, einstimmig ein Gesetz verabschiedet, dass eine CO₂-Speicherung verbietet (EUWID 2014).

Die nicht erfolgte Umsetzung der CCTS-Technologie in Europa ist auch auf politischer Ebene zu beobachten. Im Jahr 2008 hatte die Europäische Kommission angekündigt bis zu 12 CCTS Projekte durch das NER-300 Programm zu finanzieren. In der ersten Vergabephase im Dezember 2012 wurden dann jedoch 23 Projekte im Bereich Erneuerbare Energien und kein einziges CCTS-Projekt unterstützt (EC 2012). Der Grund hierfür war der mangelnde Fortschritt der Projekte sowie mangelnde restliche Finanzierungsmöglichkeiten. (Oei und Mendelewitsch 2013). Für die zweite Phase der Auszahlung hat sich nur das Projekt White Rose (UK) beworben (GCI 2013). Auch in den im Oktober 2013 von der Kommission veröffentlichten Liste der prioritären europäischen Infrastrukturprojekte finden sich keine konkreten CCTS-Projekte (Pipelines) (EC 2013f).

Heute vertritt kein europäisches Land mehr eine wirklich pro-aktive CCTS-Politik. Lediglich in Großbritannien läuft noch eine Ausschreibung zum Bau von CCTS-Kraftwerken, allerdings

¹⁶ Das Global CCS Institute spricht von derzeit 12 Projekten. Diese beinhalten jedoch 3 Projekte, bei denen die CO₂-Abscheidung auf Grund einer zu hohen CO₂-Konzentration im geförderten Gas gesetzlich notwendig ist, sowie 9 weitere CO₂-Enhanced Oil Recovery (CO₂-EOR) Projekte, welche somit nicht als herkömmliche CCTS Projekte zu werten sind. Bei In Salah ist die CO₂-Abscheidung zudem derzeit gestoppt worden. (GCI, 2013).

sprangen dort bei der ersten Ausschreibung im Jahr 2007 alle Bewerber ab (BBC 2011). Die Tabelle 10 sowie Abbildung 11 zeigen das Scheitern anhand der nicht realisierten europäischen Projekte zu Beginn 2014 auf. Eine kontinuierliche CO₂-neutrale Braunkohleverstromung durch den Einsatz der CCTS Technologie ist daher in Europa nicht absehbar, ohne diese aber inkompatibel mit der angestrebten Energiewende.

Dieser Trend ist auch außerhalb von Europa zu beobachten: Über 90 % der weltweiten existierenden und geplanten Projekte zielen auf die beschriebene CO₂-EOR Technologie ab und beziehen ihr CO₂ hierfür zudem zum Teil aus natürlichen CO₂-Quellen. Während dies früher fast ausschließlich in den USA, insbesondere in Texas, Oklahoma und New Mexico stattfand, sind nun auch weitere Pilotprojekte in Canada (Boundry Dam), Brasilien, Mexiko, dem Nahen Osten, der Nordsee und China teilweise bereits in Betrieb oder geplant. (GCI 2013)

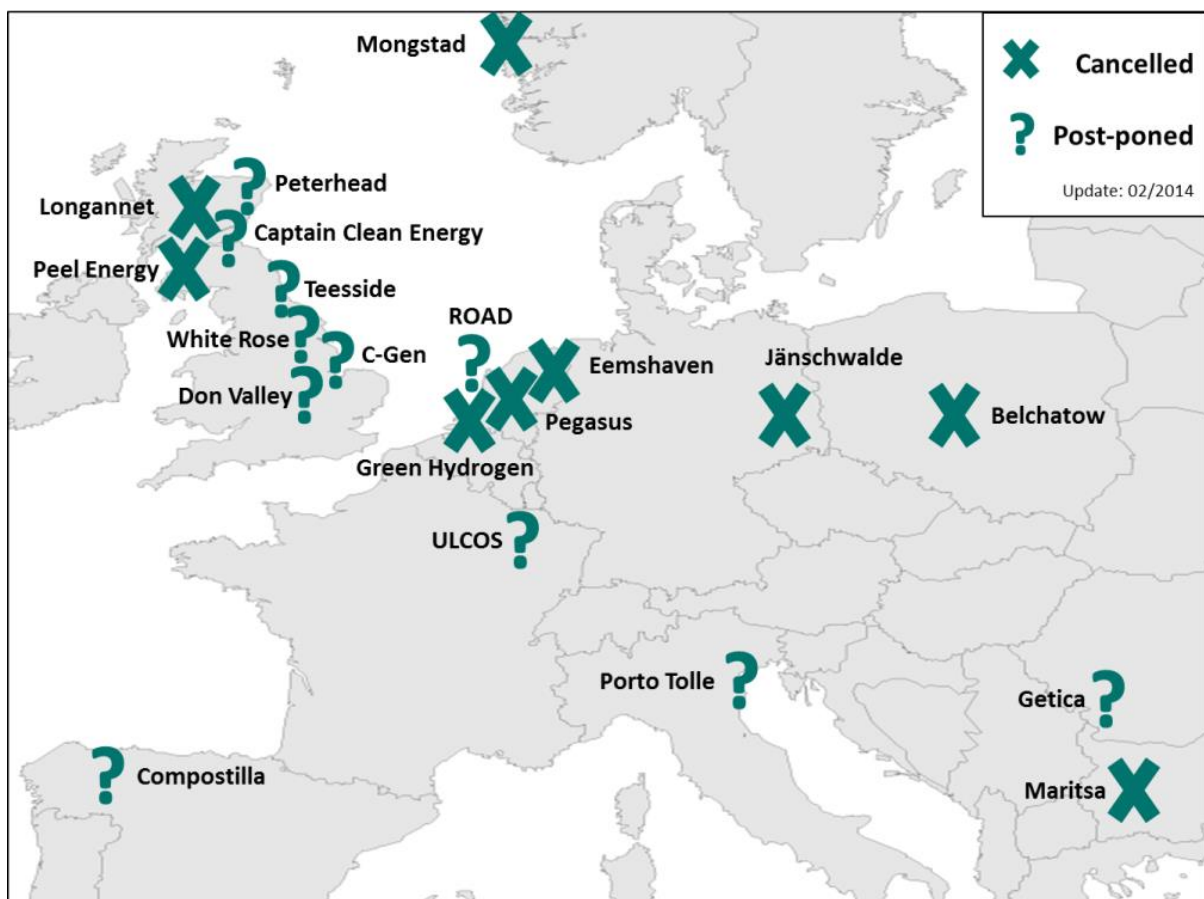


Abbildung 11: Abgesagte und verschobene CCTS-Projekte in Europa seit 2011

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (GCI 2011b), GCI, 2013 und (MIT 2013).

<i>Projekt</i>	<i>Jänschwalde</i>	<i>Belchatow</i>	<i>Longannet Project</i>	<i>Green Hydrogen</i>	<i>Peel Energy</i>	<i>Eemshaven</i>	<i>Pegasus</i>	<i>Maritsa</i>	<i>Mongstad</i>	<i>Projekt</i>	<i>Jänschwalde</i>
Land	DE	PL	UK	NL	UK	NL	NL	BG	NO	Land	DE
Technologie	Oxyfuel	Post	Post	Pre	Post	Post	Oxyfuel	Post	Post	Technologie	Oxyfuel
Speicherung	Aquifer onshore	Aquifer onshore	EOR off-shore	EGR off-shore	Öl- oder Gasfeld offshore	EOR off-shore	Öl- oder Gasfeld offshore	Aquifer onshore	Aquifer offshore	Speicherung	Aquifer onshore
Größe [MW]	250	260	330	H ₂	400	250	340	120	630	Größe [MW]	250
Geplante Fertigstellung	2015	2015	2015	2016	2016	2017	2017	2020	2020	Geplante Fertigstellung	2015
Stilllegung	2011	2013	2011	2012	2012	2013	2013	2013	2013	Stilllegung	2011
	<i>Porto-Tolle</i>	<i>ROAD</i>	<i>Compostilla</i>	<i>Don Valley</i>	<i>C-GEN</i>	<i>Getica</i>	<i>ULCOS</i>	<i>White Rose (UK Oxy)</i>	<i>Peterhead</i>	<i>Teesside (Eston)</i>	<i>Captain Clean Energy</i>
Land	IT	NL	ES	UK	UK	RO	FR	UK	UK	UK	UK
Technologie	Post	Post	Oxyfuel	Pre	Pre	Post	Post	Oxyfuel	Post	Pre	Pre
Speicherung	Aquifer offshore	Öl- oder Gasfeld offshore	Aquifer onshore	EOR offsho-re	Aquifer offshore	Aquifer onshore	Aquifer onshore	Aquifer offshore	Öl- oder Gasfeld offshore	Aquifer offshore	Aquifer offshore
Größe [MW]	250	250	320	650	450	250	Stahl	430	400	400	400
Betriebsplan 2011											
Betriebsplan 2013	2015	2015	2015	2015	2015	2015	2016	2016	2016	2016	-
	2020	2017	2018	2018	2016/17	2016	2018	2020	2017	2018	2018

Tabelle 10: Liste der abgesagten und verschobenen CCTS-Demonstrationsprojekte in Europa (Stand: 05/2014)

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (GCI 2011b), GCI, 2013 und (MIT 2013).

2.5.6.2 CCTS Technologie auch im Industriesektor nicht einsatzfähig

Mit der Einstellung des französischen ULCOS Projektes am 6. Dezember 2012 hat sich auch die Hoffnung, dass CCTS zumindest im industriellen Sektor für eine großflächige CO₂-Reduktion zur Anwendung kommen wird, erledigt. Langfristig verbleiben allein in Deutschland prozessbedingte, unvermeidliche jährliche Restemissionen von ca. 50 Mt. CO₂ in der Industrie. Dabei stellt die Eisen- und Stahlerzeugung mit ca. 60 % den Großteil der prozessbedingten Emissionen, während sich der Rest auf die Zement- und Kalkherstellung aufteilt. Diese lassen sich voraussichtlich nicht viel weiter durch Effizienzsteigerungen oder den Umstieg auf Biomasse reduzieren. Für den Kraftwerkssektor gibt es dagegen bereits heute zahlreiche Alternativen zur Nutzung fossiler Brennstoffe. Die notwendige klimapolitische und strategische priorisierte Bewirtschaftung der knappen Ressource Untergrundspeicher für Abscheidungen aus Industrieprozessen spricht daher gegen die Anwendung der CCTS Technologie im Kraftwerkssektor. (Herold u. a. 2011)

Ursprünglich hatten sich mit Green Hydrogen (NL) und ULCOS (F) zwei Industrieprojekte für die europäischen Fördermittel des NER300 beworben. Das Green Hydrogen Projekt von Air Liquide beabsichtigte die Abscheidung von CO₂ bei der Herstellung von Wasserstoff. Gemeinsam mit dem angrenzenden Rotterdam Capture and Storage Demonstration Project (ROAD) sollte das CO₂ unter der Nordsee gelagert werden. Auf Grund der ausbleibenden finanziellen Unterstützung der Niederländischen Regierung wurde das Projekt jedoch abgebrochen. Durch die ausbleibenden Skaleneffekte ist davon auszugehen, dass auch das ROAD Projekt als einziges von ursprünglich vier niederländischen Demoprojekten, nicht gebaut werden wird. (GCI 2013)

Arcelor Mittal's Projekt ULCOS zielte auf die CO₂-Abscheidung im Stahlsektor ab und war der letzte verbleibende Bewerber für NER300. Die französische Regierung hatte dieses Projekt verstärkt unterstützt, da sie Werkschließungen in Florange befürchteten. In der offiziellen Absage an die Europäische Kommission vom 5. Dezember 2012 nennt Arcelor Mittal jedoch kritische Sicherheitsrisiken als auch technische Probleme, die einer Weiterführung des Pro-

jektet unmöglich machen.¹⁷ Diese sehr klare Aussage insbesondere bzgl. der nicht einschätz-
baren Sicherheitsrisiken zeigen, dass die CO₂-Abscheidung auch im industriellen Sektor zum
heutigen Zeitpunkt nicht einsatzfähig ist. (NER300.com 2012)

2.5.6.3 Carbon Capture and Usage (CCU) hat für Deutschland nur ein geringes Potential

Wenige Verwendungsmöglichkeiten

Eine Vielzahl der unter CCU (auf Englisch: Carbon Capture and Usage, kurz CCU; oder Carbon
Capture and Reuse, kurz CCR) zusammengefassten Technologien emittieren mehr CO₂ als sie
einsparen und sind daher nicht zwangsläufig als klimaschonend/-schützend zu bezeichnen.
CCU Technologien werden vielmals gemeinsam mit der bekannteren CCTS Technologie ge-
nannt. Der mögliche Beitrag dieser Technologien zum Klimaschutz ist zudem sehr unsicher
und zudem stark quantitativ begrenzt.

Generell lassen sich CCU Technologien in die beiden Bereiche CO₂ als Chemierohstoff und
CO₂ als Industriegas unterteilen:

- Eine Verwendungsoption ist die Nutzung als Synthesebaustein bei chemischen Reak-
tionen, u.a. bei der Harnstoffproduktion oder der sich noch in der Demonstrations-
phase befindenden Methanolproduktion aus wasserstoffreichem Synthesegas. Die
Produktion von Harnstoff verbraucht jährlich ungefähr 100 Mio. t CO₂, doch wird die-
ser fast ausschließlich direkt aus der vorgelagerten Ammoniakproduktion entnom-
men, so dass sich hieraus kein Absatzmarkt für konventionelle Kraftwerke ergeben
würde. Die Methanolproduktion verbraucht derzeit ca. 2 Mio. t CO₂, doch wird ihr
das größte noch erschließbare Mengenpotential zugeschrieben. Die für die Umwand-
lung zu Kraftstoff benötigten Wasserstoffmengen müssten allerdings aus komplett
regenerativen Quellen kommen, falls eine positive CO₂-Bilanz eingehalten werden
soll;

¹⁷ „Five highly critical security and technical points linked with the upscaling of the technology for both the top gas
recycling (the capturing technology) as well as the underground storage. These issues make it impossible to
guarantee safe, stable and sustainable operation“.

- eine andere Verwendungsoption von CO₂ als Industriegas umfasst u.a. die Verwendung des CO₂ als Kohlensäure in der Getränkeindustrie, als Schutzgas in der Lebensmittelindustrie oder zum Imprägnieren von Holz. Über 50 Mio. t der weltweiten Gesamtnutzung von 80 Mio. t werden allerdings für die CO₂-Enhanced Oil Recovery (CO₂-EOR) Technik verwendet. (GCI 2011a) und (Bazzanella u. a. 2010).

EOR keine langfristige Vermeidungstechnologie

CO₂-EOR kann die Wirtschaftlichkeit von CCTS-Anlagen durch höhere Ölerträge erhöhen, löst jedoch keine langfristige Nutzung der CO₂-Abscheide- und Speichertechnologie aus. Großbritannien ist das letzte Land in der EU, in welchem noch aktive CCTS-Pläne beobachtbar sind. Die Motivation hinter dieser UK-CCTS Initiative ist die Vision einer Kombination der CO₂-Abscheidung mit der Verbesserung der Erdölförderung in der Nordsee. Bei der CO₂-EOR Technologie wird das abgeschiedene CO₂ in Ölfelder eingeleitet, bei denen die Ölförderung auf Grund von sinkendem Reservoirdruck abfällt. Durch die Einspeisung erhöht sich der Druck und die Viskosität des Öls, so dass sowohl die Fördergeschwindigkeit als auch die absolute Fördermenge aus einem Reservoir gesteigert werden kann. Da bei der Verbrennung des hierdurch geförderten Öls bei den aktuellen bestehenden Verfahren jedoch mehr CO₂-Emissionen an die Umgebung abgegeben werden, als unterirdisch verbleiben, ist dies keine klimaschonende Technologie. Des Weiteren werden derzeit ungefähr 80 % des für CO₂-EOR genutzten CO₂ aus natürlichen Quellen gewonnen, was die Bilanz weiter verschlechtert. (Oei und Mendelevitch 2013)

Auf Basis der Daten von britischen, dänischen und norwegischen Ölfeldern in der Nordsee ergibt sich ein geschätztes Speichervolumen von ca. 1.200 MtCO₂, welches einer zusätzlichen Ölfördermenge von ungefähr 3.700 Mbbl entspricht. Knapp 50 % des Potentials liegen dabei in britischen Feldern, während sich der restliche Beitrag zu gleichen Teilen aus norwegischen und dänischen Feldern zusammensetzt (s. Abbildung 12). Die Kapitalkosten für die Implementierung von CO₂-EOR werden auf ca. 100€ pro gespeicherter Netto-Tonne CO₂ geschätzt. Die variablen Kosten belaufen sich auf ungefähr 40€ pro Netto-Tonne gespeichertes CO₂. Allerdings ist auch für das CO₂-EOR, die CO₂-Abscheidung in einigen industriellen Anwendungsbereichen wie z.B. der Stahl- oder Zementindustrie deutlich kostengünstiger als bei der

Braunkohleverstromung. Auf Grund der großen Distanz zwischen den Braunkohlerevieren und potentiellen Erdölfeldern in der Nordsee bietet diese Technologie jedoch insbesondere für die ost- und mitteldeutschen Kohlekraftwerke keine Option der Emissionsvermeidung. Zudem ist das Speicherpotential sehr gering und löst keine langfristige Nutzung der CO₂-Abscheide- und Speichertechnologie aus.¹⁸

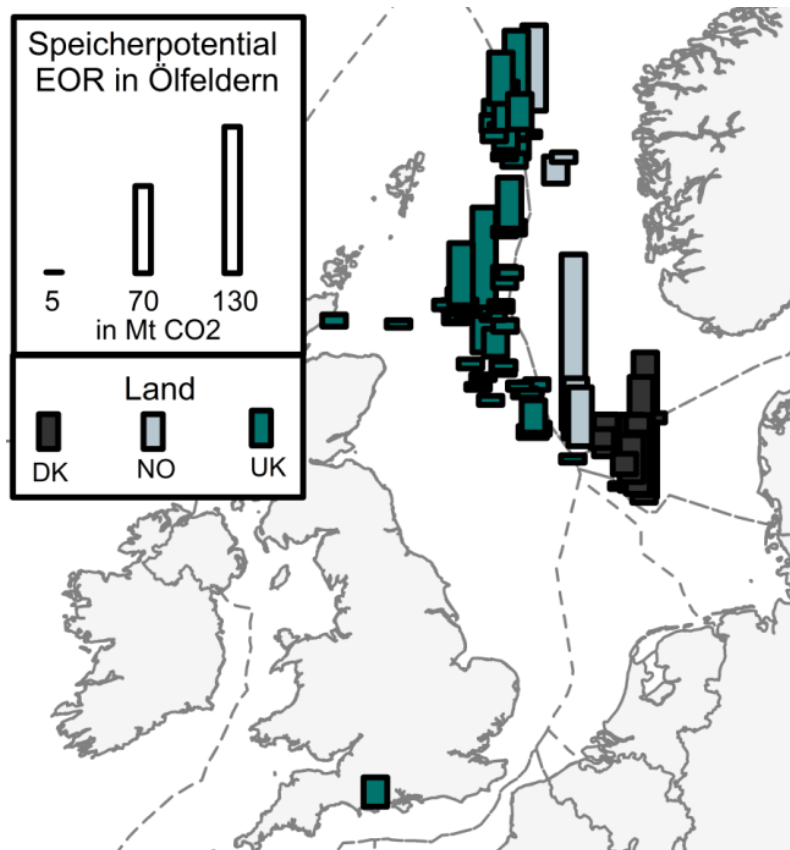


Abbildung 12: Europäisches CO₂-Speicherpotential in aktiven Ölfeldern
Quelle: (Mendelevitch 2014).

Insgesamt wird der derzeit jährliche Bedarf der stofflichen Nutzung von CO₂ inklusive der EOR Technologie auf unter 200 Mio. t geschätzt was weniger als 1 % der anthropogenen Emissionen entspricht. Ein Großteil dieses CO₂ wird zudem aus internen vorgelagerten Prozessschritten (z.B. Harnstoffproduktion) oder natürlichen Quellen (z.B. CO₂-EOR) gewonnen.

¹⁸ Darüber hinaus muss die CO₂-Bilanz dieser Technologie weiter untersucht werden, da sie den Klimaeffekt von CCTS weiter verringern könnte, wenn diese in die Berechnung der Netto-CO₂-Einsparung einfließen würde. Vgl. Mendelevitch, R. (2014): The Role of CO₂-EOR for the Development of a CCTS Infrastructure in the North Sea Region: A Techno-economic Model and Applications. International Journal of Greenhouse Gas Control 20, S. 132-159.

Auch wenn einige Industrieprozesse sich noch in der Demonstrationsphase befinden (z.B. Methanolproduktion) gilt der weltweite Absatzmarkt für CO₂ als sehr begrenzt. Selbst optimistische Schätzungen gehen davon aus, dass inklusive der Nutzung als Kraftstoff, maximal 1-10 % der weltweiten anthropogenen CO₂-Emissionen industriell genutzt werden könnten. Eine Vielzahl der Abnehmer befindet sich zudem in den USA oder Südostasien, was die Bedeutung von CCU für Deutschland und Europa weiter abschwächt. Eine großindustrielle Nutzung der meisten CCU Technologien ist zudem noch nicht absehbar. Da ein Großteil der jetzigen Kraftwerksflotte zu diesem Zeitpunkt bereits am Ende ihrer technischen Lebensdauer sein wird, würde sich eine zusätzliche Investition in eine recht teure Abscheidungsanlage (und der damit verbundenen Wirkungsgradreduktionen von bis zu 10 Prozentpunkten) nicht mehr amortisieren. Aus diesen Gründen ist davon auszugehen, dass CCU keinen essentiellen Beitrag zur CO₂-Reduktion von konventionellen Kraftwerken in Deutschland leisten kann.

2.5.7 Kohleausstieg im Trend der westlichen Welt

2.5.7.1 Internationale Trends: IPCC

Vor den genannten Hintergründen setzt sich in der westlichen Welt zunehmend die Überzeugung durch, dass die Kohleverstromung nicht mit anspruchsvollen Klimaschutzziele vereinbar ist. So hat der IPCC in seinem letzten Bericht darauf hingewiesen, dass sowohl der Abbau als auch die Verstromung fossiler Energieträger (ohne CCTS) in anspruchsvollen Klimaschuttszenarien eine stark rückläufige Tendenz aufweisen (s. Abbildung 13). Dies steht im Gegensatz zu den erneuerbaren Energien: 2013 wurden weltweit 120 GW erneuerbarer Stromerzeugungskapazitäten und damit 8,3 % mehr als im Jahr 2012 hinzugebaut. Damit ist mehr als die Hälfte der neu installierten Leistung auf erneuerbare Energieträger zurückzuführen. Inzwischen werden weltweit mehr als 22 % der weltweiten Stromproduktion aus erneuerbaren Energien erzeugt. Die verbundene Anzahl der direkt und indirekt Beschäftigten beträgt 6,5 Millionen Menschen. (REN21 2014) Dagegen gehen sowohl die Investitionen in fossile Kraftwerke (ohne CCTS) als auch die Förderung fossiler Energieträger im Stabilisierungsszenario zurück.

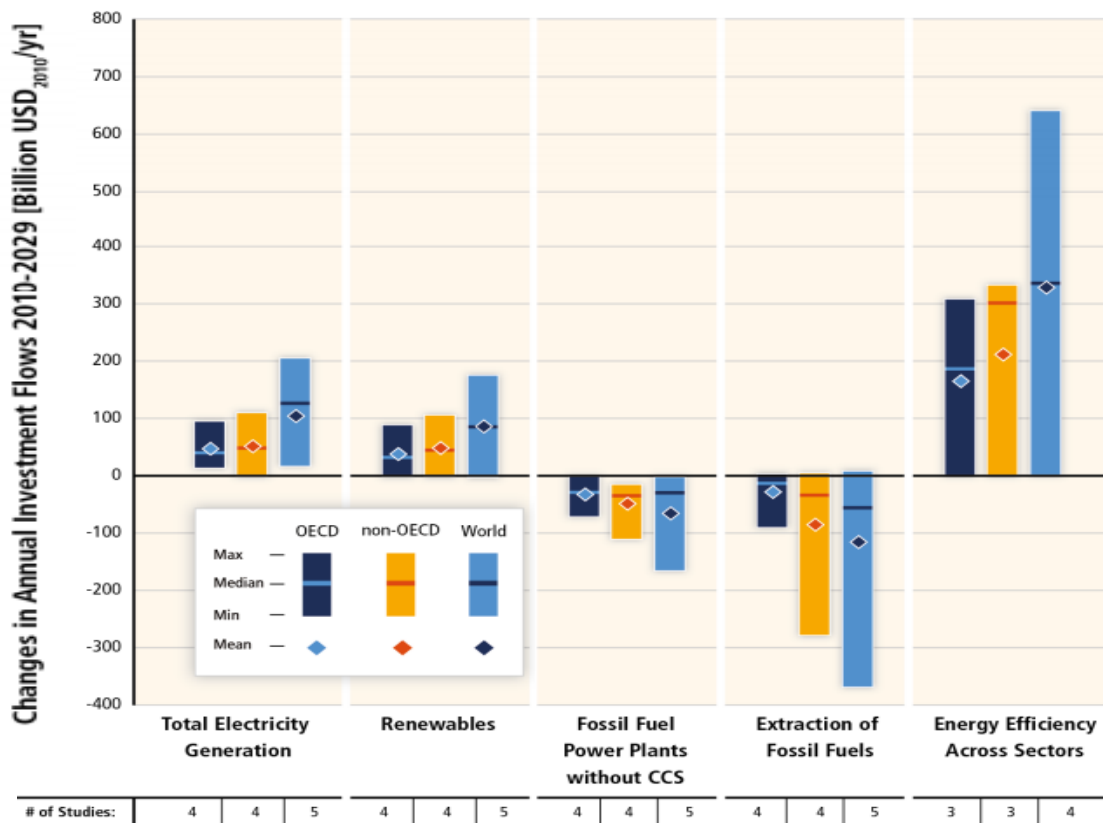


Abbildung 13: Veränderung jährlicher Investitionen bis 2030 im Vergleich zur Baseline für ein Stabilisierungsszenario (430-530 ppm CO₂-eq in 2100), in Mrd. US-\$

Quelle: Auszug aus der Abbildung SPM.9 vom (IPCC Working Group III 2014), S. 30).¹⁹

2.5.7.2 Dekarbonisierung in der EU

Auch in Europa gibt es eine Tendenz in Richtung Dekarbonisierung. Im Januar 2014 hat die Europäische Kommission einen Rahmen für die europäische Klima- und Energiepolitik für den Zeitraum 2020 bis 2030 vorgelegt. Ein zentrales Dokument ist die Mitteilung „Ein Rahmen für die Klima- und Energiepolitik im Zeitraum 2020 bis 2030“ (sogenanntes „Weißbuch“ (EC 2014b)). Es enthält Ziele zur Reduktion von Treibhausgasen bis 2030 um 40 % gegenüber 1990. In Hinblick auf die Nutzung erneuerbarer Energien hat die Kommission das Ziel eines europaweiten Anteils von 27 % am Brutto-Endenergieverbrauch formuliert.²⁰ Das Weißbuch basiert unter anderem auf einem im März 2013 vorgelegten und öffentlich konsultierten

¹⁹ Die Kostenabschätzungen für Atomkraft und CCTS wurden gegenüber der Originalabbildung weggelassen.

²⁰ Allerdings erfolgt im Gegensatz zu früheren Abkommen noch keine verbindliche Aufteilung der Ziele auf einzelne Mitgliedsstaaten. Für die Erhöhung der Energieeffizienz ist zudem kein verbindliches Ziel formuliert worden.

„Grünbuch“ (EC 2013d) sowie auf einer ausführlichen Folgenabschätzung (Impact Assessment) (EC 2014a), die die Ergebnisse einer energie- und gesamtwirtschaftlichen Modellierung enthält. Im Zuge der Mitteilung wurden weitere Dokumente vorgestellt, unter anderem ein Vorschlag zur Reform des europäischen Emissionshandelssystems (EU-ETS) durch eine sogenannte „Marktstabilitätsreserve“ (Kemfert u. a. 2014)²¹.

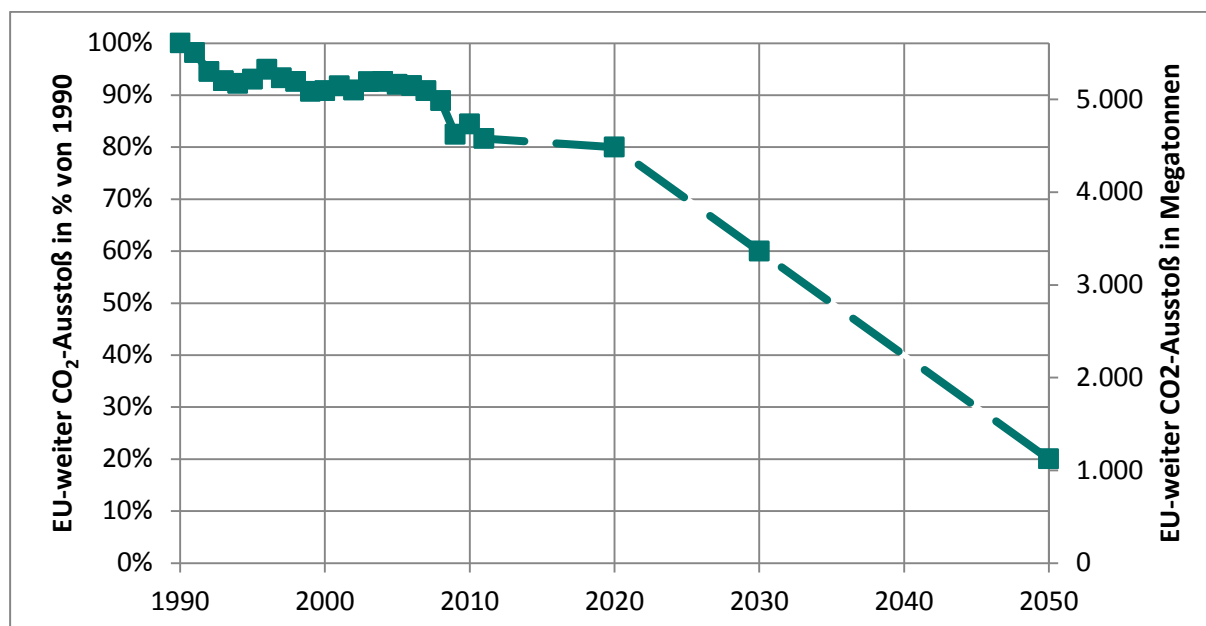


Abbildung 14: Entwicklung des EU-weiten CO₂-Ausstoßes seit 1990 und angestrebte Reduktionsziele mit linearem Zielerreichungspfad

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Eurostat 2014).

2.6 Methodik: Ein polyzentrischer Ansatz auf mehreren Ebenen

2.6.1 Ein „erstbestes“ Instrument vs. einem polyzentrischen Ansatz

Es gibt unterschiedliche Ansätze, den Braunkohleausstieg konzeptionell darzustellen. Die traditionelle Umweltökonomik vergleicht idealtypische Regulierungsmodelle, wie z.B. eine Auflage, Quote oder Steuer, und entscheidet sich in der Regel für ein einziges Instrument,

²¹ (Kemfert u. a. 2014)) kritisieren, dass die Berechnungen der Kommission im Stromsektor auf unplausiblen technisch-ökonomischen Annahmen beruhen. So werden für die Atomkraft zu niedrige Kosten angenommen und es wird langfristig vom aus heutiger Sicht unwahrscheinlichen Durchbruch der Technologien zur CO₂-Abscheidung ausgegangen. Dagegen werden im Bereich der erneuerbaren Energien nach wie vor zu hohe und veraltete Kostenannahmen getroffen. Sie fordern für das Jahr 2030 ambitionierte Ziele auf allen drei Ebenen: Treibhausgasreduktion, erneuerbare Energien sowie Energieeffizienz, um die angestrebte 80-95 prozentige CO₂-Reduktion (ggü. 1990) bis 2050 noch zu erreichen (s. Abbildung 14).

das gegenüber den anderen Vorzüge besitzt. Vom Nobelpreisträger Jan Tinbergen stammt die Forderung: „Ein Ziel – ein Instrument!“ (Tinbergen, 1952). So wird seit den 1990er Jahren der Emissionshandel als ein effizientes Politikinstrument angesehen, u.a. für Schwefeldioxid (Schmalensee u. a. 1998) und in jüngerer Zeit auch für CO₂ bzw. andere Treibhausgase.

Im Gegensatz zum Ansatz von Tinbergen prägte Elinor Ostrom den Begriff der „Polyzentrität“, d.h. des Vorliegens mehrerer Entscheidungszentren. Dieser politökonomische Ansatz erfüllt somit Max Webers Forderung nach einer „Wirklichkeitswissenschaft“, d.h. einer an Erfahrungswissen orientierten Forschungstätigkeit, aus welcher sich wirtschaftspolitische Beratung ableiten kann. (Beckers u. a. 2013) prägen, aufbauend auf Ostrom's polyzentrischem Ansatz, den Begriff von „Organisationsmodellen“. Diesem Ansatz wird bei der Instrumentendiskussion gefolgt.

In der jüngeren politökonomischen Literatur werden unterschiedliche Gründe für die Verfolgung paralleler Politikinstrumente genannt. Ökonomik-Nobelpreisträgerin (2009) Elinor Ostrom begründet den von ihr als ein „polizentrisch“ bezeichneten Ansatz mit der politischen Realität, dass auf unterschiedlichen föderalen Ebenen unterschiedliche Politiken verfolgt werden, die sich nicht an einem monozentrischen Ansatz orientieren.²² Tatsächlich erscheint die in der neoklassischen Theorie begründete Annahme, es gäbe ein „erstbestes“ Politikinstrument, vor dem Hintergrund der Erfahrungen der vergangenen Jahr unplausibel. So sprechen (Grubb u. a. 2014) von der „Nirwana-Vision“ eines einzigen globalen CO₂-Preises. Sie argumentieren, dass ein reiner Preisansatz nicht zum Gelingen einer Low-Carbon-Transformation ausreicht. Vielmehr bedürfe es, begründet u.a. durch Marktversagenstatbestände oder Lobbyismus unterstützender Politikmaßnahmen. (Gawel u. a. 2013) begründen die Verfolgung paralleler Instrumente sowie die Unmöglichkeit, den Emissionshandel als einziges Klimaschutzinstrument zu nutzen, u.a. mit der Schwierigkeit, den Emissionshandel gegen interessen geleitete Angriffe robust zu gestalten.

Tatsächlich erscheint der vormals propagierte (monozentristische) Ansatz der Fokussierung auf lediglich ein (manchmal als „first best“ bezeichnetes) Politikinstrument, wie z.B. dem europäischen Emissionshandels zur Lösung der Herausforderungen der Energiewende in

²² Vgl. Elinor Ostrom (1988): The Comparative Study of Public Economies. The American Economist, Band 42,1, S. 3-17.

Deutschland nicht geeignet. Aufgrund struktureller Defizite, geringer Anpassungsfähigkeit, der hohen Volatilität und fehlendem politischen Konsens auf europäischer Ebene wird der ETS mittelfristig keine Preissignale vermitteln, die einen Brennstoffwechsel weg von der Braunkohle und hin zu anderen, CO₂-ärmeren oder -freien Energieträgern induzieren.

2.6.2 Entscheidungsebenen auf der föderalen Ebene: Bundesland – Bund – EU – Global

Vier föderale Ebenen spielen bei der aktuellen Klimaschutzdiskussion eine besondere Rolle:

- Die betroffenen Bundesländer verfügen über eine Reihe von Befugnissen, die sie in Bezug auf die Nutzung von Braunkohle und den Klimaschutz einsetzen können: Dazu gehören u.a. die Raumordnungsplanung, die Etablierung landesweiter Klimaszutzziele (u.a. in NRW, Brandenburg) und der Netzausbau;
- die Bundesrepublik Deutschland hat laut Art. 194 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) die Hoheit über die allgemeine Struktur der Energieversorgung und über die Bedingungen für die Nutzung seiner Energieressourcen. Ihr kommt bei der institutionellen Ausgestaltung der energie- und klimapolitischen Instrumente eine besondere Bedeutung zu;
- die Europäische Union spielt durch die Entwicklung des Binnenmarktes sowie anderer Instrumente ebenfalls eine Rolle bei der Ausgestaltung der Klimaschutzpolitik. Darunter fällt die Einführung des ETS, der 20-20-20-Ziele oder von Effizienzzielen;
- auch auf globaler Ebene gibt es ein politisch vereinbartes Ziel: Der Internationale Weltklimarat (engl. Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC), in dem Vertreter von über 180 nationaler Regierungen aktiv sind, darunter alle wesentlichen Treibhausgasemittenten aus Entwicklungs-, Schwellen- und Industrieländern, hat auf der 15. Conference of Parties (2009 in Kopenhagen) das Ziel vorgegeben, den Anstieg der mittleren Erdtemperatur im Vergleich zur vorindustriellen Zeit auf 2°C zu beschränken.

Es ist zu beachten, dass ein Instrument parallel auf mehr als einer Ebene angewendet werden kann. So sollen in den USA Emissionsgrenzwerte, die bisher nur in einzelnen Bundesstaaten galten nun auch auf Bundesebene eingeführt werden. Sich gegenseitig beeinflussen-

de Klimaschutzziele gibt es derzeit sogar auf allen vier föderalen Ebenen (Global: Zwei-Grad-Ziel; Europa: 20%-Ziel für 2020; Bund: 40%-Ziel für 2020; Klimaschutzziele der Bundesländer: NRW 25%-Ziel für 2020).

2.6.3 Instrumentenkategorisierung: Wettbewerb oder Planung

Alle energie- und umweltpolitischen Instrumente beinhalten sowohl marktwirtschaftliche als auch ordnungsrechtliche Elemente. Der institutionelle Rahmen bestimmt die Ausprägung der beiden Pole aus Wettbewerb und Planung. Idealtypisch sei hier auf den europäischen Emissionshandel verwiesen: Das Gesamtziel wird rein planerisch vorgegeben, wohingegen durch den Handel von Emissionsberechtigungen ein Wettbewerb von Unternehmen und Technologien entstehen soll. Auch das erste Atomausstiegsgesetz von 2001 beinhaltete sowohl Planungs- als auch wettbewerbliche Elemente. Erstere bestanden in Form so genannter Reststrommengen, die vom Gesetzgeber vorgegeben wurden, letztere aus der Möglichkeit, Reststrommengen zur Effizienzsteigerung von einem Kraftwerk auf ein anderes zu übertragen.

Abbildung 15 zeigt eine Auswahl an Maßnahmen, die auf verschiedenen Ebenen zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen eingesetzt werden oder eingesetzt werden können. In den folgenden Abschnitten wird eine ausführliche Kategorisierung einiger dort aufgeführten Instrumente vorgenommen.

Entscheidungsebene	Klimaschutzziele	Instrumentenkategorisierung		
		Handel	Mischformen	Planung
Welt	2°-Ziel (COP19)			Kyoto-Protokoll
			Joint Implementation/Clean Development Index	
EU	20-20-20-Ziele 2030-Ziele 2050-Ziele	ETS		IED-Richtlinie Energieeffizienz-Richtlinie
			Ausgestaltung eines Kapazitätsmarktes	
Deutschland	Ziele des EEG Energiestrategie 2011		Nationales Aktionsprogramm (BMUB)	
			Kohleausstiegsgesetz	
				CO ₂ -Grenzwerte
			Steinkohle-Union	
Bundesländer	Klimaschutzgesetze		Netzausbau F&E-Förderung	
				Raumplanung/ Tagebaue
Kommunen			Flächenbereitstellung	
			CO ₂ -neutrale Verwaltung	
			Anreize und Beratung	
			Unternehmensvernetzung	
		Einfluss auf Stadtwerke		
Unternehmen	Selbst gesteckte Ziele	Viele Möglichkeiten	Vattenfalls CO ₂ Ziele	

Abbildung 15: Exemplarischer polyzentristischer Instrumentenansatz zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen

Quelle: Eigene Darstellung.

2.6.4 Aktionsplan 2020 der Bundesregierung verfolgt parallele Instrumente

Die Bundesregierung verfolgt einen Ansatz, der Instrumente des Klimaschutzes auf unterschiedlichen Ebenen (beispielsweise auf Bundes- und EU-Ebene) und Instrumente mit unterschiedlichen Mechanismen (darunter wettbewerbliche wie dem Emissionshandel und ordnungsrechtliche, z.B. in Form von technische Vorgaben) beinhaltet. Die Bundesregierung verfügt über Handlungsmöglichkeiten, um sowohl nationale als auch europäische Ziele auf europäischer Ebene zu erreichen, etwa durch das Hinwirken auf eine ambitionierte Strukturreform des Emissionshandelssystems. Gleichzeitig kann sie auch ergänzende Maßnahmen im spezifisch deutschen Kontext der Energiewende ergreifen, insbesondere zur Erreichung von

nationalen Zielen, die über die auf europäischem Niveau eingegangenen Selbstverpflichtungen hinausgehen. Solche weitergehenden Maßnahmen sind für das Das Eckpunktepapier macht auch klar, dass es dabei nicht um sich gegenseitig ausschließende Handlungsoptionen geht, sondern in mehreren Bereichen gleichzeitig gehandelt werden muss. Das Eckpunktepapier nennt drei Handlungsmöglichkeiten: Verstärkte Maßnahmen außerhalb des europäischen Emissionshandelssystems, das Hinwirken auf eine ambitionierte ETS-Strukturreform sowie ergänzende Maßnahmen im Kontext der Energiewende.

2.7 Zwischenfazit

Der Braunkohleausstieg ist gesamtwirtschaftlich effizient, umweltpolitisch sinnvoll und energiepolitisch machbar. Es gibt eine Reihe von Gründen für den Braunkohleausstieg sowohl im Kontext der deutschen Energiewende, als auch im internationalen Kontext (IPCC, Europa). Hierzu gehört auch das Scheitern der Entwicklung CO₂-armer (Braun-)Kohleverstromung sowohl weltweit als auch insbesondere in Deutschland. Somit bleibt Braunkohle ein „Wertevernichter“ und der Ausstieg eine gesamtwirtschaftlich effiziente Strategie. Im Mittelpunkt des Kapitels steht die Unvereinbarkeit einer verlängerten Braunkohlenutzung mit den Zielen der Energiewende. Eine energiewirtschaftliche Betrachtung zeigt darüber hinaus, dass die Versorgungssicherheit in Deutschland bei einem geordneten Braunkohleausstieg nicht gefährdet ist. Braunkohle ist für die deutsche Stromversorgung somit nicht mehr systemkritisch.

Zur Umsetzung des gesamtwirtschaftlich effizienten Braunkohleausstiegs bedarf es begleitender Instrumente auf unterschiedlichen Ebenen. Der neoklassische Theorieansatz, welcher sich auf ein sogenanntes „erstbestes“ Instrument, z.B. den Emissionshandel, stützt, ist bei der Umsetzung der Energiewende nicht geeignet, da er unterschiedlich gelagerte Ziele (Internalisierung, Technologiespezifika, Reduktion des Lobbyismusrisikos, Unsicherheit, etc.) nicht berücksichtigen kann. Bis heute ist das Instrument Emissionshandel ineffektiv gewesen. In der Studie werden daher unterschiedliche Instrumente auf unterschiedlichen Ebenen diskutiert, welche zu einem geordneten Braunkohleausstieg beitragen können; dabei liegt der Fokus auf der regionalen Ebene der Braunkohlereviere sowie auf nationalen Instrumenten.

3 Regionale Ebene: Ausstiegsszenarien in den Braunkohlerevieren

3.1 Einleitung

Der Braunkohleausstieg findet dort statt, wo heute noch Braunkohle abgebaut, verarbeitet und verstromt wird. Dies ist insbesondere in den drei großen Braunkohlerevieren im Rheinland, in Mitteldeutschland sowie der Lausitz der Fall (Tabelle 12). Parallel zu bundesweiten energie- und umweltpolitischen Instrumenten mit direkter Auswirkung auf die Braunkohle spielt daher die regionale Ebene eine entscheidende Rolle bei der Umsetzung des Braunkohleausstiegs. Dieser wird von allen Braunkohle-Bundesländern (NRW, Brandenburg, Sachsen-Anhalt, Sachsen) unterstützt, welche sich auf einen schrittweisen Ausstieg aus der „Brückentechnologie“ Braunkohle ausgesprochen haben. In keinem Bundesland wird Braunkohle mehr als langfristig notwendiger Energieträger bezeichnet: So erwägt NRW derzeit – im Rahmen des verabschiedeten Klimaschutzgesetzes – sogar einen vorzeitigen Ausstieg aus dem bereits genehmigten Abbaugelände Garzweiler II; das Energiekonzept 2030 des Landes Brandenburg sieht einen raschen Übergang auf eine 100%-ige Versorgung aus erneuerbaren Energien vor. Sachsen-Anhalt hat im Klimaschutzprogramm 2020 die Braunkohle als „Brückentechnologie“ deklariert, und diesen Status hat die Braunkohle auch im Land Sachsen inne. Somit ist der Braunkohleausstieg auf regionaler Ebene vorprogrammiert.

In diesem Abschnitt werden Ausstiegsszenarien in den drei großen Braunkohlerevieren (Rheinland, Mitteldeutschland, Lausitz) bzw. den betroffenen Bundesländern skizziert. Dabei werden im Rahmen der jeweiligen Energie- bzw. Umweltstrategie unterschiedliche Szenarien entwickelt, wie Braunkohleförderung und Kraftwerkseinsatz schrittweise zurückgeführt werden können; dies erfolgt i.d.R. in den 2030er Jahren. Die Berechnungen stützen sich dabei auf die durchschnittliche Auslastung der Kraftwerke im Jahr 2012 (BDEW 2013b): Die deutschen Braunkohlekraftwerke hatten 2012 im Schnitt 6.800 Volllaststunden (VLS) pro Jahr. Auch wenn sich die einzelnen Anlagen teilweise in ihrer Auslastung unterscheiden, weisen sie alle noch eine deutlich höhere Auslastung als bspw. Steinkohlekraftwerke mit lediglich 4000 VLS vor. Der NEP 2012 geht für das Jahr 2032 von einem Rückgang auf 4900 VLS für die dann noch verbleibenden Braunkohlekraftwerke aus. Dies entspricht bei einem Ausgangswert von 7500 VLS einer jährlichen Minderung von 2,1 %. Dieser prozentuale Rück-

gang wird für alle Kraftwerke angenommen (s. Tabelle 11). Für alle Braunkohlekraftwerke wird, analog zu den Annahmen der Bundesnetzagentur, von einer Lebensdauer von 50 Jahren ausgegangen (50 Hertz u. a. 2012). Einige Kraftwerke in der Lausitz, die vor 1990 errichtet wurden, sind auf Grund ihres geringeren Wirkungsgrades und mangelnder Flexibilität weniger konkurrenzfähig, weshalb mit einer geringeren Auslastung gerechnet wird. Aus diesem Grund wird bei einigen Blöcken auch angenommen, dass eine Verlängerung der Betriebsgenehmigung mit zu großen Auflagen verbunden wäre, so dass eine Stilllegung nach ungefähr 40 Betriebsjahren erfolgt. Jüngere Kraftwerke werden spätestens zu Beginn der 40er Jahre aus betriebswirtschaftlichen Gründen vom Netz genommen (geringe VLS bei hohen Fixkosten).

Darüber hinaus werden auch Ansätze zur industriellen Diversifizierung der Regionen aufgezeigt, insbesondere im Bereich der erneuerbaren Energien. Hierdurch wird plausibilisiert, dass ein Wandel weg von der Kohle hin zu neueren Geschäftsfeldern in den einzelnen Revieren möglich ist. Das Arbeitsplatzargument unterstützt den Braunkohleausstieg: Bereits heute arbeiten in den beteiligten Bundesländern (NRW, Brandenburg, Sachsen, Sachsen-Anhalt) mehr Beschäftigte im Bereich erneuerbarer Energien als im Braunkohlegeschäft, im Durchschnitt sind es sechsmal mehr.

VLS im Jahr	NRW	Mitteldeutschland	Lausitz (nach 1990)	Lausitz (vor 1990)
2012	6500	6250	7500	6000
2022	5257	5055	6066	4853
2032	4252	4088	4906	3925
2042	3439	3306	3968	3174

Tabelle 11: Volllaststunden der Braunkohlekraftwerke

Quelle: Eigene Annahmen basierend auf (BDEW 2013b)(50 Hertz u. a. 2012).

	Gesellschaften	Abraumbewegung	Braunkohlenförderung
		in 1.000 m ³	in 1.000 t
Garzweiler	RWE Power	143.653	35.767
Hambach		235.661	43.007
Inden		83.586	19.544
Summe		462.900	98.317
Schöningen	Helmstedter Revier	5.164	1.076
Restkohle Werkstätten	GmbH	862	120
Summe		6.026	1.196
Cottbus-Nord (Brandenburg)	Vattenfall Europe	24.573	5.529
Jänschwalde (Brandenburg)		90.228	10.950
Welzow-Süd (Brandenburg)		113.177	21.113
Nochten (Sachsen)	Mining	114.539	16.949
Reichwalde (Sachsen)		33.475	9.058
Summe		375.991	63.600
Profen (Sachsen-Anhalt)	MIBRAG	32.317	8.246
Profen (Sachsen)		370	172
Profen gesamt		32.687	8.418
Schleenhain (Sachsen)	ROMONTA	23.727	10.695
Amsdorf (Sachsen-Anhalt)		3.286	470
Summe		59.699	19.584

Tabelle 12: Abraumbewegung und Braukohleförderung nach Tagebauen in 2013

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. 2013).

3.2 Rheinisches Revier

3.2.1 Energie- und umweltpolitische Rahmenbedingungen

3.2.1.1 Eckpunkte des Klimaschutzgesetzes

NRW ist konzeptionell am weitesten in Richtung Braunkohleausstieg unterwegs. Im Februar 2013 hat das nordrhein-westfälische Parlament ein Klimaschutzgesetz verabschiedet, in welchem Ziele zur Reduzierung von Treibhausgasen konkretisiert wurden (KGNRW 2013). Das Gesetz verpflichtet die Landesregierung, Belange des Klimaschutzes in ihre Handlungen einfließen zu lassen. In Artikel 1 §3 heißt es, dass die Gesamtsumme der Treibhausgasemissionen in NRW bis zum Jahr 2020 um mindestens 25 % und bis zum Jahr 2050 um mindestens 80 % (im Vergleich zu 1990) verringert werden sollen. Art. 1 §6 verpflichtet die Regie-

rung zudem dazu, einen Klimaschutzplan zu erstellen, welcher die Maßnahmen konkretisieren muss, mit denen die Ziele aus §3 erreicht werden sollen. Er muss 2013 zum ersten Mal erstellt werden und soll alle 5 Jahre erneuert werden. Der Klimaschutzplan muss konkrete Aussagen zu folgenden Themen enthalten:

1. Etappenziele zur Reduktion der Gesamtmenge von Treibhausgasen für den Zeitraum bis 2050;
2. Ziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien, zur Energieeinsparung, zur Erhöhung der Ressourcen- und Energieeffizienz sowie des Ressourcenschutzes;
3. eine Ermittlung und Darstellung der Potenziale und der Beiträge für die einzelnen Sektoren;
4. nachhaltige und sektorspezifische Strategien und Maßnahmen zur Erreichung der Klimaschutzziele sowie der im Klimaschutzplan genannten Etappenziele;
5. ein verbindliches Konzept für eine insgesamt klimaneutrale Landesverwaltung nach § 7;

Des Weiteren muss gem. Art. 1 §8 ein Monitoring-System implementiert (inkl. Veröffentlichung von Ergebnissen) sowie gem. Art. 1 §9 ein Sachverständigenrat gegründet werden. Einige Änderungen im Landesplanungsgesetz bewirken zudem, dass die räumlichen Erfordernisse des Klimaschutzes und die Anpassungen an den Klimawandel in den Raumordnungsplänen festzulegen sind. Interessant ist an dieser Stelle auch die Bedeutung dieser Stellen für die Genehmigungsfähigkeit von Braunkohleplänen, die in §29 LPG festgelegt ist. Dort heißt es, dass die Genehmigung nur zu erteilen ist, wenn neben den Erfordernissen der Raumordnung zur Sicherung einer langfristigen Energieversorgung auch die sozialen Belange der vom Braunkohletagebau Betroffenen sowie die Belange des Umweltschutzes angemessen berücksichtigt werden.

In den Jahren 2014/2015 werden die Belange des Umwelt- und Klimaschutzes konkretisiert. Dabei müssen auch verschärfte Maßnahmen im Energiesektor geschaffen werden, wenn die CO₂-Reduktionsziele bis 2020 erreicht werden sollen, da eine Unvereinbarkeit des NRW Klimagesetzes mit dem Fortlaufen der derzeitigen Braunkohleverstromung besteht.

3.2.1.2 CO₂-Emissionen der Braunkohleverstromung 2020-2050

Dem Klimaschutzgesetz folgend muss das Land NRW seine CO₂-Emissionen von ursprünglich 344 Mio. t (Vergleichsjahr 1990) auf höchstens 258 Mio. t im Jahr 2020 und auf 68,8 Mio. t im Jahr 2050 reduzieren. Die Braunkohleverstromung ist mit derzeit 85 Mio. t für 28 % der Gesamtemissionen von NRW verantwortlich. Der Stromsektor müsste, aufgrund der zu erwartenden geringeren Beiträge anderer Sektoren (insbesondere Verkehr und Industrie), überproportionale Einsparmaßnahmen erzielen, um die angestrebten Ziele des Klimaschutzgesetzes zu erreichen. Eine proportionale Emissionsvermeidung des Braunkohlesektors auf 72 Mio. t im Jahr 2020 sowie auf 19 Mio. t im Jahr 2050 ist somit nur die Obergrenze des Einsparbedarfs. Die Abbildung 16 analysiert inwiefern diese Obergrenzen für den CO₂-Ausstoß des Braunkohlesektors in NRW unter drei verschiedenen Annahmen eingehalten werden können.

1. Das erste Szenario geht davon aus, dass alle Blöcke nach einer Laufzeit von 50 Jahren stillgelegt werden.
2. Basierend auf einem Vorschlag der RWE wird in einem zweiten Szenario untersucht, wie sich derzeit diskutierte Retrofitmaßnahmen auf den gesamten CO₂-Ausstoß auswirken würden. Für die Berechnungen wird davon ausgegangen, dass sich hierdurch die Laufzeit der Kraftwerksblöcke um jeweils 20 Jahr verlängert.
3. Im dritten Szenario wird – entgegen energie- und umweltpolitischer Rationalität – ein hypothetischer Neubau eines Braunkohlekraftwerks „BOA Plus“ am Standort Niederaußem angenommen;²³ zusätzlich dazu erfolgen die im zweiten Szenario beschriebenen Retrofitmaßnahmen.

²³ Ein möglicher Neubau von BoA Plus am Standort Niederaußem ist unwirtschaftlich (Gerbaulet u. a. 2012b); auch Matthias Hartung, Vorsitzender des RWE-Vorstandes, hat sich diesbezüglich geäußert, dass der Neubau eines Braunkohlekraftwerks nicht mehr rentabel sei. Eine Weiterführung der Planung von RWE basiert lediglich auf der Hoffnung von zusätzlichen Finanzierungsquellen, wie bspw. Kapazitätszahlungen: „[...] sollen am Standort Niederaußem die Genehmigungsvoraussetzungen für das besonders effiziente „BoAplus“ geschaffen werden, um bei einer Änderung der energiepolitischen Rahmenbedingungen schnell handlungsfähig zu sein.“ (Hartung 2013)

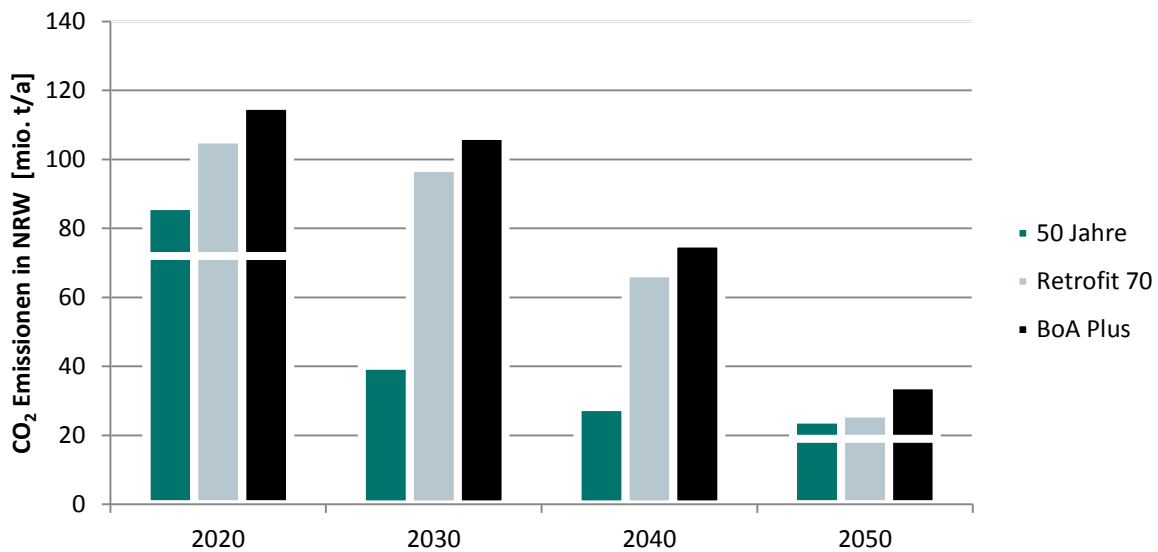


Abbildung 16: CO₂ Emissionen der Braunkohleverstromung in NRW unter verschiedenen Annahmen

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf (Landesregierung Nordrhein-Westfalen 2014) ²⁴

Die Berechnungen zeigen, dass in keinem der drei Szenarien die Obergrenze des proportionalen Einsparbedarfs von 72 Mio. t im Jahr 2020 sowie von 19 Mio. t im Jahr 2050 eingehalten werden kann. Insbesondere im dritten Szenario mit Neubau und Retrofit werden die Klimaschutzziele drastisch verfehlt.

3.2.1.3 Ablenkungsmanöver CO₂-Abscheidung (CCTS)

Kurioserweise wurden in den Klimaschutzplan auch Szenarien mit CO₂-Abscheidung (CCTS) gerechnet, obwohl diese Technologie auf absehbare Zeit weltweit nicht zur Verfügung steht (s. oben). Durch den Neubau von mehreren CCTS-Kraftwerken sowie dem CCTS-Retrofit alter Kraftwerke sollen so angeblich am kostengünstigsten die Klimaziele bis 2050 erreicht werden. Dies ist allerdings nicht möglich, da

- RWE bereits 2010 sein einziges Demoprojekt in Hürth abgebrochen hat und es daher keinerlei Anzeichen für die Plausibilität eines CCTS-Kraftwerks in NRW gibt;
- eine solch großindustrielle Speicherung des CO₂ in Deutschland nicht möglich wäre und ein Transport über nationale Grenzen hinweg nach heutigem Rechtsstand nicht erlaubt ist;

²⁴ Die angenommenen Volllaststunden für Braunkohle entsprechen dem (Prognoseforum 2013b).

- ein CCTS-Retrofit der bestehenden Kraftwerke weder technisch noch wirtschaftlich abbildbar wäre und ein Auslaufen erst nach 50 Betriebsjahren bereits zu einem zu hohen CO₂-Ausstoß führt (s. Abbildung 16).

Auch in NRW hat die Aufrechterhaltung dieser Illusion konkrete Auswirkungen vor Ort: So müssten im Fall von weiteren Kraftwerksneubauten über 3.000 Bewohner u.a. in den Ortschaften Keyenberg, Lützerath, Immerath, Holzweiler, Berverath, Westrich und Kuckum umgesiedelt werden. Des Weiteren würden durch die erneute Verlegung der Autobahn A61 zusätzliche Kosten und zeitweilige Verkehrsengpässe in der Region entstehen.

3.2.1.4 Holzweiler-Entscheidung als Einstieg in den Ausstieg

Die rot-grüne Landesregierung hat im März 2014 mitgeteilt, dass mit Garzweiler II erstmals ein Tagebau verkleinert werden soll. Von den insgesamt 1,2 Mrd. t Braunkohle des Tagebaus sollen somit mindestens 300 Mio. nicht ausgebaggert werden. Dadurch müssen rund 1400 Menschen weniger aus dem Abbaugbiet umgesiedelt werden als ursprünglich geplant. Ministerpräsidentin Hannelore Kraft hat eine Garantie abgegeben, wonach Holzweiler, Dackweiler und der Hauerhof somit nicht bergbaulich in Anspruch genommen werden sollen. Zudem kündigte die Landesregierung an, bis 2015 eine neue Leitentscheidung zur Braunkohlepolitik vorlegen zu wollen. Eine Änderung des Braunkohleplans Garzweiler II muss zudem auf den Weg gebracht werden, um diese neuen Abbaugrenzen festzulegen. (Kölnische Rundschau 2014).

3.2.2 Szenarien für Braunkohleförderung und –nutzung

Das Rheinische Braunkohlerevier besteht aus drei aktiven Tagebauen. Die Tagebaue Garzweiler und Hambach sind für die Belieferung der Kraftwerke Frimmersdorf (ca. 500 MW), Neurath (ca. 4.200 MW), Niederaußem (ca. 4.500 MW) sowie einer Reihe kleinerer Abnehmer zuständig (s. Abbildung 17). Der Tagebau Inden ist nicht mit den anderen Tagebauen verbunden und für die Versorgung des anliegenden Kraftwerks Weisweiler (ca. 1.800 MW) zuständig.

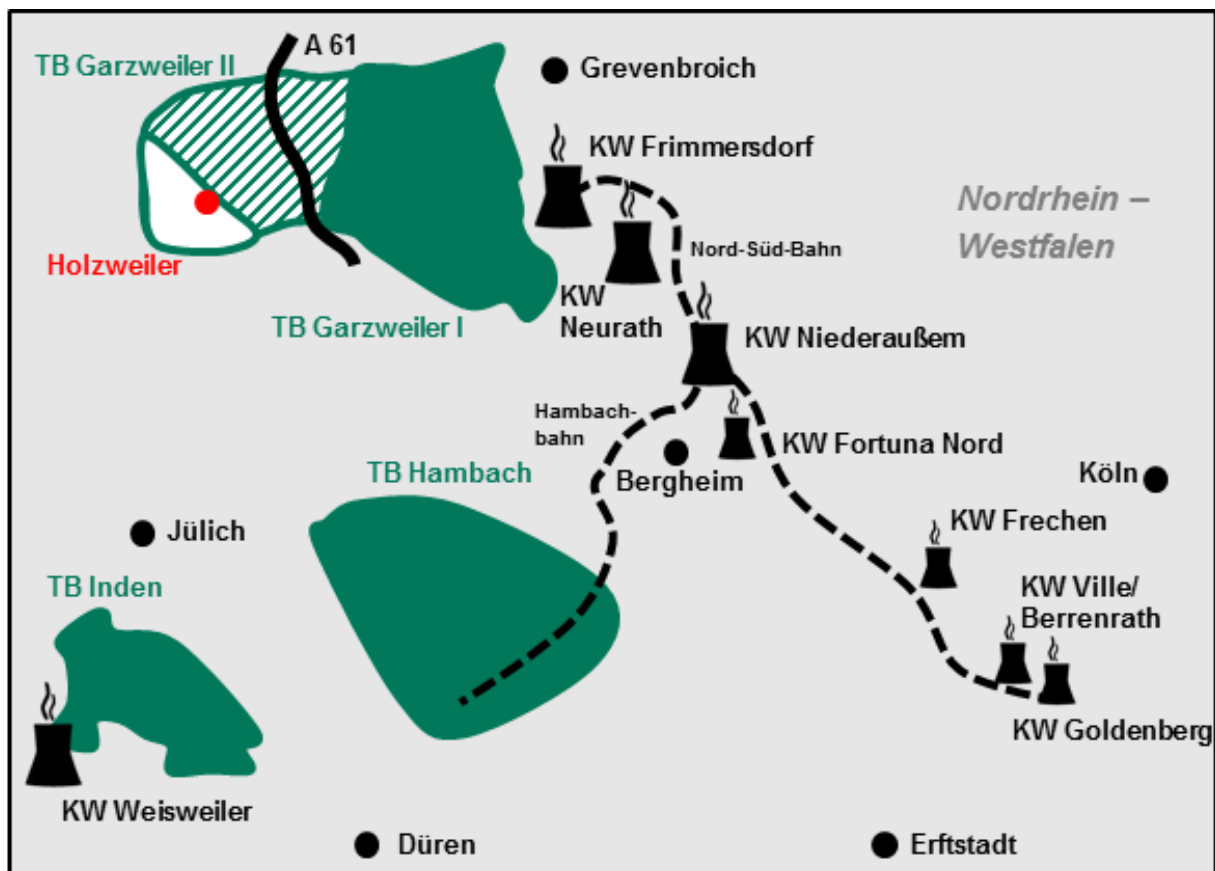


Abbildung 17: Revierkarte Rheinland mit den Tagebauen (TB) und Kraftwerken (KW)

Quelle: Eigene Darstellung

Im Sommer 2013 wurde bekannt, dass es bei RWE interne Planungen bzgl. einer vorzeitigen Stilllegung des Tagebaus Garzweiler II gibt. Diese Überlegungen wurden durch die geringe Wirtschaftlichkeit und Auslastung von einigen älteren Kraftwerksblöcken und aufgrund vermehrter Proteste von Anwohnern hervorgerufen. Die derzeitige Abbaugrenze steht – in Nord-Süd-Richtung verlaufend und westwärts voranschreitend – kurz vor der Autobahn 61. Dazwischen existieren noch zwei Dörfer, die – wie alle anderen Dörfer auf Garzweiler II – zur Stadt Erkelenz gehören: Pesch (im Süden) und Borschemich (im Norden). Der Ortsteil Pesch ist bereits vollständig aufgegeben und teilweise abgerissen; in Borschemich wohnen noch einige Menschen, die jedoch auch bald umgesiedelt werden. Eine vorzeitige Stilllegung des Tagebaus Garzweiler II vor Erreichen der A61 würde das Umsiedeln von über 3.000 Bewoh-

nen in den Ortschaften Keyenberg, Lützerath, Immerath²⁵, Holzweiler, Berverath, Westrich und Kuckum sowie die Verlegung der Autobahn und die damit verbundenen Kosten einsparen.

Die Fläche von Garzweiler II bis zur Autobahn 61 beträgt ca. 15,5 km², was ca. einem Drittel der Gesamtfläche von Garzweiler II entspricht. Ein Teil dieses Gebietes wurde seit 2006 bereits abgebaggert, so dass die Baggerlinie die Autobahn bei konstantem Abbauverhalten – den Angaben des Braunkohleplans entsprechend – um das Jahr 2017 erreichen würde. Bis zu diesem Zeitpunkt können noch ungefähr 150 Mio. t Braunkohle gefördert werden, ohne die Autobahn sowie die dahinter liegenden Ortschaften verlegen zu müssen. Bei einer frühzeitigen Konzentration auf den Tagebau Hambach könnte auch ein langsames Fortschreiten des Tagebaus Garzweiler II bis 2020 gewährleistet werden. Zur Versorgung des Kraftwerks Neurath müsste die jährliche Fördermenge in Hambach erhöht werden, von derzeit ca. 40 Mio. t auf die von der RWE als maximal ausgewiesene Fördermenge von 50 Mio. t.²⁶

2015 wird der Block C im Kraftwerk Niederaußem nach 50 Jahren Betriebszeit stillgelegt. Die baugleichen Blöcke D, E und F folgen in den folgenden fünf Jahren. Der Block P in Frimmersdorf erreicht 2016 seine maximale Betriebsdauer von 50 Jahren. 2017 wird der letzte Block Q am Standort Frimmersdorf abgeschaltet.

2006 wurden bei den Blöcken G und H im Kraftwerk Weisweiler Vorschaltgasturbinen eingebaut, so dass diese bis zum Auslaufen des Tagebaus Inden im Jahr 2030 weiterbetrieben werden können. Wir gehen von einem Auslaufen der restlichen Kohlekraftwerke um das Jahr 2040 aus. Die zu diesem Zeitpunkt noch im Boden verbleibenden Restkohlekapazitäten betragen ungefähr 720 Mio. t in Hambach sowie 190 Mio. t im Tagebau Inden. Der Tagebau Garzweiler wäre vollständig bis zur A61 abgebaut; die Verlegung der Autobahn sowie das Umsiedeln der sich westlich davon befindenden Dörfer Keyenberg, Lützerath, Immerath, Holzweiler, Berverath, Westrich und Kuckum könnten jedoch verhindert werden.

²⁵ In Immerath wohnen nur noch knapp 100 der ehemals 400 Bewohner.

²⁶ Die Kohle aus Hambach ist etwas aufwendiger zu fördern (sie liegt auf Grund von tektonischen Verschiebungen tiefer) und besitzt einen höheren Schwefelgehalt (was die Gefahr von Verschlackungen erhöht), kann aber dennoch in den Kesseln von Neurath verfeuert werden.

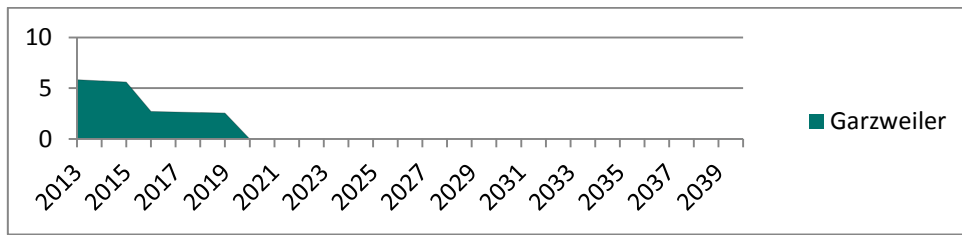


Abbildung 18: Belieferung des Kraftwerks Frimmersdorf [Mio. t BK/Jahr]

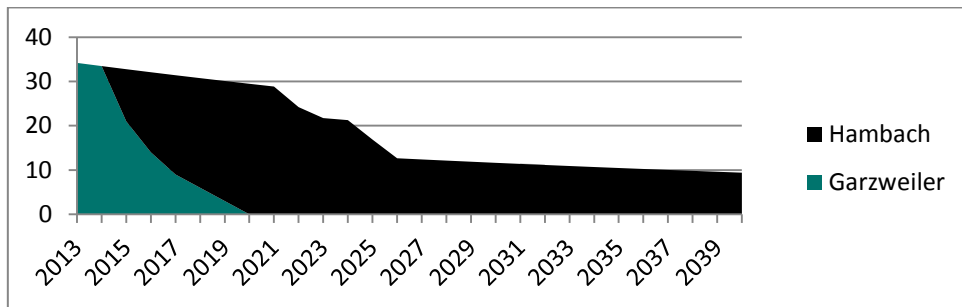


Abbildung 19: Belieferung des Kraftwerks Neurath [Mio. t BK/Jahr]

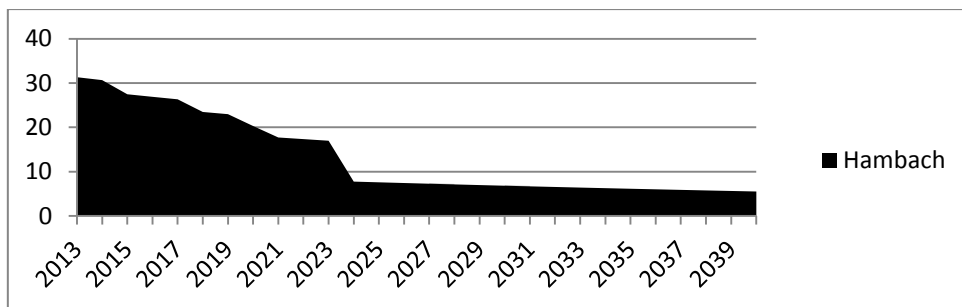


Abbildung 20: Belieferung des Kraftwerks Niederaußem und anderer kleinerer Abnehmer [Mio. t BK/Jahr]

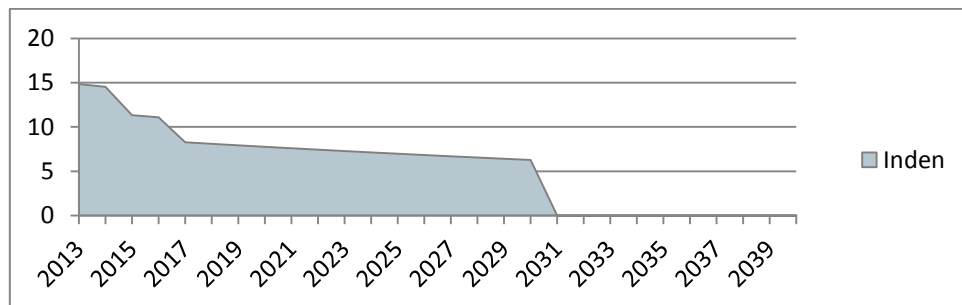


Abbildung 21: Belieferung des Kraftwerks Weisweiler [Mio. t BK/Jahr]

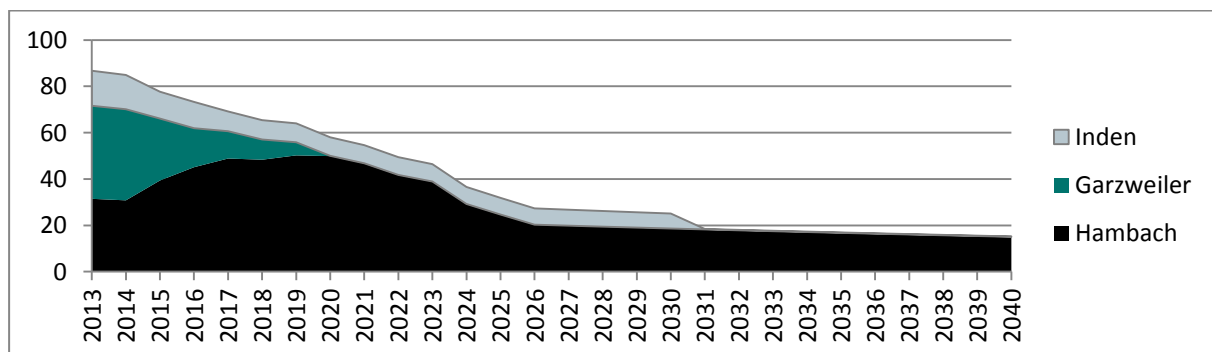


Abbildung 22: Fördermengen aller Tagebaue im Rheinischen Revier [Mio. t BK/Jahr]

Kraftwerk	Block	Indienststellung	Netto-Leistung [MW]	Wirkungsgrad
Fortuna Nord		2000	54	34,0
Frechen / Wachtberg		1959	118	31,0
Frimmersdorf	P	1966	284	31,4
Frimmersdorf	Q	1970	278	31,4
Goldenberg	E	1992	66	37,0
Goldenberg	F	1993	85	36,0
HKW Merkenich	Block 6	2010	75,3	40,0
Neurath	A	1972	277	36,6
Neurath	B	1972	288	36,6
Neurath	C	1973	292	36,6
Neurath	D	1975	607	36,6
Neurath	E	1976	604	36,6
Neurath	F BoA2	2012	875	43
Neurath	G BoA3	2012	875	43
Niederaußem	C	1965	294	35,8
Niederaußem	D	1968	297	35,8
Niederaußem	E	1970	295	35,8
Niederaußem	F	1971	299	35,8
Niederaußem	G	1974	653	36,6
Niederaußem	H	1974	648	36,6
Niederaußem	K BoA1	2002	944	43,0
Ville / Berrenrath IKW		1991	52	34,0
Weisweiler	E	1965	312	35,5
Weisweiler	F	1967	304	35,5
Weisweiler	G-VGT	1974 (2006)	590	40
Weisweiler	H-VGT	1975 (2006)	592	40
Rhein. Kapazität in Betrieb:			Ca. 10 GW	

Tabelle 13: Übersicht über die Braunkohlekraftwerke (>50 MW) im Rheinischen Revier

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten der Bundesnetzagentur und DEBRIV

3.3 Mitteldeutsches Revier

3.3.1 Energie- und umweltpolitische Rahmenbedingungen

3.3.1.1 Braunkohle nurmehr als „Brückentechnologie“

Das mitteldeutsche Braunkohlerevier erstreckt sich über die Bundesländer Sachsen-Anhalt und Sachsen. In beiden Bundesländern ist der Braunkohleausstieg vorprogrammiert, wird doch die Braunkohle lediglich als „Brückentechnologie“ bezeichnet. So hat die Landesregie-

rung von Sachsen-Anhalt am 10. August 2010 das „Klimaschutzprogramm 2020 des Landes Sachsen-Anhalt“ beschlossen, in welchem die Braunkohlenutzung lediglich als Brückentechnologie erforderlich bezeichnet wird (Land Sachsen-Anhalt, 2011). Dagegen wird die Entwicklung erneuerbarer Energieträger positiv erwähnt: Mit 48,5 % der Primärenergiegewinnung hat diese inzwischen die Braunkohle als wichtigsten heimischen Energielieferanten abgelöst; damit beträgt der Anteil der erneuerbaren Energien (EE) am Nettostromverbrauch in Sachsen-Anhalt 35 %; mehr als doppelt so viel wie im bundesweiten Durchschnitt (Land Sachsen-Anhalt 2011).

3.3.1.2 Jüngere Entwicklungen: Neue Förderung und Umsiedlung für entlegene Kraftwerke?

Im September 2013 hat E.ON den Verkauf des Helmstedter Braunkohlereviers bei Braunschweig an die MIBRAG angekündigt. Dieser Verkauf umfasst den Tagebau Schöningen mit allen bestehenden Rückbau- und Rekultivierungsverpflichtungen sowie das Kraftwerk Buschhaus. Das Kraftwerk wurde 1985 in Betrieb genommen und hat eine Brutto-Leistung von 390 MW. Ursprünglich war die Stilllegung des Kraftwerkes zum Jahr 2017, gemeinsam mit dem Auslaufen des Tagebaus, geplant. Die MIBRAG beabsichtigt jedoch, das Kraftwerk Buschhaus bis 2030 mit Kohle aus dem 150 km entfernten mitteldeutschen Revier weiter zu betreiben (MIBRAG 2013a). Die Veräußerung des Braunkohlereviers ist Teil einer Umstrukturierung E.ONs, die sich in diesem Zuge auch von Anteilen des Gazprom-Konzerns, von Regionaltöchtern und vom Gasnetzbetreiber Open Grid Europe getrennt haben. Durch den Kauf des Kraftwerks können voraussichtlich 120 Arbeitsplätze erhalten bleiben. Die Belieferung des Kraftwerks Buschhaus mit Braunkohle kann gemäß der MIBRAG durch die bereits genehmigten Braunkohlefelder im mitteldeutschen Revier gewährleistet werden.

Die Braunkohle in den mitteldeutschen Tagebauen Profen und Vereinigtes Schleenhain ist gemäß ihrer Braunkohlepläne ursprünglich nur für die Belieferung der direkt umliegenden Kraftwerke gedacht. Dies kann insbesondere dadurch zu einem Problem werden, dass die MIBRAG jetzt eine Vergrößerung des Tagebaus Vereinigtes Schleenhain plant. Durch diese Anpassung könnten knapp 20 Mio. t zusätzlicher Kohle gewonnen werden, wofür allerdings das Dorf Pödelwitz (130 Einwohner) zwangsumgesiedelt werden müsste. Die Mehrheit der Pödelwitzer hat sich bei einer Abstimmung zwar für eine (entschädigte) Umsiedlung ausgesprochen, doch gibt es auch mehrere Familien, die ihre Heimat nicht verlassen wollen. Ins-

besondere war das Dorf 1998 erst von dem Dresdner Landtag in einem Gesetz als „Schutzgut“ ausgewiesen worden. Daraufhin begannen einige der Bewohner neue Häuser zu bauen; und selbst die MIBRAG begann mit der Planung von Neuanpflanzungen von Bäumen. Diese waren als Staub- und Lärmschutz gegen den immer näher rückenden Tagebau Vereinigtes Schleenhain gedacht. Die MIBRAG hat jetzt jedoch ein großes Interesse an einer Komplettumsiedlung des Dorfes, da das Unternehmen neben der 20 Mio. t Braunkohle insbesondere von diesen wegfallenden zusätzlichen Kosten für Lärm- und Staubschutz profitieren würde. Die 2008 gegründete Bürgerinitiative Pro Pödelwitz hat angekündigt, ihre Rechte notfalls auch vor Gericht zu verteidigen, da sie nicht verstehen, weshalb ihr 700-jähriges Dorf abgerissen werden muss, bloß um den Tagebau um ca. zwei Jahre länger betreiben zu können (Hausner u. a. 2013).

Zusätzliche Kritik war im Revier zu hören, als bekannt wurde, dass im Jahr 2012 300.000 t mitteldeutscher Braunkohle an das 300 km entfernte tschechische Kraftwerk Opatovice geliefert wurden. Durch die Lieferung konnte im Kraftwerk Opatovice, welches auch von der MIBRAG betrieben wird, ein vorübergehender Lieferengpass ausgeglichen werden. Auf konkrete Rückfragen teilte die MIBRAG mit, dass dies wiederholt werden könnte, falls noch weitere Braunkohle in Tschechien benötigt wird. Dies würde bedeuten, dass die Zwangsumsiedlung des sächsischen Dorfes Pödelwitzes zu Gunsten von zusätzlichen Gewinnen eines tschechischen Unternehmens sowie zur Kraftwerksversorgung in Niedersachsen und Tschechien erfolgt (Schroeter 2013b, 2013c).

MIBRAGS Entscheidung für den Kauf des Kraftwerks Buschhaus ist ein weiteres Indiz gegen den Bau eines neuen Kraftwerks am Standort Profen. Das diskutierte Neubauprojekt mit einer Bruttoleistung von 660 MW soll für die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ausgelegt werden und würde frühestens 2020 fertiggestellt werden. Die Versorgung des Kraftwerks sollte in diesem Fall über einen neuen Tagebau Lützen sichergestellt werden. Das Investitionsvolumen soll bei 1,3 Mrd. € liegen (MIBRAG 2011). Da sich bisher jedoch noch keine Investoren für dieses Projekt gefunden haben, ist es sehr unwahrscheinlich, dass es zu diesem Neubau kommen wird. Neueste Studien belegen zudem, dass sich eine Investition in neue Braunkohlekraftwerke in Deutschland auf Grund der sich verändernden Marktstruktur nicht mehr rentiert (Gerbaulet u. a. 2012a).

3.3.2 Szenarien für Braunkohleförderung und –nutzung

Im mitteldeutschen Braunkohlerevier sind die Tagebaue Profen und Vereinigtes Schleenhain für die Belieferung der zwei Kraftwerke Lippendorf (1.750 MW) und Schkopau (900 MW) sowie einer Reihe kleinerer Abnehmer zuständig. In den kommenden Jahren beabsichtigt die MIBRAG zudem auch das Kraftwerk Buschhaus (350 MW) durch den Tagebau Profen zu beliefern.

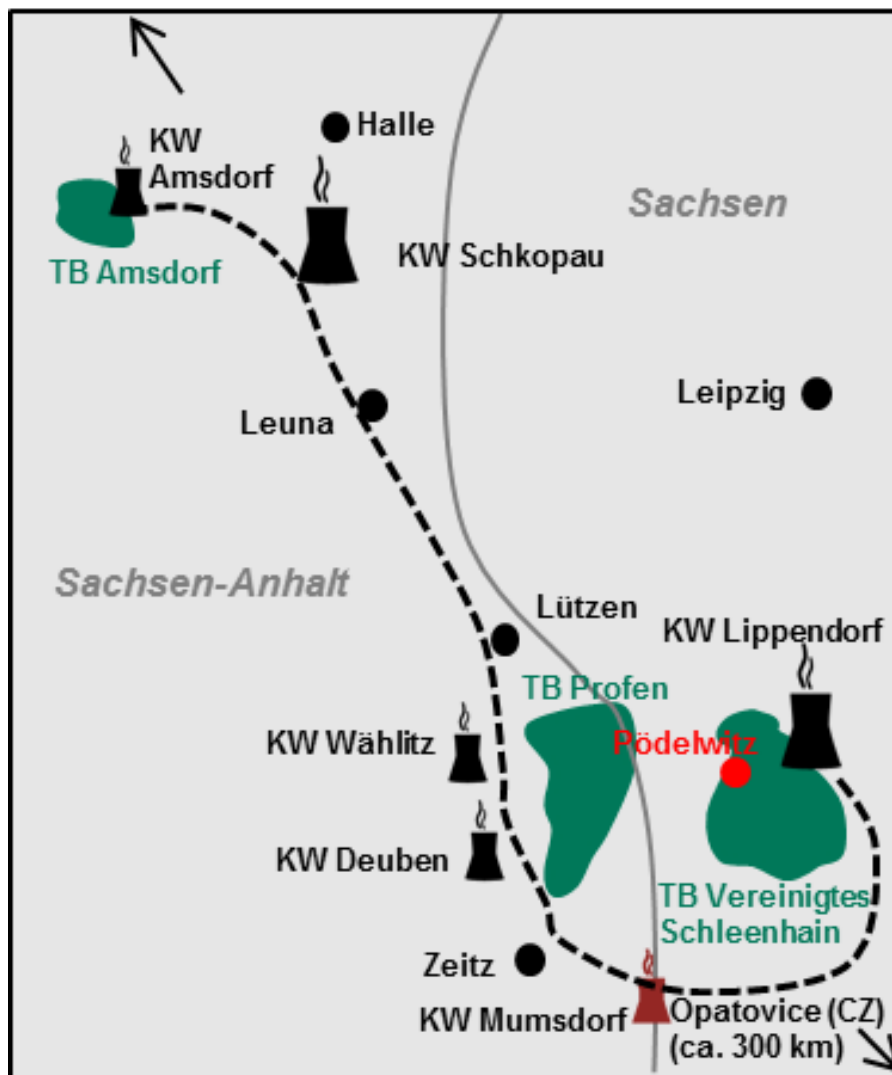


Abbildung 23: Revierkarte Mitteldeutschland mit Tagebauen (TB) & Kraftwerken (KW)
Quelle: Eigene Darstellung.

Der Tagebau Profen ist für die alleinige Belieferung der Kraftwerke Schkopau und Buschhaus zuständig. Das Kraftwerk Lippendorf wird durch eine etwa 14 km lange Bandanlage vom

Tagebau Vereinigtes Schleenhain beliefert. Andere kleinere Abnehmer in Deuben, Währlitz, Chemnitz, Dessau und Könnern (zusammen weniger als 4 Mio. t BK/Jahr) können vom nächstgelegenen Tagebau mit Restkapazitäten versorgt werden. Das Kraftwerk Mumsdorf wurde im Juni 2013 nach 45 Betriebsjahren stillgelegt (MIBRAG 2013a). Der Gesamtvorrat der bereits genehmigten Braunkohle im Jahr 2013 liegt bei ungefähr 0,5 Mrd. t. Nach dem Auslaufen der Braunkohleverstromung, die in diesem Revier für den Beginn der 40er Jahre angenommen wird, verbleiben noch Braunkohlereserven von ungefähr 70 Mio. t, etwa hälftig in Profen bzw. Vereinigtes Schleenhain (vgl. folgende Abbildungen und Tabelle).

Die ROMONTA GmbH betreibt mit insgesamt 450 Mitarbeitern den deutlich kleineren Tagebau Amsdorf mit dem dazugehörigen Kraftwerk, in welchem eine besonders bitumenhaltige Braunkohle zur Herstellung von Rohmontanwachs gefördert wird. Das Rohmontanwachs wird vor allem zur Herstellung von Autowachs verwendet. Die jährliche Förderung lag in den letzten Jahren bei ungefähr einer halben Mio. t Braunkohle. In der Nacht zum 6. Januar 2014 sind jedoch ungefähr sechs Mio. m³ Abraum ins Rutschen geraten, so dass u.a. das Abraumgerät, ein Schaufelradbagger, Bandanlagen zum Abtransport der Kohle sowie weitere mobile Gerätschaften verschüttet wurden. Zum jetzigen Zeitpunkt ist es noch unklar, ob eine sichere Wiederaufnahme des Tagebaus Amsdorf noch in diesem Jahr möglich sein wird. Bis dahin wird die Produktion des weltgrößten Herstellers von Rohmontanwachs durch tägliche Lastwagenfahrten von 1.500 t Braunkohle aus dem Tagebaufeld Vereinigtes Schleenhain sichergestellt (MZ 2014). Die Ersatzlieferungen aus dem Tagebau Vereinigtes Schleenhain sind – ähnlich wie die zu Anfang des Jahres stattgefundenen Lieferungen zum damals noch im Betrieb befindenen Kraftwerk Mumsdorf – allerdings bei Anwohnern umstritten, da der Braunkohleplan lediglich eine Verfeuerung der Kohle im Kraftwerk Lippendorf vorsieht.

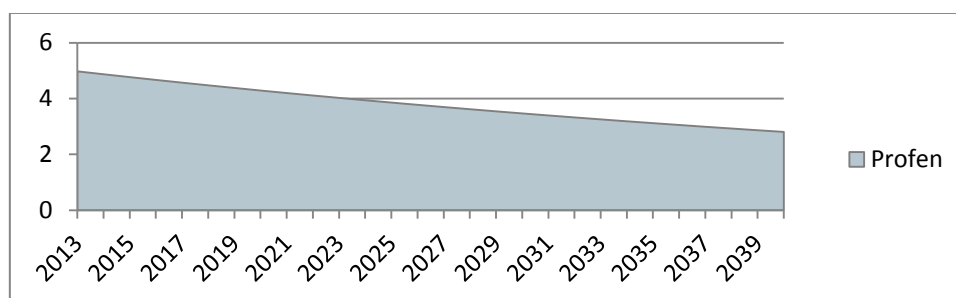


Abbildung 24: Belieferung des Kraftwerks Schkopau [Mio. t BK/Jahr]

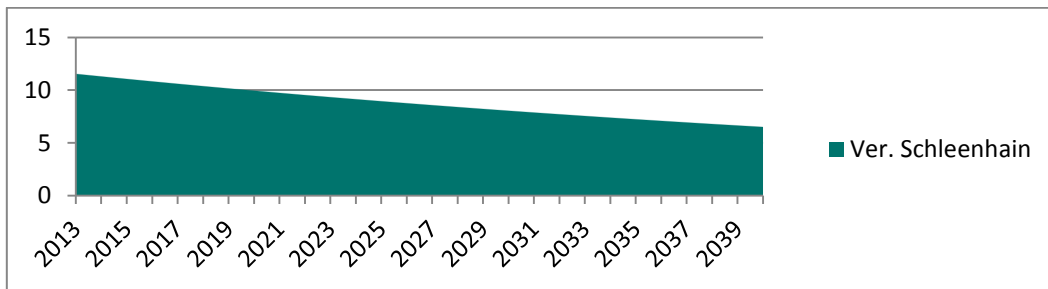


Abbildung 25: Belieferung des Kraftwerks Lippendorf [Mio. t BK/Jahr]

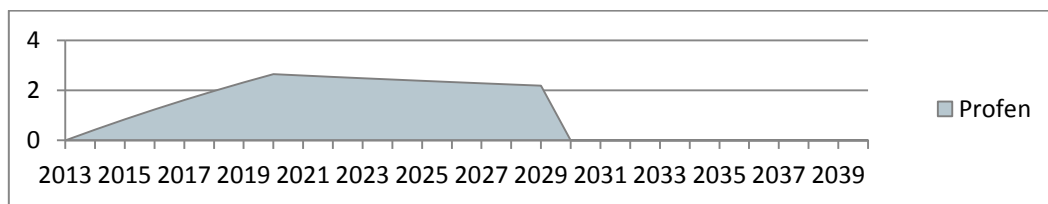


Abbildung 26: Belieferung des Kraftwerks Buschhaus [Mio. t BK/Jahr]

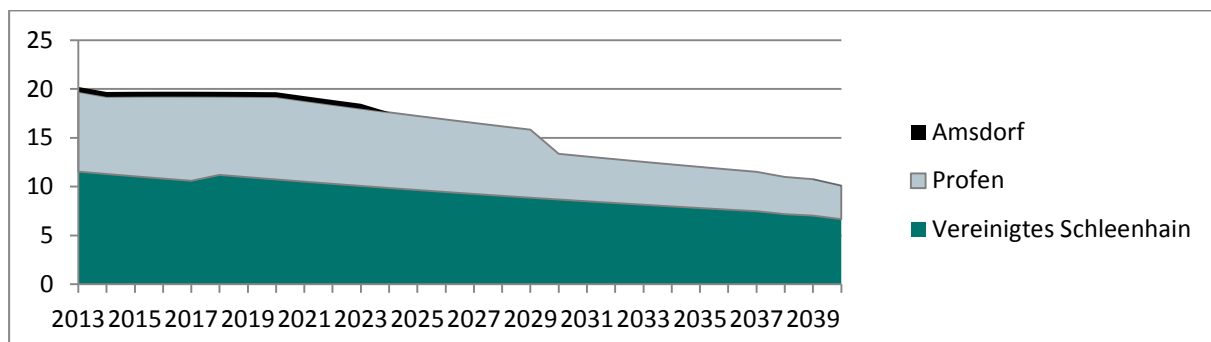


Abbildung 27: Tageaufförderungsmengen im Mitteldeutschen Braunkohlerevier [Mio. t BK/Jahr]

Kraftwerk	Block	Indienststellung	Netto-Leistung [MW]	Wirkungsgrad [%]
Deuben		1936	67	35,0
Lippendorf	R	2000	875	42,8
Lippendorf	S	1999	875	42,8
P&L Werk Könnern	1 & 2	2000	20	35,0
Schkopau	A	1996	450	40,0
Schkopau	B	1996	450	40,0
Buschhaus (im Helmstedter Revier)	D	1985	352	38,0
Mitteldeutsche und Helmstedter Kapazität in Betrieb:			Ca. 3.000	

Tabelle 14: Übersicht über die Braunkohlekraftwerke (>50 MW) im Mitteldeutschen Revier

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten der Bundesnetzagentur und DEBRIV

3.4 Lausitzer Revier

3.4.1 Energie- und umweltpolitische Rahmenbedingungen

3.4.1.1 Schrittweiser Braunkohleausstieg programmiert

Das Braunkohlerevier Lausitz erstreckt sich auf die Bundesländer Brandenburg und Sachsen. Die energie- und umweltpolitischen Rahmenbedingungen im Bundesland Sachsen wurden bereits im Abschnitt 3.3.1 erläutert und sind im Lausitzer Revier insbesondere für die Tagebaue Nochten und Reichwalde sowie für das Kraftwerk Schwarze Pumpe ausschlaggebend. In diesem Abschnitt wird daher vor allem auf die Energie- und Umweltpolitik des Landes Brandenburg eingegangen, welche sich von allen betroffenen Bundesländern am Klarsten für den Übergang zu 100%iger Versorgung mit erneuerbaren Energien ausgesprochen hat.

Die am 28. Februar 2012 vom Kabinett verabschiedete „Energiestrategie 2030“ sieht den *„schrittweisen Ausstieg aus den fossilen Technologien hin zu einer vollständigen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien“* vor (Ministerium für Wirtschaft und Europaangelegenheiten des Landes Brandenburg 2012). Braunkohleverstromung wird in der Energiestrategie 2030 hierbei als Auslaufmodell bezeichnet. Eine wesentliche Forderung der Energiestrategie ist die Reduktion der energiebedingten CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2030 auf 25 Mio. t, was einer Reduktion von 72 % gegenüber 1990 entspricht (von Hirschhausen u. a. 2012b).

Die konkreten Modalitäten des Braunkohleausstiegs sind allerdings noch unklar. Im September 2013 haben die brandenburgische Landesregierung und die Vattenfall GmbH eine „Ver Vereinbarung zur Umsetzung der Energiestrategie 2030“ unterzeichnet. In dieser verpflichtet sich Vattenfall unter anderem bis 2030 eine Reduktion der energiebedingten CO₂-Emissionen ihrer Braunkohlekraftwerke im Land Brandenburg um mindestens 72 % gegenüber den Emissionen im Jahr 1990 anzustreben (Land Brandenburg 2013). Die von der Energiestrategie 2030 ursprünglich vorgesehene 72 % CO₂-Reduktion bezog sich allerdings auf den gesamten Energiesektor, bei welchem die Braunkohleindustrie die stärksten Einsparpotentiale besitzt. Diese nun neu vereinbarte Reduktion der Braunkohleemissionen auf 17,2 Mio. t im Jahr 2030 liegt damit deutlich über den ursprünglich in der Energiestrategie 2030 angepeilten 10 Mio. t für den Braunkohlektor. Die Reduktion der energiebedingten CO₂-Emission auf 25 Mio. t. würde somit deutlich verfehlt werden.

Darüber hinaus halten sowohl die Vattenfall GmbH als auch die Landesregierung weiterhin an einem möglichen Neubauprojekt am Standort Jänschwalde in Verbindung mit CCTS fest, obwohl diese Technologie nicht existiert und in Deutschland vollständig abgeschrieben ist (s. ausführlichere Ausführungen im Kapitel 2.5.6). Die Aufrechterhaltung der Illusion CCTS hat somit konkrete Auswirkungen vor Ort: So müsste im Fall eines Kraftwerkneubaus ein neuer Braunkohletagebau, Jänschwalde-Nord, aufgeschlossen werden; 900 Einwohner müssten ihre Heimat verlassen, die Dörfer Atterwasch, Kerkwitz und Grabko würden zusammen mit drei FFH-Gebieten abgebaggert werden. Weitere Gemeinden (u.a. Taubendorf und Groß Gastrose) wären zudem als Randbetroffene zusätzlich von einem neuen Tagebau beeinflusst. Die erst vor wenigen Jahren wegen des Tagebaus Jänschwalde umverlegte Bundesstraße 97 müsste gemeinsam mit der Bahnlinie Cottbus-Guben erneut verlegt werden. Jenseits von betriebswirtschaftlichen Erwägungen – angesichts der Energiewende ist jeglicher Kraftwerksneubau unrentabel – wird somit durch diese Illusion eine Strategieoption des Braunkohleunternehmens auf Kosten der lokalen Anwohnerschaft aufrechterhalten. Dies erfolgt u.a. mit der Absicht den Unternehmenswert im Fall einer Veräußerung zu steigern.

Die Grüne Liga kritisiert zudem an der getroffenen Vereinbarung, dass diese die Berechnungsmethode der CO₂-Emissionen von der Klimagasinventur des Landesamtes für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz (LUGV) auf die Methodik der statistischen Landesämter abgeändert hat (Schuster 2013). Die letztere Methodik käme in der Vergangenheit zu deutlich geringeren Werten. So errechnet sie für das Jahr 1990 81,9 Mio. t im Vergleich zu den 91,0 Mio. t der LUGV. Es ist nicht erkenntlich, warum dieser Wechsel stattgefunden hat, zumal somit die direkte Vergleichbarkeit zwischen der ursprünglich vereinbarten Energiestrategie und der nun verhandelten CO₂-Emissionsziele unnötig erschwert wird. Es ist zudem unklar, inwiefern die u.a. auch in dieser Vereinbarung eingegangenen Verpflichtungen Vattenfalls auch von einem möglichen Käufer übernommen werden würden.

3.4.1.2 Ausstiegsszenarien des Vattenfall-Konzerns

Die Diskussion des Rückzugs des schwedischen Staatsunternehmens Vattenfall aus der Lausitzer Braunkohle spielt in der Ausstiegssdiskussion eine wichtige Rolle. Zusätzlich zu den Zielen der Landesregierung gibt es auch interne CO₂-Reduktionszziele von Vattenfall. In ihnen wird festgehalten, dass die bisherigen Emissionen von 83,6 Mio. t CO₂ auf insgesamt

65 Mio. t bis 2020 reduziert werden sollen. Mit 70,7 Mio. t wurden im Jahr 2012 ca. 85% der gesamten CO₂-Emissionen in Deutschland emittiert, so dass auch dort die größten Einsparungen erfolgen müssten. Alleine die Emissionen der deutschen Braunkohle liegen über den angestrebten Gesamtemissionen des gesamten Konzerns Vattenfall (Abbildung 28). Weitere indirekte CO₂-Emissionen von 10,7 Mio. t fallen durch den Verkauf von Gas an.

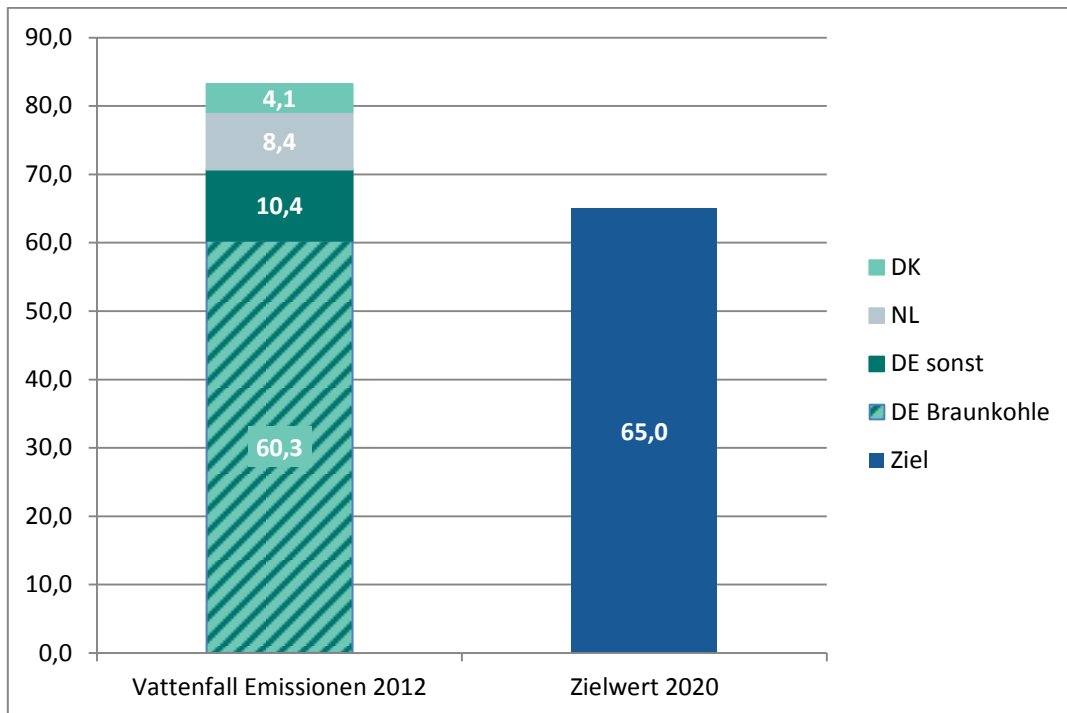


Abbildung 28: Aufschlüsselung der CO₂-Emissionen von Vattenfall 2012.²⁷

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Vattenfall 2013, 2014)

Bis 2030 soll zudem eine 50 % Reduktion im Vergleich zu 1990 erreicht werden. Dies würde bei gleichbleibenden Kapazitäten Emissionen von 280 g CO₂/kWh entsprechen; im Vergleich hierzu betragen die spezifischen Emissionen der deutschen Kraftwerke von Vattenfall mit 1020 g CO₂/kWh im Jahr 2011 noch das Vierfache. Das Erreichen der internen CO₂-Reduktionsziele Vattenfalls ist daher auf Grund des Scheiterns der CCTS-Technologie nur mit einem (anteiligen) Verkauf der deutschen Braunkohlekraftwerke oder mit einer selbst gewählten Reduzierung des Outputs zu erreichen. Durch eine anteilige Veräußerung der Braunkohlesparte bis 2020 könnte Vattenfall eine bilanzielle Reduzierung der Emissionen

²⁷ Vattenfalls CO₂-Emissionen in Schweden, Großbritannien und Finnland betragen < 1 Mio.t CO₂/Jahr und werden in der Grafik nicht abgebildet.

erreichen, da die interne Emissionsberechnung auf Basis der Eigentumsanteile berechnet wird (Vattenfall 2013).²⁸

Eine Veräußerung des verbleibenden Anteils von 50 % am Kraftwerk Lippendorf könnte eine Ersparnis von ca. 5,3 Mio. t CO₂ mit sich bringen. In den letzten Jahren suchte Vattenfall jedoch erfolglos nach einem Käufer. Die noch fehlenden ca. 13 Mio. t CO₂ könnten dann beispielweise durch einen anteiligen Verkauf der Kraftwerke Jänschwalde (ca. 28 mio. t CO₂), Boxberg (ca. 16 mio. t CO₂) oder Schwarze Pumpe (ca. 12 mio. t CO₂) erfolgen.

Zusätzlich zu dem Motiv der Risikoreduzierung begründen sich die Überlegungen des schwedischen Staatskonzerns in der vermehrten Kritik im Heimatland. So musste sich Vattenfall im November 2013 vor dem schwedischen Parlament für seine CO₂-intensive Verstromung im Ausland rechtfertigen. Zudem wurde bei einer Befragung durch Vattenfall die Umstellung des Erzeugungsportfolios auf CO₂-ärmere Ressourcen und mehr erneuerbare Energien sowohl von internen als auch externen Stakeholdern als wichtigster Nachhaltigkeitsbereich benannt (Vattenfall 2014). Die Aufgliederung in ein Skandinavien- und ein Kontinentaleuropageschäft sowie die abgelehnte Verlängerung des Vorstandschefs Oystein Loeseth sind weitere Anzeichen für einen möglichen Verkauf der ostdeutschen Braunkohlesparte.

Wenn Vattenfall seine selbstgesteckten Klimaziele einhalten will, ergeben sich somit drei verschiedene Möglichkeiten:

1. Vattenfall behält alle Anteile an seinen Kraftwerken: Dies bedeutet zwangsläufig eine vorzeitige Stilllegung einiger Kohlekraftwerksblöcke oder die Verfehlung der selbstgestellten CO₂-Ziele im Jahr 2020.
2. Den Verkauf einiger Kraftwerksblöcke an das Land Brandenburg (Tagesspiegel 2014). Der Konzern Vattenfall könnte in diesem Fall seine CO₂-Ziele erreichen ohne zwangsläufig Blöcke abschalten zu müssen. Das operative Geschäft könnte evtl. weiter von Vattenfall bestimmt werden, wenn die Regierung nur kleinere Anteile an mehreren Blöcken erwirbt.²⁹

²⁸ Dies ist auch in den Strategiepapieren des Unternehmens zu erkennen, in denen es heißt: „kann die verbleibende Reduzierung um 14,6 Mio. Tonnen (etwa 17 % der derzeitigen Gesamtemissionen) eine weitere Verringerung von Vattenfalls Anteil an Anlagen mit hohen CO₂-Emissionen mit sich bringen.“ (Vattenfall 2014).

²⁹ Auf eine diesbezügliche Kleine Anfrage (Drucksache 5/8628) dementierte die brandenburgische Landesregierung konkrete Planungen, betonte aber, dass sie „ihre Verantwortung für die Entwicklung des Landes, für die nachhaltige Sicherung von Arbeitsplätzen und Wertschöpfung sowie für die Gewährleistung einer sicheren,

3. Vattenfall verkauft Anteile an internationale Finanzinvestoren oder Firmen: In solch einem Fall könnten insbesondere kurzfristige Interessen (Rendite) der Investoren Auswirkungen auf den weiteren Fortlauf der Kohlesparte besitzen. Wenn der Kaufpreis in den Bilanzen als Schulden aufgeführt wird, ist es möglich, Sparprogramme mit einhergehenden Entlassungen durchzusetzen (Schilka 2014). Mögliche Käufer wären u.a. der polnische Konzern PGE, welcher bereits 2011 einige polnische Kraftwerke von Vattenfall erworben hatte (Warsaw Business Journal 2013) oder die MI-BRAG, welche tschechischen Investoren gehört (Tagesspiegel 2014).

3.4.1.3 Neue Tagebaue Welzow Süd II und Nochten II höchst unsicher

Der Marktwert von Vattenfalls Deutschlandgeschäft hängt unmittelbar mit den beantragten Tagebaufeldern in Welzow-Süd TF II, Nochten II und Jänschwalde Nord zusammen. Im Sommer waren insgesamt 120.000 Einwendungen gegen die Eröffnung eines neuen Tagebaus Welzow-Süd II eingereicht worden, die im Dezember im Rahmen einer fünftägigen Anhörung behandelt wurden. Während der Anhörung wurde starke Kritik daran geäußert, durch den Aufschluss von Welzow-Süd TF II das Dorf Proschim abzubaggern, obwohl dieses auf Grund ihrer erneuerbaren Energieanlagen bilanziell energieautark ist. Zudem wurde bekannt, dass die unmittelbar direkt betroffenen Arbeitsplätze von Vattenfall bei dem Aufschluss von Welzow-Süd TF II sich auf 550 Mitarbeiter im Tagebau Welzow-Süd und 174 Mitarbeiter im Kraftwerk Schwarze Pumpe beschränken.³⁰ Dies sind weniger Arbeitsplätze als die 800 direkt betroffenen Bewohner von Proschim und Welzow, die zwangsumgesiedelt würden und damit ihre Heimat, Hof und Arbeitsplatz verlieren. Ursprünglich sollten sogar 1255 für diesen Tagebau weichen. Bei der Untersuchung von möglichen alternativen Abbauvarianten des Tagebaus Welzow-Süd kam ein Gutachten der TU Freiberg (Rascher und Drebenstedt 2010) dann jedoch zu dem Ergebnis, dass die Bestandsschutzvariante Welzow Neue Heide der ursprünglichen Variante vorzuziehen sei. Durch einen Verzicht auf 6 Mio. t Braunkohlevorräte konnten somit über 400 Menschen von der Umsiedlung verschont werden.

bezahlbaren, klima- und umweltverträglichen Energieversorgung all ihrer Bürger und Unternehmen ernst“ nimmt (Landtag Brandenburg 2014).

³⁰ Eigene Aussage von führenden Vattenfall-Mitarbeitern während der Anhörung zum Tagebau Welzow-Süd TF II.

Die Landesregierung erließ dennoch am 3. Juni in Herzberg (Elbe-Elster) per Rechtsverordnung den entsprechenden Braunkohleplan. Im Abwägungsbericht der Landesplanungsabteilung Berlin-Brandenburg war zuvor bereits erklärt worden, dass die Abteilung die damit verbundene Nichteinhaltung der Klimaziele als sekundär betrachten: *„hätte das eine um ca. 3 Mio. t höhere jährliche CO₂-Emissionsmenge aus dem Kraftwerk zur Folge. Nach Auffassung der Landesregierung ist dies aus heutiger Sicht im Ergebnis der Gesamtabwägung zugunsten einer langfristig sicheren und bezahlbaren Stromversorgung hinnehmbar“* (GLBB 2014), S. 14). (von Hirschhausen und Oei 2013a, 2013b) hatten in zwei Gutachten bereits nachgewiesen, dass die Nichterschließung der Tagebaufelder Nochten II und Welzow-Süd TF II weder Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit noch auf die Strompreise Deutschlands hätten. Bereits im März 2014 hatte das sächsische Innenministerium die Fortschreibung des Braunkohleplans Nochten mit Maßgaben genehmigt (Sächsisches Staatsministerium des Innern 2014).

Beide neue Tagebauverfahren stehen auf rechtlich unsicherem Grund. So hat das Bundesverfassungsgericht in seinem Urteil zur Verfassungskonformität von Enteignungen im Zusammenhang mit dem Braunkohletagebau Garzweiler II (BVerfG 2013) die Rechte der Betroffenen gestärkt. Das Bundesverfassungsgericht kommt zu dem Urteil, dass Enteignungen bereits in den frühen Planungsphasen einer Gesamtabwägung bedürfen, sodass von Enteignungen Betroffene in Zukunft bereits in der raumplanerischen und bergrechtlichen Planungsphase gegen drohende Enteignungen vorgehen können, also noch bevor Tatsachen geschaffen werden.³¹ Das Gericht bestätigte zwar das Recht der Bundes- und Landesregierung auf die Festlegung der Energiestrategie, bezog sich bei der Urteilsfällung jedoch auf die damaligen Rahmenumstände des Jahres 1997. Bezüglich des Aufschlusses neuer Tagebaue und des parteiübergreifenden Bekenntnisses zur Energiewende haben sich diese Rahmenbedingungen komplett geändert, da zu Zeiten der Energiewende Braunkohle nicht mehr

³¹ Der Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND) und Anwohner Stephan Pütz aus Erkelenz-Immerath hatten Verfassungsbeschwerden gegen den Braunkohletagebau Garzweiler II eingereicht. Sie klagten auf die Unvereinbarkeit der Grundrechte mit dem bergrechtlichen Genehmigungsverfahren und der damit verbundenen Zwangsenteignung. So sei die Enteignung der dem BUND gehörenden Obstwiese verfassungswidrig gewesen, weil Behörden die nötige Gesamtabwägung des Tagebauprojekts unterlassen hatten. Dieser Verfassungsverstoß hat aber keine weiteren Konsequenzen, da das Grundstück schon längst weggebaggert wurde. Aus diesem Grund sollen Anwohner in Zukunft bereits gegen die behördliche Zulassung des Vorhabens vorgehen können. Ein Grundrecht auf Heimat, das Stephan Pütz einklagen wollte, gewährte das Gericht nicht (BVerfG 2013).

systemrelevant ist. Somit ist damit zu rechnen, dass sich ein zukünftiges Gerichtsurteil gegen den Aufschluss neuer Tagebaue aussprechen wird. Neben Welzow-Süd TF II und Nochten II gibt es noch weitere Bemühungen von Vattenfall mit Jänschwalde Nord, Bagenz-Ost und Spremberg-Ost drei weitere neue Tagebaue zu erschließen, deren energiewirtschaftliche Notwendigkeit ebensowenig vorhanden ist wie die der erstgenannten (s. Tabelle 15).

Geplanter Tagebau	Umsiedlung von	Braunkohlevorräte
Welzow-Süd TF II	800 Einwohner aus Proschim und Welzow	200 Mio t
Nochten II	1.500 Einwohner aus Rohne, Mulknitz, Schleife, Mühlrose und Trebendorf	300 Mio t
Jänschwalde Nord	900 Einwohner aus Grabko, Kerkwitz und Atterwasch	270 Mio t
Bagenz-Ost	–	230 Mio t
Spremberg-Ost	–	180 Mio t
Lausitz (total)	Ungefähr 3.200 Einwohner	1.180 Mio t

Tabelle 15: Geplante neue Tagebaue in der Lausitz

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf von Hirschhausen und Oei (2013a, 2013b).

3.4.2 Szenarien für Braunkohleförderung und –nutzung

Das Lausitzer Braunkohlerevier besteht aus den fünf aktiven Tagebauen Cottbus-Nord, Jänschwalde, Welzow-Süd (Teilfeld I), Nochten (Teilfeld I) und Reichwalde, die für die Belieferung der drei Kraftwerke Jänschwalde (ca. 2.800 MW), Schwarze Pumpe (ca. 1.500 MW) und Boxberg (ca. 2.500 MW) sowie einer Reihe kleinerer Abnehmer zuständig sind (s. Abbildung 29).

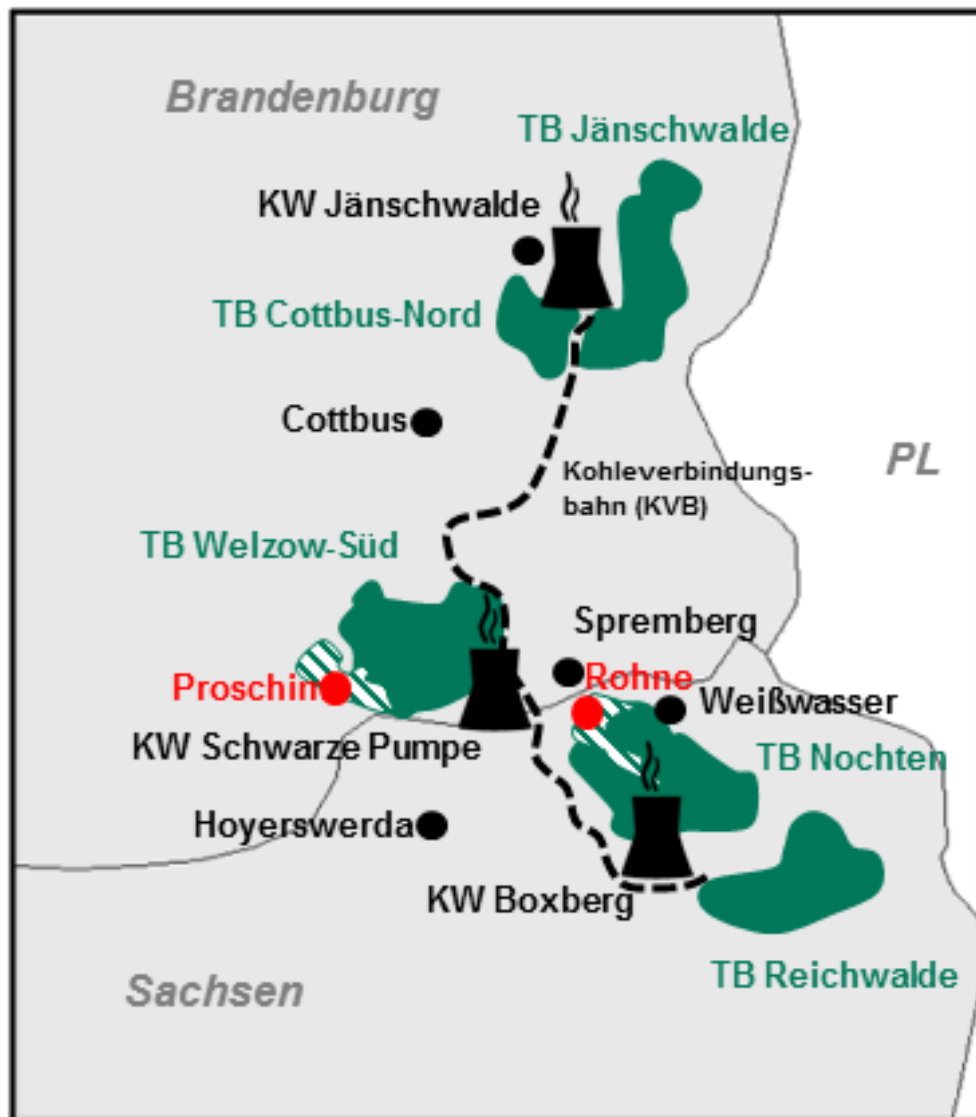


Abbildung 29: Revierkarte Lausitz mit den Tagebauen (TB), Kraftwerken (KW) und den gestrichelten Vor-rangsgebieten Welzow Süd TF II und Nochten II

Quelle: Eigene Darstellung.

Jänschwalde kann bis zu seinem Auslaufen Anfang der 20er Jahre durch die Tagebaue Cottbus Nord, Jänschwalde und Welzow-Süd (Teilfeld I) versorgt werden.³² Die Versorgung des Kraftwerks Schwarze Pumpe ist bis zu dessen Auslaufen aus dem Tagebau Welzow Süd (Teilfeld I) sowie ergänzend aus den benachbarten Tagebauen Nochten I und Reichwalde mög-

³² Im November wurde im Block F des Kraftwerks Jänschwalde eine neue Zünd- und Stützfeuerung mit Trockenkohle installiert, um die Flexibilität zu erhöhen (die Umrüstkosten von 13 Mio. € wurde hierbei u.a. durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie gefördert). Ansonsten sind alle 6 Blöcke in Jänschwalde jedoch Baugleich. Auf Grund unterschiedlicher Fahrweisen ist es nicht möglich eine generelle Aussage über unterschiedliche Abnutzungen der Blöcke zu treffen. Daher wird vereinfachend davon ausgegangen, dass die ersten zwei Blöcke 2021 vom Netz gehen werden. In den folgenden Jahren folgen dann in zwei weiteren Schritten jeweils zwei weitere Blöcke.

lich. Hierfür muss jedoch die Zumischung von Reichwalder Kohle auf 25 % angehoben werden.³³ Boxberg wird von den Tagebauen Nochten I und Reichwalde beliefert. Boxberg wurde speziell für die Zumischung von Nochtener Kohle ausgelegt, allerdings darf auch hier eine Obergrenze von 35 % nicht überschritten werden. Der Aufschluss neuer Tagebaue wie bspw. Welzow-Süd Teilfeld II, Nochten II (s. gestrichelte Bereiche in der Abbildung 29) oder Jänschwalde Nord sind somit nicht notwendig (von Hirschhausen und Oei 2013b)(von Hirschhausen und Oei 2013a).

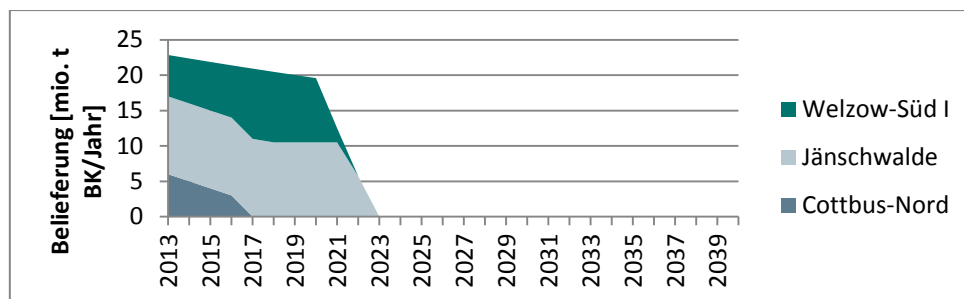


Abbildung 30: Belieferung des Kraftwerks Jänschwalde [mio. t BK/Jahr]

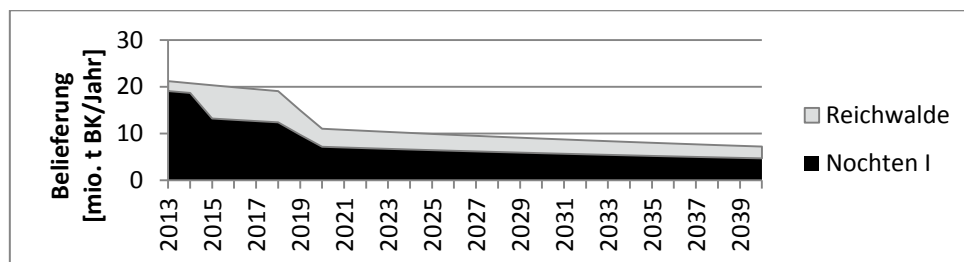


Abbildung 31: Belieferung des Kraftwerks Boxberg [mio. t BK/Jahr]

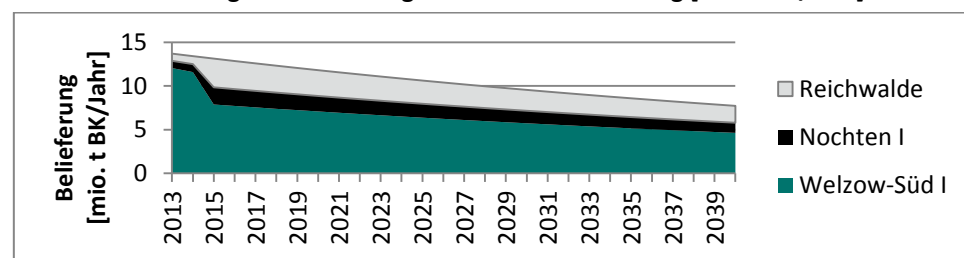


Abbildung 32: Belieferung des Kraftwerks Schwarze Pumpe [mio. t BK/Jahr]

³³ Diese Kohle hat einen etwas geringeren durchschnittlichen Heizwert (8.200 KJ/kg) als bspw. Nochten (8.750 KJ/kg) oder Welzow-Süd (9.000 KJ/kg), weshalb eine geringere Energiemarge erzielt werden kann. Des Weiteren besteht somit eine höhere Gefahr der Verschlackung des Kessels, weshalb gewisse Grenzwerte nicht überschritten werden dürfen.

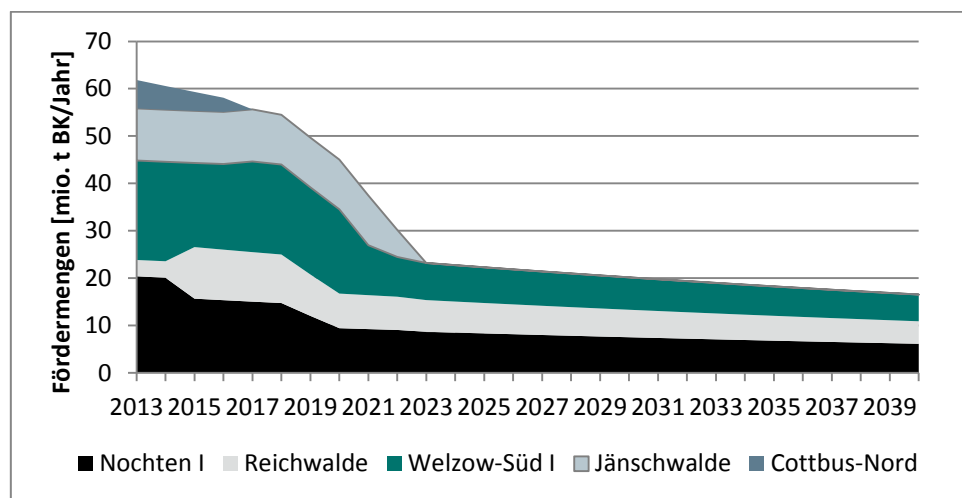


Abbildung 33: Tagebaufördermengen im Lausitzer Revier [mio. t BK/Jahr]

Kraftwerk	Block	Indienststellung	Netto-Leistung [MW]	Wirkungsgrad [%]
Berlin-Klingenberg		1981	164	35,0
Boxberg	N	1979	465	35,0
Boxberg	P	1980	465	35,0
Boxberg	Q	2000	857	42,3
Boxberg	R	2012	640	43,9
Chemnitz-Nord II HKW	B	1988	56,8	33,0
Chemnitz-Nord II HKW	C	1990	90,8	36,0
Cottbus HKW	1	1999	74	40,0
Dessau		1996	51	38,0
Jänschwalde	A	1981	465	35,5
Jänschwalde	B	1982	465	35,5
Jänschwalde	C	1984	465	35,5
Jänschwalde	D	1985	465	35,5
Jänschwalde	E	1987	465	35,5
Jänschwalde	F	1989	465	35,5
Schwarze Pumpe	A	1997	750	41,2
Schwarze Pumpe	B	1998	750	41,2
Lausitzer Kapazität in Betrieb:			Ca. 7 GW	

Tabelle 16: Übersicht über die Braunkohlekraftwerke (>50 MW) im Lausitzer Revier

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten der Bundesnetzagentur und DEBRIV

3.5 Strukturpolitische Absicherung des Braunkohleausstiegs: Diversifizierung und Arbeitsplatzentwicklung am Beispiel erneuerbarer Energien

Obige Rechnungen legen nahe, dass der Braunkohleausstieg ca. 25 Jahre dauern wird und daher „in aller Ruhe“ angegangen werden kann. Im Verhältnis zu anderen Transformationsprozessen, z.B. dem Zusammenbruch der DDR-Wirtschaft nach der Wirtschafts- und Währungsunion 1990, handelt es sich um ein durchaus beherrschbares Problem. Dieser Abschnitt beleuchtet eine spezifische Diversifizierungsstrategie im Bereich erneuerbarer Energien. Diese stehen in den Energieregionen der vormaligen Braunkohlereviere gleichsam für Kontinuität, da energienahe Fachprofile beibehalten werden können; andererseits aber auch für eine strukturelle Neuausrichtung mit Zukunftsperspektiven. Eingangs wird auf die Potenziale in den betroffenen Regionen eingegangen sowie im Anschluss ein Vergleich mit der traditionellen Braunkohlewirtschaft gezogen.

3.5.1 Arbeitsplätze im Bereich der erneuerbaren Energien

3.5.1.1 NRW

Das Internationale Wirtschaftsforum Regenerative Energien IWR veröffentlichte im Oktober 2012 Beschäftigungszahlen für NRW in seiner Studie „Zur Lage der regenerativen Energiewirtschaft in Nordrhein-Westfalen 2011“ (IWR 2012). Das IWR untersucht dabei ausschließlich die Beschäftigung durch erneuerbare Energien in NRW. Die IWR-Beschäftigtenanzahl setzt sich zusammen aus allen Arbeitsplätzen im Anlagen- und Systembau. Dazu werden die 3.600 Betriebe des IWR-Unternehmenskatasters der Regenerativen Energiewirtschaft untersucht. Im Gegensatz zur Methode der GWS zählen demnach indirekte Arbeitnehmer und Arbeitnehmerinnen in den Bereichen Betrieb, Wartung sowie Bereitstellung von Brenn- und Kraftstoffen nicht zu den IWR-Beschäftigten (IWR 2012). Die GWS hat Beschäftigungszahlen in den Jahren 2011 und 2012 ermittelt. Die IWR dagegen untersuchte die Jahre 2008 bis 2010 und hat für 2011 Prognosewerte erstellt. Aufbauend auf diesen Definitionen sind nach der GWS-Studie 2011 52.740 Menschen im Bereich erneuerbarer Energien direkt und indirekt beschäftigt (Ulrich und Lehr 2013). Der Prognosewert 2011 der IWR-Studie liegt dage-

gen bei 28.220 für die direkt Beschäftigten. Die Tabelle 17 zeigt die Beschäftigungszahlen der beiden Studien aufgeteilt in die einzelnen Sektoren.³⁴

Sektor	IWR (direkt)				GWS (direkt & indirekt)	
	2008	2009	2010	2011	2011	2012
insgesamt	22.430	24.090	26.470	28.220	52.740	50.570
Biomasse insgesamt	3.472	3.418	3.575	3.846	18.480	17.700
Biogas					8.760	7.430
Biomasse					7.620	8.240
Biokraftstoffe					2.100	2.030
Windenergie	6.315	6.559	7.229	8.151	12.890	14.600
Geothermie	1.063	1.362	1.544	1.617	2.790	2.740
Solarenergie insgesamt	5.497	6.677	7.626	7.894	17.920	14.870
Solarthermie					2.800	2.510
Photovoltaik					15.120	12.360
Wasserkraft	163	161	168	163	670	650
Kraft- Wärme- Kopplung	670	693	709	805		
Brennstoffzelle	1.080	943	875	866		
Querschnittsdienstleister	2.471	2.267	2.351	2.449		
andere Installationsbetriebe	1.697	2.014	2.391	2.430		

Tabelle 17: Beschäftigungszahlen der EE in NRW aufgeteilt nach Sektoren

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (IWR 2012; Ulrich und Lehr 2013; Ulrich u. a. 2012).

Betrachtet man statt der absoluten Werte die prozentualen Anteile der jeweiligen Sektoren an der Gesamtbeschäftigung, so stellen beide Studien heraus, dass es in den Sektoren Biomasse, Solar-, und Windenergie die meisten Arbeitsplätze gibt. Der Windenergie kommt gemäß der IWR-Studie jedoch ein höherer Anteil der direkt Beschäftigten zuteil im Vergleich zur Studie der GWS; die Sektoren Solarenergie, Wasserkraft und Geothermie haben in beiden Studien dagegen ähnliche Anteile (IWR 2012; Ulrich und Lehr 2013; Ulrich u. a. 2012).

Gemäß den GWS-Berechnungen sind die Beschäftigungszahlen im Bereich erneuerbarer Energien in NRW von 52.740 in 2011 auf 50.570 Beschäftigte in 2012 gesunken, was einer Abnahme von 4 % entspricht. Diese Differenz von 2170 ist – ähnlich wie in Gesamtdeutschland – maßgeblich auf die Beschäftigungszahlen in der Solarbranche zurückzuführen: Arbeiteten 2011 noch 17.920 im Bereich Solarenergie, waren es ein Jahr später nur noch 14.870. (Ulrich und Lehr 2013)

³⁴ Die Abschnitte zu den Beschäftigungseffekten im Bereich der erneuerbaren Energien entstanden unter der Mitarbeit von Angelika Vogt.

3.5.1.2 Sachsen und Sachsen-Anhalt

Die Vereinigung zur Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien (VEE) hat eine Studie zur Ermittlung der Arbeitsplätze im Freistaat Sachsen erarbeitet (Schlegel 2013). Bei dieser Studie wurde im Gegensatz zu anderen Studien ein direkter Kontakt zu den in dem Bereich tätigen Firmen hergestellt, wodurch eine genauere Berechnungsgrundlage erfolgte. Somit wurden in jedem Betrieb immer nur die Mitarbeiter hinzugezählt, die direkt dem Bereich erneuerbare Energien zugeordnet werden können. Für die Umrechnung der Bruttobeschäftigten wurde sodann 12,5 % als zusätzliche indirekte Arbeitsplatzeffekte dazugezählt.³⁵ Die somit sehr konservativen Werte der VEE (Schlegel 2013) unterscheiden sich daher von denen von der GWS auf Bundesebene angenommenen Werten, welche noch weitere Arbeitsfelder als indirekte Beschäftigungsgruppen mit einbeziehen.³⁶ Die Tabelle 18 zeigt die Anzahl der Beschäftigten in Sachsen zwischen 2011 und 2015 bezogen auf die beiden Studien in den einzelnen Sektoren.

Sektor	GWS (direkt & indirekt)		VEE (direkt & Teile der indirekten)			
	2011	2012	2012	2013 ³⁷	2014	2015
insgesamt	19.530	18.970	11.886	10.344	9.844	9.197
Biomasse insgesamt	5.320	5.750	1.644	1.462	1.462	1315
Biogas	1.850	1.990				
Biomasse	2.190	2.460				
Biokraftstoffe	1.280	1.300				
Windenergie	4.220	4.810	1.636	1.636	1.536	1436
Geothermie	460	450	316	316	316	316
Solarenergie insgesamt	9.340	7.790	5.967	4.607	4.357	4157
Solarthermie	660	600	526	526	526	526
Photovoltaik	8.680	7.190	5.441	4.081	3.831	3631
Wasserkraft	170	180	453	453	353	203
Sonstiges			1.870	1.870	1.870	1.820

Tabelle 18: Beschäftigungszahlen der EE in Sachsen aufgeteilt nach Sektoren

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Ulrich und Lehr 2013; Ulrich u. a. 2012) und (Schlegel 2013).

³⁵ Im Vergleich dazu wurde von (Prognos 2011: 200) bei der Braunkohlewirtschaft Zuschläge von ca. 150 % für indirekte Effekte addiert.

³⁶ Da die Berechnung der Arbeitsplätze in der Braunkohleverstromung, wie bspw. von (Prognos 2011) durchgeführt, allerdings auch auf einer der GWS sehr ähnlichen Berechnungsmethode basiert, ist eine Vergleichbarkeit von Arbeitsplätzen am ehesten zwischen den Studien der GWS und Prognos gegeben.

³⁷ Die Werte für 2013-2015 sind Prognosewerte.

Für 2012 sind die Werte der GWS-Studie in den Sektoren Wasserkraft, Solarenergie, Geothermie sowie bei der Gesamtbeschäftigungszahl um den Faktor 0,4 bis 1,6 größer als die der VEE-Studie. Ausnahmen sind dabei die Bereiche Windenergie (Faktor 2,9) und Gesamtbiomasse (Faktor 3,5). Sowohl die GWS-Studien als auch die VEE-Studie verzeichnen einen Rückgang der Beschäftigungszahlen zwischen 2011 und 2012. Dies ist maßgeblich auf Sachsens Solarbranche zurückzuführen (Schlegel 2013) und (Ulrich und Lehr 2013).

Da es für die Anzahl der Beschäftigten in Sachsen-Anhalt keine vergleichbaren Studien zu den GWS Berechnungen gibt, werden in der folgenden Tabelle 19 nur die Zahlen der GWS-Studien verarbeitet und in die einzelnen Sektoren aufgeteilt.³⁸

Sektor	GWS (direkt)		GWS(indirekt)	
	2011	2012	2011	2012
insgesamt	24.710	23.870		
Biomasse insgesamt	6.990	7.450		
Biogas	1.670	1.890		
Biomasse	1.320	1.550		
Biokraftstoffe	4.000	4.010		
Windenergie	9.140	10.040		
Geothermie	280	270		
Solarenergie insgesamt	8.240	6.050		
Solarthermie	300	270		
Photovoltaik	7.940	5.780		
Wasserkraft	60	60		

Tabelle 19: Beschäftigungszahlen der EE in Sachsen-Anhalt aufgeteilt nach Sektoren

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Ulrich und Lehr 2013; Ulrich u. a. 2012).

3.5.1.3 Brandenburg

Das Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) hat im Auftrag von Greenpeace 2012 die Studie „Erneuerbare Energien Potenziale in Brandenburg 2030“ veröffentlicht (Bost u. a. 2012). In der Studie werden zwei Szenarien unterschieden, die sich jeweils auf das Jahr 2030 beziehen: Das „EE-50BK“-Szenario geht davon aus, dass die Stromversorgung durch Braunkohle um 50 % gesenkt wird. Das „EE-0BK“-Szenario dagegen prognostiziert einen

³⁸ Laut (Ulrich und Lehr 2013; Ulrich u. a. 2012) sind die Beschäftigungszahlen in Sachsen-Anhalt zwischen 2011 und 2012 von 24.710 auf 23.870 gesunken, was einer Reduktion von 3 % entspricht. Diese Differenz von 840 Beschäftigten ist erneut auf die Solarbranche zurückzuführen.

Rückgang der Braunkohlestromversorgung auf 0 %. Das IÖW zählt zu den Beschäftigten lediglich Bruttobeschäftigte. Arbeitnehmer, die indirekt oder durch Vorleistungen an der Produktion und dem Ausbau von erneuerbarer Energietechnologien beteiligt sind, werden im Gegensatz zur (Ulrich und Lehr 2013) Studie nicht dazugezählt. Die folgende Tabelle 20 zeigt die Beschäftigungszahlen der beiden Studien aufgeteilt auf die einzelnen Sektoren:

Sektor	IÖW (direkt)	GWS (direkt & indirekt)	GWS (direkt & indirekt)
	2010	2011	2012
insgesamt	11.540	21.220	20.100
Biomasse insgesamt	2.337	7.310	7.960
Biogas	756	2.070	2.420
Biomasse	1.581	2.160	2.490
Biokraftstoffe	347	3.080	3.050
Windenergie	2.465	4.530	5.080
Geothermie		340	340
Solarenergie insgesamt	6.233	9.000	6.680
Solarthermie	127	260	230
Photovoltaik	6.106	8.740	6.450
Wasserkraft		40	40
Kleine Wasserkraft	11		
Wärmepumpen	145		

Tabelle 20: Beschäftigungszahlen der EE in Brandenburg aufgeteilt nach Sektoren

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Bost u. a. 2012; Ulrich und Lehr 2013; Ulrich u. a. 2012).

Für 2011 sind die Werte der GWS-Studie in den Sektoren Wind- und Solarenergie sowie der bei der Gesamtbeschäftigungszahl immer um den Faktor 1,4 bis 1,8 größer als die der IÖW-Studie für 2010. Eine Ausnahme ist dabei die Biomasse, wo zur indirekten Bereitstellung von Brenn- und Kraftstoffen auch die Landwirte und Holzfäller, die die Biomasseprodukte anbauen und ernten, dazuzählen. Dies erklärt, warum die Gesamtbeschäftigtenzahl der GWS-Studie im Bereich Biomasse mehr als drei mal so groß wie die der direkt Beschäftigten bei der IÖW Berechnung ist (Bost u. a. 2012; Ulrich und Lehr 2013; Ulrich u. a. 2012).

Brandenburg ist 2008, 2010 und 2012 mit dem „Leitstern“ als „Bestes Bundesland Erneuerbare Energien“ gewählt worden. (Bost u. a. 2012)) geht daher von weiter steigenden Beschäftigungszahlen aus und prognostiziert in seinen beiden Szenarien insgesamt 17.857 bzw. 19.237 direkte Arbeitsplätze; dies entspricht bei einer analogen Umrechnung knapp 30.000

direkten und indirekten Beschäftigten für das Land Brandenburg. Eine andere Studie von (Twele u. a. 2012) weist zudem nach, dass eine Versorgung von Brandenburg und Berlin allein durch Erneuerbare Energieträger möglich ist.

3.5.2 Strukturwandel und Diversifizierung: Vergleich der Arbeitsplatzeffekte der Braunkohlewirtschaft und der erneuerbaren Energien

3.5.2.1 Aggregierte Betrachtung

Abschliessend werden die Arbeitsplätze in den unterschiedlichen Bereichen, Braunkohle bzw. erneuerbare Energien, verglichen. Als Vergleichsgröße für die Beschäftigungseffekte wird die Anzahl der Bruttobeschäftigten gewählt. Diese ergibt sich aus der Summe der direkten und indirekten Beschäftigten. Weitere konsuminduzierte Effekte werden bei dieser Rechnung hingegen nicht betrachtet, da sie in beiden Sektoren gleich ausfallen würden und somit keine Auswirkungen auf das Ergebnis haben. Die von Vattenfall in Auftrag gegebene Studie von (Prognos 2011) errechnet, dass die Bruttobeschäftigung im Lausitzer Revier und in Mitteldeutschland um den Faktor 2,5 Mal so hoch ist wie die der direkten Beschäftigung. Die Anzahl der direkt im Braunkohlesektor beschäftigten Personen ist in den letzten Jahrzehnten von einstmal über 150.000 (1980) auf 22.000 (2013) stark zurückgegangen; in den letzten 10 Jahren ist jedoch ein verhältnismäßig geringerer Rückgang von 15 % erkennbar (s. Tabelle 21). Die Anzahl der Bruttobeschäftigten in der Braunkohlewirtschaft in Deutschland beträgt ca. 57.000. In den letzten Jahren hat sich zudem auch das Durchschnittsalter der Mitarbeiter konstant erhöht. So sind 75 % der Beschäftigten über 40 Jahre alt und fast 50 % zwischen 50 und 60 Jahre alt (s. Tabelle 22). Der größte Einflussfaktor bei der Entwicklung der Braunkohlewirtschaft war die deutsche Wiedervereinigung. Nach 1990 wurden die ostdeutschen Reviere (Lausitz und Mitteldeutschland) auf westdeutsche Technologiestandards angepasst was zu einer starken Reduktion der Arbeitsplätze führte. Ein Großteil der ostdeutschen Tagebaue wurde zudem geschlossen, so dass auch eine deutliche Reduktion der gesamtdeutschen Förderkapazitäten auf 40 % seiner ursprünglichen Fördermenge zu erkennen ist (s. Tabelle 23).

Jahr	Rheinland	Helmstedt	Hessen	Bayern	Lausitz	Mitteldeutsch.	Deutschland	Durchschnittsalter
1980	16.500	2.300	1.300	1.100	75.100	56.000	152.300	
1990	15.300	1.700	500	5	65.500	46.800	129.700	38,6
2002	12.700	1.000	59	5	10.300	2.700	26.800	41,6
2010	11.606	541	-	-	8.049	2.508	22.704	45,1
2013	10.730	471	-	-	8.369	2.512	22.082	46,0

Tabelle 21: Beschäftigte der Braunkohlereviere in den letzten Jahrzehnten

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. 2013)³⁹

Altersgruppen	Gesamt	%
15 – 17	172	1,05
18 – 20	574	3,50
21 – 25	1.239	7,55
26 – 30	1.129	6,88
31 – 35	626	3,81
36 – 40	417	2,54
41 – 45	1.128	6,87
46 – 50	2.873	17,51
51 – 55	4.398	26,80
56 – 60	3.321	20,24
61 und älter	532	3,24

Tabelle 22: Altersgliederung der Braunkohlewirtschaft in Deutschland (Stand: 2013)

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. 2013)

³⁹ Ab 2002 einschließlich knapp 8000 Beschäftigten in den Braunkohlenkraftwerken der allgem. Versorgung. Die Arbeitsplätze in der Lausitz müßten zudem um ca. 400 reduziert werden, da die DEBRIV bei diesen Zahlen sowohl Mitarbeiter vom Kraftwerk Lippendorf als auch von sächsischen und thüringischen Wasserkraftwerken fälschlicherweise miteinrechnet. (Quelle: Grüne Liga (2012): Neue Tagebaue und Arbeitsplätze http://www.lausitzer-braunkohle.de/thema_arbeit.php).

Jahr	Rheinland	Helmstedt	Hessen	Bayern	Lausitz	Mitteldeutsch.	Deutschland
1950	63.700	7.600	2.900	1.700	36.600	100.400	212.900
1970	93.000	5.500	4.100	5.200	134.300	127.200	369.200
1985	114.500	4.300	1.900	34	196.800	115.300	432.900
2000	91.900	4.100	156	28	55.000	16.400	167.700
2013	98.317	1.196	-	-	63.600	19.584	182.696

Tabelle 23: Geförderte Braunkohle [Mio. t/a] in den einzelnen Revieren seit 1950

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. 2013).

Für die Arbeitsplätze im Bereich der EE wird die im Auftrag des BMU erstellte Studie zur „Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2012“ herangezogen, die vom DLR, DIW, ZSW, GWS und Prognos (O’Sullivan u. a. 2013) erstellt wurden. Die GWS hat im Juli 2013 zudem den „Bericht zur aktualisierten Abschätzung der Bruttobeschäftigung 2012 in den Bundesländern“ publiziert (Ulrich und Lehr 2013). Die dort berechneten Zahlen werden auch von der (AEE 2013) verwendet. Die aktuellste Version der Berechnungen wurde im Mai 2014 veröffentlicht, in welchem allerdings noch keine Aufschlüsselung der einzelnen Bundesländer enthalten ist (O’Sullivan u. a. 2014). Die GWS bezeichnet als Beschäftigung die Gesamtheit der Arbeitnehmerinnen und Arbeitnehmer in den Bereichen: Herstellung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien, ihrem Betrieb und ihrer Wartung sowie die Bereitstellung biogener Brenn- und Kraftstoffe (hierzu zählt auch der Anbau und die Ernte von Feldfrüchten sowie der Holzeinschlag) (Ulrich und Lehr 2013). Es zeigt sich, dass die in den letzten Jahren entstandenen Arbeitsplätze im Bereich der EE deutschlandweit bereits deutlich über denen der Braunkohleverstromung liegen (s. Abbildung 34).

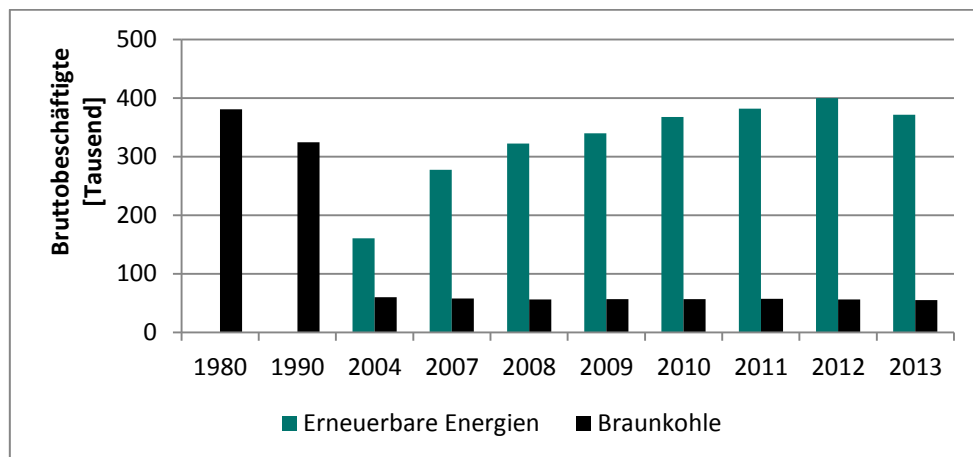


Abbildung 34: Bruttobeschäftigte (direkt & indirekt) in den Sektoren Braunkohle und erneuerbare Energien
 Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. 2013) und (O’Sullivan u. a. 2014).

Der aktuelle Bericht der GWS vom Mai 2014 besagt, dass es 2012 399.800 Arbeitsplätze im Bereich der erneuerbare Energien in Deutschland gab. Für 2013 liegt dieser Wert bei 371.400, was einem Rückgang von 28.400 Beschäftigten bzw. 7 % entspricht. Die folgende Tabelle zeigt deutlich, dass der Rückgang maßgeblich auf den Einbruch der Photovoltaik-Branche von 44.300 Beschäftigten (44 %) zurückzuführen ist: In den Bereichen Windenergie, Geothermie, Wasserkraft sowie Forschung und Entwicklung waren dagegen weiterhin starke Zunahmen der Beschäftigungszahlen zu verzeichnen. In der Biomasse- bzw. der Solarthermie-Branche gibt es lediglich kleine Rückgänge von jeweils 1.100 Beschäftigten.

Sektor	Beschäftigte	
	2012	2013
Insgesamt	399.800	371.400
Biomasse	127.500	126.400
Windenergie	121.800	137.800
Geothermie	16.400	17.300
Solarenergie insgesamt	113.900	68.500
Solarthermie	13.600	12.500
Photovoltaik	100.300	56.000
Wasserkraft	12.900	13.100
Forschung und Verwaltung	7.300	8.300

Tabelle 24: Beschäftigungszahlen der GWS- Studie 2014 aufgeteilt nach Sektoren
 Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (O’Sullivan u. a. 2013, 2014).

3.5.2.2 Vergleich nach Bundesländern

Ein besonderes Augenmerk soll in den folgenden Abschnitten auf den Bundesländern liegen, in denen noch Arbeitsplätze in der Förderung von Braunkohle bestehen: Brandenburg, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Nordrhein-Westfalen. Um eine sozialverträgliche Energiewende zu ermöglichen, muss speziell in diesen Bundesländern eine Umstrukturierung der Arbeitsplätze von der Braunkohleförderung hin zur Beschäftigung durch erneuerbare Energien erfolgen. Aus diesem Grund findet bei jeder Revieruntersuchung noch eine gesonderte Ausarbeitung statt, um zu prüfen, wie weit diese Umstrukturierung vor Ort fortgeschritten ist und wie mögliche Zukunftsszenarien aussehen könnten. Dazu werden verschiedene regionale Studien verglichen, in denen die Anzahl der Beschäftigten in den ausgewählten Bundesländern ermittelt wurden. Die Studie der GWS gilt für diese Ausarbeitung als Referenzstudie, da sie die Arbeitsplätze im Bereich erneuerbarer Energien sowohl deutschlandweit als auch bundesländerspezifisch bereitstellt. Einige der Studien beziehen die indirekte Beschäftigung durch den Betrieb und die Wartung von Anlagen dagegen nicht mit ein, weswegen die Zahlen der GWS teilweise höher liegen als die der Vergleichsstudien. Die Beschäftigungszahlen werden insgesamt und nach Sektoren unterteilt dargestellt.

Bei einer Untersuchung der Reviere darf außerdem nicht außer Acht gelassen werden, dass bereits die Diskussion über neue Tagebaufelder (bspw. Nochten II, Welzow-Süd TF II, Lützen) lokale Investitionen und damit verbundene Arbeitsplätze (bspw. im Handwerk durch das Ausbleiben von Neubauten und Renovierungen) in den betroffenen Regionen verhindern. Des Weiteren führt die Schließung von Tagebauen und Kraftwerken zu weiteren temporären Arbeitsplätzen in den Bereichen Renaturierung und Rückbau von Kraftwerken. Diese beiden genannten Arbeitsplatzeffekte sind nur schwer zu quantifizieren, weshalb sie auch bei den Berechnungen nicht mit eingerechnet werden. Es soll allerdings darauf hingewiesen werden, dass sie noch zusätzlich für eine alternative Nutzung der Braunkohlereviere sprechen.

Bei einer Untersuchung der Beschäftigungseffekte in den betroffenen Bundesländern lässt sich festhalten, dass in allen Bundesländern bereits heute mehr Arbeitsplätze im Bereich der EE geschaffen wurden als noch im Braunkohlesektor verblieben sind (s. Tabelle 25). Gemäß der (Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. 2013) sind die Beschäftigungszahlen in der Lausitz und im Mitteldeutschen Revier von 2010 bis 2013 nahezu konstant geblieben, so dass die

Vergleichbarkeit trotz der unterschiedlichen Vergleichsjahre gegeben ist. Da die Statistik der Kohlewirtschaft aber keine Bundesländeraufschlüsselung der Arbeitsplätze beinhaltet, werden die Vergleichswerte von Prognos aufgeführt. Die von der (Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. 2013) aufgeführten Werte für NRW beinhalten lediglich die direkten Beschäftigungseffekte der Braunkohlewirtschaft. Deshalb werden die indirekten Arbeitsplatzeffekte gemäß dem von (Prognos 2011) berechneten Umrechnungsfaktor von 1,5 auf ca. 16.000 beziffert. In NRW, Brandenburg und Sachsen gibt es somit ungefähr doppelt so viele Arbeitsplätze im Bereich der Erneuerbaren; in Sachsen-Anhalt sogar sieben Mal so viele.

		NRW	Brandenburg	Sachsen	Sachsen-Anhalt
Braunkohle	Direkt	10.730	4.830	4.677	1.227
	Indirekt	16.095	8.686	3.962	2.135
	Gesamt	26.825	13.516	8.639	3.362
Erneuerbare Energien	Gesamt	50.570	20.100	18.970	23.870

Tabelle 25: Direkte und indirekte Beschäftigte in den Sektoren Braunkohle und Erneuerbare Energien in den betroffenen Bundesländern.

Quelle: (Prognos 2011) für Brandenburg, Sachsen und Sachsen-Anhalt mit dem Bezugsjahr 2010, die (Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. 2013) für NRW mit dem Bezugsjahr 2013 und (Ulrich und Lehr 2013)) für die erneuerbaren Energien in allen Bundesländern mit dem Bezugsjahr 2012.

3.6 Zwischenfazit

Der Braunkohleausstieg muss vor allem auf der regionalen Ebene geplant und durchgeführt werden. Sämtliche an Braunkohlerevieren beteiligten Landesregierungen haben sich in ihren langfristigen Energie- und/oder Klimaschutzstrategien zum Braunkohleausstieg bekannt. Braunkohle genießt (noch) den Status der „Brückentechnologie“, jedoch müssen die regionalen Ausstiegsszenarien bereits heute vorstrukturiert werden. In NRW hat die Landesregierung mit Garzweiler II erstmals einen genehmigten Tagebau verkleinert. Bei einer frühzeitigen Konzentration auf den Tagebau Hambach, auf dessen Gebiet keine weiteren Dörfer umgesiedelt werden müssten, könnte sogar eine vorzeitige Stilllegung des Tagebau Garzweiler II noch vor Erreichen der A61 möglich sein. Auch in den neuen Bundesländern ist für die

absehbare Laufzeit bestehender Braunkohlekraftwerke kein Aufschluss neuer Tagebaue in Mitteldeutschland (Profen/Lützen) bzw. der Lausitz (Welzow-Süd TF II, Nochten II) noch deren Erweiterung (Vereinigtes Schleenhain) notwendig. Es ist möglich, dass die umstrittene Erschließung neuer Braunkohletagebaue an der Enteignungsfrage scheitern wird: In einem juristischen Gutachten kommt (Ziehm 2014) zu dem Urteil, dass sowohl die Zulassung bergrechtlicher Rahmenbetriebspläne als auch nachfolgende Enteignungen für neue Braunkohletagebaue verfassungswidrig sind, da die dafür nötigen Enteignungen nicht durch ein Gemeinwohlinteresse begründet werden können. Auch das Argument der Arbeitsplatzsicherung kann nicht mehr als Grund für die Fortführung der Braunkohlewirtschaft dienen: Bereits heute arbeiten in den beteiligten Bundesländern (NRW, Brandenburg, Sachsen, Sachsen-Anhalt) mehr Beschäftigte im Bereich erneuerbarer Energien als im Braunkohlegeschäft: ca. 50.000 direkte und indirekte Beschäftigte in der Braunkohle stehen hierbei über 300.000 in den erneuerbaren Energien deutschlandweit gegenüber. In allen Braunkohlebundesländern dominieren inzwischen die Arbeitsplätze bei den Erneuerbaren, besonders stark in Sachsen-Anhalt (8:1), aber auch in NRW, Brandenburg sowie Sachsen (jeweils ca. 2:1).

4 Nationale Ebene: Instrumente zur Strukturierung des Braunkohleausstiegs

4.1 Einleitung

Der Braunkohleausstieg muss durch geeignete Rahmenbedingungen auf nationaler und europäischer Ebene begleitet werden (Oei u. a. 2014b). Im folgenden Abschnitt werden daher Instrumente diskutiert, welche zur Stärkung der Klimaschutzziele sowie der Strukturierung des Braunkohleausstiegs beitragen können. Neben der Reform des europäischen Emissionshandels werden hierbei vor allem ordnungspolitische Instrumente wie CO₂-Grenzwerte, Mindestwirkungsgrade, Mindestflexibilität sowie ein Kohleausstiegsgesetz untersucht. Weitere Eingriffsmöglichkeiten sind die gezielte Einführung von Kapazitätsinstrumenten oder die Einflussnahme auf den geplanten Netzausbau Deutschlands. Die Analyse der Instrumente beinhaltet auch eine Zusammenfassung vorliegender Erfahrungen in Deutschland oder dem Ausland und stellt Überlegungen zu Ausgestaltungsmöglichkeiten in Deutschland an. Die vorgestellten Instrumente können sowohl nur Neuanlagen als auch den gesamten Bestand betreffen.

4.2 Reform des europäischen Emissionshandels

4.2.1 Instrument

Das Europäische Emissionshandelssystem (engl. *european trading scheme*, ETS) ist ein marktwirtschaftliches Instrument zur Emissionsminderung. Eine für das Instrument elementare ordnungsrechtliche Komponente ist das Emissionsmaximum (engl. *cap*), das nicht überschritten werden darf. Das Cap wird durch die Ausgabe von Emissionsberechtigungen, die im Laufe der Zeit reduziert wird, festgelegt, da jede ausgestoßene Tonne CO₂ mit einem Emissionszertifikat (engl. EU-Allowance, EUA) gedeckt sein muss. Die marktwirtschaftliche Komponente des Europäischen Emissionshandels liegt in der teilweise auf Auktionierung basierenden Allokation und dem Handel der Emissionsberechtigungen. Der ETS wurde 2005 eingeführt und adressiert die Emissionen von Energiewirtschaft und Industrie. Seit 2012 sind auch Flüge innerhalb des europäischen Binnenmarktes betroffen. Eine alternative CO₂-Steuer, die im Vorfeld ebenfalls erwogen worden war, konnte politisch nicht durchgesetzt werden, da

die für Steuerentscheidungen nötige Einstimmigkeit der EU-Mitgliedsstaaten nicht erzielt werden konnte.

4.2.2 Vorliegende Erfahrungen

Phase I des ETS (2005-2007), angedacht als Testphase, war geprägt von einer weitgehend kostenlosen Allokation von Emissionsberechtigungen, die jedes Land seinen eigenen Emittenten zuwies. Die dafür eingesetzten nationalen Allokationspläne beinhalteten auf Grund der starken Beeinflussung seitens der Energiewirtschaft ein großzügig kalkuliertes Cap (Corbach 2007), welches über den tatsächlichen Emissionen lag und in Handelsphase II (2008-2012) zu einem Preisverfall führte (s. Abbildung 35). Seit Beginn der dritten Handelsphase (2013-2020) findet die Allokation von Zertifikaten auf EU-Ebene statt und geht einher mit der linearen Reduzierung der jährlichen Ausgabemenge um einen fixen Betrag, der 1,74 % des Allokationsniveaus von 2012 entspricht.



Abbildung 35: Entwicklung des CO₂-Zertifikatepreises von 2005-2014

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf EEX.

Das große Problem des ETS ist die Überallokation. Da Zertifikate seit der Emissionshandelsphase II zeitlich unbeschränkt aufbewahrt werden können, sammelte sich in den vergangenen Jahren ein aggregierter Überschuss von über 2 Mrd. Emissionsberechtigungen bei den

Marktteilnehmern an; dies entspricht ca. 45 % der EU-weiten Emissionen eines Jahres. Die daraus resultierende Absenkung der Messlatte anstelle von deren Erhöhung in Form niedriger Zertifikatepreise resultiert aus einer Kombination aus der übergroßzügigen Zuteilungspraxis der Mitgliedsstaaten zu Beginn des ETS, wirtschaftskrisenbedingten Emissionsminderungen und teilweise missbräuchlich in den ETS importierten Zertifikaten des Clean Development Index (CDM) und der Joint Implementation (JI). Nicht verantwortlich dafür ist jedoch der Ausbau der erneuerbaren Energien, da die daraus resultierenden Emissionseinsparungen bei der Konzeptionierung der dritten ETS-Handelsphase berücksichtigt worden sind.⁴⁰ Der Zertifikateüberhang führte in den vergangenen Jahren zu einem kontinuierlichen Preisverfall, sodass der Anreiz für CO₂-Einsparmaßnahmen fast gänzlich erloschen ist.

Das inzwischen von der EU verabschiedete Backloading sorgt nun zwar temporär für einen Stopp der Auktionierung von 900 Mio. Zertifikaten im Zeitraum 2014 bis 2016. Gemäß den Plänen der EU werden die Zertifikate dem Markt zum Ende der dritten Handelsperiode (2019-2020) jedoch wieder zur Verfügung gestellt, weshalb sich der Einfluss dieses Eingriffes auf den CO₂-Preis wahrscheinlich in engen Grenzen halten wird. Die EU erwartet, dass das Zertifikatepolster zum Ende der dritten Handelsperiode auf über 2,5 Mrd. Berechtigungen angewachsen sein wird (EC 2014d).

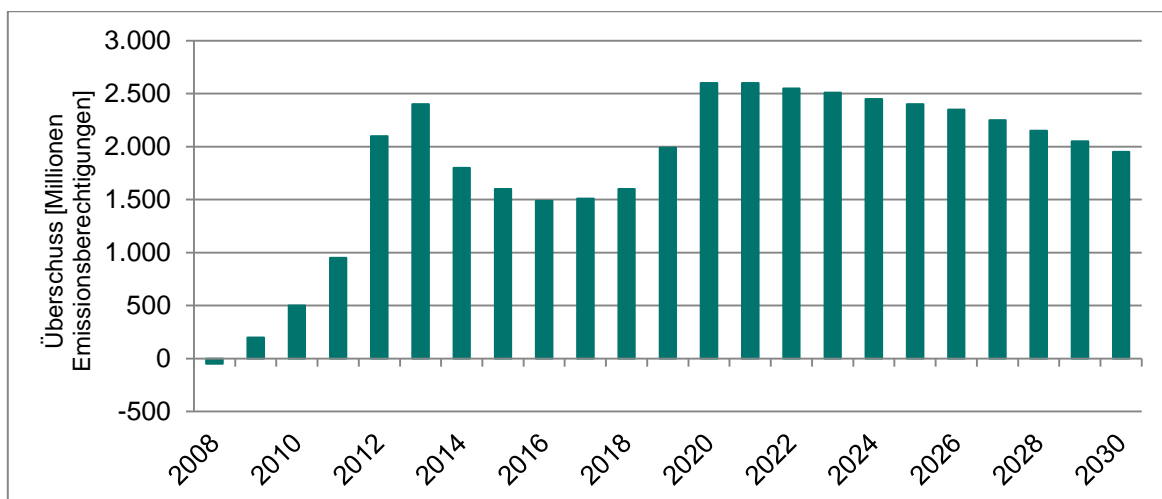


Abbildung 36: Erwarteter Überschuss an CO₂-Zertifikaten im europäischen Emissionshandel

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (EC 2014d).

⁴⁰ Vgl. Matthes (2013): Felix Matthes, Europäisches Emissionshandelssystem – Bilanz und zukunftsfähige Ausgestaltung, Stellungnahme zur Anhörung des Ausschusses für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit des 17. Bundestages am 26. Juni 2013, Berlin, 24. Juni 2013.

4.2.3 Konkrete Ausgestaltung

Weitergehende Maßnahmen zur Stärkung des Emissionshandels werden erst für die vierte Handelsperiode ab 2021 diskutiert. Hierfür schlägt die EU-Kommission die Einführung einer so genannten Marktstabilisierungsreserve (MSR) sowie eine Erhöhung des linearen Reduktionsfaktors von derzeit 1,74 % auf 2,2 % ab dem Jahr 2021 vor. Die MSR ist Cap-neutral, d.h. sie ändert die insgesamt ausgegebene Menge an Zertifikaten nicht. Allerdings sieht die Regel für den Fall eines Zertifikateüberhangs eine jährliche Abzweigung von zu auktionierenden Emissionsberechtigungen vor, die in einen Reservetopf abgezweigt werden soll. Diese Marktreserve soll dann schrittweise wieder geleert werden, wenn der Zertifikateüberhang abgebaut ist (EC 2014c). Eine Einschätzung des Instruments hat das DIW erst kürzlich veröffentlicht (Acworth 2014). Die deutsche Bundesregierung macht sich indessen dafür stark, die 900 Mio. Backloading-Zertifikate sofort in die noch zu erstellende Stabilitätsreserve zu verschieben, anstatt sie 2019-2020 wieder zu auktionieren. Außerdem soll die MSR nicht erst 2021, sondern bereits 2017 eingeführt werden (BMUB 2014b). Ziel ist die möglichst frühzeitige und regelbasierte Schaffung einer Knappheitssituation am Markt, die ein entsprechendes Preissignal aussenden soll, um CO₂-Reduktionen wieder attraktiv zu machen.

Durch eine Verschärfung der Anerkennungsregeln für internationale Emissionsminderungen möchte die Europäische Kommission auch die missbräuchliche Einführung von Emissionsberechtigungen aus dem Ausland verhindern. Die Regelung wurde im Jahr 2013 verordnet und sieht eine Verschärfung des Akkreditierungsprozesses internationaler Emissionszertifikate vor (EU 2013). Ebenso ist eine absolute Limitierung von internationalen Zertifikaten in der Vorbereitung, zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieser Studie jedoch noch nicht verabschiedet worden, (EC 2013c). Eine zur MSR zusätzliche Verschärfung des ETS ließe sich auch über eine weitere Erhöhung des linearen Reduktionsfaktors erzielen. Die Wirkung dieser Maßnahmen wäre jedoch eher längerfristiger Natur und hätte nur geringe bis keine Auswirkungen für die Erreichung der kurzfristigen Klimaschutzziele bis 2020.

Wie auch immer die europäische Klimaschutzpolitik in den Jahren nach 2020 aussehen mag: Es muss davon ausgegangen werden, dass bis dahin keine weiteren Schritte unternommen werden, die den Emissionshandel stark genug verschärfen, um eine signifikante Einschränkung der Braunkohleverstromung zu bewirken. Die deutschen Klimaschutzbemühungen

können deshalb nicht allein auf dem europäischen Emissionshandel beruhen, sondern sollten die eigenen Klimaschutzziele mit nationalen Zusatzmaßnahmen unterstützen. Diese Zusatzmaßnahmen müssen insbesondere die Kohleverstromung angehen, damit ein Strukturwandel in geordneten Bahnen bereits heute eingeleitet werden kann.

Im Folgenden sollen einige Instrumente vorgestellt werden, die derzeit in der Diskussion um deutsche Zusatzanstrengungen sind. Die Instrumente sind hierbei als unterstützende Maßnahmen zum ETS zu verstehen. Potentielle Wechselwirkungen mit dem Emissionshandel sollten dabei nicht überbewertet werden, zumal nationale Vorleistungen eine harte Währung in der Diskussion für ambitioniertere Klimaziele auf europäischer Ebene sind. Die Berücksichtigung von Reduktionsminderungen durch den Ausbau erneuerbarer Energien zeigt, dass nationale Zusatzmaßnahmen in die Konzeptionierung eines europäischen Instruments einfließen können. Somit besteht kein Widerspruch zwischen europäischem und nationalem Handeln.

4.3 CO₂-Mindestpreise für den ETS

4.3.1 Instrument

Die Einführung eines nationalen CO₂-Mindestpreises ließe sich über eine zusätzliche Steuerabgabe auf die Nutzung von Emissionsberechtigungen des ETS erzielen. Die Steuer müsste dynamisch so angepasst werden, dass Zertifikatepreis und CO₂-Steuer genau dem CO₂-Mindestpreis entsprechen.

CO₂-Mindestpreise sollen Emissionen über eine Preissteuerung reduzieren. Sie verfolgen damit einen anderen Ansatz als der ETS, mit dem das Ziel vorrangig über das administrativ festgelegte Cap, also über einen Mengenansatz, erreicht werden soll. Einsparungen, die auf die steuerliche Zusatzbelastung zurückgeführt werden können, ändern jedoch nicht die vom ETS zugelassenen Emissionen. Es ist daher möglich, dass diese Einsparungen in einem anderen EU-Land neutralisiert werden. CO₂-Mindestpreise führen zu einer Steigerung der Großhandelsstrompreise und einer Reduktion des Exportüberschusses. Je nach Höhe der durchschnittlichen CO₂-Intensität der entfallenden Exporte und der entsprechenden Substitutionsmengen im Ausland ist eine zumindest teilweise Kompensation der CO₂-Einsparungen möglich. Auf Grund des derzeit ohnehin hohen Überschusses der Zertifikate kann diese Ver-

schiebung jedoch evtl. geringer ausfallen. Mittelfristig sollte jedoch erreicht werden, dass zusätzliche nationale Maßnahmen im ETS-Cap berücksichtigt werden. Unabhängig von der Frage, ob ein CO₂-Mindestpreis Emissionen nur verschiebt, kann jedoch festgestellt werden, dass eine solche Maßnahme hemmende Wirkung auf CO₂-intensive Neuinvestitionen hätte. Zudem ließe sich eine Reduktion von Fein- und Feinststaub sowie von Quecksilber erreichen.

4.3.2 Vorliegende Erfahrungen

Im Vereinigten Königreich existiert ein CO₂-Mindestpreis seit dem Jahr 2013 (engl. carbon price floor, CPF). Dafür wurde die Befreiung für die Stromerzeugung von der bereits seit 2001 existierenden so genannten Klimawandelabgabe (engl. climate change levy) aufgehoben. Seitdem soll ihre administrativ festgelegte Höhe die Differenz zwischens CPF und Emissionshandelspreisen darstellen. Der Steuersatz wird jährlich für den drei Jahre im Voraus liegenden Finanzhaushalt festgelegt. Da der CO₂-Preis des ETS für diesen Zeitraum dann noch nicht bekannt ist, muss die resultierende Lücke geschätzt werden. Ziel dieser frühen Festlegung ist eine Reduzierung der Unsicherheit für Marktakteure, insbesondere für Investoren. Voraussetzung dafür ist allerdings, dass der durchschnittliche CO₂-Preis des ETS zum Zeitpunkt der Festlegung, also etwa drei Jahre im Voraus, korrekt antizipiert wird. Somit ist es möglich, dass der Mindestpreis mit den früher festgelegten Steuersätzen unter- bzw. überschritten wird. Tabelle 26 zeigt den Verlauf der CO₂-Steuer und die Steuereinnahmen, wie sie vom britischen Finanzministerium im Jahr 2013 erwartet wurden.⁴¹

⁴¹ Die indikativen Angaben ab der Periode 2016-2017 wurden inzwischen korrigiert. So verkündete der britische Finanzminister Osborne in seiner Haushaltsrede am 19. März 2014, dass der CPF bis zur Periode 2019-2020 auf einem Niveau von 18 £/tCO₂ (ca. 23 €) gehalten werden solle (Osborne 2014). Begründet wurde dieser Schritt mit der großen Diskrepanz zum CO₂-Preis des europäischen Emissionshandels und der daraus resultierenden Schwächung der Wettbewerbsfähigkeit der heimischen Industrie. Grundlage für den ursprünglich gewählten CPF-Pfad war die Erwartung einer deutlich dynamischeren Preisentwicklung (HM Revenue & Customs o. J.).

Steuerzeitraum	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017 ⁴²	2017-2018 ⁴³
Carbon Price Floor [€/tCO ₂]	-	-	-	18,00	18,00 _{max}
Carbon Price equivalent [€/tCO ₂]	4,94	9,55	18,08	21,20	24,62
Erwartete Steuereinnahmen [Mrd. €]	1,0	1,4	2,0	2,1	2,2

Tabelle 26: Bestätigte Steuersätze der Climate Change Levy zur Realisierung des Carbon Price Floor und erwartete Steuereinnahmen

Quelle: (Ares 2014)

In den Niederlanden gibt es seit 2013 Überlegungen, eine Abschaltung von alten Kohlekraftwerken auf kooperativem Wege einzuleiten. Dabei spielt eine CO₂-Steuer eine entscheidende Rolle. Der niederländische Staat erhebt seit dem Jahr 2013 eine Steuer von 14,03 €/t auf Kohle, die in Kraftwerken genutzt wird. Noch im Jahr der Einführung der Steuer trat der Sozio-ökonomische Rat der Niederlande (SER) im Zuge einer multilateralen Initiative mit verschiedenen Stakeholdern in Verhandlungen über die Abschaltung mehrerer alter Kohlekraftwerke mit einer Gesamtkapazität von ca. 2,8 GW bis zum Jahr 2017 (SER 2013). Im Gegenzug für die Abschaltung sollten Kraftwerksbetreiber von einer Wiederabschaffung der Steuer ab dem Jahr 2016 profitieren. Dies hätte die Wirtschaftlichkeit neuer Kohlekraftwerke gestärkt. Hintergrund: Für den Zeitraum 2013-2014 werden etwa 3,4 GW neuer Steinkohlekapazitäten in den Niederlanden erwartet (Argus 2013). Die Verhandlungen sind ins Stocken geraten, nachdem die niederländische Wettbewerbskommission Autoriteit Consument & Markt (ACM) im September 2013 mit den Ergebnissen einer Studie andeutete, die Umsetzung der Vereinbarung aus wettbewerblichen Gründen zu verbieten. Die Kommission kommt darin zu dem Urteil, dass der Umweltnutzen zu gering sei, um den Schaden für Verbraucher ausreichend aufzuwiegen, der durch einen durch die Maßnahme zu erwarteten Preisanstieg zu erwarten sei. Sie zeigte sich zudem davon überzeugt, dass das Instrument keine CO₂-Emissionen verhindern, sondern sie nur ins Ausland verschieben würde (ACM 2013).

⁴² Indikative Angaben

⁴³ Indikative Angaben

Eine Einführung eines Europa-weiten CO₂-Mindestpreises benötigt die Einstimmigkeit der Mitgliedsstaaten. Da diese bereits bei der vor Einführung des ETS diskutierten CO₂-Steuer nicht vorlag, dürfte sie auch heute unwahrscheinlich sein, zumal der heute existierende Mengenansatz des ETS im Widerspruch zu einem Preisansatz steht.

In Deutschland wird gemäß Energiesteuergesetz eine Steuer auf die Kohlenutzung in Höhe von 0,33 €/GJ (bzw. umgerechnet ca. 1,19 €/MWh_{th} oder 9,67 €/t SKE) erhoben (juris 2006). Die Stromerzeugung und weite Teile der Industrie sind jedoch von dieser Steuer ausgenommen.

Die Einführung einer CO₂-Besteuerung nach britischem Vorbild fordert der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU 2013). Dieser Forderung steht eine Absage von Bundesumweltministerin Barbara Hendricks entgegen (FAZ 2014b). Die Bundesregierung favorisiert gegenwärtig eine Lösung innerhalb des bestehenden Systems auf Basis des ETS (s. Kapitel 4.2). Im Gegensatz dazu fordert die Bundestagsfraktion von Bündnis 90/Die Grünen in einem aktuellen Vorschlag die Einführung eines nationalen CO₂-Mindestpreises von 15 €/t CO₂ ab dem Jahr 2015. Der Preis soll bis zum Jahr 2020 jährlich um einen Euro pro Tonne CO₂ ansteigen (Bündnis 90/Die Grünen u. a. 2014b).

Es ist unbestritten, dass höhere CO₂-Preise eine zumindest nationale Reduktion von Treibhausgasemissionen bewirken würde. Indes liefern CO₂-Preise unterhalb von 20 €/t keine Einschränkung der Kohleverstromung bedeuten würde. Abbildung 37 vergleicht die kurzfristigen Erzeugungskosten von Steinkohle- und GuD-Kraftwerken im Rahmen von Bandbreiten, die auf unterschiedliche Wirkungsgrade zurückzuführen sind. Als Brennstoffpreise wurden 11,40 €/MWh_{th} für Steinkohle und 27,40 €/MWh_{th} für Erdgas zugrunde gelegt. Im selben Schema werden in Abbildung 38 die kurzfristigen Erzeugungskosten von Braunkohle- gegen die von GuD-Kraftwerken abgetragen. Für Braunkohle wurden dabei Brennstoffkosten in Höhe von 4 €/MWh_{th} angenommen (Egerer u. a. 2014).

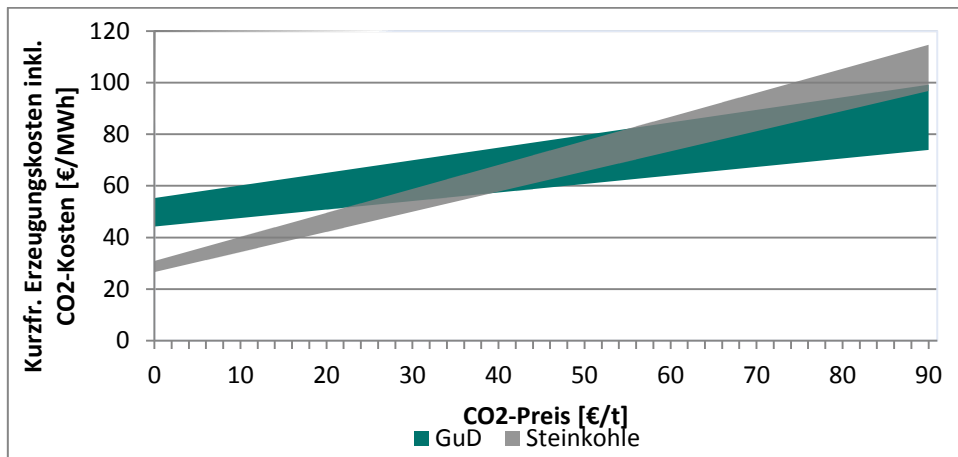


Abbildung 37: Kurzfristige Erzeugungskosten von Steinkohle- bzw. GuD-Kraftwerken
Quelle: Eigene Berechnungen.

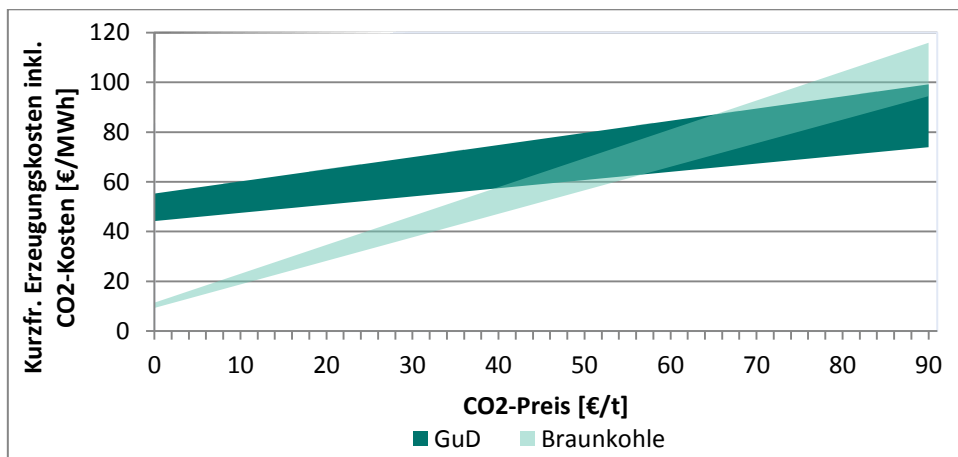


Abbildung 38: Kurzfristige Erzeugungskosten von Braunkohle- bzw. GuD-Kraftwerken
Quelle: Eigene Berechnungen.

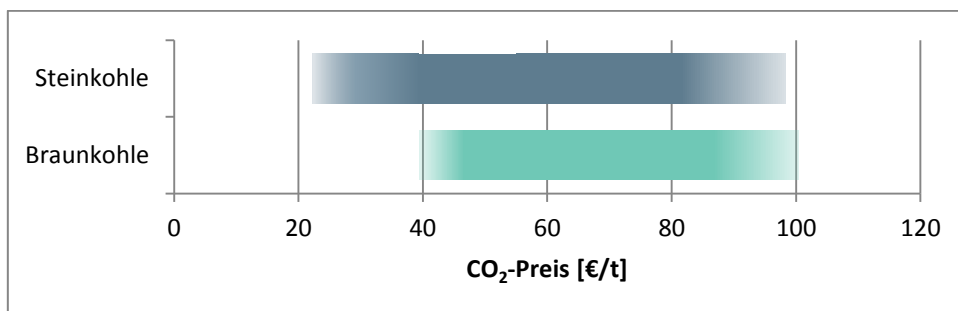


Abbildung 39: Benötigter CO₂-Preis für Wechsel von Kohle zu Gas
Quelle: Eigene Berechnungen.

Abbildung 39 zeigt als Zusammenfassung der Abbildung 37 und Abbildung 38, dass ein CO₂-Preis von 20€/t nicht für einen Fuel Switch von Braun- bzw. Steinkohle zu Erdgas ausreicht. Oberhalb von 20€/t verdrängen zuerst neue und besonders effiziente GuD-Kraftwerke die ersten alten Steinkohlekraftwerke. Um die Erzeugungskosten alter Braunkohlekraftwerke so stark zu verteuern, dass sie von effizienten Gaskraftwerken verdrängt werden, werden CO₂-Preise von über 40 €/t benötigt. Damit auch effiziente Kohlekraftwerke verdrängt werden, sind sogar noch höhere Preise nötig. Es ist allerdings unwahrscheinlich, dass der Zertifikatspreis des ETS innerhalb der nächsten 10-15 Jahre signifikant über 20€/t steigen wird, sodass Kohlestrom nachhaltig verdrängt würde. Ein vom ETS induzierter Brennstoffwechsel wird deshalb bis auf absehbare Zeit nicht erreichbar sein.

4.3.3 Konkrete Ausgestaltung

Der Einführung von CO₂-Mindestpreisen über eine Steuer stehen keine juristischen Hürden im Weg. So ließe sich in Deutschland hierfür auch eine Verbrauchssteuer auf den Erwerb von CO₂-Zertifikaten einführen, um hierdurch einen Mindestpreis zu erreichen. Eine Modellierung der zu erwartenden Veränderungen der Stromflüsse und daraus resultierende Netto-Einsparungen sollte untersuchen, ob eine Einführung von CO₂-Mindestpreisen nur eine Verlagerung oder tatsächlich eine Reduzierung von Emissionen bewirken würde.

4.4 Mindestwirkungsgrade zur effizienten Rohstoffnutzung

4.4.1 Instrument

Die EU-Richtlinie über Industrieemissionen (IED-Richtlinie) verpflichtet die Mitgliedsstaaten dafür zu sorgen, dass die eingesetzte Energie effizient genutzt wird und die besten verfügbaren Techniken (BVT) eingesetzt werden, die in speziellen Merkblättern der EU festgehalten sind. Diese Vorgabe findet sich auch in § 5 Abs. 1 Nr. 4 BImSchG wieder, betrifft dort jedoch nur Neuanlagen. Im Gegensatz dazu genießen Bestandsanlagen, die dem europäischen Emissionshandel unterliegen, umfassenden Bestandsschutz, der in § 5 Abs. 2 geregelt ist. Demnach dürfen keine Anforderungen an die effiziente Verwendung von Energie in Bezug auf CO₂-Emissionen gestellt werden, die über die Pflichten des Emissionshandels hinausgehen. Somit sind Mindestwirkungsgrade derzeit ausgeschlossen und bedürften einer Streichung der „Sperrklausel“ des § 5 Absatz 2 BImSchG. Abseits aller juristischen Überlegungen ließe

sich die forcierte Abschaltung alter Kohlekraftwerke mithilfe von Mindestwirkungsgraden realisieren, zumal mit der Gas-und-Dampf-Technologie (GuD) eine konventionelle Stromerzeugungsquelle mit sehr viel höheren Wirkungsgraden zur Verfügung steht. Zwar sind die variablen Kosten dieser Kraftwerke etwas höher, die Kraftwerksinvestitionen sind jedoch geringer. Damit begnügen sich diese Kraftwerke mit einer geringeren Auslastung und passen somit auch aus wirtschaftlicher Sicht besser in ein auf erneuerbaren Energien basierendes Stromsystem.

Die nationale Umsetzung der IED-Richtlinie und der Umgang mit den besten verfügbaren Techniken sind für Kraftwerke in Deutschland größtenteils in der Verordnung über Großfeuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen (13. BImSchV) geregelt. Diese Verordnung wäre deshalb auch prädestiniert für die Festlegung von Mindestwirkungsgraden.⁴⁴

4.4.2 Vorliegende Erfahrungen

Wirkungsgradsteigerungen standen lange Zeit im Zentrum der Innovationstätigkeiten der Energiewirtschaft. Sie waren jedoch primär wettbewerblich motiviert, nicht regulatorisch. Den Möglichkeiten für weitere Wirkungsgradsteigerungen sind heute allerdings enge Grenzen gesteckt, da die thermodynamischen Grenzen bei Neuanlagen inzwischen fast gänzlich ausgereizt sind. In Deutschland scheiterte die Bundestagsfraktion von Bündnis 90/Die Grünen im Jahr 2009 mit einem Gesetzentwurf an der Ablehnung der Regierungspartien von Union und FDP sowie der SPD bei Stimmenthaltung der Linken (Bundestag 2009). Der Entwurf sah die Änderung des Bundesimmissionsschutzgesetzes vor, sodass Neubauten einen Wirkungsgrad von 58 % hätten aufweisen müssen. In der Folge hätten de facto nur noch GuD-Kraftwerke genehmigt werden dürfen. Bestehende Steinkohlekraftwerke sollten einen Mindestwirkungsgrad von 38 % aufweisen, bestehende Braunkohlekraftwerke von 36 %. Im Jahr 2020 sollten diese Werte auf 40 % bzw. 38 % angehoben werden (Bündnis 90/Die Grünen u. a. 2009). Die juristische Barriere für Effizienzanforderungen (§ 5 Abs. 2 BImSchG) sollte gestrichen werden. Genau wie Kohlekraftwerke hätten jedoch auch Gasturbinenkraftwerke, die die Erzeugungsschwankungen erneuerbarer Energien sehr flexibel ausgleichen können, nach dem Gesetzentwurf nicht mehr genehmigt werden dürfen.

⁴⁴ Sofern entsprechende Regelungen auch Bestandsanlagen betreffen sollen, müsste jedoch die Verhältnismäßigkeit der Maßnahme gemäß §17 Absatz 2 BImSchG gewährleistet sein.

CO₂-Einsparungen aufgrund von Mindestwirkungsgraden würden, ähnlich wie CO₂-Grenzwerte, Zertifikate auf dem europäischen CO₂-Zertifikatemarkt freisetzen und somit den Druck zur Reduzierung von Emissionen in anderen Ländern bzw. bei industriellen Emittenten verringern. Auch hier müsste eine nationale Vorleistung also mit einer Reduzierung des Emissionshandelsbudgets gekoppelt werden, um Emissionen effektiv zu vermeiden.

4.4.3 Konkrete Ausgestaltung

4.4.3.1 Vergleich von Effizienzwerten

Wie Tabelle 27 zeigt, würde eine technologieneutrale Einführung von Mindestwirkungsgraden nicht nur Kohlekraftwerke, sondern auch Gasturbinen im offenen Betrieb betreffen, denn die elektrischen Wirkungsgrade von offenen Gasturbinen liegen nur in einer Spanne von ca. 34-46% und befinden sich damit auf dem Niveau von Kohlekraftwerken, die sich in einer Spanne von ca. 35-43% bewegen.⁴⁵ Offene Gasturbinenkraftwerke sind aber aufgrund ihrer herausragenden Flexibilität sehr bedeutsam für ein Stromsystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Diese Flexibilität wird durch die direkte Verbrennung in der Brennkammer bei sehr hohen Temperaturen erreicht, sodass auf einen vergleichsweise trägen, auf Dampf basierenden Kreisprozess verzichtet werden kann. Im Gegenzug bleibt ein beträchtlicher Teil der nutzbaren Energie in Form heißer Abgase ungenutzt. Moderne GuD-Kraftwerke hingegen weisen Wirkungsgrade von teilweise über 60 % auf, da sie die heißen Abgase für einen weiteren, bei niedrigeren Temperaturen arbeitenden Dampfprozess nutzen. Zusammen mit den brennwertspezifisch geringeren CO₂-Emissionen von Erdgas stellt diese Art der Stromgewinnung die derzeit effizienteste und emissionsärmste konventionelle Stromerzeugungstechnologie dar.

Damit der Bau der besonders flexiblen Gasturbinenkraftwerke nicht unterbunden wird, darf sich ein Mindestwirkungsgrad jedoch nicht allein nach den realisierbaren Wirkungsgraden von GuD-Kraftwerken ausrichten. Ein pauschaler Mindestwirkungsgrad von beispielsweise 58 % ist deshalb kontraproduktiv. Eine brennstoffspezifische Ausgestaltung, die niedrigere

⁴⁵ Die Werte basieren auf der Kraftwerksliste des DIW und sind als Richtwerte zu verstehen. Die Kraftwerksliste wird fortwährend nach bestem Wissen und Gewissen aktualisiert und speist sich aus Informationen der BNetzA und vielen weiteren Quellen, z. B. aus Angaben der Kraftwerksbetreiber, Fachzeitungsberichten und Pressemeldungen.

Wirkungsgrade für Gaskraftwerke erlaubt, könnte diese Problematik lösen. Da mit Erdgas befeuerte Anlagen auch brennstoffspezifisch geringere CO₂-Emissionen aufweisen als Kohlekraftwerke, ließe sich dieser Schritt auch schlüssig rechtfertigen, zumal eine brennstoffspezifische Regulierung auch in der 13. BImSchV stattfindet. Kraftwerke, die mit Abfall befeuert werden, könnten sehr einfach aus der Maßnahme ausgenommen werden, da diese Anlagen in einer separaten Verordnung geregelt werden (17. BImSchV). Eine andere Möglichkeit wäre die Einführung von Ausnahmeregelungen für Spitzenlastkraftwerke, die nur eine geringe Anzahl von Stunden im Jahr laufen. Offene Gasturbinen sind sehr flexibel und würden sich somit als Spitzenlastkraftwerke anbieten.

Effizienzwerte in %	Gas GuD Neu	Gas GuD Alt	Gas offen Neu	Gas offen Alt	Dampfturbine
(IEA u. a. 2010) p.48	57-60	-	38	-	-
(VGB PowerTech 2011)	60	-	45	-	-
(Capros 2011) p. 34	53,9	52,7	38,6	-	41,7
(IEA 2011)	59	-	38	-	-
(Traber und Kemfert 2011)	58	-	35	-	40
(Schröder u. a. 2013)	-	54,2	-	34	39
(Siemens 2008)	60 +	-	46	-	-

Tabelle 27: Übersicht von Effizienzwerten für verschiedene Gaskraftwerke in der Literatur

Quelle: (Schröder u. a. 2013)

4.4.3.2 Potenzielle Auswirkungen auf deutsche Braunkohlekraftwerke

Bei der Einführung von Mindestwirkungsgraden sollte bedacht werden, inwiefern bei bestimmten Anforderungen große Kapazitäten gleichzeitig vom Netz gehen müssten. Da die Wirkungsgrade insbesondere von Braunkohlekraftwerken nicht gleichverteilt sind, würden bei einer stufenweisen Regelung zwei ausgeprägte Abschaltungswellen auftreten: Einmal in den Bereichen 35-37 % sowie 41-43% (s. Abbildung 40). Eine kontinuierlichere Abschaltung von Kraftwerksblöcken ist im Sinne eines sozialverträglichen Strukturwandels die anzustrebende Alternative. Die Braunkohlebetreiber selbst könnten für diese Glättung sorgen, da durch entsprechende Nachrüstungen, wie die vorgelagerte Kohletrocknung oder Retrofits

gewisse kleinere Wirkungsgradsteigerungen von einigen Prozentpunkten bei den meisten Blöcken möglich sind.⁴⁶ Sollten sowohl Sonderregelungen als auch Investitionen in die Effizienz von Kraftwerken ausbleiben, bedeuteten Mindestwirkungsgrade eine aggressive Braunkohlebekämpfung, da sofort bei Inkrafttreten große Kapazitäten mit Wirkungsgraden im Bereich von 35-37% vom Netz gehen müssten. Die davon betroffenen Kraftwerke haben ein Alter von ca. 25-50 Jahren (s. Abbildung 41). Da die Verteilung der Wirkungsgrade bei Steinkohlekraftwerken gleichmäßiger ausfällt, würde der Steinkohleausstieg weniger disruptiv ausfallen.

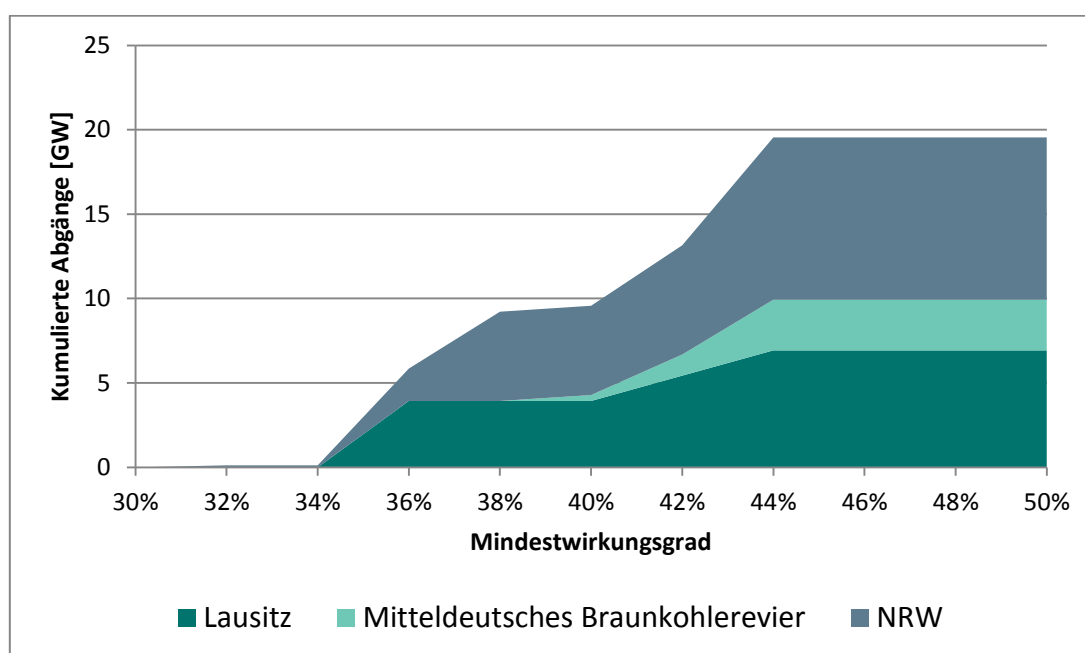


Abbildung 40: Kumulierte Abgänge von Braunkohlekraftwerken bei Einführung unterschiedlicher Mindestwirkungsgrad-Niveaus

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf (Egerer u. a. 2014).

⁴⁶ Kraftwerksbetreiber werden diese Schritte jedoch nur einleiten, wenn sie die Investition auch über einen entsprechend langen Zeitraum refinanzieren können; eine längere Laufzeit von nur wenigen Jahren dürfte solche effizienzsteigernden Maßnahmen jedoch kaum anreizen.

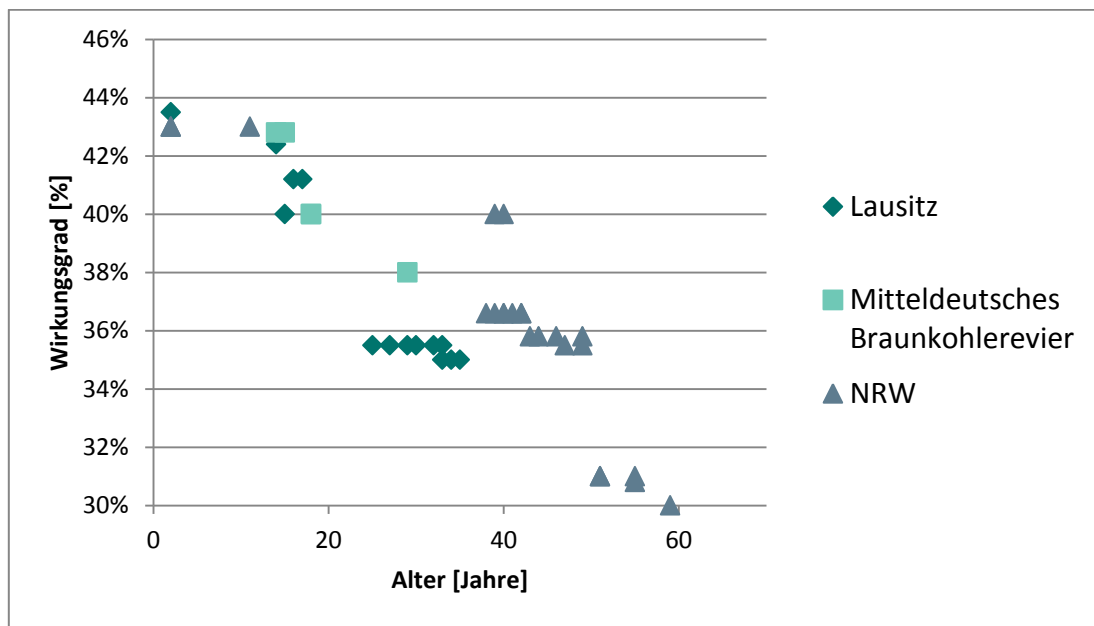


Abbildung 41: Zusammenhang zwischen Alter und Wirkungsgrad der deutschen Braunkohlekraftwerke (ab 100 MW Leistung)⁴⁷

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf (Egerer u. a. 2014).

4.4.3.3 Spezifische Behandlung von KWK

Die Bedeutung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist im Zusammenhang mit Mindestwirkungsgraden nicht unerheblich. Einerseits reduziert die Wärmeauskopplung den elektrischen Wirkungsgrad, andererseits wird die eingesetzte Energie insgesamt effizienter genutzt. Maßgeblich kann jedoch nur der elektrische Wirkungsgrad sein, da eine hohe Wärmeauskopplung auch von ineffizienten Kraftwerken geleistet werden kann. Ein auf Wärme oder auf eine Kombination aus Strom und Wärme ausgelegter Mindestwirkungsgrad wiederum würde die Anlagen außen vor lassen, die nur Strom erzeugen. Damit könnte die paradoxe Situation entstehen, dass ein effizientes Gaskraftwerk, das nur Strom erzeugt, abgeschaltet werden muss.

Der elektrische Wirkungsgrad sollte einheitlich für eine Fahrweise am optimalen Betriebspunkt festgelegt werden. Ein reduzierter Wirkungsgrad, wie er im Teillastbetrieb auftritt, wäre dann nicht maßgeblich für die Bewertung des Kraftwerks. Eine solche Bewertung könn-

⁴⁷ In Abbildung 41 ist zu erkennen, dass die Kraftwerke in der Lausitz (Jänschwalde und Boxberg) deutlich niedrigere Wirkungsgrade aufweisen als gleichalte Anlagen der anderen Reviere.

te zum Beispiel auf der VDI-Richtlinie 3986 basieren. Die Richtlinie kann jedoch nur auf Kraftwerke angewendet werden, die vorwiegend Strom erzeugen, also keine bedeutende Wärmeauskopplung aufweisen.

Wenn der Wirkungsgrad nur auf den elektrischen Teil bezogen wird, können Anlagen mit Nutzwärmeauspeisung nicht davon profitieren. Eine Wärmeauskopplung benachteiligt sie dann, auch wenn sie den Brennstoff effizienter nutzen als reine Stromanlagen. Da Wirkungsgrade jedoch mit dem Gebot der Effizienzsteigerung gerechtfertigt werden müssten, würde eine Nichtbeachtung der Wärmeauspeisung die juristische Rechtfertigungsgrundlage des Instruments schwächen. Wenn das Ziel von Mindestwirkungsgraden jedoch nicht die Effizienzsteigerung, sondern die Abschaltung von Kohlekraftwerken bewirken soll, könnte die Nutzwärmeauspeisung auch ignoriert werden. Da Erdgas auf dem KWK-Markt ohnehin eine größere Rolle als Stein- und insbesondere Braunkohle spielt, wäre die Umstellung der Fernwärmeversorgung dann nur stellenweise vonnöten (wenige Kohle-betriebene KWK-Anlagen). Alternativ zur einheitlichen Bewertung von KWK- und Nicht-KWK-Anlagen rein auf Basis des elektrischen Wirkungsgrades könnten Kraftwerke, die wegen ihres hohen KWK-Anteils nicht nach VDI-Richtlinie 3986 bewertet werden können,⁴⁸ auch komplett von Mindestwirkungsgraden ausgenommen werden. Somit wäre der effizienteren Nutzung des Brennstoffes Rechnung getragen. Ein Ausscheiden dieser Erzeugungseinheiten würde dann basierend auf einer reinen Wirtschaftlichkeitsbetrachtung durch die Betreiber geschehen.

4.5 Flexibilitätsanforderungen an Kraftwerksbetreiber

4.5.1 Instrument

Die schnelle Änderung der Leistungsabgabe von konventionellen Kraftwerken wird im Zusammenhang mit dem Anstieg des Anteils erneuerbarer Energien immer wichtiger. Jedoch sind dabei vor allem Dampfkraftwerken technische Grenzen gesetzt. Diese Grenzen verhindern bisweilen, dass Anlagen abgeschaltet werden, wenn günstigere Stromquellen aus erneuerbaren Energien zur Verfügung stehen. Dies erschwert die Integration fluktuierender

⁴⁸ Dies betrifft alle Gegendruckanlagen und Kraftwerke mit einer Stromkennzahl < 2 . Die Stromkennzahl ist das Verhältnis der elektrischen Brutto-Leistung zur ausgekoppelten Wärmeleistung für den Auslegungspunkt.

Stromeinspeisung und führt zu einer Überproduktion, die über Exporte an die deutschen Nachbarländer weitergegeben werden.

Flexibilitätsanforderungen sind im Rahmen der Energiewende bedeutend, da Braunkohlekraftwerke nicht den Erfordernissen eines auf erneuerbaren Energien basierenden Stromsystems gerecht werden. In einem liberalisierten Strommarkt sind einer Diskriminierung von Marktteilnehmern jedoch Grenzen gesetzt. Wenn solch eine Regelung auf die Diskriminierung der Braunkohleverstromung abzielt, so darf dies nur indirekt erfolgen. Dies könnte über Benchmarks erreicht werden, die Braunkohlekraftwerke – im Gegensatz zu Gaskraftwerken – nicht erfüllen können. Diese Benchmarks könnten auch nur in Teilgebieten zum Einsatz kommen, wie bspw. dem Regelenergiemarkt oder bei der Einführung von Kapazitätsmärkten (Matthes u. a. 2012).

4.5.2 Vorliegende Erfahrungen

4.5.2.1 Lastgradienten und Anfahrdauer

Die Flexibilität von Dampfkraftwerken, die sich in der Fähigkeit zur schnellen Laständerung ausdrückt, ist nur teilweise brennstoffabhängig. Eine bedeutende Bestimmungsgröße ist hierbei die Existenz eines Dampfkreislaufes, der deutlich langsamer reagiert als ein Gasturbinenprozess, bei dem heiße Gase die Turbinen antreiben. Schnelle Lastwechsel bedeuten für Dampfkraftwerke höhere Temperaturspannungen im Dampfkreislauf. Diese erhöhen die Materialermüdung, die wiederum zu höheren Wartungskosten oder einer kürzeren technischen Lebensdauer führt. Ein maximaler Lastgradient muss deshalb auch immer in Abwägung der Materialermüdung bestimmt werden (Ziems u. a. 2012). Deshalb müsste sich die Ermittlung von maximal realisierbaren Lastgradienten daran orientieren, welche Mindestwerte ein Kraftwerksbetreiber nicht nur für eine einmalige Demonstration, sondern über einen längeren Zeitraum einzuhalten bereit wäre. Anforderungen an die Lastgradienten sind deshalb nur dann eine praktikable Lösung zur Abschaltung inflexibler Kraftwerke, wenn die Bereitschaft zur Anwendung dieser Lastgradienten regelmäßig von einem externen Akteur gefordert und somit auch regelmäßig überprüft werden kann. Diese Aufgabe könnte zum Beispiel vom Netzbetreiber im Rahmen der Bereitstellung von Regelleistung erfolgen.

In absoluten Zahlen betrachtet weisen moderne Braunkohlekraftwerke ähnlich hohe Lastgradienten auf wie moderne GuD-Anlagen. So bewirbt RWE seine neuen Kraftwerksblöcke BoA 2 und 3 am Standort Neurath (Inbetriebnahme 2012) mit Lastgradienten von 30 MW/min, was knapp 3 % der Nennleistung entspricht (et 2014). Siemens gibt für das moderne GuD-Kraftwerk Irsching 4 einen maximalen Lastgradienten von 35 MW/min an, was etwa 6 % der Nennleistung entspricht (Ingenieur.de 2011).⁴⁹ Eine prozentuale Betrachtung in Relation zur Nennleistung, wie sie im Bereich der Regenergiemärkte anzutreffen ist, zeigt hier jedoch den Vorteil von Irsching 4 gegenüber BoA 2 und 3: die Braunkohleblöcke können ihre Leistungsabgabe pro Minute nur um knapp 3 % ändern, das GuD-Kraftwerk ist mit 6 % mehr als doppelt so flexibel. Dieser Wert ist jedoch bei Gaskraftwerken nicht die Regel, laut Tabelle 28 bewegt er sich für derzeit übliche GuD-Anlagen eher im Bereich von Kohlekraftwerken.

Ein bedeutender Parameter für die Flexibilität des gesamten Stromsystems ist die maximale Anfahrtdauer von Kraftwerken, die bei GuD-Kraftwerken viel geringer als bei Stein- oder gar Braunkohlekraftwerken ist (vgl. Tabelle 28). Dieser Parameter muss insbesondere vor dem Hintergrund sehr dominanter Photovoltaik-Einspeisung in der Tagesmitte gesehen werden. Ein typisches Tageslastprofil steigt bereits früher und fällt später als diese Einspeisung. Hier existiert ein kontinuierlich steigender Bedarf an flexibel zu- und abschaltbaren Kraftwerken. Braunkohlekraftwerke, die allein für das Anfahren 4-6 Stunden benötigen, können dieser Anforderung nicht gerecht werden. GuD-Kraftwerke, die in Form der Gasturbine einen strukturellen Vorteil gegenüber reinen Dampfkraftwerken besitzen, sind hier besser geeignet. Daher überbrücken Braunkohlekraftwerke Zeiten von geringer Last und hoher Einspeisung erneuerbarer Energien bereits heute, indem sie ihren Betrieb nicht einstellen, sondern nur drosseln. Die dabei vermehrt auftretenden negativen Preise nehmen sie in Kauf, weil dies immer noch günstiger ist, als das Kraftwerk ab- und nach einem kurzen Zeitraum wieder zuzuschalten.

⁴⁹ Irsching 4 ist aufgrund niedriger Strommarktpreise und damit einhergehender geringer Auslastung und fehlender Rentabilität nur in der Kaltreserve der Bundesnetzagentur kontrahiert.

		Braunkohle	Steinkohle	GuD	Gasturbine
Lastgradient	[%P _{Nenn} /min]	1 / 2,5 / 4	1,5 / 4 / 6	2 / 4 / 8	8 / 12 / 15
- Bereich	[%P _{Nenn}]	50 - 90	40 – 90	40 ^{*)} - 90	40 ^{*)} - 90
Mindestlast	[%P _{Nenn}]	60 / 50 / 40	40 / 25 / 20	50 / 40 / 30	50 / 40 / 20
Anfahrzeiten					
- heiß (<8h)	[h]	6 / 4 / 2	3 / 2,5 / 2	1,5 / 1 / 0,5	< 0,1
- kalt (>48h)	[h]	10 / 8 / 6	10 / 5 / 4	4 / 3 / 2	< 0,1

Tabelle 28: Dynamische Kennwerte thermischer Kraftwerke⁵⁰

^{*)} bedingt durch die Emissionsgrenzwerte für NO_x und CO bei Dauerbetrieb

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (VDE 2012).

4.5.2.2 Braunkohlekraft und Must-run

Auch die Inflexibilität, die sich aus der Bereitstellung von Regelenergie und Wärmelieferungsverpflichtungen ergibt, trägt dazu bei, dass konventionelle Energieträger gegenwärtig auch bei einer hohen Produktion erneuerbarer Energien produzieren müssen. Der Regelenergiebedarf selbst ist dabei zwar nicht außerordentlich hoch, verlangt jedoch den Betrieb mehrerer Kraftwerksblöcke, die alle jeweils nur einen kleinen Teil davon zur Bereitstellung von Regel- und Blindleistung bereitstellen können. Dies liegt an den begrenzten Lastgradienten und der technischen Mindestlast; beide Randbedingungen sorgen dafür, dass die Regelbarkeit eines im Betrieb befindlichen Kraftwerks nur in einer bestimmten Bandbreite erfolgen kann (vgl. Tabelle 28). Da für die Bereitstellung von Systemdienstleistung alle beteiligten Kraftwerke über dem Niveau der Mindesterzeugung produzieren müssen, ergibt sich ein hohes Niveau permanent benötigter Wirkleistung: Dieses wird in einer Studie der Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft für das deutsche Netz auf 13 GW, während bestimmter Starkwindkonstellationen sogar auf bis zu 20 GW, geschätzt wird (FGH u. a. 2012). Gerade in Zeiten niedriger oder gar negativer Strompreise sind es fast ausschließlich Braunkohlekraftwerke, die diese Leistung noch am kostengünstigsten auf-

⁵⁰ Angaben sind wie folgt zu lesen: (heute im Bestand üblich / Stand der Technik / Optimierungspotential).

rechterhalten können. Da Braunkohlekraftwerke aufgrund der aufwändigen Anfahrtsvorgänge am Netz bleiben, übernehmen sie die Spannungs- und Regelleistungsbereitstellung zu Zeiten negativer Preise.

Dennoch wäre es möglich, dass Systemdienstleistungen nur von effizienten Kohle- oder Gaskraftwerken geleistet werden. Durch einen Ausschluss von ineffizienten oder besonders trägen Kraftwerken aus dem Regelenenergiemarkt ließen sich insbesondere die auf Grundlast ausgelegten alten Braunkohleanlagen stärker zurückfahren. Den genannten Ausführungen folgend wäre das Kriterium der benötigten Anfahrtsdauer geeignet, um die Dominanz von Braunkohle Must-runs zu reduzieren. Der Abbau eines (Braunkohle-dominierten) Systemdienstleistungs-Must-Runs ist also von großer systemischer Bedeutung.

Neben der Inflexibilität aus regelenenergiegetriebenem Must-Run können weitere Inflexibilitäten auftreten. Sie können ebenfalls entstehen, wenn Kraftwerke aufgrund von Wärmelieferverträgen produzieren, obwohl das Preissignal am Strommarkt ein Abschalten bewirken würde (KWK-Must-Run). Dies liegt daran, dass thermische Kraftwerke aus technischen Gründen immer auch einen bestimmten Anteil der Erzeugung in Form von Strom abgeben müssen. Eine reine Wärmeauspeisung ist nur bei reinen Heizkraftwerken ohne Stromgeneratoren möglich.

4.5.2.3 Erdgaskraftwerke und Must-run

Da die Mindesterzeugung von GuD-Kraftwerken höher als die von Steinkohlekraftwerken ist, sind Anforderungen an die technische Mindesterzeugung kein sinnvoller Weg zur Förderung flexibler Gaskraftwerke. Die hohe Mindesterzeugung von GuD-Kraftwerken liegt insbesondere an der Betriebsführung mit zwei Prozessen, zudem weist dieser Kraftwerkstyp Wirkungsgradeinbußen bei niedrigem Teillastbetrieb auf: Die dem Dampfprozess vorgeschaltete Gasturbine muss so gefahren werden, dass Abgase der Gasturbine noch eine genügend hohe Temperatur für den Dampfprozess aufweisen. Eine Leistungsrosselung erfolgt deshalb nicht über eine Temperaturabsenkung, sondern über eine dem Wirkungsgrad abträgliche Reduzierung der Verdichterleistung. (Ziems u. a. 2012) simulierten Leistungsrosselungen von bis zu 70 % der Höchstleistung des GuD Mainz-Wiesbaden, die eigentliche Mindestleistung von 54 % wurde also deutlich unterschritten. Die Leistungsrosselungen unter die Mindestlast auf

nur noch 30 % der Höchstleistung führten zu prohibitiver Materialermüdung und einem Abfall des Wirkungsgrades von 58 % auf nur noch 44 %. Laut der Studie ist ein konstanter Teillastbetrieb bis 40 % der Höchstleistung unter Inkaufnahme der Wirkungsgradverluste möglich, bei Unterschreiten dieses Wertes emittiert die Gasturbine jedoch so viel Kohlenmonoxid, dass die Grenzwerte des Bundesimmissionsschutzgesetzes nicht mehr eingehalten werden können. Der erhöhte Ausstoß von Schadstoffen, Materialermüdungserscheinungen und der starke Abfall des Wirkungsgrades sorgen also dafür, dass ein Großteil der heute in Deutschland existierenden GuD-Kraftwerke nicht unter geringer Teillast gefahren werden sollte.

Nach Angaben von Siemens können modernere GuD-Kraftwerke jedoch durchaus eine Mindestauslastung von 15-25 % realisieren; die Mindestlast des hochmodernen Kraftwerks Irsching 4 wird mit 100 MW bei einer Gesamtleistung von 578 MW angegeben, was ca. 17 % der Höchstlast entspricht (Ingenieur.de 2011). Der GuD-typische Abfall des Wirkungsgrades dürfte jedoch auch bei Neuanlagen unvermeidbar sein.

Da ältere GuD-Kraftwerke ähnlich schlechte Mindestlasten aufweisen wie Braun- und Steinkohlekraftwerke, würde eine Regulierung dieses Parameters also nicht zielgerichtet wirken. Eine brennstoffspezifische Ausgestaltung wäre zwar auch hier theoretisch möglich, könnte aber auch Retrofit-Maßnahmen hervorrufen und somit das genaue Gegenteil von Kraftwerksabschaltungen bewirken.

Eine Reduzierung des KWK-Must-Runs ist auch im Interesse von Kraftwerksbetreibern, da sich ein wärmegetriebener Kraftwerksbetrieb zu Zeiten negativer Strompreise negativ auf die Erlössituation auswirkt. Auf regulatorischem Wege kann diese Nachfrage und somit auch der Must-Run jedoch nicht beseitigt werden. Vielmehr muss die Wärmenachfrage durch geeignete Maßnahmen wie energetische Sanierungen insgesamt reduziert werden. Eine Option zur Flexibilisierung der Wärmenachfrage bilden kraftwerksnahe Wärmespeicher, wie sie beispielsweise am GuD Mainz-Wiesbaden, am Kraftwerk Reuter West in Berlin sowie bei den Stadtwerken Nürnberg existieren bzw. gebaut werden. Die Speicher erlauben eine Entkopplung von Wärmeerzeugung und Wärmenachfrage, sodass KWK-Anlagen abschalten können, sobald der Strommarkt entsprechende Signale sendet, ohne dass die Wärmeversorgung unterbrochen werden müsste.

4.5.3 Konkrete Ausgestaltung

In einem Entwurf für die Ausgestaltung eines Kapazitätsmechanismus für Kraftwerksleistung schlagen (Matthes u. a. 2012) vor, eine maximale Anfahrtdauer zu einer notwendigen Bedingung für den Empfang von Kapazitätzahlungen zu machen. Dieses Kriterium ist sinnvoll gewählt, da Gaskraftwerke hier einen dauerhaften Vorteil gegenüber Kohlekraftwerken behalten werden.

Im Bereich der für die Erlöse von Kraftwerksbetreibern wichtiger werdenden Regelenergiemärkte (insbesondere Primär- und Sekundärregelleistung) sind Lastgradienten ein wichtiges Kriterium. Auch hier haben moderne GuD-Kraftwerke und Gasturbinen einen großen Vorteil gegenüber Kohlekraftwerken. Die insgesamt undurchsichtige Datenlage lässt jedoch vermuten, dass die derzeit bestehenden GuD-Kraftwerke nur unwesentlich höhere Lastgradienten aufweisen als bestehende Steinkohlekraftwerke. Da auch ein nicht unwesentlicher Teil von modernen Braunkohlekraftwerken existiert, dürfte eine Maßnahme, die am Parameter Lastgradient ansetzt, nur begrenzt zur gewünschten Beeinträchtigung der Kohlenutzung führen.

4.6 Kohleausstiegsgesetz

4.6.1 Instrument

Die Einführung eines Kohleausstiegsgesetzes könnte einen genauen Fahrplan für das Auslaufen der Kohleverstromung in Deutschland festschreiben. Je nach Ausgestaltung könnten hierbei bestimmte Reststrommengen, der kumulierte CO₂-Ausstoß oder aber auch eine maximale Laufzeit von Kraftwerken vorgeschrieben werden. Da Kohlekraftwerke unterschiedlich CO₂-intensiv sind und CO₂ der zu regulierende Stoff ist, würde es sich eher anbieten, CO₂-Restmengen anstelle von Strom-Restmengen festzulegen.

4.6.2 Vorliegende Erfahrungen

Einen Entwurf eines Kohleausstiegsgesetzes legten (Klaus u. a. 2012) für Ecofys im Auftrag von Greenpeace vor. Der Entwurf arbeitet mit Reststrommengen: Im Vorfeld werden die Allokationsmethoden Grandfathering (Zuteilung basierend auf historischen Emissionen), Benchmarking (Zuteilung basierend auf Effizienzkriterien) und Versteigerungen verglichen. Eine

konkrete Ausgestaltung sieht einen Kohleausstieg bis zum Jahr 2040 vor, Anlagen ohne KWK sollen bereits bis spätestens 2027 abgeschaltet werden. Braunkohlekraftwerke gehen bis zum Jahr 2028 vom Netz.

Einen an den Entwurf von Greenpeace angelehnten Antrag zum Kohleausstieg legte die Bundestagsfraktion der Partei Die Linke im Jahr 2013 vor (Gysi u. a. 2013). Der Antrag forderte primär die Stärkung des ETS. Für den Fall eines Scheiterns ambitionierterer ETS-Ziele wurde jedoch ein national initiiertes Kohleausstieg bis zum Jahr 2040 auf der Basis von Reststrommengen gefordert. Ein ähnlicher Folgeantrag wurde im Jahr 2014 gestellt (Die Linke u. a. 2014). Darin wird auf Forderungen zur Stärkung des ETS verzichtet und stattdessen ein gesetzlich festgelegter Kohleausstieg gefordert. Der Antrag sieht ebenfalls einen auf Reststrommengen basierenden Kohleausstieg bis zum Jahr 2040 vor. Diese Reststrommengen werden auf Basis des Anlagenalters und eines Effizienzbenchmarks, der ineffizienteren Kraftwerken auch geringere Reststrommengen zugesteht und ebenfalls KWK-Nutzung berücksichtigt, auf einzelne Kraftwerksblöcke in 3-Jahres-Budgets aufgeteilt. Ein Handel ist ausgeschlossen, Übertragungen auf effizientere Kraftwerke sind jedoch möglich.

4.6.3 Konkrete Ausgestaltung

4.6.3.1 Festlegung eines Ausstiegspfad

Reststrommengen würden für jedes einzelne Kraftwerk das Auslaufen der Betriebserlaubnis nach einer bestimmten Erzeugungsmenge festlegen. Dabei würden unterschiedlich effiziente Kraftwerke jedoch unterschiedlich hohe Emissionsmengen bei gleicher Erzeugung generieren. Die Modelle von (Klaus u. a. 2012) und (Die Linke u. a. 2014) sehen deshalb Benchmarks vor. Eine Alternative wäre ein Kohleausstieg mittels CO₂-Restmengen. Letztere wären nichts anderes als Emissionsberechtigungen und könnten auf unterschiedliche Weise bestimmt und verteilt werden. Als Basis böte sich der Verbrauch der vergangenen Jahre an, der zu reduzieren wäre. Dementsprechend könnten die aggregierten Emissionen der vergangenen Jahre ermittelt werden, aus denen ein aggregierter Reduktionspfad folgen könnte. Eine Allokation auf die einzelnen Kraftwerke könnte ebenfalls auf historischen Emissionen (kostenlose Zuteilung) oder auf der individuellen Zahlungsbereitschaft (Auktionierung) basieren. Mischformen wären ebenfalls möglich.

Alternativ könnte ein Reduktionspfad für jedes einzelne Kraftwerk ermittelt werden. Zum Beispiel könnte ein Kraftwerk zu Beginn des Erfüllungszeitraums ein jährliches Budget von 95 % seiner durchschnittlichen Jahresemissionen der letzten fünf Jahre erhalten. Der Wert könnte bis zu einem festzulegenden Anlagenhöchstalter auf 40% sinken und im Folgejahr auf null herabgesetzt werden, sodass das Kraftwerk den Betrieb einstellen muss. Der indikative Wert, der hier mit 40 % angesetzt ist, sollte so hoch angesetzt sein, dass ein Betrieb zu diesem Zeitpunkt für den Anlagenbetreiber noch rentabel ist.

4.6.3.2 Übertragbarkeit von Restmengen

Zusätzlich zur Allokation der Emissionsberechtigungen könnte das Instrument die Übertragung von CO₂-Restmengen von einem Kraftwerk auf ein anderes erlauben. Mit einer solchen Regelung könnte verhindert werden, dass dem System CO₂-Restmengen entzogen werden, die über die exogen vorgegebene Reduktionspflicht hinausgehen. Dies wäre zum Beispiel dann der Fall, wenn Kraftwerksbetreiber ein Kraftwerk aus anderen Gründen als der CO₂-Restriktion außer Betrieb nehmen müssen. Die daraus folgende Emissionsreduktion wäre dann vom Betreiber zusätzlich zu tragen, könnte aber mit der Übertragungsregelung entschärft werden. Mit dem Verschieben von Emissionsberechtigungen könnte auch eine Umverteilung auf effizientere Kraftwerke stattfinden, sodass ältere Kraftwerke zuerst abgeschaltet werden. Dies würde die Emissionen nicht ändern, dürfte aber aufgrund von zu erwarteten Skaleneffekten zu einer insgesamt kosten- und rohstoffeffizienteren Stromerzeugung führen. Die Verteilung der Emissionsberechtigungen könnte sofort und komplett oder in regelmäßigen Abständen erfolgen.

Der hier beschriebene Ansatz weist Parallelen zum Europäischen Emissionshandel auf (vgl. Kapitel 4.2). Prinzipiell unterscheidet sich ein auf diese Weise verordneter und ggf. marktwirtschaftlich optimierter nationaler Kohleausstieg nur durch die Anzahl der Adressaten und Sektoren sowie durch die geographische Dimension. Damit hätte dieser deutsche Kohle-ETS nur dann eine Existenzberechtigung, wenn er strenger und somit effektiver wäre als das europäische Pendant. Dies ist bei den vorliegenden Vorschlägen der Fall. Die Vorschläge von (Klaus u. a. 2012) und (Die Linke u. a. 2014) verzichten jedoch gerade auf die marktwirtschaftlichen Zusatzfunktionen des Europäischen Emissionshandels (Handel mit Zertifikaten,

Import von externen Zertifikaten) und setzen dem vermeintlich effizienten Handelsansatz einen einfachen Ausstiegsplan entgegen.

4.6.3.3 Ausstieg per „Steinkohleunion“?

Ein wie oben beschriebener Kohleausstieg wäre grundsätzlich sogar kompatibel mit den Vorschlägen des Vorsitzenden der Industriegewerkschaft IG BCE, Michael Vassiliadis. Sein Vorschlag verfolgt die Zusammenlegung von Kraftwerken in einer „Deutschen Steinkohleverstromungs-Gesellschaft“, da viele der Betreiber in den letzten Jahren in wirtschaftliche Bedrängnis geraten sind. Die großen deutschen Steinkohleunternehmen (RWE, Eon, Steag, Vattenfall, EnBW) würden ihre Aktivitäten dort bündeln und optimieren, sodass immer die modernsten und saubersten Kraftwerke eingesetzt werden könnten. Ältere Anlagen könnten dagegen stillgelegt werden. Gewinne würden anteilmäßig aufgeteilt. Neben abwartenden Reaktionen der Kraftwerksbetreiber (FAZ 2014a) wären allerdings auch kartellrechtliche Probleme des Vorschlags zu durchdenken. Eine Steinkohleunion könnte allerdings unter staatlicher Aufsicht einen geordneten Rückzug aus der Kohleverstromung sozialverträglich abwickeln.

Auch ein Kohleausstieg auf dem hier beschriebenen Weg hätte die Freisetzung von Zertifikaten im ETS zur Folge. Bei einem auf CO₂-Restmengen basierendem Ansatz wäre es jedoch möglich, die verordneten CO₂-Einsparungen im Kohlesektor auf transparente Weise aus dem ETS entfernen zu können. Zu beachten wäre jedoch, dass die Stromproduktion, die in Deutschland nicht mehr durch Kohle erzeugt würde, nicht komplett durch eine CO₂-neutrale Erzeugung ersetzt werden würde. Wollte man das europäische Cap nur um die effektiv erzielte CO₂-Einsparung herabsetzen, müsste die Reduktion genau der durch dieses Instrument eingesparten Menge entsprechen. Dies könnte durch Modellrechnungen ermittelt werden.

4.7 Versorgungssicherheit und Kapazitätsinstrumente

4.7.1 Instrument

Da konventionelle Kraftwerkskapazitäten gegenwärtig nur geringe Deckungsbeiträge erzielen, ist in der jüngeren Vergangenheit in Deutschland wie auch in anderen EU-Ländern vermehrt über die Einführung von Kapazitätsmärkten diskutiert worden. Dabei wird die Frage gestellt, ob die Einführung von Kapazitätzahlungen notwendig ist, um ausreichend Neuin-

vestitionen in gesichert abrufbare Kraftwerkskapazitäten anzureizen. Die grundsätzliche Beantwortung dieser Frage wird erschwert durch die Tatsache, dass Planung, Genehmigung und Realisierung eines Kraftwerkprojektes stets einige Jahre in Anspruch nehmen und sich die Berechnung von Kapazitätsanforderungen somit immer auf eine ungewisse Zukunft bezieht. Die dann letztendlich benötigte Spitzenresiduallast, die in diesem Zusammenhang von besonderem Interesse ist, kann bis dahin von Entwicklungen der allgemeinen Nachfrage und Effizienzsteigerungen, aber auch vom Ausbau von Speicherkapazitäten und der Ausweitung von preissensitiver Nachfrage beeinflusst werden. Auch die Erlössituation kann sich anders entwickeln als vorhergesehen.

Andere europäischen Länder wie Frankreich folgen bereits diesem Beispiel oder denken darüber nach. Auch die deutsche Bundesregierung plant die Einführung eines entsprechenden Mechanismus (CDU u. a. 2013). Dabei ist die Vermeidung von Stromausfällen nur ein Motiv. Ein weiteres Argument besteht in der stetigen Notwendigkeit von Kraftwerkserneuerungen, die gegenwärtig jedoch nur mit geringer Dynamik geschehen. Gerade in einer Situation, in der ein Wechsel von Kohle- zu Gaskraftwerken eine klimapolitische Dringlichkeit wird, ist ein ungünstiges Investitionsklima kontraproduktiv für einen bereits heute notwendigen anlaufenden Strukturwandel. Während es jedoch zweifelhaft bleibt, dass die Einführung eines Kapazitätsinstruments den benötigten Strukturwandel beschleunigt, ist die Gefahr eines längeren Verbleibs CO₂-intensiver Kapazitäten durchaus real. Dies gilt es aus Gründen des Klimaschutzes zu verhindern, wofür ein passendes Motto lautet: „Der versilberte Ausstieg als Kompromisslösung“.

Auf der Basis einer technischen und institutionenökonomischen Analyse raten (Neuhoff u. a. 2013) von der Schaffung eines Kapazitätsmarktes ab. Als Alternative schlagen sie vor, das wettbewerbliche Marktdesign aufrechtzuerhalten und durch eine Strategische Reserve zu ergänzen. Demnach ist die Strategische Reserve eine „robuste Lösung, die in Abhängigkeit von künftigen Konstellationen am Strommarkt weiter entwickelt werden kann. Im Gegensatz zur Einführung eines umfassenden Kapazitätsmarkts ist eine Strategische Reserve auch anschlussfähig an das derzeitige Regelwerk, insbesondere die Reservekraftwerksverordnung (ResKV) und ist besser mit der Integration europäischer Strommärkte vereinbar“ (Neuhoff u. a. 2013).

4.7.2 Vorliegende Erfahrungen

Es gibt verschiedene Kapazitätsmechanismen, über deren Einführung in Deutschland diskutiert wird (s. Tabelle 29). Unterschiedliche Kapazitätsinstrumente haben unterschiedliche Auswirkungen auf den Energieträgermix und somit auch auf die CO₂-Intensität der jeweiligen Stromerzeugung. Vereinfachend gilt: Je umfangreicher der bestehende Kraftwerkspark gefördert wird, desto höher ist die CO₂-Intensität. Im EWI (2012) Modell der Versorgungsversicherungsverträge, einem umfassenden Kapazitätsmechanismus, profitieren alle bestehenden Kraftwerke von Kapazitätzahlungen profitieren. (Matthes u. a. 2012) schlagen einen selektiven Kapazitätsmechanismus, bei dem nur bestimmte Anlagen Zahlungen erhalten können, vor. Die Anforderungen werden über Flexibilitätsoptionen und Kapitalintensität so gestellt, dass sie besonders Gaskraftwerken zugute kämen. Der Verband kommunaler Unternehmen wiederum vertritt einen sogenannten „dezentralen Leistungsmarkt“, bei dem die Versorgungssicherheit – anders als beim umfassenden und beim selektiven Kapazitätsmarkt – als privates Gut definiert ist; der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) hat sich inzwischen dieser Position angeschlossen.

	Strategische Reserve	Versorgungssicherheitsverträge	Fokussierter Kapazitätsmarkt	Dezentrale Leistungsverpflichtungen	Dezentraler Leistungsmarkt
Kapazitätsplanung	Zentral	zentral	zentral	zentral	dezentral
Beschaffung	Zentral	zentral	zentral	dezentral	dezentral
Anlagenselektion	nein/bedingt	nein (umfassend)	ja	nein (umfassend)	nein (umfassend)
Einsatz im Strommarkt	Nein	ja	ja	Ja	ja
Marktform	Auktion	Auktion	Auktion	diverse	Börse
Produkt	Reservekapazität	Call-Option	Call-Option	Leistungszertifikat	VS-Nachweis
Steuerungsgrößen	Reservekapazität, ggf. Regionalkomponente	Kapazität, Ausübungspreis	Kapazität, Ausübungspreis	Sicherheitsmarge, Strafe	Strafen, Auslösungspreis
Finanzierung	Umlage	Umlage	Umlage	Marktpreis	Marktpreis
Referenzen	Consentec (2012), BMU, BDEW, BEE u.a. (2013), DIW Berlin (2013)	EWI (2012)	Öko-Institut, LBD, Raue (2012)	Vgl. Frontier Economics (2013)	VKU (2013), BDEW (2013)

Tabelle 29: Gegenwärtig in Deutschland diskutierte Kapazitätsmechanismen

Quelle: (Neuhoff u. a. 2013).

4.7.3 Konkrete Ausgestaltung

Das Modell der Versorgungssicherheitsverträge (umfassender Kapazitätsmarkt) sieht eine Auktionierung von Kapazitäten vor, bei der Neubauten wie Bestandsanlagen teilnehmen könnten. Dabei wird ein im Vorfeld festgelegter Kapazitätsbedarf auktioniert, den erfolgreiche Bieter für einen längeren Zeitraum in der Größenordnung von 15 Jahren bereithalten müssen. Der Koordinator des Versorgungssicherheitsmarktes erwirbt vom Kraftwerksbetreiber eine Call-Option, die es ihm erlaubt, eventuell auftretende Knappheitspreise im Spotmarkt zu vermeiden. Die Kraftwerke können weiterhin am regulären Strommarkt tätig bleiben. Kraftwerksbetreiber erhalten somit einen zusätzlichen und langfristig stabilen Zahlungsstrom für benötigte Kapazitäten. Knappheitspreise werden hingegen unattraktiv. Das Modell ist technologieneutral, sodass auch bestehende Kohlekraftwerke von entsprechenden Zahlungen profitieren würden.

Ein Modell zur dezentralen Kapazitätssicherung ließ der Verband kommunaler Unternehmen von (enervis energy advisors und BET 2013) erstellen. Es sieht vor, dass die Kapazitätssicherung auf Ebene der Vertriebsunternehmen sichergestellt wird. Stromvertriebe sollen ihren zukünftigen Kapazitätsbedarf mit Zertifikaten, die von Anbietern gesicherter Leistung veräußert werden, abdecken. Das Modell ist vergleichbar mit einem Ansatz, der gegenwärtig in Frankreich in der Vorbereitung ist (Frontier Economics 2013). Das Instrument des VKU ist ebenfalls technologieneutral und ist deshalb nicht geeignet, einen Abbau der Kohleverstromung zu fördern.

Das Modell eines fokussierten Kapazitätsmarktes stellt neben der Versorgungssicherheit, dem Erhalt der Wettbewerbsintensität und der Kostenminimierung auch den Klimaschutz in den Vordergrund. Auch der zukünftig steigenden Notwendigkeit flexibler Kraftwerke wird Rechnung getragen. Das Konzept (Matthes u. a. 2012) sieht eine zweigleisige Auktionierung von Kapazitätzahlungen vor. Das erste Segment steht steuerbaren Lasten sowie Bestandsanlagen zur Verfügung, die von Stilllegung bedroht sind; hier sollen Kapazitätzahlungen für einen Zeitraum von 1-4 Jahren vergeben werden. Das zweite Segment ist Neubaukraftwerken vorbehalten, die Zahlungen über einen Zeitraum von 15 Jahren erhalten sollen. Die Kapazitäten würden vom Übertragungsnetzbetreiber nachgefragt und über eine Umlage an die Endkunden weitergegeben. Im Bereich von Neubauanlagen sollen technische Anforderungen

dafür sorgen, dass nur flexible Kraftwerke gebaut werden (vgl. Kapitel 4.5). Der Entwurf plädiert für das Kriterium der maximalen Anfahrtdauer und orientiert sich dabei an GuD-Kraftwerken.

Im Gegensatz zu den Modellen des fokussierten und umfassenden Leistungsmarktes sehen verschiedene Ansätze zum Betrieb einer Strategischen Reserve den Ausschluss kontrahierter Kraftwerke aus dem Strommarkt vor, solange eine definierte Knappheitssituation nicht auftritt. Das Modell benötigt eine administrative Festlegung des Kapazitätsbedarfs. Braunkohlekraftwerke sind erstmal keine primären Anwärter für die Kaltreserve, da sie im Dauerbetrieb erheblich höhere Erlöse bewirken können. Im Rahmen einer kooperativen Regelung wäre es jedoch überlegenswert, Braunkohlekraftwerke gegen entsprechende Bezahlung in die Kaltreserve zu verschieben. Da die Kraftwerke zumindest zum gegenwärtigen Zeitpunkt jedoch profitabel sind, wäre eine hohe Ausgleichszahlung unausweichlich. Die niederländischen Erfahrungen mit diesem Modell weisen auf zu lösende beihilferechtliche Probleme dieses Ansatzes auf (vgl. Kapitel 4.3.2).

Eine Einführung eines Instruments allein für Gaskraftwerke (z.B. über die Ausgestaltung technischer Anforderungen bezüglich der Mindestflexibilität oder über Emissionsstandards) erhöht zwar die Rentabilität dieser Anlagen, führt jedoch weder zu einer automatischen Neusortierung der Merit Order noch zu einer zwangsläufigen Reduzierung des deutschen CO₂-Austusses. Die Einführung von Kapazitätsinstrumenten bietet allerdings Verhandlungsspielräume mit den Betreibern. So könnte die Einführung von Kapazitätzahlungen an zusätzliche Bedingungen geknüpft werden, die zu einer Reduktion der CO₂-Emissionen des Stromsektors führen. Ebenfalls wäre es möglich, Kohlekraftwerke im Rahmen der Einführung von Kapazitätsinstrumenten in die Kaltreserve zu verschieben. Hierdurch würden Emissionen gesenkt, Kapazitäten bleiben erhalten. Im Gegenzug würden Investitionsanreize für Gaskraftwerke steigen. Kraftwerksbetreiber würden für die Vorhaltung der Kapazität entschädigt.⁵¹

⁵¹ Im Rahmen der ersten Allokationsphase des ETS wurde bereits 2004 überlegt durch Übertragungsregelungen von Zertifikaten einen Fuel Switch von Kohle zu Gas zu initiieren. Dieser vom BMU und dem damaligen Staatssekretär Baake ins Gespräch gebrachte Vorschlag wurde u.a. durch Einwände von RWE & Vattenfall aufgeweicht und nicht weiter verfolgt (Corbach 2007).

4.8 Gezielter Netzausbau zur Unterstützung der Klimaschutzziele

4.8.1 Instrument

Auch der überregionale Netzausbau muss zur Einhaltung von Klimaschutzzielen beitragen. Grundsätzlich benötigt die Energiewende zwar einen gewissen Netzausbau, jedoch ist dieser aus unterschiedlichen Gründen wesentlich geringer als im Bundesbedarfsplan ausgewiesen (vgl. Gerbaulet, et al., 2013). Darüber hinaus werden aber gerade in Deutschland zwei Höchstspannungsgleichstromübertragungsleitungen (HGÜ) geplant, welche vor allem die Braunkohleverstromung im Rheinland bzw. Mitteldeutschland/Lausitz bevorzugen und diese Technologie – gegen die Anforderungen der Klimaschutzziele – perpetuieren.

Da die neuen Stromquellen dargebotsorientiert und nicht zwangsläufig erzeugernah errichtet werden, sind auch die Verstärkung einzelner bestehender Leitungen des Übertragungsnetzes sowie der stellenweise Neubau von Leitungen Bestandteil der Energiewende. Dabei müssen Netzausbaumaßnahmen jedoch stets im Zusammenhang mit anderen Mitteln gesehen werden, die zu einem kosteneffizienten Stromsystem beitragen können. So sind die Reduzierung des Stromverbrauchs, sei es durch Effizienzmaßnahmen oder temporäre Lastverschiebung (DSM) sowie die geographisch-netzgünstige Platzierung neuer Kraftwerkskapazitäten und Speicher, die begrenzte Abregelung ungünstig platzierter Kraftwerke und die optimierte Ausnutzung des bestehenden Netzes (Leiterseilmonitoring, Hochtemperaturbeileitung) weitere Maßnahmen, die den Netzausbaubedarf zu einer Alternative unter mehreren werden lassen.

Um bei dieser Menge an Möglichkeiten die Anzahl der Freiheitsgrade für die Transformation des Stromsystems zu reduzieren, hat der Deutsche Bundestag nach Konsultation vieler Experten und unter der Einbeziehung verschiedenster Zielfunktionen im Jahr 2013 das Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) verabschiedet, das für 36 Einzelmaßnahmen einen vordringlichen Bedarf definiert. Zu diesen Maßnahmen gehört auch der Bau von drei Leitungen mit verlustarmer Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) nach Süddeutschland, von denen mindestens zwei nicht kompatibel mit den Zielen der Energiewende sind, weil sie die Bedeutung des Energieträgers Braunkohle perpetuieren anstatt in mittelfristig herunterzufahren: Korridor A Süd startet mitten im rheinischen Revier, vom Netzknoten Osterath, und endet im baden-württembergischen Philippsburg; Korridor D führt aus dem mitteldeutschen

Braunkohlerevier ab Bad Lauchstädt in Sachsen-Anhalt bis Meitingen im bayrischen Regierungsbezirk Schaben. Angesichts der vielfältigen Möglichkeiten sieht das DIW Berlin die im Gesetz festgelegte Notwendigkeit dieser Trassen jedoch nicht als alternativlos an (Kunz u. a. 2013). Vielmehr sind mit diesen Maßnahmen Übertragungskapazitäten geplant, welche vor allem die Volllaststunden der Braunkohle auch langfristig auf höchstem Niveau halten sollen. Strukturelle Engpässe, die ohne den Leitungsausbau in Zukunft vermehrt auftreten würden, sind jedoch nur für einige wenige besonders windreiche Stunden im Jahr zu erwarten und können auf unterschiedliche Weise entschärft werden. Wie im Kapitel 4.5 erläutert, sind die Braunkohlekraftwerke in diesen Starkwindphasen zwar zu einer gewissen Leistungsrosselung in der Lage. Ein vollständiges und mit Kosten verbundenes komplettes Ab- und Anschalten für zumeist nur kurze Momente möchten die Kraftwerksbetreiber jedoch vermeiden, sodass es vorkommen kann, dass Braunkohleverstromung trotz eines hohen Windenergieangebots stattfinden soll. Hinzu kommt, dass voraussichtlich die gesamte Braunkohlekapazität auch in Zukunft in vielen windreichen Stunden des Jahres zu konkurrenzfähigen Preisen in den Strommarkt bieten können wird und somit auch eine geringe Leistungsrosselung nur ungern von den Betreibern in Kauf genommen wird. Um deshalb eine parallele Einspeisung zugleich von Wind- und von Braunkohlestrom möglich machen zu können, sollen die HGÜ-Leitungen zeitlich begrenzte Netzengpässe aufheben. Die Ausbaupläne sollen deshalb das Leitbild einer deutschlandweiten Übertragungs-„Kupferplatte“ aufrechterhalten. Dieses Konzept beinhaltet Entschädigungen für Stromerzeuger, wenn sie ihre Leistung engpassbedingt drosseln müssen (kostenbasierter Redispatch). Der Netzbetreiber zwingt in einem solchen Fall die Erzeuger vor dem Engpass zur Leistungsrosselung und weist im Gegenzug andere Erzeuger hinter dem Engpass (hier: in Süddeutschland) zur Leistungssteigerung an. Der Redispatch bedeutet für die gedrosselten Erzeuger jedoch keinen Verlust: Sie bekommen ihre Opportunitätskosten in Höhe der (positiven) Differenz aus Marktpreis und eigenem Marktgebot von den Übertragungsnetzbetreibern ersetzt. Die entstehenden Mehrkosten legen die Übertragungsnetzbetreiber auf die Netznutzungsentgelte um.

Sollte die HGÜ-Leitung von Bad Lauchstädt nach Meitingen nicht gebaut werden, würden die netzbedingten Drosselungen der Kohleverstromung während besonders windreicher Stunden die Auslastung der mitteldeutschen und Lausitzer Braunkohlekraftwerke reduzieren,

was den Aufschluss weiterer Tagebaue in der Lausitz noch unnötiger macht als in (von Hirschhausen und Oei 2013a) und (von Hirschhausen und Oei 2013b) bereits beschrieben. Da die Erzeugung und der Transport von Braunkohlestrom bei geringerer Windeinspeisung über das bestehende Wechselstromnetz gewährleistet bleiben, ist eine Versorgungslücke nicht zu befürchten. Die Kapazitäten der HGÜ-Leitung würden also nur dann benutzt, wenn die Verfügbarkeit erneuerbarer Energien sowieso gegeben ist. Eine Notwendigkeit der Leitung lässt sich deshalb nicht ableiten, zumal eine Inbetriebnahme der Leitung erst Jahre nach der Abschaltung des letzten Atomkraftwerks im Jahr 2022 zu erwarten wäre. Der beschriebene Sachverhalt lässt sich ohne Einschränkung auf die Beurteilung der geplanten HGÜ-Leitung des Korridors A Süd übertragen.

Die Ziele der Bundesregierung zielen auf eine Dekarbonisierung des Stromsektors ab. Jetzt Infrastrukturen für die Inflexibilitäten der Braunkohlekraftwerke zu schaffen, wäre ein unnötiger Fehler. Auch der Verweis auf die Kosten des Redispatch ist nicht zielführend, denn diese Gelder kommen systemdienlichen Kraftwerken in Süddeutschland und Österreich zugute, die anderenfalls über Mittel der Kaltreserve bereitgestellt werden müssten, um diese Kraftwerke am Netz zu halten.

4.8.2 Vorliegende Erfahrungen

Bereits nach der ersten Vorstellung des Trassenprojekts des Korridors D regte sich starker politischer und öffentlicher Widerstand entlang der gesamten Stromtrasse. Daraufhin zog der verantwortliche Netzbetreiber Amprion im März 2014 seinen Antrag für den nächsten Verfahrensschritt, die Bundesfachplanung, zurück. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur soll nun eine Überarbeitung des Netzausbaubedarfs erfolgen. Sofern das Angebot ernst gemeint ist, beinhaltet dies einen vollständigen „Zyklus“ von Szenariorahmen, Netzentwicklungsplänen sowie das darauf aufsetzende zweite Bundesbedarfsplangesetz, welches nicht vor 2017 abgeschlossen werden dürfte. Eine strukturelle Neubewertung der Netz- und Kapazitätssituation deutet sich jedoch bisher nicht an. Stattdessen schlagen die Übertragungsnetzbetreiber ein neues Prognoseverfahren der zukünftigen Braunkohlekapazitäten vor, das nicht mehr von einem Ausscheiden von Braunkohlekraftwerken nach 50 Jahren, sondern von einem Weiterbetrieb bis zur Erschöpfung der anliegenden Tagebaue ausgeht. Mit diesem

Vorschlag leitet der Entwurf des Szenariorahmens eine Trendumkehr bei der Bewertung der Zukunft der Braunkohle ein, die an Bedeutung nicht zu unterschätzen ist:

Mit dem „Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom“ haben die Stromübertragungsnetzbetreiber am 30. April 2014 ein Planungsdokument vorgelegt, das nach öffentlicher Konsultation und Prüfung durch die Bundesnetzagentur die Grundlage für den nächsten Netzentwicklungsplan werden soll. Dieses Dokument setzt auf eine stärkere Nutzung der Braunkohle und schränkt dafür relativ umweltfreundliche Erdgaskraftwerke zukünftig stärker ein. Damit legen die Übertragungsnetzbetreiber ohne ersichtliche Not einen Energiemix vor, welcher nicht mit den von der Bundesregierung angestrebten mittelfristigen Klimaschutzziele kompatibel ist.

Im Entwurf werden drei Szenarien ausgeführt, die sich im Energieträgermix unterscheiden. Bezüglich erneuerbarer Energien orientieren sich die Szenarien vorwiegend an dem Entwurf zur Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG). Im Bereich der konventionellen Kraftwerkskapazitäten ist insbesondere die Trendwende zu – gegenüber früheren Szenariorahmen – steigenden Braunkohlekapazitäten bemerkenswert: Statt wie bisher die Stilllegung von Braunkohlekraftwerken nach 50 Jahren (technische Lebensdauer) zu planen, soll nunmehr die Reichweite der zugehörigen Tagebaue berücksichtigt werden. Dies impliziert auch, das längere Laufzeiten oder gar Neubauten von Braunkohlekraftwerken als Begründung für den Aufschluss neuer Tagebaue herhalten können.

Das Szenario A beinhaltet sogar den Neubau von je einem Braunkohlekraftwerk im Rheinland (Niederaußem) und in Mitteldeutschland (Profen). Des Weiteren führt die Umdeutung der Braunkohle im Szenariorahmen zu einer Steigerung der Braunkohlekapazitäten für das Jahr 2025 von 15,3 Gigawatt aus dem vormaligen Szenariorahmen auf nun 19,6 Gigawatt, also um 4 300 Megawatt (Szenario B); der Wert für 2035 liegt immer noch um 2 000 Megawatt höher.

Besondere Auswirkungen hätte der Szenariorahmen auf die 40 bis 48 Jahre alten Braunkohlekraftwerksblöcke in Nordrhein-Westfalen, die niedrige Wirkungsgrade (32 bis 37 Prozent) und hohe spezifische CO₂-Emissionen (1 200 bis 1 300 Gramm je Kilowattstunde) aufweisen: Die Laufzeitverlängerung dieser Blöcke würde zu einer erheblichen Steigerung des CO₂-

Ausstoßes führen und ist zudem nicht mit dem nordrhein-westfälischen Klimaschutzgesetz kompatibel.

4.8.3 Konkrete Ausgestaltung

Das neue Bundesbedarfsplangesetz darf nicht auf Szenariorahmen und Netzentwicklungsplänen aufbauen, welche den Klimaschutzzielen der Bundesregierung diametral entgegenstehen. Im Gegensatz zu anders lautenden Versprechungen ist nach dem Netzausbaumoratorium vom Frühjahr 2014 keine Neubewertung des Netzausbaubedarfs erfolgt, welche mit den deutschen Klimaschutzzielen kompatibel wäre. Es ist deshalb nicht zu erwarten, dass eine Neubewertung der Notwendigkeit der HGÜ-Leitungen von Seiten der Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen eines neuen Netzentwicklungsplans zu einem anderen Ergebnis als dem bestehenden kommen wird. Da die HGÜ-Leitungen der Korridore A Süd und D nicht für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit benötigt werden, sondern vielmehr die Braunkohleverstromung fördern, sind sie nicht nur unnötig, sondern untergraben stattdessen die Ziele der Energiewende in Bezug auf Klimaschutz und erneuerbare Energien. Alternative Konzepte zur Bewirtschaftung des Stromsystems unter Berücksichtigung der Klimaschutzziele sollten daher unbedingt berücksichtigt werden. Dies beinhaltet einen vollständigen „Zyklus“ von Szenariorahmen, Netzentwicklungsplänen sowie das darauf aufsetzende zweite Bundesbedarfsplangesetz.

4.9 Zwischenfazit

Kohlekraftwerke verursachen etwa ein Drittel des CO₂ Ausstoßes in Deutschland. Wird das weiterhin hohe Niveau der Kohleverstromung zukünftig nicht gesenkt, sind nicht nur die deutschen Klimaschutzziele für die Jahre 2020 und 2050 gefährdet, sondern auch die nachhaltige Energiewende. Da die Preise für CO₂-Zertifikate im europäischen Emissionshandelssystem aber auf absehbare Zeit nicht erheblich steigen, ist ein marktgetriebener Übergang von Braunkohle zum weniger CO₂-intensiven Energieträger Erdgas nicht zu erwarten. Da ein sozialverträglicher Strukturwandel jedoch über einen längeren Zeitraum eingeläutet werden muss, sollte die Einführung zusätzlicher ordnungspolitischer Instrumente zur Reduzierung der Kohlenutzung im Stromsektor dazu beitragen, einen strukturierten Kohleausstieg bereits jetzt einzuleiten. Dies betrifft insbesondere die Braunkohlenutzung. Ein solcher Beitrag ist

auch dann notwendig, wenn Emissionsreduktionen in anderen Sektoren kurzfristig günstiger realisierbar sind (statische Effizienz); vielmehr ist es aus industrie- und strukturpolitischen Gründen notwendig, dass eine Aufgabe der Braunkohleverstromung nicht innerhalb eines Jahrzehnts geschieht, sondern bereits jetzt eingeleitet wird (dynamische Effizienz). Ohne flankierende Instrumente für den ETS wird eine unverminderte Braunkohleverstromung jedoch genau diesen abrupten Ausstieg bewirken; angesichts der günstigen Brennstoffverfügbarkeit (ohne Einbeziehung der externen Kosten, vgl. 2.5.1) wird sie auf absehbare Zeit nicht vom ETS betroffen werden; die tatsächlich anfallenden negativen externen Umwelteffekte werden dabei gänzlich vernachlässigt. Somit gerät der ETS als das Instrument der europäischen Klimaschutzpolitik im Strom- und Industriesektor in Konflikt zu einem verträglichen Braunkohleausstieg. Die möglichen Härten, die bei einem solchen abrupten Ende der Braunkohle auftreten würden, haben durchaus das Potential, die mittel- bis langfristigen Ziele der europäischen und deutschen Klimaschutzpolitik zum Wanken zu bringen. Ebenso droht das kurzfristige CO₂-Reduktionsziel bis 2020 auf deutscher Ebene (-40 % ggü. 1990) verloren zu gehen, weil der an Europa delegierte Klimaschutz im Energiesektor keinen Beitrag leistet.

Tabelle 30 fasst neben dem europäischen Emissionshandel vor allem die nationalen Klimaschutzinstrumente zusammen und stellt die untersuchten Instrumente in Richtung Braunkohleausstieg nebeneinander:⁵² Die Einführung eines nationalen Mindestpreises für CO₂-Zertifikate wird in den nächsten Jahren nicht zu einer Änderung der Merit Order führen, da die für einen Brennstoffwechsel benötigten CO₂-Preise über 20€/t (Steinkohle zu Gas) bzw. über 40 €/t (Braunkohle zu Gas) liegen. Daher wird solch eine Einführung zwar die Gewinne der Betreiber schmälern, jedoch keine messbaren Auswirkungen auf den CO₂-Ausstoß haben.

Eine Analyse der Instrumente Mindestwirkungsgrad und Flexibilitätsanforderungen zeigt auf, dass technische Parameter sehr stark von der Fahrweise eines Kraftwerks abhängig sind. Anforderungen an Lastgradienten sind höchstwahrscheinlich nicht zielführend, da sie neben Braunkohle- auch GuD-Kraftwerke zur Abschaltung zwingen würden. Ein geeigneteres Mittel sind Anforderungen an die maximale Anfahrzeit, da Gaskraftwerke hier auf absehbare Zeit

⁵² Auf CO₂-Emissionsgrenzwerte wird im folgenden Kapitel eingegangen.

einen Vorteil gegenüber Kohlekraftwerken behalten werden. Eine Anwendung ist insbesondere im Bereich von Regelleistungs- und Kapazitätsmärkten denkbar. Eine Einführung von Mindestwirkungsgraden würde bei technologieneutraler Implementierung zudem auch offene Gasturbinen betreffen.

Die Einführung eines Kohleausstiegsgesetzes basierend auf (Klaus u. a. 2012) oder (Die Linke u. a. 2014) könnte auf Reststrommengen, Restemissionsmengen oder einer maximalen Restlaufzeit basieren und einen genauen Fahrplan für das Auslaufen der Kohleverstromung in Deutschland festschreiben. Die Zusammenlegung von Kraftwerken in eine Art Kohlefond unter zentraler (und potentiell staatlicher) Führung für die verbleibende Restzeit wäre grundsätzlich kompatibel mit einem solchen Kohleausstieg.

Die Einführung eines Kapazitätsinstruments zur Sicherung benötigter Leistung ist wahrscheinlich. Sollte ein Kapazitätsinstrument eingeführt werden, sollte es die Klimaschutzziele berücksichtigen. Der Bau neuer Kohlekraftwerke oder der längere Verbleib bestehender Kohlekapazitäten darf nicht Folge eines Kapazitätsinstruments sein. Im Gegenzug für die Einführung von Kapazitätsinstrumenten könnte die Bundesregierung durch eine Vereinbarung mit den Kraftwerksbetreibern ein früheres Abschalten – oder Verschieben in die Kaltreserve – von Kohlekapazitäten aushandeln. Dies ist insbesondere in Form einer Strategischen Reserve sinnvoll.

Auch die Netzinfrastruktur sollte nicht so ausgebaut werden, dass insbesondere der Braunkohlenutzung weiteren Vorschub geleistet wird. Die HGÜ-Leitungen der Korridore A Süd und D mit Startpunkt im Rheinischen Braunkohlerevier bzw. im Einzugsgebiet der ostdeutschen Reviere Mitteldeutschland und Lausitz sind schädlich für die Energiewende. Die Planungen zum Bau dieser Leitungen sollten in ihrer derzeitigen Form aufgegeben und überarbeitet werden.

Nationale Ebene: Instrumente zur Strukturierung des Braunkohleausstiegs

Instrument	Wirkungsweise	Mögliche Vorteile	Mögliche Nachteile	Ausarbeitungsvorschlag von:
Reform ETS	Preissignal über Einführung der Marktstabilitätsreserve (MSR), 900 Mio. Zertifikate in MSR, Start MSR 2017	EU-weites Instrument; somit keine grenzüberschreitenden Ausweich-effekte	Durchsetzbarkeit unsicher; Größenordnung des Effekts nicht absehbar; kaum kurzfristige Effekte	(BMUB 2014b)
CO ₂ -Mindestpreis	Verteuerung der CO ₂ -Zertifikate	Investitionssicherheit für Investoren	Erzielbare Preise in naher Zukunft niedriger als Switch-Preise von Kohle zu Erdgas	Bündnis 90/Die Grünen u. a. (2014a, 2014b)
Mindestwirkungsgrade	Abschaltung ineffizienter Kraftwerke	Effizientere Rohstoffnutzung	Auch offene Gasturbinen betroffen; aufwändige Überprüfung und Messung	(Bündnis 90/Die Grünen u. a. 2009)
Flexibilitätsanforderungen	Abschaltung oder Diskriminierung unflexibler Kraftwerke	Bessere Integration fluktuierender erneuerbarer Energien	Auch GuD-Kraftwerke betroffen; aufwändige Überprüfung und Messung	(Matthes u. a. 2012)
Kohleausstiegsgesetz	Reststrommengen oder Restemissionsmengen für bestehende Kraftwerke	Vorgabe eines festen Kohleausstiegspfad	Verlauf bei Versteigerungsprozess schwer prognostizierbar	(Die Linke u. a. 2014; Klaus u. a. 2012)
CO ₂ -Grenzwerte (spezifisch: Neubauten und Retrofits)	Einschränkung von Neubauten und Retrofits (ohne CO ₂ -Abscheidung)	Verhinderung CO ₂ -intensiver Investitionen	Kurzfristig geringe Emissionsminderung	(Schäuble u. a. 2014) (Ziehm u. a. 2014)
CO ₂ -Grenzwerte (Mengengrenzwerte: Bestandsanlagen)	Geringere Auslastung bestehender Kraftwerke (bspw. nach Alter gestuft)	Erhalt von Erzeugungskapazitäten, z.B. für die strategische Reserve	Energiewirtschaftliche Wirkungen unklar	(Schäuble u. a. 2014) (Ziehm u. a. 2014) (Bündnis 90/Die Grünen u. a. 2014a) (Matthes u. a. 2012)
Kapazitätsinstrumente	Anreize zum Aufbau eines CO ₂ -neutraleren Kraftwerksparkes	Förderung von Gaskraftwerken; oder Verschieben von Kohlekraftwerken in strategische Reserve	Gefahr des Mikro-Management; Schwierigkeiten bei der genauen Bestimmung von technischen Mindestanforderungen	(Matthes u. a. 2012)
Netzausbaupolitik	Verknappung der Einspeisemöglichkeiten für Kohlekraftwerke	Geringere Investitionen, Re-Dispatch CO ₂ -intensiver Stromerzeugung	Längerfristig sind Leitungen u.U. für Erneuerbare notwendig	(Oei u. a. 2012; Schröder u. a. 2012)

Tabelle 30: Mögliche Klimaschutzinstrumente zur Einschränkung der Kohleverstromung

Quelle: Eigene Darstellung.

5 Fallstudie: CO₂-Emissionsgrenzwerte als Ausstiegswerkzeug

5.1 Einleitung

Dieses Kapitel behandelt ein mögliches Ausstiegswerkzeug besonders detailliert, welches bereits in mehreren Ländern praktiziert wird: Die Einführung von CO₂-Grenzwerten (engl. *emissions performance standard* – EPS). Neben Kanada und Kalifornien hat zuletzt auch das Vereinigte Königreich solch ein Werkzeug im Dezember 2013 verabschiedet. Grundsätzlich sollen EPS den Neubau von Kohlekraftwerken bzw. den Neubau von Kohlekraftwerken ohne CCTS-Technologie verhindern. Eine technologieneutral verordnete Reduzierung von Kraftwerksemissionen über CO₂-Grenzwerte ist deshalb interessant, weil sie eine transparente und einfach umsetzbare Möglichkeit zur Reduzierung von Kraftwerksemissionen darstellt.

5.2 Gestaltungsparameter für CO₂-Emissionsgrenzwerte

Abbildung 42 stellt verschiedenen Anforderungen, die bei der Ausgestaltung von CO₂-Grenzwerten bedacht werden müssen, jeweils mehrere Lösungsmöglichkeiten gegenüber. Diese alternativen Ansätze werden im Folgenden weiter erläutert. Anschließend werden die konkreten Gesetze bzw. Verordnungen, die im Vereinigten Königreich, in Kanada und den USA umgesetzt wurden oder gerade umgesetzt werden, näher untersucht.

Durch die Unterscheidung in Mengengrenzwerte und spezifische Grenzwerte lässt sich das Werkzeug CO₂-Grenzwerte völlig unterschiedlich anwenden. Die Anwendung eines spezifischen Grenzwertes ist mit der Praxis im Verkehrssektor vergleichbar, wo ein Emissionslimit pro zurückgelegtem Kilometer eingehalten werden muss. Im Kraftwerkssektor würde sich ein Grenzwert pro erzeugter Einheit elektrischer Energie anbieten. Ein Mengengrenzwert kann durch Berücksichtigung eines Benchmarks festgelegt werden. Unter der Annahme, dass ein Referenzkraftwerk einen bestimmten spezifischen Grenzwert genau einhält und während des Jahres (fast) durchgängig in Betrieb ist, ergibt sich eine jährliche Jahresemissionsmenge, die von allen Kraftwerken eingehalten werden müsste. Wenn ein Kraftwerk also spezifisch doppelt so viel emittiert wie das Referenzkraftwerk, dürfte es jährlich nur halb so lange lau-

fen. Eine solche Regel ermöglicht Emissionsminderungen, ohne gleichzeitig zu kompletten Kraftwerksabschaltungen zu führen. (Schäuble u. a. 2014)

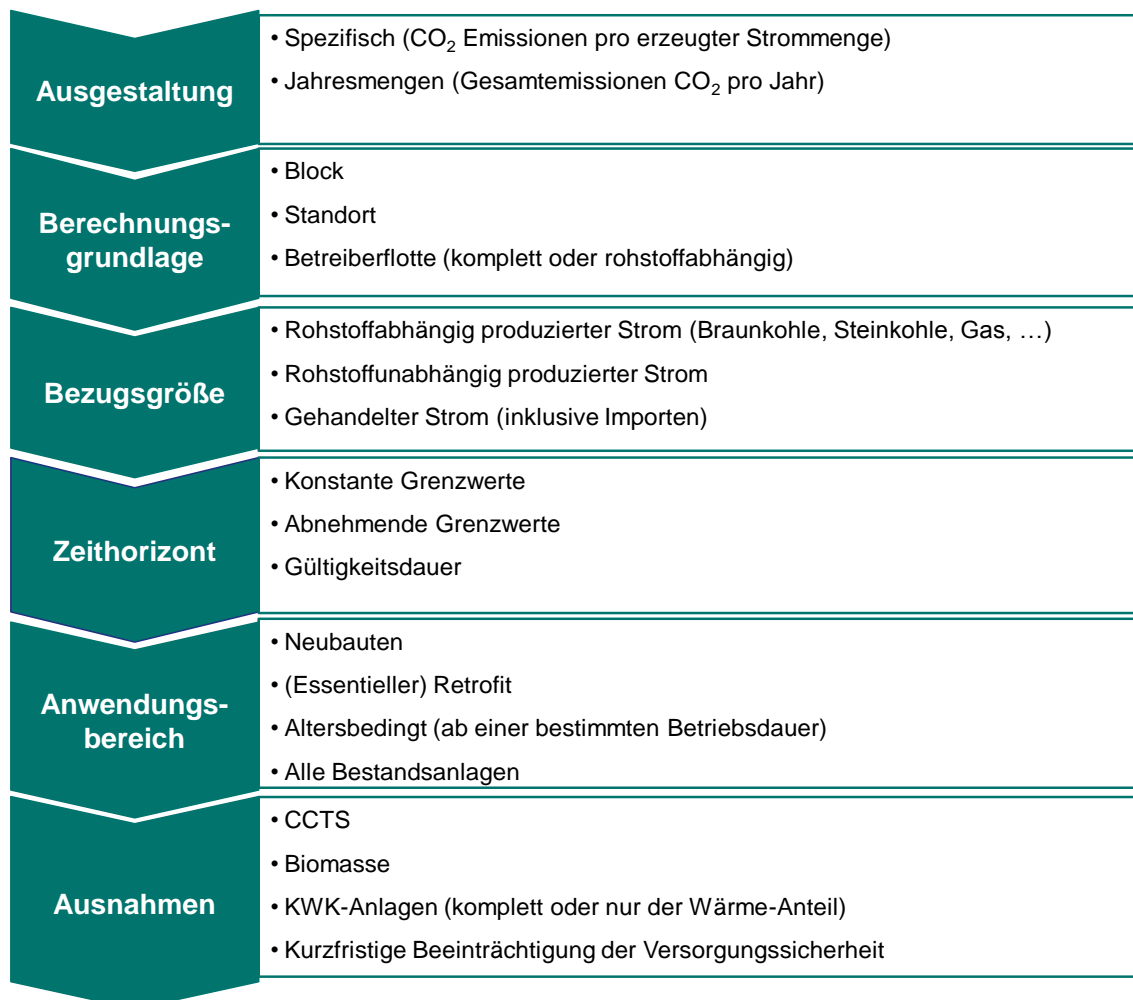


Abbildung 42: Verschiedene mögliche Ausgestaltungsformen für nationale CO₂-Grenzwerte

Quelle: Eigene Darstellung

Unabhängig von einer Festlegung auf einen spezifischen oder einen auf Jahresmengen basierenden Ansatz kann zwischen ganzen Kraftwerken, einzelnen Kraftwerksblöcken oder aber auch ganzen Betreiberflotten unterschieden werden, die als Einheiten adressiert werden. Eine Flottenregelung gibt Betreibern ein höheres Maß an Flexibilität, da die zur Verfügung stehenden Emissionsmengen ohne große Transaktionskosten intern verteilt werden können. Die Flexibilität wäre bei größeren Erzeugungsunternehmen höher, weil sie in der Regel über

ein größeres Kraftwerksportfolio verfügen. Die Unterscheidung zwischen Kraftwerken und Kraftwerksblöcken ist insofern relevant, als dass eine blockscharfe Betrachtung verhindern könnte, dass ein Betreiber sehr alte und abschaltungswürdige Blöcke offiziell noch im Betrieb lässt, weil sie ihm CO₂-Emissionen erlauben, die dann aber einem benachbarten, neueren Block übertragen werden.

Ebenso wäre zu überlegen, ob der Grenzwert nur für kohlebefeuerte Anlagen zu gelten hätte, oder ob er auch gasbetriebene Anlagen betreffen würde. Da es jedoch sinnvoll ist, den Grenzwert anhand der Leistungsfähigkeit von Erdgaskraftwerken auszulegen, ist eine technologie neutrale Regelung möglich, ohne dabei Gaskraftwerke einzuschränken. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass offene Gasturbinen deutlich höhere Emissionen (über 450 g CO₂/kWh) als GuD-Anlagen (ca. 350 g CO₂/kWh) besitzen. Es wäre auch möglich Energieversorger dazu zu verpflichten, im Rahmen ihrer Strombeschaffung nur Strommengen einzukaufen, die einen bestimmten Grenzwert einhalten, um somit den Import von CO₂-intensiverem Strom zu unterbinden.

In einem weiteren Entscheidungsschritt wäre zu prüfen, ob auch Bestandsanlagen von einem Grenzwert erfasst würden. Aufgrund der hohen fossilen Kapazitäten im Bestand existiert hier ein höheres Einsparpotential, gleichzeitig baut der Bestandsschutz hier aber auch gewisse Eingriffshürden auf. In Kanada fallen Bestandsanlagen bspw. ab einem bestimmten Alter unter die Grenzwertregelung. Dort wird festgelegt, dass Kraftwerke ab einem Alter von 50 Jahren ebenfalls unter die Regelung fallen, sodass hier de facto eine maximale Betriebsdauer festgelegt wird.

Festzulegen wäre ebenfalls, ob der Grenzwert im Verlauf der Zeit anspruchsvoller werden oder auf einem konstanten Niveau gehalten werden soll. Eine Verschärfung kann jedoch ebenfalls über die schrittweise Ausweitung des Kreises betroffener Anlagen erreicht werden. Es ist also möglich, von Beginn an einen strengen Grenzwert zu implementieren, von dem jedoch zunächst nur alte Kraftwerke betroffen wären. Anlagen, bei denen laufzeitverlängernde Retrofit-Maßnahmen durchgeführt werden, könnten zur Einhaltung von Grenzwerten (wie in UK) verpflichtet werden.

Ausnahmeregelungen ließen sich für Biomasse-befeuerte Kraftwerke und KWK-Anlagen einführen. Ebenso können Sonderregelungen im Falle einer kurzfristig bestehenden Kapazitätsknappheit an Erzeugungsleistung getroffen werden.

5.3 Internationale Erfahrungen

Dieser Abschnitt beschreibt die konkreten Gesetze bzw. Verordnungen, die im Vereinigten Königreich, in Kanada und den USA umgesetzt wurden oder gerade umgesetzt werden. In Tabelle 31 ist eine detaillierte Unterscheidung der Ausgestaltung verschiedener nationaler Instrumenten aufgelistet.

	Kanada	UK	USA
Grenzwert (g CO ₂ /kWh)	420	450	450 (Gas >250MW) 500 (Gas 73-250MW & Kohle)
Ausgestaltung	Spezifisch	Mengenbasiert	Spezifisch
Betroffene Anlagen	Neuanlagen und Bestandsanlagen mit Alter >50a ⁵³	Neuanlagen & Retrofit	Neuanlagen & Retrofit
Kohle betroffen	Ja	Ja	Ja
Gas betroffen	Nein	Ja	Ja
Flexibilität für Spitzen- und Mittellastkraftwerke	Ja	Über Mengengrenzwert	Ja
Flexibilität für CCTS	Verspäteter Einsatz von CCTS bis 2025 erlaubt	CCTS-Kraftwerke in den ersten 3 Betriebsjahren ausgenommen (Regel gilt bis 2028)	450-475 g/kWh in 7-jährig gleitendem Durchschnitt statt 500g/kWh im 12-Monatigem gl. Ø für Kohle
Implementierung	In Kraft ab 1. Juli 2015	In Kraft	Konsultationsphase im Mai 2014 abgelaufen

Tabelle 31: CO₂-Grenzwerte in verschiedenen Ländern

Quelle: (Canada Gazette 2012), (Great Britain 2014) und (EPA 2014b).

5.3.1 CO₂-Grenzwerte im Vereinigten Königreich (UK-Modell)

Im Zuge einer Energiemarkt-Reform im Vereinigten Königreich (UK) hat das britische Parlament im Dezember 2013 eine Reform des *Energy Act* verabschiedet. Mit der Reform werden

⁵³ Für eine genauere Aufschlüsselung s. Abbildung 43.

Instrumente zur Dekarbonisierung des Elektrizitätsmarktes in Großbritannien eingeführt bzw. ersetzt. Darunter fällt auch die Einführung des Emissions Performance Standard (EPS), der allein für Neubauten und Anlagen mit essentiellm Retrofit gilt. Die Regelung implementiert einen Mengengrenzwert und soll den Neubau von Kohlekraftwerken ohne CO₂-Abscheidung verhindern ohne ihn explizit zu verbieten. Der Grenzwert beträgt 450 g CO₂/kWh. Für die Berechnung der daraus resultierenden jährlich erlaubten Emissionsmenge wird ein fiktives Kraftwerk mit einer Auslastung von 85 % unterstellt, das den Grenzwert genau einhält. Daraus resultiert ein jährliches CO₂-Budget von ca. 3350 t CO₂/MW (Great Britain 2013). Für ein Kohlekraftwerk mit einem CO₂-Ausstoß von durchschnittlich 750 g/kWh ergibt sich mit dieser Regelung eine maximale Anzahl von ca. 4470 Vollbetriebsstunden bzw. eine maximale Auslastung von 51 %. Solange die Volllaststunden eines Kraftwerks entsprechend reduziert werden, kann es also auch dann produzieren, wenn es einen höheren spezifischen Ausstoß aufweist.

Anlagen, die unter EPS-Regime fallen, gewährt das Gesetz Bestandsschutz. Durch die Garantie, existierenden Anlagen bis zum Jahr 2044 keinen strengeren Grenzwert aufzuerlegen, sollen Unsicherheiten und folglich Finanzierungskosten insbesondere von neuen Gaskraftwerken reduziert werden (DECC 2012). Sollte bei einem Kraftwerk jedoch eine essentielle Retrofit-Maßnahme erfolgen, würde die Bestandsanlage ebenfalls unter das EPS-Regime fallen. Ein essentieller Retrofit findet nach Definition des Gesetzgebers insbesondere dann statt, wenn ein Kessel ausgetauscht wird.

Biomasseanlagen sollen nicht unter das EPS-Regime fallen. Berücksichtigt werden auch nur Anlagen ab 50 MW elektrischer Nettoleistung. Das Gesetz ermöglicht es außerdem, diejenigen Emissionen, die aus der Erzeugung von Nutzwärme resultieren, per Verordnung aus der Bilanzierung auszunehmen. Mit dieser Regelung soll verhindert werden, dass die KWK-Nutzung zurückgefahren wird. Nötig wird dies, da sich der Grenzwert nur auf die produzierte Elektrizität bezieht, nicht jedoch auf die ebenfalls erzeugte und als wertvoll eingestufte Nutzwärme. Es ist davon auszugehen, dass die Regierung von der gesetzlichen Option Gebrauch machen wird (DECC 2011).

Die britische Regierung möchte den Bau von Kohlekraftwerken weiterhin ermöglichen, wenn sie mit CO₂-Abscheidung betrieben werden. Um den Bau solcher Kraftwerke nicht zu gefähr-

den, erleichtern die Regelungen des Energy Act deren Inbetriebnahme. So fallen CCTS-Anlagen in den ersten drei Jahren ihres Betriebs nicht unter den Grenzwert, spätestens jedoch ab dem Jahr 2028. Außerdem wird kein Mindestabscheidungsgrad gefordert, d.h. die Anlage darf auch so gefahren werden, dass der Grenzwert im Jahresmittel genau eingehalten wird.

In Art. 59 sieht der Energy Act die Möglichkeit vor, den Grenzwert für einen bestimmten Zeitraum abzuschwächen oder auszusetzen. Diese Regelung kann jedoch nur dann angewendet werden, wenn das erhöhte Risiko einer Stromlücke besteht. Um der Befürchtung zu begegnen, dass dieser Paragraf in Zukunft mehr den Regelfall als die Ausnahme beschreibt, bekräftigte die Regierung in einer Absichtserklärung den Willen, diese Regelung nur in Ausnahmefällen anwenden zu wollen (DECC 2011).

5.3.2 CO₂-Grenzwerte in Kalifornien

Mit der bereits 2007 in Kraft getretenen Senate Bill 1368 (SB 1368) ist der US-Bundesstaat Kalifornien in Bezug auf die Implementierung von CO₂-Grenzwerten Vorreiter. Der Standard liegt bei 500 g CO₂/kWh und muss im Jahresdurchschnitt eingehalten werden. Betroffen sind Neu- und Bestandsanlagen ab 10 MW elektrischer Nettoleistung und einer Auslastung von mindestens 60 %. Dieses Kriterium wurde eingeführt, um die oftmals geringfügig stärker emittierenden offenen Gasturbinen auszunehmen; ihre Auslastung ist generell geringer. Außerdem sind nur Langzeitkontrakte betroffen. Biomasse wird im Gegensatz zu Emissionen, die aus Nutzwärmeerzeugung resultiert, nicht erfasst.

Da Kalifornien ein Nettoimporteuer von Strom ist, besteht die Gefahr von CO₂-intensiven Importen, welche den Grenzwert nicht einhalten müssen. Deshalb sind Energieversorger verpflichtet, im Rahmen ihrer Strombeschaffung nur Strommengen einzukaufen, die mit der SB 1368 konform sind. Eine Studie von (Bushnell 2008) kommt allerdings zu dem Ergebnis, dass die implementierten Ausnahmen und die geografische Begrenztheit Kaliforniens dazu führen, dass keine nennenswerten Reduzierungen der CO₂-Emissionen stattfinden. Stattdessen würde CO₂-intensive Erzeugung in andere westlichen US-Staaten verschoben (*engl.* carbon leakage). Ebenso bestehe die Möglichkeit, durch geringfügiges Zurückfahren der Pro-

duktion außerhalb des Anwendungsbereichs zu operieren oder den Strom komplett an der Strombörse zu verkaufen.

5.3.3 CO₂-Grenzwerte in den USA

In 2009 erklärte US-Präsident Barack Obama ein CO₂-Reduktionsziel von 17 % im Jahr 2020 gegenüber dem Jahr 2005 (USDE 2009). Ein wichtiges Instrument zur Erreichung dieses Ziels ist die Einführung von national einheitlichen CO₂-Grenzwerten (in den USA als Carbon Pollution Standards, CPS, bezeichnet) für neue Kraftwerkskapazitäten. Nachdem ein Entwurf aus dem Jahr 2012 leicht modifiziert wurde, veröffentlichte die EPA im September 2013 einen Vorschlag zur Einführung von CO₂-Grenzwerten für Neuanlagen. Der Vorschlag wurde einige Monate später im Federal Register amtlich verkündet (EPA 2014b), trat damit aber noch nicht in Kraft. Die Einführung von Grenzwerten für bestehende Kraftwerke war in Erwägung gezogen worden. Der daraufhin von der nationalen amerikanischen Umweltbehörde EPA vorgelegte Clean Power Plan, der sogar eine Emissionsminderung von 30 % gegenüber dem Niveau von 2005 vorsieht, lässt den einzelnen Bundesstaaten jedoch weitgehende Wahlfreiheit, auf welche Weise sie ihren von der EPA zugewiesenen Reduktionsanteil erfüllen wollen (EPA 2014a). Die Regelung wurde auf bundesstaatlicher Ebene über den Paragraphen 111 (d) des Clean Air Act möglich, über den CO₂ als Schadstoff deklariert wird. Auf Basis dieses Paragraphen können CO₂-Reduktionen verordnet werden und müssen keinen parlamentarischen Prozess durchlaufen. Dies gilt sowohl für den Clean Power Plan als auch für Carbon Pollution Standards.

Der aktuelle Entwurf für CO₂-Grenzwerte auf neue Anlagen sieht einen technologiespezifischen Grenzwert vor. So sollen große Gaskraftwerke mit einer Feuerungsleistung ab 250 MW einen Grenzwert von umgerechnet 450 g/kWh einhalten. Gaskraftwerke mit einer Feuerungsleistung zwischen 73 und 250 MW sollen umgerechnet 500 g/kWh erfüllen. Der gleiche Grenzwert soll für Kohlekraftwerke und Kohlevergasungskraftwerke (engl. integrated gasification combined cycle, IGCC) gelten. Alternativ sollen Betreiber neuer Kohlekraftwerke einen Grenzwert wählen können, der in einem gleitenden Siebenjahres-Durchschnitt einzuhalten wäre und mit 450-475 g/kWh etwas strenger ausfallen würde als die herkömmliche Bemessungsgrundlage basierend auf 500 g/kWh im gleitenden 12-Monatsdurchschnitt. Mit dieser Regelung soll Kohlekraftwerksbetreibern, die in der Zukunft CCTS implementieren

wollen, eine gewisse Flexibilität eingeräumt werden. Sollten Anlagen also in den ersten Jahren noch ohne CCTS laufen, wäre dies mit der 7-Jahresregel möglich, wenn sie das Kraftwerk im Gegenzug später mit CCTS-Technologie betreiben. Im Gegenzug müssen sie aber auch einen insgesamt strengeren Grenzwert erfüllen.

Der Standard von 450 bzw. 500 g/kWh für gasbetriebene Kraftwerke stellt für manche offene Gasturbinen ein Problem dar. Da dieser Kraftwerkstyp jedoch ohnehin fast ausschließlich der Spitzenlastbefriedigung sowie dem Ausgleich von Schwankungen dient und von ihm keine hohen Emissionsmengen zu erwarten sind, schlägt die EPA eine technologieneutrale Bagatellgrenze vor, die auf die Befreiung offener Gasturbinen abzielt. Sollte demnach eine Anlage, die aufgrund einer Nennleistung von über 73 MW unter den Grenzwert fallen würde, weniger als jährlich 219 GWh produzieren (entspricht einem Auslastungsfaktor von ca. 33 % für den Schwellenwert), ist sie von der Einhaltungspflicht ausgenommen. Dieser Ansatz dürfte effektiver sein als die 60%-Regelung in Kalifornien.

Sollte ein Kraftwerk zumindest 20 % seiner Leistung in einem 3-Jahres-Durchschnitt für Nutzwärme einsetzen, bekommt das Kraftwerk einen kleinen Bonus: Die erzeugte Menge elektrischer Energie wird durch den Faktor 0,95 geteilt, sodass die spezifischen CO₂-Emissionen rechnerisch sinken.

5.3.4 CO₂-Grenzwerte in Kanada

Gemäß dem Canadian Environmental Protection Act müssen kanadische Kohlekraftwerke, die ab dem 1. Juli 2015 in Betrieb gehen, einen CO₂-Grenzwert respektieren. Andere fossil befeuerte Kraftwerkstypen sind nicht betroffen. Der Grenzwert beträgt 420 g/kWh und muss im Jahresdurchschnitt eingehalten werden. Dieser Modus unterscheidet sich von dem in Großbritannien praktizierten Verfahren und ist eher mit dem von der EPA festgesetzten spezifischen Grenzwert in den USA vergleichbar. Des Weiteren werden in Kanada auch Bestandsanlagen vom Grenzwert erfasst, sobald sie eine Betriebszeit von 50 Jahren überschreiten. Zusätzlich fallen Anlagen, die in den frühen Siebziger- und in den frühen Achtzigerjahren gebaut wurden, bereits früher unter die staatliche Regelung (s. Abbildung 43).

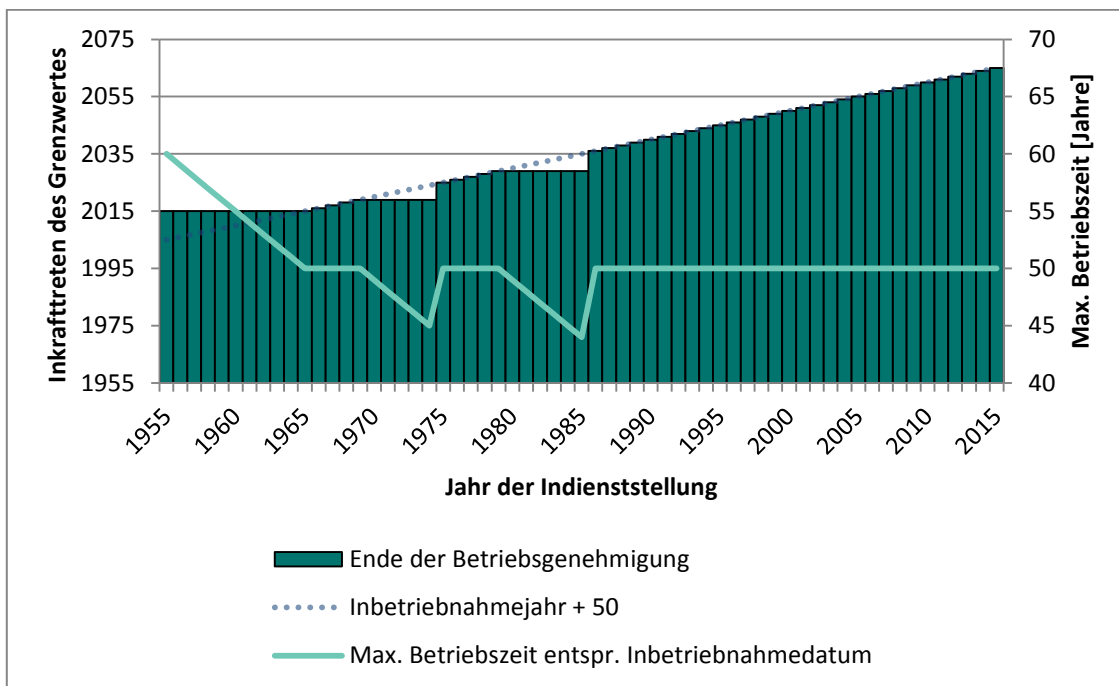


Abbildung 43: Inkrafttreten des kanadischen CO₂-Grenzwertes für Bestandsanlagen

Quelle: eigene Darstellung basierend auf (Canada Gazette 2012)

Die kanadische Lösung ist ein Beispiel für einen gesetzlich festgelegten Ausstiegspfad aus der CCTS-freien Kohleverstromung. Mit diesem Verfahren werden gezielt alte Kraftwerkskapazitäten vom Netz genommen. Da mit der Regelung insbesondere alte Anlagen abgeschaltet werden müssen, soll bis 2020 eine CO₂-Reduzierung um 33 % im Kraftwerkssektor erzielt werden, sodass im Jahr 2020 nur noch 40 Mio. t CO₂ aus fossil befeuerten Kraftwerken emittiert werden (Environment Canada 2013a). Die Regierung erhofft sich eine Gesamtemissionsvermeidung von 214 Mio. t CO₂ bis zum Jahr 2046 (Environment Canada 2013b). Da die kohlebefeuerte Kraftwerksflotte in Kanada recht alt ist, wird in den nächsten Jahren ein starker Rückgang der Kapazitäten erwartet. Regierungsrechnungen aus dem Jahr 2010 gehen von einem Rückgang der Kraftwerkskapazitäten um 51 % bis 2025 aus (Bezugsjahr: 2010). Der Wert steigt auf 67 % bis 2030 und auf 82 % bis 2040 (Canada Gazette 2012).

Einige Sonderregelungen sollen für eine verträgliche Übergangsphase sorgen und den Ausbau der CCTS-Technologie unterstützen. So profitieren Anlagen, für die eine Nachrüstung mit CCTS-Technologie geplant ist, von einer Aufschubregelung, sodass sie erst ab dem 1. Januar 2025 von der Regelung betroffen sind. In diesem Fall müssen die Betreiber in regelmäßigen

Abständen den Fortschritt bei der Implementierung nachweisen. Ebenso sollen Betreiber alte Einheiten bis zu zwei Jahre länger ohne Grenzwert betreiben dürfen, wenn sie dafür andere Bestandsanlagen vom Netz nehmen, die noch gar nicht vom Grenzwert erfasst werden, oder diese Anlage durch verbesserte Technik (z.B. durch den Einsatz von CCTS) den Grenzwert bereits früher einhält. Ebenso wie die Regelung in Großbritannien kann die Anwendung des Grenzwertes im Falle eines Kapazitätsengpasses eingeschränkt oder ausgesetzt werden (Canada Gazette 2012).

5.4 Mögliche Ausgestaltung in Deutschland

5.4.1 Juristische Analyse

Mit der Einführung des europäischen Emissionshandels wurde ursprünglich ein „Ein-Instrumente-Ansatz“ verfolgt (vgl. Kapitel 2), jedoch ist dieser wegen der offensichtlichen Ineffektivität nicht länger haltbar. Hintergrund war das erklärte Ziel der EU-Kommission, mit dem Emissionshandel auf ein einziges Instrument zur Dekarbonisierung des Elektrizitäts- und Industriesektors zu bauen. So sieht die EU-Richtlinie 2010/75/EG (IED-Richtlinie) vor, dass keine nationalen Grenzwerte für betroffene Einheiten eingeführt werden sollen, es sei denn sie sind notwendig, um eine lokale Verbesserung der Umwelt zu erreichen. In einer Einschätzung der Lage attestiert Prof. Richard Macrory, Direktor des Global CCS Institute und Professor am University College London, dem britischen EPS trotz Art. 9 (3) der IED-Richtlinie Rechtskonformität (MacRory 2010). In seiner Begründung beruft er sich auf Art. 193 des Vertrags über die Arbeitsweise der EU (AEUV), in dem Mitgliedsstaaten das Recht eingeräumt wird, strengere Regelungen zum Schutz der Umwelt zu ergreifen als sie von der EU festgelegt werden (Schutzverstärkungsklausel). Die Argumentation ist grundsätzlich deckungsgleich mit dem Ansatz von (Ziehm 2013), die ein Gutachten für die Rechtmäßigkeit von CO₂-Grenzwerten im Kraftwerkssektor in Deutschland vorgelegt hat (Ziehm u. a. 2014). In Großbritannien existiert, anders als in Deutschland, kein Verbot von CO₂-Grenzwerten durch nationale Gesetzgebung, sodass vor der Einführung des Grenzwertes lediglich die EU-Kommission notifiziert werden musste. Dass die Kommission die Notifizierung weder positiv noch negativ kommentierte, kann als Zeichen dafür gewertet werden, dass die Einführung des EPS als Schutz verstärkende Maßnahme nach Artikel 193 AEUV von der Europäischen

Kommission akzeptiert wird. Vor einer Einführung von CO₂-Grenzwerten auf nationaler Ebene in Deutschland müsste jedoch noch §5 Abs. 2 BImSchG gestrichen werden, der Anforderungen an den CO₂-Ausstoß, die über den marktbasieren Ansatz des ETS hinausgehen, verbietet. Da es sich hier jedoch nur um nationale Gesetzgebung handelt, bedarf es an dieser Stelle auch nur einer nationalen Koordination.

5.4.2 Überlegung bzgl. der Formulierung für einen passenden CO₂-Grenzwert

Die Auswirkungen von CO₂-Grenzwerten hängen stark von der Ausgestaltung ab. Wenn die Klimaziele bis 2020 eingehalten werden sollen, müssen eingeführte Grenzwerte auch für Bestandskraftwerke gelten. Ein spezifischer Grenzwert in einer Größenordnung von 450 g CO₂/kWh führt zu einem direkten Abschalten eines Kohlekraftwerks. Da dies vor Gericht als direkter Eingriff in die Besitzverhältnisse eines Kraftwerksbetreibers angefochten werden kann, wäre ein Mengengrenzwert für bestehende Anlagen zu empfehlen. Der Kraftwerksbetrieb wäre dann nicht vollkommen untersagt, jedoch erheblich begrenzt. Dies hätte auch positive Auswirkungen auf die Verfügbarkeit von Kapazitäten zu Zeiten der Spitzennachfrage. Die Implementierung eines CO₂-Grenzwertes, der erst ab einem bestimmten Alter auch Bestandsanlagen erfasst, würde zudem zuerst bei den älteren und weniger effizienten Anlagen ansetzen.⁵⁴

In der nachfolgenden Analyse sollen verschiedene Formen eines möglichen nationalen CO₂-Grenzwertes berechnet werden, um deren Auswirkungen auf den deutschen Kraftwerkspark abzuschätzen. Hierbei werden ausschließlich die CO₂-Reduktionen betrachtet, die durch den verminderten Einsatz der Kohleverstromung erzielt werden. Aus welchen Quellen der weiterhin nachgefragte Strom stammt und welche CO₂-Emissionen draus resultieren, kann im Rahmen dieser Studie nicht betrachtet werden. Diese Ersatzleistung kann durch verschiedene Bereiche abgedeckt werden:

- Deutsche Gaskraftwerke: Durch die gleichzeitige Implementierung von Grenzwerten sowohl für Braunkohle- als auch für Steinkohlekraftwerke kommen Gaskraftwerke

⁵⁴ Ein Vorschlag der (Bündnis 90/Die Grünen u. a. 2014a) schlägt vor sich bei einer Umsetzung an den UK-Ansatz zu richten, mit einer Ausweitung auf bereits laufende Kohlekraftwerke.

wieder öfter zum Zug. Entsprechend höheren Strompreisen stünde eine Absenkung der EEG-Umlage entgegen.

- Reduktion der deutschen Exporte: Deutschland ist auch im Stromsektor Netto-Exporteur. Die Exporte finden insbesondere zu Zeiten niedriger Strompreise statt, wenn hauptsächlich erneuerbare Energien, Atom- und Braunkohlestrom im Netz sind. Fiele die Braunkohle weg, müssten die Nachbarländer ihre eigene Nachfrage decken. Bei einer sehr starken Reduktion der Braunkohleverstromung könnte es auch zu einem Netto-Import von ausländischem Strom kommen. In der Summe dürfte sich für Europa eine leichte CO₂-Reduktion abzeichnen, da die ausländischen Ersatzkraftwerke (Gas, Steinkohle oder Atom) geringere spezifische CO₂-Emissionen als die deutschen Braunkohlekraftwerke aufweisen.
- Auf lange Sicht soll die auslaufende Kohleverstromung durch Gas und erneuerbare Energien aufgefangen werden, welche unterstützt durch Speicher und Demand Side Management (DSM) einen immer größeren Anteil abdecken können.

Eine Kopplung nationaler Instrumente an den ETS wäre zudem denkbar, um CO₂-leakage Effekte zu verhindern. Denkbar wäre eine Reduktion des EU-Caps, eine Entfernung von Zertifikaten, die sich an den antizipierten CO₂-Minderungen von deutschen Grenzwerten orientieren würde, oder auch eine langsamere Freigabe von Überschusszertifikaten aus der Marktstabilitätsreserve. Grundsätzlich ist zu erwarten, dass eine nationale Vorleistung wie die Einführung von CO₂-Grenzwerten in Deutschland dem europaweiten Klimaschutz neue Kraft verleihen kann.

5.5 Ausgestaltungsvarianten und Quantifizierung

5.5.1 Szenarien

Im Folgenden soll das Emissionsminderungspotential unterschiedlicher Ausgestaltungsvarianten von CO₂-Grenzwerten in verschiedenen Szenarien auf ihre Wirksamkeit untersucht werden (Tabelle 32): Szenario A geht von der Einführung eines Jahresmengengrenzwertes für Kraftwerke ab einer Betriebsdauer von 30 Jahren aus. Es wird zudem davon ausgegangen, dass Betreiber unter diesen Rahmenbedingungen in einen Retrofit von weiteren 10 Jahren investieren würden; dies bedeutet eine Verlängerung der Laufzeit von 50 auf 60 Jah-

re. Die jährliche CO₂-Obergrenze wird hierbei (ähnlich dem britischen Modell) durch ein Gaskraftwerk mit 450g CO₂/kWh und einer 80% Auslastung berechnet. Ausgehend von einem durchschnittlichen CO₂-Emissionsfaktor von 902 g/kWh für Steinkohlestrom und 1161 g/kWh für Braunkohlestrom gemäß (UBA 2013b) ergeben sich somit maximal 2716 Volllaststunden (VLS) für Braunkohlekraftwerke und 3496 VLS für Steinkohlekraftwerke. Vor Einführung des Grenzwertes erreichten Braunkohlekraftwerke in Deutschland im Durchschnitt 6850 VLS, während Steinkohlekraftwerke nur 4000 VLS erreichten (BDEW 2013b). Für die folgenden Berechnungen wird davon ausgegangen, dass diese VLS konstant bleiben, wenn kein Grenzwert für die Anlage greift. Insgesamt ergibt sich somit eine Reduktion der CO₂-Emissionen von 20 % bis 2020 und 51 % bis 2040 (im Vergleich zu 2012). Durch den Grenzwert wäre kein Neubau rentabel; allerdings wäre ein Retrofit möglich. Es erfolgt allerdings eine Reduktion in den Betriebsjahren 31-60 (s. Abbildung 44).

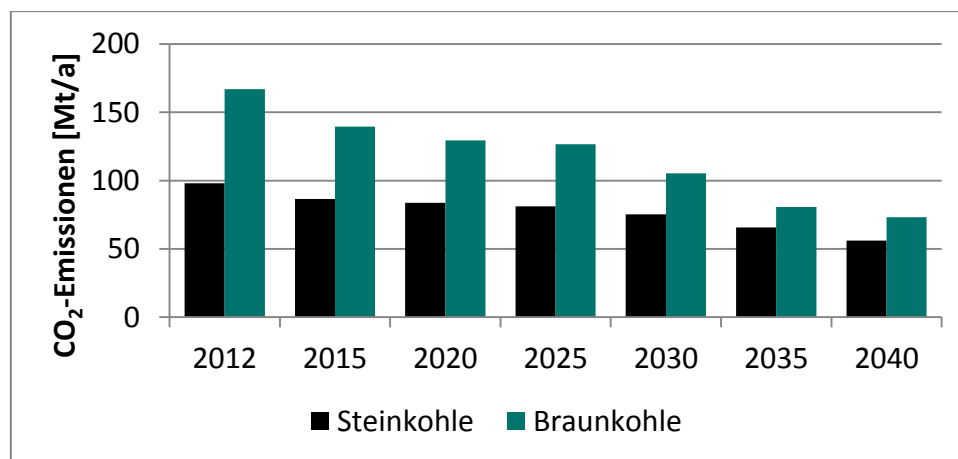


Abbildung 44: CO₂-Emissionen deutscher Kohlekraftwerke bei Einführung eines Jahresmengen CO₂-Grenzwertes ab einer Betriebsdauer von 30 Jahren (Szen. A)

Quelle: Eigene Berechnungen

Szenario B entspricht in weiten Teilen den Annahmen von Szenario A. Verschärfend fallen hier jedoch alle Bestandsanlagen sofort, d.h. nicht erst nach 30 Jahren, unter den Mengengrenzwert. Hierdurch ist eine stärkere Reduktion insbesondere in den 20ern zu beobachten. Insgesamt ergibt sich somit eine Reduktion von 47 % in 2020 und um 60 % in 2040 (im Vergleich zu 2012) (s. Abbildung 45).

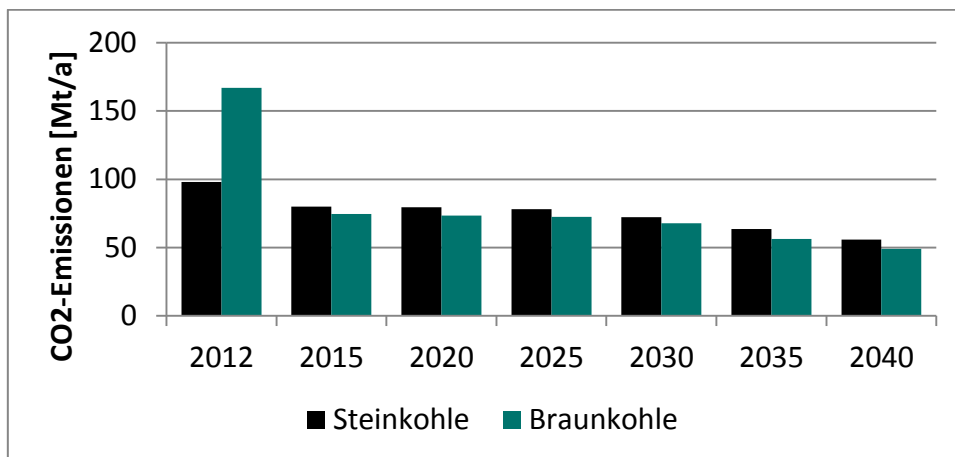


Abbildung 45: CO₂-Emissionen deutscher Kohlekraftwerke bei Einführung eines sofortigen Jahresmengen CO₂-Grenzwertes (Szen. B)

Quelle: Eigene Berechnungen.

Szenario C nimmt im Unterschied zum Szenario B einen spezifischen CO₂-Grenzwert von 450 g/kWh für Neubauten und Retrofits an. Dies entspricht einer Stilllegung von Kohlekraftwerken nach einer Betriebsdauer von 50 Jahren, da davon auszugehen ist, dass CCTS in Deutschland nicht zur Anwendung kommen wird. Durch die Einführung eines solchen Grenzwertes könnten CO₂-Emissionen aus der deutschen Kohlverstromung in der Größenordnung von 47 % bis 2020 und 75 % bis 2040 im Vergleich zu 2012 eingespart werden (s. Abbildung 46).

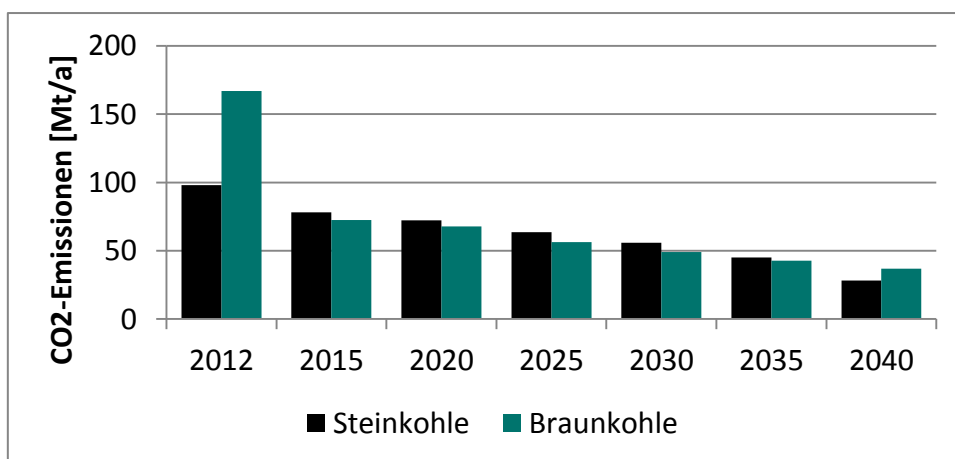


Abbildung 46: CO₂-Emissionen deutscher Kohlekraftwerke bei Einführung eines sofortigen Jahresmengen CO₂-Grenzwertes ohne Retrofitoption (Szen. C)

Quelle: Eigene Berechnungen.

Szenario D nimmt im Unterschied zum Szenario C einen spezifischen CO₂-Grenzwert von 450 g/kWh auch für Bestandsanlagen ab einer Lebensdauer von 30 Jahren an. Dies entspricht einer Stilllegung von Kohlekraftwerken nach einer Betriebsdauer von 30 Jahren, da davon auszugehen ist, dass CCTS in Deutschland nicht zur Anwendung kommen wird. Durch die Einführung eines solchen Grenzwertes könnten CO₂-Emissionen aus der deutschen Kohlverstromung in der Größenordnung von 53 % bis 2020 und 85 % bis 2040 im Vergleich zu 2012 eingespart werden (s. Abbildung 47).

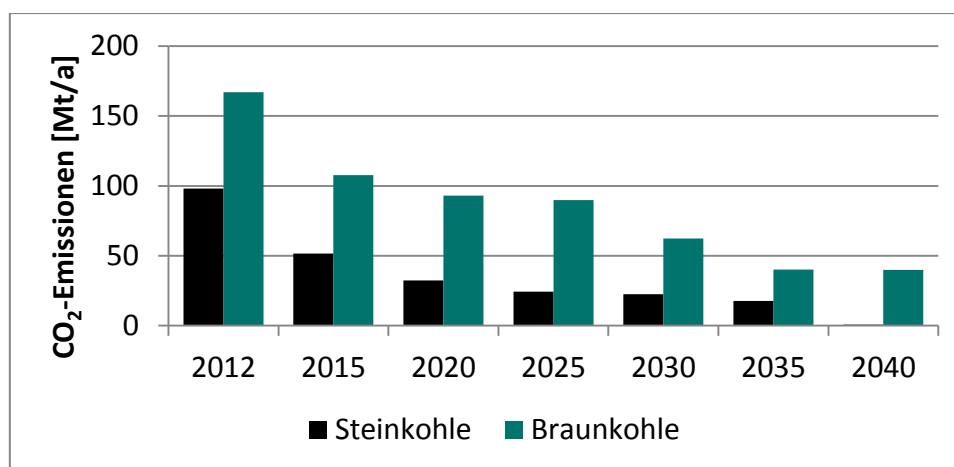


Abbildung 47: CO₂-Emissionen deutscher Kohlekraftwerke bei Einführung eines spezifischen CO₂-Grenzwertes ab einer Betriebsdauer von 30 Jahren (Szen. D)

Quelle: Eigene Berechnungen.

Szenario E geht im Unterschied zum Szenario D von einem Jahresmengen-Grenzwert für Bestandsanlagen aus. Dies entspricht einer Drosselung von Kohlekraftwerken nach einer Betriebsdauer von 30 Jahren. Da für Neubauten und Retrofits der spezifische Grenzwert gilt, ist von einem Stilllegen der Kraftwerke nach einer Lebensdauer von 50 Jahren auszugehen. Durch die Einführung eines solchen Grenzwertes könnten CO₂-Emissionen aus der deutschen Kohlverstromung in der Größenordnung von 24 % bis 2020 und 66 % bis 2040 im Vergleich zu 2012 eingespart werden (s. Abbildung 48).

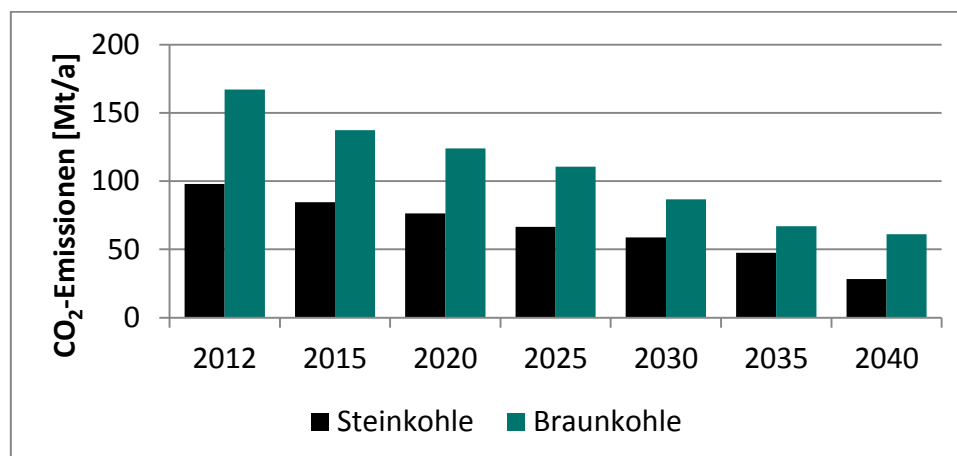


Abbildung 48: CO₂-Emissionen deutscher Kohlekraftwerke bei Einführung eines Jahresmengen CO₂-Grenzwertes ab einer Betriebsdauer von 30 Jahren ohne Retrofitoption (Szen. E)

Quelle: Eigene Berechnungen.

In der Tabelle 32 sind die Annahmen und Ergebnisse aller Szenarien nochmal zusammengefasst. Bei einem weiteren Szenario F wird ein spezifischer Grenzwert für alle Anlagen eingeführt. Dies führt unmittelbar zu einem sofortigen Kohleausstieg.

CO ₂ Grenzwert Ausgestaltung	Bestands- anlagen	Retrofit & Neubau	Auswirkung	CO ₂ Emissionen [Mio. t/a]		Reduktion der Emissionen zu 2012	
				2020	2040	2020	2040
A Spezifisch Jahresmengen	Ab 30	X	Kein Neubau, Retrofit, Reduktion in Betriebsjahren 31-60	213	129	20%	51%
B Spezifisch Jahresmengen	X	X	Kein Neubau, Retrofit, sofortige Reduktion	153	105	42%	60%
C Spezifisch Jahresmengen	X	X	Kein Neubau, kein Retrofit, sofortige Wirkung, Abschalt- ung nach 50 Jahren	140	65	47%	75%
D Spezifisch Jahresmengen	Ab 30	X	Kein Neubau, kein Retrofit, Abschaltung nach 30 Jahren	125	41	53%	85%
E Spezifisch Jahresmengen	Ab 30	X	Kein Neubau, kein Retrofit, Reduktion in Betriebsjahren 31-50	200	89	24%	66%
F Spezifisch Jahresmengen	X	X	Sofortiger Kohleausstieg	0	0	100%	100%

Tabelle 32: Auswirkungen von verschiedenen CO₂-Grenzwerten

Quelle: Eigene Berechnungen.

5.5.2 Interpretation

Insgesamt ist erkennbar, dass eine schnelle Reduktion der Emissionen bis 2020 insbesondere durch die sofortige Wirkung auch für Bestandsanlagen (Szenario B, C oder F) erreicht wird. Alternativ wäre es auch denkbar einen spezifischen Grenzwert ab 30 Jahren anzusetzen (Szenario D). Grundlage für die Grenze von 30 Jahren ist – in Anlehnung an die Erwägungen im Rahmen des Atomausstiegs – die regelmäßige Amortisation von Kohlekraftwerken nach Ablauf dieser Zeitspanne zuzüglich einer gewissen „Gewinnrealisierungszeit“. Erstinvestitionen in Kohlekraftwerke sind nach etwa 20 Jahren bilanziell abgeschrieben (UBA, 2009); spätestens nach 25 Jahren haben sich die Investitionen in die Anlagen nicht nur amortisiert, sondern mit einem Gewinn verzinst, welcher der Höhe der Umlaufrendite öffentlicher Anleihen entspricht (Ziehm u. a. 2014). Danach ist mit einer Frist von 30 Jahren jedenfalls dem Schutz des Vertrauens der Betreiber in den Bestand ihrer Rechtspositionen – aus Art. 14 GG oder Art. 12 GG – ausreichend Rechnung getragen. Hinderungsgründe für einen tatsächlichen Betrieb in der Vergangenheit liegen in der Risikosphäre der Betreiber. Hinzu kommt, dass die Anlagen – im Unterschied zum Atomausstieg – zumindest bei der Festsetzung maximal zulässiger Jahresfrachtmengen trotz Erreichens des maßgeblichen Alters weiter betrieben werden können, wenn auch mit geringerer Auslastung.

Die Regelung ab 30 Jahren würde im Jahr 2015 Steinkohlenkraftwerke mit einer Leistung von ca. 10,5 GW und Braunkohlenkraftwerke mit einer Leistung von ca. 9,5 GW betreffen. Die jährliche Stromerzeugung dieser Anlagen würde somit um 45 TWh sinken. Weitere Kohlekraftwerke mit einer Leistung von 1,5 GW sind zudem älter als 50 Jahre und würden stillgelegt, wenn keine Neubauten und Retrofit-Maßnahmen zugelassen werden.

Bei der Ausgestaltung des Grenzwertes sollte zudem eine gesonderte Regelung für KWK eingeführt werden. Die Nutzung von Fernwärme ermöglicht einen höheren Wirkungsgrad und somit eine effizientere Energienutzung bei gleichem Rohstoffinput. Deshalb gilt es zu verhindern, dass diese Anlagen auf Grund ihres geringeren elektrischen Outputs schlechter gestellt werden als Anlagen ohne KWK-Auskopplung. Der Grenzwert sollte daher auf Basis der elektrischen Leistung ($MWh_{el, netto}$) festgelegt werden; somit kann die zusätzlich erbrachte thermische Leistung ($MWh_{th, netto}$) bei der Berechnung rausgerechnet werden. Die thermische Leistung $MWh_{th, netto}$ wird dabei mit dem Faktor 0,275 t CO₂/MWh multipliziert, um

vermiedene CO₂-Emissionen zu berechnen, welche ansonsten in einem effizienten Heizkraftwerk hätten erzeugt werden müssen (UBA 2013a): Vermiedene Emissionen [t CO₂] = thermische Leistung [MWh_{th, netto}] * 0,275 t CO₂/MWh. Diese vermiedenen Emissionen werden von der emittierten CO₂-Menge des Kraftwerks abgezogen, bevor die spezifischen Emissionen berechnet werden.

Zusätzlich zu den reduzierten CO₂-Mengen werden noch größere Mengen an weiteren Schadstoffen (insb. NO_x, SO_x, Quecksilber und Feinstaub) vermieden. Die geringere Auslastung der Braunkohlekraftwerke führt zudem zu einer Reduzierung des Tagebaubetriebs. Die Einführung von Grenzwerten stellt somit sicher, dass die Erschließung weiterer Tagebaufelder nicht benötigt wird. Damit können Eingriffe in Natur und Umwelt ebenso vermieden werden wie die Zwangsumsiedlung von Dörfern (s. die regionalen Analysen in Kapitel 2.6).

5.6 Zwischenfazit

Durch die Einführung nationaler CO₂-Emissionsstandards für fossile Kraftwerke in Deutschland könnten die deutschen Klimaschutzziele durch verringerte Stein- und Braunkohlenutzung erreicht werden. Großbritannien, Kanada, Kalifornien sowie in jüngster Zeit sogar die Vereinigten Staaten haben sich für die Einführung solcher Grenzwerte für Kraftwerksemissionen entschieden. Insbesondere die Szenarien B, C, D und F würden die Kohleverstromung in Deutschland stark eindämmen, sind allerdings auch mit einem stärkeren Eingriff in den (wirtschaftlichen) Betrieb der Kraftwerke verbunden und somit politisch schwerer durchsetzbar. Szenario A hat dagegen den Nachteil, dass weitere Retrofitmaßnahmen nicht ausgeschlossen werden können, was insbesondere langfristige Klimaziele gefährdet. Daher bietet sich Szenario E als guter Kompromiss an: Für Neuanlagen und essentielle Retrofits würde dies einen spezifischer Grenzwert von 450 g/kWh_{el, netto} bedeuten. Damit wird der Neubau von Kohlekraftwerken ausgeschlossen, der Neubau von Gasturbinen und GuD-Kraftwerken bleibt aber weiterhin möglich. Für Bestandskraftwerke ab einem Alter von 30 Jahren kann die Festsetzung von CO₂-Jahresfrachten unter Zugrundelegung eines spezifischen Grenzwertes von 450 g/kWh_{el, netto} gewählt werden. Mit den vorgenannten Maßnahmen könnten die CO₂-Emissionen der deutschen Kohleverstromung um etwa 24 Prozent (65 Mio. t) bis 2020 bzw. 66 Prozent (176 Mio. t) bis 2040 im Vergleich zu 2012 reduziert werden.

6 Fazit

Der Ausstieg aus der Braunkohleverstromung ist eine entscheidende Bedingung für den Erfolg der Energiewende in Deutschland. Die dauerhafte Nutzung der Braunkohle, dem mit Abstand CO₂-intensivsten Energieträger, ist mit den Zielen des Energieprogramms der Bundesregierung („Energiewende“), insbesondere in Bezug auf Klimaschutz und den Ausbau der erneuerbaren Energien, nicht kompatibel. Die Entwicklung CO₂-armer Braunkohlekraftwerke durch CO₂-Abscheidung (carbon capture, transport, and storage, CCTS) ist bisher weltweit gescheitert und bietet keine Perspektive für eine nachhaltige Braunkohlewirtschaft. Ziel dieser Studie ist es, Gestaltungsoptionen für den Braunkohleausstieg zu identifizieren. Damit leistet die Studie auch einen Beitrag für das „Aktionsprogramm Klimaschutz 2020“, in dessen Rahmen im Herbst 2014 ein Maßnahmenkatalog veröffentlicht werden soll, sowie für den „Klimaschutzplan 2050“ der Bundesregierung, dessen Verabschiedung für 2017 geplant ist.

Braunkohle ist aus gesamtwirtschaftlicher Sicht ein „Wertevernichter“, welcher keinen positiven Beitrag zu einer nachhaltigen Wirtschaftsentwicklung liefert. Zusätzlich zu den Auswirkungen der Treibhausgasemissionen verursacht die Verbrennung trotz in der Vergangenheit verschärfter Anforderungen für Stickoxid-, Schwefeloxid- und Staubemissionen weiterhin auch lokale Verschmutzungen. Über die genannten Schadstoffgruppen hinaus betrifft dies vor allem die zunehmend in den Fokus der Gesundheitsforschung geratenden Fein- und Feinststäube sowie Quecksilber. Weitere negative Externalitäten entstehen durch Grundwasserabsenkungen, Fließgewässerverschmutzungen, Lärmbelästigungen des Tagebaubetriebs und die teilweise erzwungenen Umsiedlungen, die mit dem Abbau von Braunkohle einhergehen. Die resultierenden externen Kosten werden auf ca. 80-100 €/MWh geschätzt, also ein Mehrfaches des Großhandelsstrompreises. Somit ist der Braunkohleausstieg nicht nur umweltpolitisch notwendig, sondern auch aus ökonomischer Perspektive effizient.

Aktuelle Studien sowohl des DIW Berlin als auch anderer Institute zeigen darüber hinaus, dass Braunkohle jenseits der 2030er Jahre keinen wesentlichen Beitrag zum Stromsystem der Energiewende beitragen wird. Auch nach dem Atomausstieg kann die Versorgungssicherheit insbesondere in Süddeutschland bei entsprechenden Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur aufrechterhalten werden. Die vor allem in Nordrhein-Westfalen, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Brandenburg gelegene Braunkohle trägt

dabei zwar noch zur Stromversorgung bei, ist aber nicht mehr systemrelevant. Der Bau neuer Braunkohlekraftwerke sowie substanzielle Retrofits bestehender Anlagen sind angesichts hoher Kapitalkosten und absehbar geringer Strompreise unwirtschaftlich.

Zur Umsetzung des gesamtwirtschaftlich effizienten Braunkohlenausstiegs bedarf es begleitender Instrumente auf unterschiedlichen Ebenen. Der neoklassische Theorieansatz, der sich allein auf ein sogenanntes „erstbestes“ Instrument (in Form des europäischen Emissionshandels) stützt, ist bei der Umsetzung der Energiewende nicht geeignet, da er unterschiedlich gelagerte Ziele (Internalisierung, Technologiespezifika, Reduktion des Lobbyismusrisikos, Unsicherheit, etc.) nicht berücksichtigen kann. Bis heute ist das Instrument Emissionshandel ineffektiv gewesen. In der Studie werden daher unterschiedliche Instrumente auf unterschiedlichen Ebenen diskutiert, die zu einem geordneten Braunkohlenausstieg beitragen können. Dabei liegt der Fokus auf nationalen Instrumenten sowie auf der regionalen Ebene der Braunkohlereviere.

Sämtliche beteiligte Bundesländer haben sich in ihren Energie- bzw. Klimaschutzprogrammen zum Braunkohlenausstieg bekannt (Stichwort „Brückentechnologie“) und suchen derzeit Mittel und Wege zu dessen Ausgestaltung. In NRW hat die Landesregierung mit Garzweiler II erstmals einen genehmigten Tagebau verkleinert. Bei einer frühzeitigen Konzentration auf den Tagebau Hambach, auf dessen Gebiet keine weiteren Dörfer umgesiedelt werden müssten, könnte sogar eine vorzeitige Stilllegung des Tagebaus Garzweiler II noch vor Erreichen der A61 möglich sein. Auch in den neuen Bundesländern ist für die verbleibende Laufzeit bestehender Braunkohlekraftwerke kein Aufschluss neuer Tagebaue notwendig, weder in Mitteldeutschland (Profen/Lützen) noch der Lausitz (Welzow-Süd TF II, Nochten II); auch die Erweiterung bestehender Tagebaue (Vereinigtes Schleenhain) ist überflüssig.

Angesichts der auf absehbare Zeit niedrigen Preise im europäischen Emissionshandelssystem ist ein marktgetriebener Übergang von Braunkohle zu weniger CO₂-intensiven Energieträgern, wie z.B. Erdgas, derzeit nicht absehbar; hierfür wären CO₂-Preise im Bereich von über 40-60 Euro pro Tonne notwendig. Neben einer Strukturreform des europäischen Emissionshandelssystems (ETS) muss der Braunkohlenausstieg daher auch auf Bundesebene durch einen entsprechenden Instrumentenmix eingeleitet werden. Die Einführung eines nationalen Mindestpreises für CO₂-Emissionen würde in den nächsten Jahren mit hoher Wahrschein-

lichkeit nicht zu einer Änderung der Merit Order führen, weil er unterhalb dieses kritischen Wechselfreises läge. Mindestwirkungsgrade sowie Flexibilitätsanforderungen müssten brennstoffspezifisch ausgelegt werden, da sonst auch Gas- und Dampf-Kraftwerke (GuD) oder offene Gasturbinen von einzelnen Regeln mitbetroffen wären. Die Einführung eines Kohleausstiegsgesetzes, basierend auf kraftwerksspezifischen Reststrommengen, Restemissionsmengen oder einer Restlaufzeit, könnte einen genauen Fahrplan für das Auslaufen der Kohleverstromung in Deutschland festschreiben. Bei der Diskussion zu Kapazitätsinstrumenten sollten Klimaschutzziele explizit berücksichtigt werden; die derzeit diskutierten umfassenden Kapazitätsinstrumente, inkl. der dezentralen Leistungsverpflichtungen, erscheinen als teuer und aus Klimaschutzerwägungen untauglich. Im Gegenzug für die Einführung von Kapazitätsinstrumenten könnte die Bundesregierung durch eine Vereinbarung mit den Kraftwerksbetreibern auch ein früheres Abschalten – oder Verschieben in die Kaltreserve – von Kohlekapazitäten aushandeln.

Netzausbau darf nicht auf Trassen erfolgen, welche vor allem der dauerhaften Einspeisung von Braunkohlestrom dienen; dies trifft derzeit insbesondere auf die mit Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) geplanten Leitungen in den Korridoren A Süd (Osterath – Philippsburg) und D (Bad Lauchstädt – Meitingen) zu.

Durch die Einführung nationaler CO₂-Emissionsstandards für fossile Kraftwerke in Deutschland könnten die deutschen Klimaschutzziele durch verringerte Stein- und Braunkohlenutzung erreicht werden. Großbritannien, Kanada, Kalifornien sowie in jüngster Zeit sogar die gesamten Vereinigten Staaten haben sich für die Einführung solcher Grenzwerte für Kraftwerksemissionen entschieden. Für Neuanlagen und essentielle Retrofits bietet sich konkret ein spezifischer Grenzwert von 450 g/kWh_{el} an; damit wird der Neubau von Kohlekraftwerken ausgeschlossen, der Neubau von Gasturbinen und GuD-Kraftwerken bleibt aber weiterhin möglich. Für Bestandskraftwerke ab einem Alter von 30 Jahren kann die Festsetzung von CO₂-Jahresfrachten unter Zugrundelegung eines spezifischen Grenzwertes von 450 g/kWh_{el} gewählt werden. Mit den vorgenannten Maßnahmen könnten die CO₂-Emissionen der deutschen Kohleverstromung um etwa 24 Prozent (65 Mio. t) bis 2020 bzw. 66 Prozent (176 Mio. t) bis 2040 im Vergleich zu 2012 reduziert werden.

7 Quellen

50 Hertz; Amprion; TenneT; u. a. (2012): *Netzentwicklungsplan Strom 2012*.

50 Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; u. a. (2014): *Netzentwicklungsplan Strom 2014, Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*.

50Hertz; Amprion; TenneT; u. a. (2014): *Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart.

ACM (2013): *Analysis by the Netherlands Authority for Consumers and Markets of the planned agreement on closing down coal power plants from the 1980s as part of the Social and Economic Council of the Netherlands' SER Energieakkoord*. Den Haag: Autoriteit Consument & Markt.

Acworth, William (2014): *Politik im Fokus; Can the Market Stability Reserve Stabilise the EU ETS: Commentators Hedge Their Bets*. DIW Roundup 23. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung.

AEE (2013): „Erneuerbare-Energien-Arbeitsplätze in den Bundesländern 2012“. *Erneuerbare-Energien-Arbeitsplätze in den Bundesländern 2012*. Abgerufen am 22. Juli 2014 von <http://www.unendlich-viel-energie.de/themen/wirtschaft/arbeitsplaetze/erneuerbare-energien-arbeitsplaetze-in-den-bundeslaendern-2012>.

AGEB (2013): *Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2012*. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.

AGEB (2014): *Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2013 nach Energieträgern*. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.

Ares, Elena (2014): „Carbon Price Floor“. Dokumenten-Nr.: SN/SC/5927. House of Commons Library.

Argus (2013): „Dutch coal tax may be scrapped, coal units closed“. Abgerufen am 15.06.2014 <http://www.argusmedia.com/pages/NewsBody.aspx?menu=yes&id=855530&print=yes>.

Bazzanella, Alexis; Krämer, Dennis; Peters, Martina (2010): „CO₂ als Rohstoff“. Nachrichten aus der Chemie. Ausgabe 12/58.

BBC (2011): „Longannet carbon capture scheme scrapped“. Abgerufen am 17.07.2014 von <http://www.bbc.co.uk/news/uk-scotland-north-east-orkney-shetland-15371258>.

BDEW (2013a): *Energie-Info; Kraftwerksplanungen und aktuelle ökonomische Rahmenbedingungen für Kraftwerke in Deutschland*. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

- BDEW (2013b): „RWE AG Kraftwerkskapazität, Stromerzeugung und Volllaststunden in Deutschland 2012 (alle Kraftwerke)“. Abgerufen am 30.01.2014 von <http://www.rwe.com/web/cms/de/2074546/transparenz-offensive/strom>.
- BDI (2012): *Positionspapier zu dem Entwurf einer zweiten Verordnung zur Umsetzung der Richtlinie über Industrieemissionen (Stand: 17.4.2012)*. Bundesverband der deutschen Industrie e.V.
- Beckers, Thorsten; Gizzi, Florian; Jäkel, Klaus (2013): *Organisations- und Betreibermodelle für Verkehrstelematikangebote – Untersuchungsansatz sowie beispielhafte Analyse von Verkehrsinformationsdiensten*. (Studie im Rahmen des von BMVBS, BMWi und BMBF geförderten Projektes simTD) Berlin.
- Bellona (2013): „Mongstad CCS demonstration plant wrecked by incompetence and big oil shenanigans“. Abgerufen am 03.12.2013 von http://www.bellona.org/articles/articles_2013/Mongstad_fails.
- BMBF (2011a): Bundesministerium für Bildung und Forschung. *BMBF-Förderschwerpunkt „Technologien für Nachhaltigkeit und Klimaschutz – Chemische Prozesse und stoffliche Nutzung von CO₂“*. Berlin.
- BMBF (2011b): Bundesministerium für Bildung und Forschung. *Wirtschaftlich- und klimarelevante Ansätze zur CO₂-Nutzung (CCU-Strategie)*. Berlin.
- BMU (2012): *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*. (Schlussbericht Nr. BMU - FKZ 03MAP146). Stuttgart.
- BMUB (2014a): *Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 Eckpunkte des BMUB*. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit.
- BMUB (2014b): *Stellungnahme zum Kommissionsvorschlag zur Einführung einer Marktstabilitätsreserve zur Reform des EU-Emissionshandels*. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit.
- Bond, Drew; Bonnery, Christophe (2013): *World Energy Scenarios Composing energy futures to 2050*. World Energy Council - Paul Scherrer Institute.
- Bost, Mark; Böther, Timo; Hirschl, Bernd (2012): *Erneuerbare Energien Potenziale in Brandenburg 2030*. Institut für ökologische Wirtschaftsforschung. Berlin.
- Breitschopf, Barbara; Diekmann, Jochen (2010): *Vermeidung externer Kosten durch Erneuerbare Energien - Methodischer Ansatz und Schätzung für 2009 (MEEEK)*. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung und Fraunhofer ISI. Berlin/Karlsruhe.
- Brezinski, Horst (2009): „Volkswirtschaftliche Auswirkungen einer erweiterten stofflichen Nutzung von Braunkohle“. Innovationsforum Innovative Braunkohlen. Fachsymposium am 26. und 27.02.2009 in Freiberg.

Bundesnetzagentur (2011): *Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2012*. Bonn.

Bundesregierung (2014): *Quecksilberemissionen aus Kohlekraftwerken, Antwort auf die Kleine Anfrage 18/821*. Bundesdrucksache 18/993. Berlin.

Bundestag (2009): *Neue Kohlekraftwerke verhindern – Genehmigungsrecht verschärfen: Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit*. (Antwort auf Antrag) Berlin.

Bündnis 90/Die Grünen; Krischer, Oliver; Fell, Hans-Josef; u. a. (2009): *Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Bundesimmissionsschutzgesetzes*. (Gesetzentwurf) Berlin: Bündnis 90/Die Grünen Fraktion im Bundestag.

Bündnis 90/Die Grünen; Baerbock, Annalena; Krischer, Oliver; u. a. (2014a): *Kohleausstieg einleiten – Überfälligen Strukturwandel im Kraftwerkspark gestalten*. (Bundesdrucksache 18/1962) Berlin: Bündnis 90/Die Grünen Fraktion im Bundestag.

Bündnis 90/Die Grünen; Höhn; Bärbel; Baerbock; Annalena; u. a. (2014b): *Entwurf eines Gesetzes zur Festlegung nationaler Klimaschutzziele und zur Förderung des Klimaschutzes*. (Bundesdrucksache 18/1612) Berlin: Bündnis 90/Die Grünen Fraktion im Bundestag.

Bushnell, James (2008): „Implementation of California AB 32 and its Impact on Electricity Markets“. In: *Climate Policy*. (Vol. 8), S. 277–292.

BVerfG (2013): Bundesverfassungsgericht. *Pressemitteilung Nr. 76/2013, „Urteil in Sachen ‚Braunkohlentagebau Garzweiler‘: Rechtsschutz Enteignungs- und Umsiedlungsbenefitäre gestärkt“*, 1 BvR 3139/08, 1 BvR 3386/08.

Canada Gazette (2012): „Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations, Canadian Environmental Protection Act (1999)“. Abgerufen am 17.07.2014 von <http://www.gazette.gc.ca/rp-pr/p2/2012/2012-09-12/html/sordors167-eng.html>.

Capros, P. (2011): *PRIMES Energy System Model*. Athens: E3M Lab.

CDU; CSU; SPD (2013): *Deutschlands Zukunft gestalten, Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD*. Berlin.

Corbach, Matthias (2007): *Die deutsche Stromwirtschaft und der Emissionshandel*. Stuttgart: ibidem-Verlag (Ecological Energy Policy).

DECC (2011): *Planning our electric future: a White Paper for secure, affordable and low-carbon electricity*. Department of Energy and Climate Change.

DECC (2012): *Electricity Market Reform: Policy Overview*. Department of Energy and Climate Change.

- DGMK; Dechema (2009): *Positionspapier Kohlenveredlung*. Erarbeitet durch den gemeinsamen Initiativkreis „Kohlenveredlung“ von DGMK e.V. und DECHEMA e.V.
- Die Linke; Bulling-Schröter, Eva; Lay, Carmen; u. a. (2014): *Energiewende durch Kohleausstiegsgesetz absichern*. (Bundesdrucksache 18/1673) Berlin: Deutscher Bundestag.
- DIW Berlin und ZSW Stuttgart im Auftrag und in Kooperation mit der Agentur für Erneuerbare Energien e.V. Berlin (2010): *Bundesländer-Vergleichsstudie mit Analyse der Erfolgsfaktoren für den Ausbau der Erneuerbaren Energien 2010*.
- EC (2003): *External Costs Research results on socio-environmental damages due to electricity and transport*. Europäische Kommission.
- EC (2012): „23 innovative renewable energy demonstration projects receive €1.2 billion EU funding“. Abgerufen am 10.01.2013 von http://ec.europa.eu/clima/news/articles/news_2012121801_en.htm.
- EC (2013a): *Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Large Combustion Plants (Draft 1)*. Brüssel: Europäische Kommission.
- EC (2013b): Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the regions on the Future of Carbon Capture and Storage in Europe. (COM/2013/0180 final). Brüssel: Europäische Kommission.
- EC (2013c): Europäische Kommission. Commission regulation on determining international credit entitlements pursuant to Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council. *D027986/01*. Brüssel.
- EC (2013d): *Ein Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030*. Brüssel: Europäische Kommission.
- EC (2013e): *EU Energy, Transport and GHG Emissions Trends to 2050. Reference Scenario 2013*. Europäische Kommission.
- EC (2013f): *Long term infrastructure vision for Europe and beyond*. (COM(2013) 711) Brüssel (Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions).
- EC (2013g): *Summary report on the analysis of the responses received to the Consultative Communication on the future of Carbon Capture and Storage in Europe*. Brüssel: Europäische Kommission.
- EC (2014a): *A policy framework for climate and energy in the period from 2020 up to 2030*. (COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT IMPACT ASSESSMENT) Brüssel: Europäische Kommission.

- EC (2014b): *Ein Rahmen für die Klima- und Energiepolitik im Zeitraum 2020-2030*. Brüssel: Europäische Kommission.
- EC (2014c): *Proposal for a decision of the European Parliament and of the Council*. (COM(2014) 20/2) Brüssel: Europäische Kommission.
- EC (2014d): *Questions and answers on the proposed market stability reserve for the EU emissions trading system*. Brüssel: Europäische Kommission.
- Egerer, Jonas; Kunz, Friedrich; Gerbraulet, Clemens; u. a. (2014): „Electricity Sector Data for Policy-Relevant Modeling - Data Documentation and Applications to the German and European Electricity Markets“. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung. Berlin.
- Energy Brainpool (2014): *Negative Strompreise: Ursache und Wirkung*. (Studie im Auftrag von Agora Energiewende) Berlin.
- enervis energy advisors; BET (2013): *Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland*. Berlin.
- Environment Canada (2013a): „Backgrounder - Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-Fired Generation of Electricity Regulations“. Abgerufen am von <http://www.ec.gc.ca/default.asp?lang=En&n=5C4438BC-1&news=D375183E-0016-4145-A20B-272BDB94580A>.
- Environment Canada (2013b): „Questions and Answers: Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-Fired Generation of Electricity Regulations“. Abgerufen am von <http://www.ec.gc.ca/cc/default.asp?lang=En%20&n=E907D4D5-1>.
- EP (2010): Richtlinie 2010/75/EU des Europäischen Parlaments und des Rates über *Industrieemissionen (integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung)*.
- EP; Davies, Chris (2013): *Bericht über den Umsetzungsbericht 2013: Weiterentwicklung und Anwendung von Technologien zur Abscheidung und Speicherung von Kohlenstoff in Europa (2013/2079(INI))*. Europäisches Parlament. Straßburg.
- EP (2014): *Angenommene Texte zum Bericht über den Umsetzungsbericht 2013: Weiterentwicklung und Anwendung von Technologien zur Abscheidung und Speicherung von Kohlenstoff in Europa (2013/2079(INI))*. Straßburg: Europäisches Parlament.
- EPA (2014a): *Carbon Pollution Emission Guidelines for Existing Stationary Sources: Electric Utility Generating Units*. (Dokumenten-Nr.: EPA-HQ-OAR-2013-0602) Environmental Protection Agency.
- EPA (2014b): *Standards of Performance for Greenhouse Gas Emissions From New Stationary Sources: Electric Utility Generating Units; Proposed Rule*. Federal Register, Vol. 79, No. 5, Part II. Environmental Protection Agency.

et (2014): „Nur Gaskraftwerke können Flexibilität?“. Abgerufen am 06.06.2014 von <http://www.et-energie-online.de/Zukunftsfragen/tabid/63/NewsId/70/Nur-Gaskraftwerke-können-Flexibilität.aspx>.

EU (2013): *Verordnung 389/2013, Art. 58 (2)*.

Eurostat (2014): „Treibhausgasemissionen der EU von 1990 bis 2012“. Abgerufen am 22. Juli 2014 von http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&plugin=1&language=de&pcode=t2020_30&tableSelection=1.

EUWID (2014): „Schleswig-Holstein verbietet CCS-Technologie per Gesetz“. Abgerufen am 27. Januar 2014 von <http://www.euwid-wasser.de/news/wirtschaft/einzelansicht/archive/201>.

FAZ (2014a): „Ein Sammelbecken für deutsche Kohlekraftwerke?“. Abgerufen am 04. Juni 2014 von <http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/wirtschaftspolitik/energie-ein-sammelbecken-fuer-deutsche-kohlekraftwerke-12816873.html>.

FAZ (2014b): „Umweltministerin Hendricks will keine Kohlesteuer“. *Frankfurter Allgemeine Zeitung*. Abgerufen am 22. Juli 2014 von <http://www.faz.net/aktuell/politik/inland/energiepolitik-umweltministerin-hendricks-will-keine-kohle-steuer-12792527.html>.

FGH; CONSENTEC; IAEW (2012): *Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien*. Aachen: Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH) e. V.

Friedrich, Harald (2013): *Welzow-Süd II – absehbare Schäden für Grundwasser, Flüsse und Seen in der Lausitz*. Studie im Auftrag von Greenpeace (Untersuchung der wirtschaftlichen Auswirkungen des geplanten Tagebaus).

Frontier Economics (2013): *Dezentrale Leistungsverpflichtungssysteme - eine geeignete Alternative zu zentralen Kapazitätsmechanismen?* Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie.

Gawel, Erik; Strunz, Sebastian; Lehamn, Paul (2013): *Polit-ökonomische Grenzen des Emissionshandels und ihre Implikationen für die klima- und energiepolitische Instrumentenwahl*. Nr. 4. Zeitschrift für Umweltpolitik.

GCI (2011a): *Accelerating the uptake of CCS: Industrial use of captured carbon dioxide*. Global CCS Institute und Parsons Brinckerhoff.

GCI (2011b): *The Global Status of CCS*. Canberra, Australien: Global CCS Institute.

GCI (2013): *The Global Status of CCS*. Melbourne: Global CCS Institute.

- Gerbaulet, Clemens; Egerer, Jonas; Oei, Pao-Yu; u. a. (2012a): „Abnehmende Bedeutung der Braunkohleverstromung: weder neue Kraftwerke noch Tagebaue benötigt“. In: *DIW Wochenbericht*. 79 (48), S. 25–33.
- Gerbaulet, Clemens; Egerer, Jonas; Oei, Pao-Yu; u. a. (2012b): *Die Zukunft der Braunkohle in Deutschland im Rahmen der Energiewende*. (DIW Berlin: Politikberatung kompakt Nr. 69) DIW Berlin, German Institute for Economic Research.
- GLBB (2014): *Bericht über das Erarbeitungsverfahren zum Braunkohlenplan Tagebau Welzow-Süd. Weiterführung in den räumlichen Teilabschnitt II und Änderung im räumlichen Teilabschnitt I (Brandenburgischer Teil)*. Potsdam/Cottbus: Gemeinsame Landesplanungsabteilung Berlin-Brandenburg.
- Graichen, Patrick; Redl, Christian (2014): *Das deutsche Energiewende-Paradox: Ursachen und Herausforderungen; Eine Analyse des Stromsystems von 2010 bis 2030 in Bezug auf Erneuerbare Energien, Kohle, Gas, Kernkraft und CO₂-Emissionen*. Berlin: Agora Energiewende.
- Great Britain (2013): *Energy Act*.
- Great Britain (2014): *Energy Act, Chapter 32*.
- Greenpeace (2014): *Locked in the past; Why europe's big energy companies fear change*. Hamburg: Greenpeace Germany.
- Grubb, Michael; Hourcade, Jean-Charles; Neuhoff, Karsten (2014): *Planetary Economics - Energy, Climate Change and the Three Domains of Sustainable Development*. London: Routledge.
- Gysi, Gregor; Bulling-Schröter, Eva; Lenkert, Ralph; u. a. (2013): *Kohleausstiegsgesetz nach Scheitern des EU-Emissionshandels*. (Bundesdrucksache 17/12064) Berlin: Deutscher Bundestag.
- Hartung, Matthias (2013): „Braunkohle bleibt eine tragende Säule im Energiemix; „Energiehaus“ umbauen, ohne das Fundament zu gefährden“. In: *Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb*, (6).
- Hausner, Jens; Kraneis, Thilo; Kremko, Andre (2013): „Energiewende oder neue Tagebaue? Wir geben unser Dorf nicht auf!“. Vorstellung der Bürgerinitiative „Pro Pödelwitz“.
- HEAL (2013): *The unpaid health bill - how coal power plants make us sick*. Brüssel: Health and Environment Alliance.
- Herold, Johannes; Oei, Pao-Yu; Tissen, Andreas (2011): *Ökonomische Aspekte von CCTS im Industriesektor: Potentialabschätzung, Infrastruktur und Nutzungskonkurrenzen*. Bericht im Auftrag des WWF Deutschland.

- Hilmes, Uwe; Herrmann, Nicolai (2014): *Der „ideale Kraftwerkspark“ der Zukunft; Flexibel, klimafreundlich, kosteneffizient – Maßstab für einen optimierten Entwicklungspfad der Energieversorgung bis 2040; Energiewirtschaftliche Untersuchung*. Berlin: enervis energy advisors GmbH.
- Hirschhausen, Christian v.; Herold, Johannes; Oei, Pao-Yu; u. a. (2012a): „CCTS-Technologie ein Fehlschlag: Umdenken in der Energiewende notwendig“. In: *DIW-Wochenbericht* 6/2012, S. 3–9.
- Hirschhausen, Christian v.; Oei, Pao-Yu; Gerbaulet, Clemens; u. a. (2012b): „Energiestrategie Brandenburg 2030: Erneuerbare forcieren, Braunkohleausstieg fair gestalten“. In: *Wochenbericht* 11/2012, S. 10–17.
- Hirschhausen, Christian v.; Oei, Pao-Yu (2013a): *Gutachten zur energiepolitischen Notwendigkeit der Inanspruchnahme der im Teilfeld II des Tagebau Welzow-Süd lagernden Kohlevorräte unter besonderer Berücksichtigung der Zielfunktionen der Energiestrategie 2030 des Landes Brandenburg*. Berlin: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) (Politikberatung kompakt 71).
- Hirschhausen, Christian v.; Oei, Pao-Yu (2013b): *Gutachten zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit der Fortschreibung des Braunkohlenplans „Tagebau Nochten“*. Berlin: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) (Politikberatung kompakt 72).
- HM Revenue & Customs (2014): *Carbon price floor: reform and other technical amendments*. HM revenues & customs.
- Ibi (2014): „Innovative Braunkohlen Integration Mitteldeutschland“. *Webseite des Bündnisses zum Wachstumskern*. Abgerufen am 22. Juli 2014 von <http://ibi-wachstumskern.de/tl/index.php>.
- IEA (2011): *World Energy Model – Methodology and Assumptions*. Paris: International Energy Agency.
- IEA; NEA; OECD (2010): *Projected Costs of Generating Electricity*. (2010 Edition) Paris: International Energy Agency, Nuclear Energy Agency, Organisation for Economic Cooperation and Development.
- IER (2012): *Energiewirtschaftliche Bedeutung der Braunkohlenutzung in Deutschland*. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart.
- Ingenieur.de (2011): „Gas- und Dampfturbinenkraftwerk Irsching bietet bisher unerreichte Effizienz“. Abgerufen am 06. Juni 2014 von <http://www.ingenieur.de/Branchen/Energiewirtschaft/Gas-Dampfturbinenkraftwerk-Irsching-bietet-bisher-unerreichte-Effizienz>.

IPCC Working Group III (2014): *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Summary for Policymakers.*

IWR (2012): *Zur Lage der Regenerativen Energiewirtschaft in Nordrhein-Westfalen 2011, Teil 1.* Münster: Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien.

Juris (2006): *Energiesteuergesetz.*

Kemfert, Claudia; von Hirschhausen, Christian; Lorenz, Casimir (2014): *Europäische Energie- und Klimapolitik braucht ambitionierte Ziele für 2030.* (DIW Wochenbericht Nr. 10/2014) DIW Berlin.

KGNRW (2013): *Gesetz zur Förderung des Klimaschutzes in Nordrhein-Westfalen.*

Klaus, Sebastian; Beyer, Catharina; Jaworski, Piotr (2012): *Allokationsmethoden der Reststrommengen nach dem Entwurf des Kohleausstiegsgesetzes - Verteilung der Reststrommengen und Folgenabschätzung für den Kohlekraftwerkspark.* (Studie im Auftrag von Greenpeace) Berlin: Ecofys.

Kölnische Rundschau (2014): *Krisengipfel bringt keine Einigung.* (Rundschau-online Politik) Düsseldorf (Tagebau Garzweiler).

Küchler, Swantje; Meyer, Bettina (2012): *Was Strom wirklich kostet, Vergleich der staatlichen Förderungen und gesamtgesellschaftlichen Kosten konventioneller und erneuerbarer Energien - Langfassung.* Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e.V.

Kunz, Friedrich; Gerbault, Clemens; v. Hir, Christian (2013): „Mittelfristige Strombedarfsdeckung durch Kraftwerke und Netze nicht gefährdet“. *DIW Wochenbericht.* Berlin 18.9.2013.

Land Brandenburg (2013): *Zukunft gemeinsam gestalten - Vereinbarung zur Umsetzung der „Energiestrategie 2030“ zwischen dem Land Brandenburg und der Vattenfall GmbH.* Potsdam.

Land Sachsen-Anhalt (2011): *Klimaschutzprogramm 2020 des Landes Sachsen-Anhalt.* (1. Zwischenbericht Stand).

Landesregierung Nordrhein-Westfalen (2014): *Braunkohlenplanverfahren Umsiedlung Keyenberg, Kuckum, Unter- und Oberwestrich sowie Berverath. Position der Landesregierung.*

Landtag Brandenburg (2014): *Wirtschaftsminister Christoffers soll Kauf der brandenburgischen Standorte des Energiekonzerns Vattenfall in Erwägung ziehen.* (Antwort der Landesregierung auf die Kleine Anfrage 3335 des Abgeordneten Gregor Beyer der FDP Fraktion, Drucksache 5/8444).

- Lechtenböhrmer, Stefan; Kristof, Kora (2004): *Braunkohle - ein subventionsfreier Energieträger?*. Kurzstudie im Auftrag des Bundesumweltministeriums. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie. Wuppertal.
- MacRory, Richard (2010): *CO₂Emission Performance Standards: a submission to the UK Select Committee on Energy and Climate Change*. UCL Faculty of Laws - Centre for Law & the Environment - Carbon Capture Legal Programme.
- Matthes, Felix; Schlemmermeier, Ben; Diermann, Carsten; u. a. (2012): *Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem*. Berlin: Öko-Institut e.V. - LBD-Beratungsgesellschaft mbH - RAUE LLP.
- Mendelevitch, Roman (2014): „The role of CO₂-EOR for the development of a CCTS infrastructure in the North Sea Region: A techno-economic model and applications“. In: *International Journal of Greenhouse Gas Control*. Nr. 20, S. 132–159.
- MIBRAG (2011): *MIBRAG forciert Pläne für Kraftwerksprojekt in Profen*. (Pressemitteilung) Zeitz/Alt-Tröglitz.
- MIBRAG (2013a): *E.ON und MIBRAG unterzeichnen Verträge zum Verkauf des Helmstedter Reviers*. (Gemeinsame Presseerklärung).
- MIBRAG (2013b): *Jahresabschluss 2012*. Zeitz: Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH.
- Ministerium für Wirtschaft und Europaangelegenheiten des Landes Brandenburg (2012): *Energiestrategie 2030*. Potsdam.
- MIT (2013): „Carbon Capture and Sequestration Technologies Program“. *Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, USA*. Abgerufen am 21. Dezember 2013 von <http://sequestration.mit.edu/>.
- Mühlenhoff, Jörg (2011): „Kosten und Preise für Strom; Fossile, Atomstrom und Erneuerbare Energien im Vergleich“. In: *Renews Spezial*. (52).
- MZ (2014): „Kippenrutsch ist größer als in Nachterstedt“. Abgerufen am 15. Januar 2014 von <http://www.mz-web.de/mitteldeutschland/romonta-amsdorf-kippenrutsch-ist-groesser-als-in-nachterstedt,20641266,25893500.html> Mitteldeutsche Zeitung.
- NER300.com (2012): „ULCOS: A CCS project withdrawn under peculiar circumstances. ULCOS CCS project“.
- Neuhoff, Karsten; Diekmann, Jochen; Kemfert, Claudia; u. a. (2013): *Energiewende und Versorgungssicherheit: Deutschland braucht keinen Kapazitätsmarkt*. (Wochenbericht Nr. 48/2013) Berlin: DIW Berlin.
- Nitsch, Joachim (2013): „Szenario 2013“ – eine Weiterentwicklung des Leitszenarios 2011. Stuttgart, Deutschland: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR).

- O'Sullivan, Marlene; Edler, Dietmar; Bickel, Peter; u. a. (2014): *Beschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2013*. Osnabrück: DLR, DIW, ZSW, GWS, Prognos.
- O'Sullivan, Marlene; Edler, Dietmar; Bickel, Peter; u. a. (2013): *Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2012 -eine erste Abschätzung-*. (Forschungsvorhaben des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit Beschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland: Ausbau und Betrieb - heute und morgen, zweiter Bericht zur Bruttobeschäftigung Nr. 0324052B) DLR, DIW, ZSW, GWS, Prognos.
- Oei, Pao-Yu; Schröder, Andreas; Sander, Aram; u. a. (2012): „Szenarienrechnungen zum Netzentwicklungsplan (NEP) 2012 — HGÜ-Leitungen überdimensioniert“. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*. 62 (9), S. 80.
- Oei, Pao-Yu; Mendelevitch, Roman (2013): *Development Scenarios for a CO₂ infrastructure Network in Europe*. TU Berlin, DIW Berlin und Universität Potsdam (Resource Markets Working Paper).
- Oei, Pao-Yu; Herold, Johannes; Mendelevitch, Roman (2014a): „Modeling a Carbon Capture, Transport, and Storage Infrastructure for Europe“. In: *Environmental Modeling & Assessment*. S. 1–17, doi: 10.1007/s10666-014-9409-3.
- Oei, Pao-Yu; Kemfert, Claudia; Reitz, Felix; u. a. (2014b): *Kohleverstromung gefährdet Klimaschutzziele: Der Handlungsbedarf ist hoch*. (DIW Wochenbericht Nr. 26/2014) Berlin: DIW Berlin — Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e. V.
- Osborne, George (2014): „Chancellor George Osborne's Budget 2014 speech“. Abgerufen am 17.07.2014 unter <https://www.gov.uk/government/speeches/chancellor-george-osbornes-budget-2014-speech>.
- Prognos (2011): *Bedeutung der Braunkohle in Ostdeutschland*. Berlin.
- Prognoseforum (2013a): *Kurzgutachten zu den Annahmen der energiewirtschaftlichen Planrechtfertigung im Entwurf des Braunkohlenplans „Tagebau Nochten, Abbaugbiet 2“*. Albstadt: Georg Erdmann.
- Prognoseforum, GmbH (2013b): *Kurzgutachten zur energiewirtschaftlichen Planrechtfertigung im Entwurf des Braunkohleplans „Tagebau Welzow-Süd räumlicher Teilabschnitt II“*. Albstadt: Erdmann, Georg.
- Rascher, Jochen; Drebenstedt, Carsten (2010): *Gutachten zur Abbauführung im Tagebau Welzow-Süd/Räumlicher Teilabschnitt II unter Berücksichtigung von bergbaubedingten Umsiedlungen*. Freiberg: TU Freiberg Drebenstedt - GEOmontan.
- REN21 (2014): *Global Status Report - Renewables 2014*. Paris: Renewable Energy Policy Network for the 21st century.

RWE (2014): *Geschäftsbericht 2013*. Essen: RWE Aktiengesellschaft.

Sächsisches Staatsministerium des Innern (2014): „Sachsen Innenministerium genehmigt Fortschreibung des Braunkohlenplans Nochten mit Maßgaben“.

Schäuble, Dominik; Volkert, Dolores; Jacobs, David; u. a. (2014): *CO₂-Emissionsgrenzwerte für Kraftwerke – Ausgestaltungsansätze und Bewertung einer möglichen Einführung auf nationaler Ebene*. Potsdam: Institute for Advanced Sustainability Studies (IASS Working Paper).

Schiffer, Hans-Wilhelm (2013): „Weltweite Energieversorgung bis 2060“. In: *BWK*. 65 (11/12), S. 29–41.

Schilka, Marcus (2014): *Entscheidung über den Tagebau Welzow Süd II*. (Bauernbund Brandenburg e.V., Lennewitz).

Schlegel, Hans-Jürgen (2013): *Erfassung der Beschäftigungs- und Umsatzentwicklungen durch die Nutzung Erneuerbarer Energien im Freistaat Sachsen für das Jahr 2012 und Prognose bis 2015*. VEE Sachsen e.V - Vereinigung zur Förderung der Nutzung Erneuerbarer Energien.

Schmalensee, Richard; Josow, Paul L.; Ellermann, A. Denny; u. a. (1998): „An Interim Evaluation of Sulfur Dioxide Emissions Trading“. In: *Journal of Economic Perspectives*. 12 (3), S. 53–68.

Schröder, Andreas; Gerbaulet, Clemens; Oei, Pao-Yu; u. a. (2012): „In Ruhe planen: Netzausbau in Deutschland und Europa auf den Prüfstand“. In: *Wochenbericht*. 79 (20), S. 3–12.

Schröder, Andreas; Kunz, Friedrich; Meiß, Jan; u. a. (2013): *Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050*. Berlin: DIW Berlin (DIW Data Documentation 68).

Schroeter, Stefan (2013a): *Die stoffliche Nutzung von Braunkohle wird schwieriger*. (Wirtschaftsjournalist, veröffentlicht am 14. Juni 2013).

Schroeter, Stefan (2013b): „Mibrags Braunkohle auf großer Fahrt“. Wirtschaftsjournalist; veröffentlicht am 05. August 2013.

Schroeter, Stefan (2013c): „Tschechen setzen auf ostdeutsche Braunkohle“. VDI Nachrichten - Technik, Wirtschaft, Gesellschaft.

Schuster, René (2013): *Anmerkungen zur Vereinbarung zwischen dem Land Brandenburg und der Vattenfall GmbH*. (Hintergrundpapier) Cottbus: Grüne Liga e.V. Netzwerk Ökologischer Bewegungen -.

Schwermer, Sylvia; Preiss, Philipp (2012): *BEST-PRACTICE-KOSTENSÄTZE FÜR LUFTSCHADSTOFFE, VERKEHR, STROM- UND WÄRMEERZEUGUNG*. Umweltbundesamt.

- SER (2013): *Energy Agreement for Sustainable Growth, English Summary*. Den Haag: Sociaal-Economische Raad.
- Setton, Daniela (2013): „Mibrag“. *Klima-Allianz*. Abgerufen am 10.06.2014 von <http://www.kohle-protest.de/mibrag/>.
- Siemens (2008): „Energie fuer Milliarden - Hocheffiziente Kraftwerke“. *Pictures of the Future Siemens*.
- SRU (2013): *Den Strommarkt der Zukunft gestalten*. (Eckpunktepapier) Berlin: Sachverständigenrat für Umweltfragen.
- Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. (2013): „Datenübersichten zu Steinkohle und Braunkohle in Deutschland“. Abgerufen am 09.01.2014 von http://www.kohlenstatistik.de/index.php?article_id=3.
- Tagesspiegel (2010): „RWE stoppt CO₂-Speicherung“. Matthias Matern. Abgerufen am 27. Januar 2014 von <http://www.tagesspiegel.de/wirtschaft/fehlendes-gesetz-rwe-stoppt-co2-speicherung/3594746.html>
- Tagesspiegel (2014): „Kauft sich das Land bald bei Vattenfall ein?“. Peter Tiede. Abgerufen am 27. Januar 2014 von <http://www.tagesspiegel.de/berlin/braunkohle-in-brandenburg-kauft-sich-das-land-bald-bei-vattenfall-ein/9387626.html>.
- Tinbergen, Jan (1952): *On the Theory of Economic Policy*. Amsterdam: North-Holland Publishing Company.
- Traber, T.; Kemfert, C. (2011): „Gone with the Wind?—Electricity Market Prices and Incentives to Invest in Thermal Power Plants under Increasing Wind Energy Supply“. In: *Energy Economics*. 33 (2), S. 249–256.
- Triple E Consulting (2014): „CCS Directive Evaluation“. Abgerufen am 22. Juli 2014 von <http://www.ccs-directive-evaluation.eu/>.
- Twele, Jochen; Müller, Berit; Möller, Caroline (2012): *Szenarioberchnung einer Strom- und Wärmeversorgung der Region Brandenburg-Berlin auf Basis erneuerbarer Energien*. (Im Auftrag der Fraktionen BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN im Brandenburger Landtag und im Abgeordnetenhaus von Berlin.) Reiner Lemoine Institut gGmbH.
- UBA (2009): *Klimaschutz und Versorgungssicherheit – Entwicklung einer nachhaltigen Stromversorgung*. (Climate Change 13/2009). Dessau: Umweltbundesamt.
- UBA (2013a): *Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2012*. Umweltbundesamt (Climate Change 15/2013).
- UBA (2013b): *Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid- Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2012*. Dessau: Umweltbundesamt.

- Ulrich, Philip; Distelkamp, Martin; Lehr, Ulrike; u. a. (2012): *Erneuerbar beschäftigt in den Bundesländern! Bericht zur daten-und modellgestützten Abschätzung der aktuellen Bruttobeschäftigung in den Bundesländern*. Osnabrück, Stuttgart: GWS mbH - ZSW.
- Ulrich, Philip; Lehr, Ulrike (2013): *Erneuerbar beschäftigt in den Bundesländern: Bericht zur aktualisierten Abschätzung der Bruttobeschäftigung 2012 in den Bundesländern*. Osnabrück: GWS mbH.
- USDE (2009): *President Obama Sets a Target for Cutting U.S. Greenhouse Gas Emissions*. US Department of Energy. Abgerufen am 17.07.2014 von http://apps1.eere.energy.gov/news/news_detail.cfm/news_id=15650.
- Valerie Flynn (2014): „Review of CCS directive gets underway“. *ENDS Europe - Europe's environmental news and information service*. Abgerufen am 18.06.2014 von <http://www.endseurope.com/35904?referrer=bulletin&DCMP=EMC-ENDS-EUROPE-DAILY>.
- Vattenfall (2013): *A New Energy Landscape: Sustainability Performance Report 2012 according to GRI*.
- Vattenfall (2011): „Uncertainties with CCS law stop Vattenfall investment in demo plant. Press release“.
- Vattenfall (2014): *Fortgesetzte Positionierung für den Energiemarkt von morgen*. (Geschäfts- und Nachhaltigkeitsbericht 2013).
- VDE (2012): „Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke – Szenarien bis 2020“. Energietechnische Gesellschaft im VDE.
- VGB PowerTech (2011): *Investment and Operation Cost Figures – Generation Portfolio*. Essen.
- Vosteen Consulting (2005): „Patente und Lizenzen“. Abgerufen am 22. Juli 2014 von <http://www.vosteen-consulting.de/de/patente.html>.
- Warsaw Business Journal (2013): *PGE Interested in Buying Vattenfall's German Power Plants*. KW, BKS, JC.
- Zeschmar-Lahl, Barbara (2014): *Quecksilberemissionen aus Kohlekraftwerken in Deutschland – Stand der Technik der Emissionsminderung*. (Studie im Auftrag der Bundestagsfraktion von Bündnis 90/Die Grünen) Oyten: BZL Kommunikation und Projektsteuerung GmbH.
- Ziehm, Cornelia (2013): *Zur Zulässigkeit nationaler CO₂-Grenzwerte für dem Emissionshandel unterfallende neue Energieerzeugungsanlagen*. Deutsche Umwelthilfe.
- Ziehm, Cornelia (2014): „Neue Braunkohlentagebaue und Verfassungsrecht – Konsequenzen aus dem Garzweiler-Urteil des Bundesverfassungsgerichts“.

Ziehm, Cornelia; Kemfert, Claudia; Oei, Pao-Yu; u. a. (2014): *DIW Berlin: Politikberatung kompakt 82; Entwurf und Erläuterung für ein Gesetz zur Festsetzung nationaler CO₂-Emissionsstandards für fossile Kraftwerke in Deutschland*. Berlin: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW).

Ziems, Christian; Meinke, Sebastian; Nocke, Jürgen; u. a. (2012): *Kraftwerksbetrieb bei Einspeisung von Windparks und Photovoltaikanlagen*. Rostock: VGB PowerTech - Universität Rostock.

Anhänge

Anhang 1: Betriebswirtschaftliche Betrachtung der Braunkohlewirtschaft

Die großen Energieversorgungsunternehmen (EVU) haben in den letzten Jahren an ihrer Strategie des fortwährenden Einsatzes der konventionellen Kraftwerkstechnologien festgehalten. So stellen die zehn größten europäischen Unternehmen zwar knapp 60 % der gesamten Stromproduktion, allerdings nur 2,7 % der Wind und 1,4 % der PV- und Biomassestromerzeugung (Greenpeace 2014). Diese Fehlinvestitionen der letzten Jahre zeigen sich nun auch verstärkt in den Jahresabschlussberichten der Unternehmen: So mussten in Deutschland alle großen EVUs Gewinneinbußen einstecken. Aufgrund der derzeit schlechten wirtschaftlichen Situation der Unternehmen wird – analog zur Debatte bei den Rückstellungen der Atomkraftwerke – zunehmend gefordert, dass diese Rückstellungen von den Unternehmen in einen öffentlichen Fond eingezahlt werden. Hierdurch wären diese selbst bei einer möglichen Insolvenz einzelner Unternehmen gesichert und würden zumindest eine anteilige Wiederherstellung der Landstriche ermöglichen.

In den folgenden Abschnitten soll ein spezielles Augenmerk auf die Bilanzen der in Deutschland aktiven Braunkohleunternehmen (Vattenfall, RWE und MIBRAG) gelegt werden. Neben den letzten Unternehmensberichten wird auch das Thema der Rückstellungen für die Rekultivierung der Tagebaue untersucht.⁵⁵

RWE in NRW

RWE beschäftigte 2013 rund 66.000 Mitarbeiter und hat 16 Mio. Stromkunden und 7 Mio. Gaskunden. Das Unternehmen ist hauptsächlich auf dem Strom-, Gas- und Wärmemarkt in Europa aktiv; die Kernmärkte befinden sich hierbei in Deutschland, den Niederlanden und Großbritannien. Mit rund 86 % befindet sich der Großteil der RWE-Aktien im Eigentum institutioneller und 14 % im Eigentum privater Anleger. Institutionelle Investoren in Deutschland besaßen Ende des Jahres 32 % des Aktienkapitals; in Nordamerika, Großbritannien und Irland hielten sie zusammen ebenfalls 32 % und in Kontinentaleuropa ohne Deutschland 19 %. Die RWEB GmbH, in der kommunale Anteile gebündelt sind, ist mit 15 % größter Einzelaktio-

⁵⁵ Diese Abschnitte entstanden unter der Mitarbeit von Jan-Niklas Beicher und Bastian Herrmann.

när von RWE. Sie tritt an die Stelle der ehemaligen RW Energie-Beteiligungsgesellschaft mbH & Co. KG. (RWE 2014)

2013 musste RWE aufgrund hoher Wertberichtigungen in der konventionellen Stromerzeugung ein negatives Nettoergebnis von –2,8 Mrd. € ausweisen. Es konnte jedoch, u.a. durch Kompensationszahlungen, die RWE in einem Preisrevisionsverfahren mit Gazprom zugesprochen wurden, ein positives Betriebsergebnis von 5,9 Mrd. € verbucht werden. Die Nettoverschuldung des Unternehmens beläuft sich derzeit auf 30,7 Mrd. €. Aufgrund der Krise in der konventionellen Stromerzeugung haben die beiden führenden Ratingagenturen Standard & Poor's und Moody's das langfristige Kreditrating für RWE von A– bzw. A3 um eine Stufe auf BBB+ bzw. Baa1 abgesenkt. Standard & Poor's vollzog diesen Schritt bereits im Juli 2012; Moody's zog im Juni 2013 nach, was RWEs Zugang zu den internationalen Kapitalmärkten weiterhin erschwert. Das deutsche Braunkohlegeschäft umfasst mit 5 GW knapp 10 % der installierten Leistung von RWE (s. Tabelle 33). Aufgrund der hohen Auslastung der Kraftwerke erzeugten diese 2013 jedoch 35 % der gesamten Strommenge (s. Tabelle 34). (RWE 2014)

	Braunkohle	Steinkohle	Gas	Nuklear	EE	Wasser, Öl,Sonst.	Gesamt 2013	Gesamt 2012
Konventionell	15.955	10.291	9.152	3.901	386	4.031	43.716	47.104
davon DE	5.006	10.291	6.662	3.901	55	2.342	28.257	28.785
davon NL/BE	3.429	–	936	–	331	–	4.696	4.696
davon GB	6.733	–	1.554	–	–	1.689	9.976	13.623
davon TR	787	–	–	–	–	–	787	–
Zentralost- /Südosteuropa	151	780	–	–	3	–	934	935
Erneuerbar	442	–	102	–	2.854	–	2.908	2.803
RWE-Konzern	16.440	11.071	9.950	3.901	3.496	4.178	49.036	51.977

Tabelle 33: Kraftwerkskapazitäten der Unternehmensbereiche von RWE 2013 [MW]

Quelle: (RWE 2014).

	Braunkohle	Steinkohle	Gas	Nuklear	EE	Wasser, Öl, Sonstige	Gesamt
Konventionell	75,8	47,6	36,1	30,5	4,8	2,9	197,7
davon in DE	75,8	29,4	6,4	30,5	0,9	2,9	145,9
davon in NL/BE	–	6,5	5,8	–	1	–	13,3
davon in GB	–	11,7	22,3	–	2,9	–	36,9
davon in TR	–	–	1,6	–	–	–	1,6
Zentralost- /Südosteuropa	5,4	0,1	0,1	–	–	–	5,6
Erneuerbare	–	–	0,2	–	8,02	–	8,2
RWE-Konzern	81,2	51,3	37	30,5	13,8	2,9	216,7

Tabelle 34: Stromerzeugung der Unternehmensbereiche von RWE 2013 [TWh]

Quelle: (RWE 2014).

Die im Geschäftsbericht von RWE ausgewiesenen bergbaubedingten Rückstellungen beliefen sich 2013 auf 2.952 Mio. €, was einer leichten Steigerung zum Vorjahr von 2.874 Mio. € entspricht (s. Tabelle 35). Sie setzen sich zudem aus einem langfristigen Teil von 2.845 Mio. € und einem kurzfristigen Teil von 107 Mio. € zusammen. Die Rückstellungen werden hauptsächlich für die Standortsanierung und sonstigen Verpflichtungen in Verbindung mit den Genehmigungen des Konzerns für Braunkohletagebautätigkeiten in Deutschland gebildet. Aufgrund der Entwicklung der langfristigen Kapitalmarktzinsen wurde der Diskontierungszinssatz von 5,0 % auf 4,6 % gesenkt. (RWE 2014)

Saldovortrag 2012	2.874
Rückstellungszuführungen für die Periode 2013	109
Zinseffekte	171
Inanspruchnahme von Rückstellungen	-77
Auflösung von Rückstellungen	-100
Änderungen, Währungsanpassungen, Umbuchungen	-25
Saldovortrag 2013	2.952

Tabelle 35: Rückstellungen von RWE für u.a. Bergbautätigkeiten (Änderungen 2013) [Mio. €]

Quelle: (RWE 2014).

Um in der Zukunft besser aufgestellt zu sein, hat RWE 2012 das Programm „RWE 2015“ gestartet, welches u.a. vorsieht:

- Die Finanzkraft durch Effizienzsteigerungen zu stärken. Hierfür sollen alte Anlagen vom Netz gehen und durch neue Anlagen mit hohen Effizienzstandards ersetzt werden. Des Weiteren soll der Verkauf der Unternehmensteile RWE Dea (Öl & Gas) und NET4GAS sowie die Kürzung von Investitionen vollzogen werden.
- Eine Verbesserung der Leistungs- und Wettbewerbsfähigkeit durch eine gezielte Anpassung an individuellere Kundenwünsche. Die Steigerung der Attraktivität in Preis und Qualität soll zudem durch Effizienzvorteile bei der Bündelung des Managements von konventionellen Kraftwerken in RWE Generation gelingen.
- Die Mitgestaltung des nachhaltigen Umbaus des europäischen Energiesystems soll durch flexible und effiziente Kraftwerke, den Ausbau der erneuerbaren Energien und die Weiterentwicklung der Verteilnetzstruktur gelingen. (RWE 2014)

MIBRAG im Mitteldeutschen Revier

Die Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH (MIBRAG) beschäftigte 2012 rund 2000 Mitarbeiter und ist vor allem auf dem Gebiet der Braunkohlenförderung tätig. Ergänzt wird dies noch durch die Strom- und Wärmeerzeugung aus eigenen konventionellen Anlagen sowie die Veredelung von Braunkohle. Die MIBRAG wurde 2009 von dem tschechischen Staatskonzern CEZ sowie dem tschechischen Finanzinvestor J & T € von den amerikanischen Konzernen NRG Energy und URS für 400 Mio. € erworben. Die CEZ verkaufte ihren Anteil jedoch im August 2011 für 130 Mio. € an die tschechische EP ENERGY. EP ENERGY ist eine 100%ige Tochter der EP Energie und Industrie Holding (EPH).⁵⁶ Die EPH ist inzwischen alleiniger Eigentümer der MIBRAG, da ihr auch die Anteile des Finanzinvestors J&T übertragen wurden. EPH ist in den Geschäftsfeldern der Strom- und Wärmeproduktion, der Erzeugung erneuerbarer Energien und dem Stromhandel aktiv. Das Unternehmen ist insbesondere in Tschechien aktiv, wo es der wichtigste Wärmelieferant und zweitgrößter Stromerzeuger ist. Der Investmentfonds PPF Gruppe des tschechischen Multimilliardär Petr Kellner hält mit 40 % einen Großteil der Anteile. Weitere 40 % gehören dem Finanzinvestor J&T, der einer der ursprünglichen Käufer der MIBRAG 2009 ist. Die restlichen 20 % werden vom Geschäftsmann

⁵⁶ Da der Verkaufspreis allerdings gemäß Schätzungen ein Drittel unter dem tatsächlichen Wert liegt, wird dieses Geschäft inzwischen von der tschechischen Anti-Korruptionsbehörde untersucht.

Daniel Křetínský gehalten, der auch gleichzeitig für das Management verantwortlich ist. Seit dem Kauf der MIBRAG wurden bisher Gewinne und Kredite von mehr als 500 Mio. € aus dem Unternehmen abgezogen, weshalb sich das Unternehmen selbst verschulden musste. EPH gibt es seinem Geschäftsbericht von 2012 bekannt, dass sie durch zusätzliche Akquisitionen ihre Position auf dem deutschen Energiemarkt weiter stärken möchten. Dies erfolgte kurz darauf auch durch den Kauf des Kraftwerks Buschhaus von E.ON. (Schroeter 2013c); (MIBRAG 2013b)(MIBRAG 2013a) und (Setton 2013)

2012 führten längerfristige Revisionsstillstände bei den Großkunden Kraftwerk Lippendorf und Kraftwerk Schkopau sowie das Störgeschehen in diesen Kraftwerken und im Kraftwerk Deuben vor allem im 2. Quartal zu geringeren Absatzmengen. Insgesamt konnte jedoch noch ein knapper Jahresüberschuss von 83 Mio. € erzielt werden. Der Gesamtumsatz von 437 Mio. € wurde hierbei hauptsächlich durch den Gesamterlös von Rohkohlelieferungen im Wert von 351,3 Mio. € erzielt. Kleinere Geschäftsbereiche bildeten u.a. die Erlöse aus Elektroenergie (45,7 Mio. €), Mitverbrennung von Klärschlamm (14,9 Mio. €), Braunkohlestaub (12,4 Mio. €), Wärmeenergie (7,1 Mio. €) und durch die Brikettproduktion (5,4 Mio. €). ((MIBRAG 2013b)

Die von der MIBRAG im Geschäftsbericht ausgewiesenen bergbaubedingten Rückstellungen beliefen sich 2012 auf 110,6 Mio. € was einer Steigerung gegenüber dem Vorjahr von 99 Mio. € entspricht (s. Tabelle 35). Diese Erhöhung ist auf die Neubewertung der bergbaubedingten Erfüllungsbeträge für die Gestaltung der Nachfolgelandschaften sowie die dadurch erforderlichen Zuführungen zurückzuführen. Des Weiteren wurden Rücklagen von 5 Mio. € nach dem Abschluss des Umsiedlungsvertrages von Pödelwitz mit der Stadt Groitzsch gebildet. Im Allgemeinen müssen die Rückstellungen hauptsächlich für die Standortsanierung und sonstigen Verpflichtungen in Verbindung mit den Genehmigungen des Konzerns für Braunkohletagebautätigkeiten in Deutschland gebildet werden. (MIBRAG 2013b)

Saldovortrag 2011	99
Rückstellungszuführungen für die Periode 2012	0,5
Neubewertung und Zinseffekte	6,1
Umsiedlungsvertrag Pödelwitz mit der Stadt Groitzsch	5,0
Saldovortrag 2012	110,6

Tabelle 36: Rückstellungen der MIBRAG für u.a. Bergbautätigkeiten (Änderungen 2012) [Mio. €]

Quelle: (MIBRAG 2013b).

Die MIBRAG beabsichtigt in Zukunft u.a.:

- Mit dem 2010 aufgelegten Programm „Fit für die Zukunft“ fortzufahren. Durch die aktive Teilnahme von Mitarbeitern in Projektgruppen sollen dadurch gezielt Handlungsoptionen des Unternehmens für die Zukunft entwickelt werden.
- Bedingt durch die Stilllegung des Kraftwerkes Mumsdorf Mitte 2013 versorgen die verbleibenden Kraftwerke Wahlitz und Deuben fast ausschließlich den Eigenbedarf von MIBRAG, wodurch nur noch geringe Mengen an das öffentliche Netz abgegeben werden.
- In den nächsten 10 bis 15 Jahren wird zudem ca. ein Viertel der Belegschaft altersbedingt, teilweise bereits mit 63, aus dem Unternehmen ausscheiden. ((MIBRAG 2013b))

Vattenfall in der Lausitz

Vattenfall beschäftigte 2013 knapp 32.000 Mitarbeiter und verzeichnet 6,2 Mio. Stromkunden, 4,3 Mio. Stromnetzkunden und 1,9 Mio. Gaskunden. Das Unternehmen ist auf dem Strom-, Gas- und Wärmemarkt in Europa aktiv; die Kernmärkte befinden sich in Schweden, Deutschland und den Niederlanden. Seit dem 1. Januar 2014 ist die Organisation von Vattenfall zudem in zwei Regionen aufgeteilt: Nordic und Continental/UK. Vattenfall ist zu 100% in schwedischem Staatsbesitz. In den letzten Jahren musste sich der Konzern deshalb mehrfach vor dem Parlament für seine CO₂-intensive Stromerzeugung, insbesondere im Deutschlandgeschäft, und auch für den Kauf der niederländischen N.V. Nuon Energy rechtfertigen. (Vattenfall 2014)

2013 konnte durch eine Steigerung der Stromerzeugung um 1,6 % auf 181,7 TWh auch eine leichte Umsatzsteigerung auf 19.379 Mio. € erzielt werden. Trotzdem verzeichnete Vattenfall insgesamt ein negatives Betriebsergebnis von –728 Mio. €. Dies lag nach eigenen Aussagen insbesondere an den verschlechterten Marktbedingungen und höherer Geschäftsrisiken, welche zu Wertberichtigungen von insgesamt 3.400 Mio. € führten; rund ein Drittel dieser Wertberichtigungen erfolgte in Deutschland. Die Kapitalrendite lag somit bei -2,1 %. Das deutsche Braunkohlegeschäft umfasst mit 7,8 GW knapp 20 % der installierten Leistung von

Vattenfall (s. Tabelle 37). Aufgrund der hohen Auslastung der Kraftwerke erzeugten diese 2013 über 31 % der erzeugten Strommenge (s. Tabelle 38). (Vattenfall 2014)

	SE	FI	DK	DE	PL	NL	BE	GB	Gesamt
Wasserkraft	8.195	128	–	2.880	–	24	–	–	11.227
Kernkraft	6.984	–	–	–	–	–	–	–	6.984
Fossile Brennstoffe	1.212	–	1.309	11.422	–	5.063	–	–	19.006
davon Gas	–	–	–	1.707	–	4.160	–	–	5.867
davon Braunkohle	–	–	–	7.766	–	–	–	–	7.766
davon Steinkohle	–	–	1.309	1.318	–	903	–	–	3.530
davon Öl	1.212	–	–	631	–	–	–	–	1.843
Windkraft	241	–	346	12	–	234	–	612	1.445
Biomasse, Abfall	189	–	128	125	–	2	–	–	444
Gesamt	16.821	128	1.783	14.439	–	5.323	–	612	39.106

Tabelle 37: Installierte Leistung Strom von Vattenfall in 2013 [MW]

Quelle: (Vattenfall 2014).

	SE	FI	DK	DE	PL	NL	BE	GB	Gesamt
Wasserkraft	32,1	0,4	–	3	–	0,1	–	–	35,6
Kernkraft	51,9	–	–	–	–	–	–	–	51,9
Fossile Brennstoffe	–	–	5,3	66,2	–	16,5	–	–	87,9
davon Gas	–	–	–	3,2	–	11,5	–	–	14,7
davon Braunkohle	–	–	–	57,2	–	–	–	–	57,2
davon Steinkohle	–	–	5,2	5,7	–	4,7	–	–	15,6
davon Öl	–	–	–	0,4	–	–	–	–	0,4
Windkraft	0,6	–	0,9	–	–	0,4	–	1,8	3,9
Biomasse, Abfall	0,4	–	0,7	1,3	–	–	–	–	2,4
Gesamt	85,1	0,4	7	70,3	–	17,1	–	1,8	181,7

Tabelle 38: Erzeugter Strom von Vattenfall in 2013 [TWh]

Quelle: (Vattenfall 2014).

Die von Vattenfall im Geschäftsbericht ausgewiesenen Rückstellungen für Bergbau, Gas- und Windkraftanlagen sowie für sonstige Umweltmaßnahmen und –verpflichtungen beliefen sich 2013 auf 1.327 Mio. €, was einer leichten Reduktion zum Vorjahr von 1.380 Mio. € entspricht

(s. Tabelle 39). Sie setzen sich zudem aus einem langfristigen Teil von 1.170 Mio. € und einem kurzfristigen Teil von 157 Mio. € zusammen. Die Rückstellungen werden hauptsächlich für die Standortsanierung und sonstigen Verpflichtungen in Verbindung mit den Genehmigungen des Konzerns für Braunkohletagebautätigkeiten in Deutschland gebildet. Daher geht der Konzern davon aus, dass ca. zwei Drittel der Rückstellungen auch erst nach 2016 zu Mittelabflüssen führen werden. (Vattenfall 2014)

Saldovortrag 2012	1380
Rückstellungszuführungen für die Periode 2013	65
Zinseffekte	55
Neubewertungen verrechnet gegen langfristige Vermögenswerte	29
Verbrauch von Rückstellungen	-94
Auflösung von Rückstellungen	-42
Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	-109
Währungsumrechnungsdifferenzen	42
Saldovortrag 2013	1327

Tabelle 39: Rückstellungen von Vattenfall für u.a. Bergbautätigkeiten (Änderungen 2013) [Mio. €]

Quelle: (Vattenfall 2014).

In seinem Ausblick nennt das Unternehmen die folgenden vier Hauptziele für die folgenden Jahre:

- Eine stärkere Konzentration auf „Operational Excellence“ und Kostensenkung durch Effizienzverbesserungen und Kostensenkungsprogramme in der gesamten Gruppe, als auch durch den Aufbau einer Unternehmenskultur mit dem Ziel einer ständigen Verbesserung.
- Beibehaltung der starken Position und Rentabilität in Skandinavien durch den Aufbau von Kooperationen, ergänzende Investitionen und die Unterstützung von neuen Investitionen in das Übertragungsnetz Skandinaviens.
- Maßnahmen zur Senkung der CO₂-Emissionen des Unternehmens durch die Mitverbrennung von Biomasse in Kohlekraftwerken und den Brennstoffwechsel beim Ersatz älterer Anlagen (Ersatz von Kohle- durch Biomasse- oder Gaskraftwerke).
- Weiteres Wachstum in der regenerativen Energieerzeugung durch die Zusammenarbeit an Wachstumsprojekten mit anderen Unternehmen und die Teilhaberschaft an bereits abgeschlossenen Windkraftprojekten. (Vattenfall 2014)

Anhang 2: Das Scheitern der CO₂-Abscheidung (CCTS)

CCTS von Energiewirtschaft und –politik aufgegeben

Das Europäische Parlament hat sich am 14. Januar 2014 zu der Zukunft von CCTS in der EU geäußert. Das Scheitern der ursprünglich angepeilten 12 CCTS-Demonstrationsanlagen bis 2015 wird vom Parlament durch den niedrigen CO₂-Zertifikatepreis begründet. Ein Augenmerk der Überlegungen ist es daher, neue Finanzierungsmöglichkeiten für CCTS-Demonstrationsprojekte zu identifizieren. Diese Projekte sollen neben dem Stromerzeugungssektor auch in verschiedenen Industriesektoren erprobt werden. Ähnlich wie beim gescheiterten Vorgänger NER300 sollen die Gelder aus dem ETS Handel erwirtschaftet werden, um keine zusätzliche finanzielle Belastung der nationalen Haushalte darzustellen. Des Weiteren wurde überlegt, zusätzliche CCTS Zertifikate einzuführen, die Unternehmen basierend auf dem CO₂-Gehalt von Energieträgern erwerben müssten; jedoch wurde der Ansatz nicht weiterverfolgt. Eine weitere Option die diskutiert wurde, ist die Einführung strenger CO₂-Emissionsstandards für Kraftwerke (EP 2014). Im Dezember 2013 wollte das Parlament sogar ein neues Ziel von einer Gesamtspeichermenge von 10 Mio. t (im Bau oder Betrieb) für das Jahr 2020 vorgeben (EP und Davies 2013); in der neuesten Version vom Januar ist hiervon allerdings nicht mehr die Rede.⁵⁷

Bezüglich möglicher CO₂-Speicherstätten verweist das Parlament auf eine offshore Speicherung unterhalb der Nordsee. Es bittet zudem die Kommission, das europäische Potential für die CO₂-Enhanced Oil Recovery (CO₂-EOR) Technik genau abzuschätzen. Die zukünftige Anwendung von Biomasse und CCTS wird als weiterer Grund für die Weiterführung der CCTS Forschung genannt. Das Parlament weist darauf hin, dass die Ratifizierung der Änderung von Artikel 6 des Londoner Protokolls noch viele Jahre dauern wird. Daher ist es weiterhin unklar, ob ein grenzüberschreitender CO₂-Transport in Europa legal wäre. (EP 2014)

Bereits im März 2013 hatte die Europäische Kommission eine öffentliche Befragung zum Thema CCTS in Europa durchgeführt (EC 2013b). Lediglich vier Regierungen haben auf die Anfrage der Kommission reagiert, was den Stellenwert wiedergibt, der CCTS noch zugeschrieben wird. Stattdessen war ein Großteil der Zuschriften besorgten Einwohnern zuzuordnen,

⁵⁷ Dieser Abschnitt entstand unter der Mitarbeit von Roman Mendelevitch.

die sich generell gegen jede Art der Weiterführung von CCTS-Projekten ausgesprochen haben: *“39% of all respondents (most citizens) consider that successful CCS demonstration has been prevented by its own absurdity and harmful effects”*. Auch zeigt die Verteilung der eingegangenen Einsendungen, dass sich ein Großteil von Europa nicht weiter mit dem Thema beschäftigt. Über die Hälfte der Einsendungen kam aus Deutschland (94); Großbritannien mit 15 und Norwegen mit 6 Einsendungen sind auf dem zweiten und dritten Platz vergleichsweise weit abgeschlagen. In den Niederlanden (4) und Polen (2), die von der EU gerne noch als Zugpferde der Technologie gepriesen werden, scheint das Thema CCTS gemeinsam mit dem Scheitern ihrer Demonstrationsprojekte gänzlich von der Tagesordnung verschwunden zu sein. (EC 2013g)

Ende Mai 2014 hat die Europäische Kommission einen neuen Anlauf gestartet, um das bisherige Scheitern von CCTS in Europa zu untersuchen und die Diskussion über zusätzlich benötigte Mechanismen für eine Demonstration der Technologie in Europa voranzutreiben. Zu den diskutierten Maßnahmen zählen erneut ein CCS Zertifikathandel, Emissionsstandards (emissions performance standard (EPS)). Ebenfalls sind Einspeisetarife und geförderte Kredite im Gespräch. (Triple E Consulting 2014; Valerie Flynn 2014))

Die Rolle von CCTS in Energie- und Klimamodellen

Unplausible Annahmen

Laut dem EU-Referenzszenario, auf welchem das Energie- und Klimapaket für 2030 vom Januar 2014 aufbaut, werden die Klimaziele der Europäischen Union bis 2030 und vor allem auch bis 2050 u.a. dank des Einsatzes von CCTS erreicht (EC 2013e).⁵⁸ So werden laut dieser Szenariorechnung bis 2050 38 GW CCTS-Kraftwerkskapazitäten gebaut, davon alleine 11 GW in Polen (~ 22 Kraftwerksblöcke), 11 GW in Spanien und 9 GW in Italien, obwohl keines dieser Länder derzeit ein ausgereiftes Demonstrationsprojekt besitzt. Dieser erhebliche Zubau von CCTS-Kraftwerkskapazitäten erscheint sehr unwahrscheinlich. Vielmehr beruhen die

⁵⁸ Bereits die „Energy Roadmap 2050“ aus dem Jahr 2011 enthielt mit dem vorgesehenen Bau einer Vielzahl von CCTS-Kraftwerken eine Unstimmigkeit, jedoch könnte man diese auf die veraltete Datenbasis schieben, welche auf dem Stand von 2008/2009 war und somit noch in die vorhergehende Phase der Annäherung an die Technologie fiel.

Ergebnisse des Referenzszenarios auf Annahmen und exogenen Vorgaben im zugrundeliegenden Rechenwerk, welche höchst unplausibel sind:

- zum Einen wurden für die CCTS-Technologie, welche bis heute nicht existiert, Kostenschätzungen vorgenommen, welche nicht durch vorliegende Empirie oder Schätzwerte gedeckt sind: Die Kapitalkosten (ca. € 3.522/kW in 2020) sind nicht belegt und erscheinen als massiv unterschätzt. Transportkosten sind vollständig vernachlässigt;
- zum Zweiten wurden für das Jahr 2020 drei Demonstrationsprojekte als betriebsbereit angenommen, welche aus heutiger Sicht auf die betreffenden Länder (UK, Niederlande, Polen) und die Bemühungen der Industrie als sehr unwahrscheinlich erscheinen;
- obwohl viele Projekte in der Praxis nicht umgesetzt werden und es somit kaum substantielle Möglichkeiten zur Kostendegressionen durch Skaleneffekte und Innovationen bestehen, ergibt sich im Modell in den Folgejahren eine erhebliche Kapitalkostendegression, sodass diese bis 2050 auf lediglich € 2.553/kW fallen. Die zugrunde gelegte Kostendegression beruht auf einem verstärkten Ausbau der CCTS-Technologie. Bleibt dieser aber wie bisher zu beobachten aus, sind auch die für die Jahre 2030 und 2050 angenommen Kosten zu niedrig. Da diese Kostenreduktion aber exogen im Modell vorgegeben ist, entsteht eine Verzerrung, die die Modellergebnisse in Richtung eines vermehrten Einsatzes der Technologie beeinflusst.

Die so vorgenommenen Vorgaben und Annahmen führen im Zahlenwerk dazu, dass die überwiegende Anzahl der fossil-orientierten EU-Länder CCTS Kraftwerke in erheblichem Umfang bauen (vgl. Abbildung 49): Nach UK, den Niederlanden und Polen baut auch Italien ab 2030 CCTS Kraftwerke, ab 2035 beginnen dann auch Deutschland, Rumänien und Spanien und bis 2050 investieren auch Bulgarien, Tschechische Republik, Frankreich, Ungarn, Slowakei und Schweden. Derzeit wird nicht davon ausgegangen, dass es eine grenzüberschreitende CCTS-Pipelineinfrastruktur gibt, somit muss jedes dieser Länder das CO₂ im eigenen Land speichern, so auch Deutschland.

Auch bzgl. der europäischen Klimapolitik hat die Beibehaltung der CCTS-Illusion Auswirkungen: Dank dieser Vorgaben werden die Treibhausgasemissionen in Europa ab 2030 niedrig gehalten. Im Jahr 2050 werden so 50% der noch verbleibenden Emissionen aus dem Kraft-

werkssektor durch CCTS vermieden. Ohne die CCTS Technologie würden bis 2050 allerdings zusätzlich ungefähr 670 Mio. t CO₂ emittiert werden. De facto wird somit die gegenwärtige, fossil geprägte Kraftwerksstruktur verfestigt. Die erwünschte CO₂ Minderung wird in erster Linie anhand einer Technologie erreicht, die kaum die Marktfähigkeit erreichen können wird. Derartige Annahmen erscheinen aufgrund der realen Entwicklungen als sehr unplausibel und riskieren ein Verfehlen der Klimaziele. (EC 2013e)

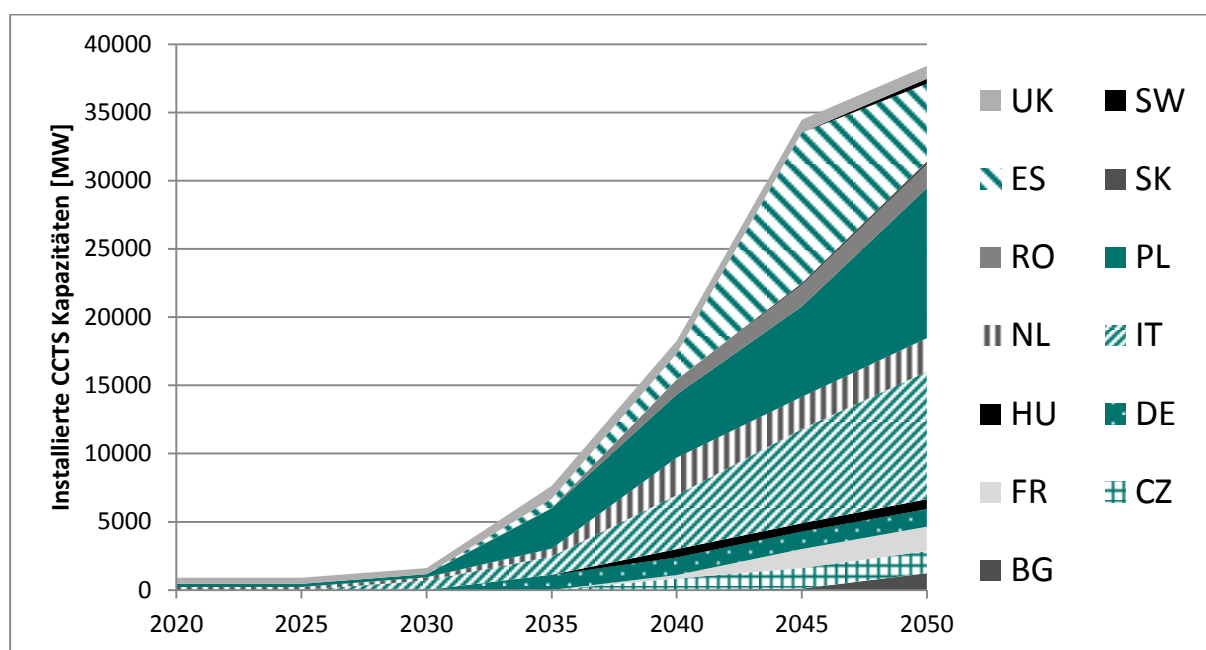


Abbildung 49: Installierte CCTS-Kapazitäten vorgesehen im EU-Referenzszenario von 2020-2050

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (EC 2013e)S.86ff).

Langfristige CO₂-Minderungen willkürlich ausgedacht

In vielen Klimaszenarien wird zudem bereits ab 2020 die Biomasseverstromung in Kombination mit CCTS angenommen, mit der CO₂ Minderungsziele noch schneller erreicht werden sollen (Herold u. a. 2011) und (Schiffer 2013). Ein großflächiger Einsatz von CCTS in Kombination mit Biomasse basiert auf inkonsistenten Annahmen bezüglich einer vorhergegangenen CCTS Entwicklung. Das bei der Verbrennung von Biomasse freiwerdende CO₂ wird von den Klimamodellen nicht beziffert, da es nachwachsenden Rohstoffen entstammt. Durch die Option des Abscheidens dieses CO₂s ist es somit bilanziell möglich negative Emissionen in die Szenarien einzuberechnen. Die Kombination der Technologien wird daher oft von Klimafor-

schern als Hilfsmittel verwendet. Hierdurch ist es möglich, die CO₂-Obergrenzen von Klimaszenarien zu deutlich geringeren Kosten einzuhalten. Dies ist insbesondere in den Zeithorizonten ab 2040 der Fall, wo weitere CO₂-Einsparungen mit sehr hohen Vermeidungskosten verbunden sind. Um die benötigte Abscheidetechnologie zur Marktreife bringen zu können, wird in diesen Klimaszenarien deshalb auch von einer frühzeitigen Einführung der konventionellen CCTS Technologie ausgegangen. Eine großflächige Nutzung von CCTS in konventionellen Kraftwerken würde jedoch in fast allen Ländern bereits nach einigen Jahren zu einer Ausschöpfung des vorhandenen Speicherpotentials führen. Insbesondere günstig zu erschließende Speicherkapazitäten wären daher vorzeitig erschöpft. Dieses Problem wird bei einer ausschließlichen Nutzung von Offshore-Senken weiter verschärft (Herold u. a. 2011). Des Weiteren ist, basierend auf den bisherigen Erfahrungen im konventionellen CCTS Bereich, nicht mit einer zeitnahen Marktreife von CCTS in Kombination mit Biomasse auszugehen. Aus diesem Grund sind die Annahmen solcher Klimamodelle veraltet und nicht konsistent und sollten an reale Entwicklungen angepasst werden.

Auch in globalen Energie- und Klimamodellen wird gerne mit der CCTS-Illusion gearbeitet, um hiermit die Kompatibilität der Kohleverstromung mit anspruchsvollen Klimazielen begründen zu können. So existieren eine Vielzahl von Modell und Szenariorechnungen von globalen Kohle-, Erdöl- und Erdgasunternehmen bzw. deren Interessenvertretungen, in welchen die CCTS-Technologie gleichsam rechtzeitig zum Einsatz kommt, sodass die Klimaziele eingehalten werden können. (Schiffer 2013) vermittelt eine umfassende Übersicht über einschlägige globale Energieszenarien und -prognosen der fossilen Energiewirtschaft. In sämtlichen Szenarien nimmt die CCTS-Technologie die Rolle eines „rettenden Engels“ (white knight) ein, welche zu einem beliebigen Zeitpunkt gleichsam wunderbar auftaucht und innerhalb weniger Jahre das weit überstrapazierte CO₂-Budget wieder ausgleicht. Dies kann, je nach Annahmen, bis 2050/2060 (WEC-Szenarien) oder aber auch bis 2090 (Shell-Szenario) erfolgen.

Besonders zu erwähnen sind hier die World Energy Council (WEC)-Szenarien, bei denen CCTS eine besondere Wachstumsdynamik bereits ab 2020 entfaltet: So wird in beiden Grundszenarien („Jazz“ sowie „Symphony“) CCTS in Biomassekraftwerken eingesetzt, obwohl selbst die konventionelle CO₂-Abscheidung zu dem Zeitpunkt nicht existieren kann. ((Schiffer 2013)

Abbildung 50 zeigt die Schätzungen aus den WEC „Symphony“ Szenario und den darin prognostizierten Anstieg sowohl des Einsatzes von Biomasse CCTS (von 16 TWh in 2030 auf 800 TWh in 2050), der ähnlich dynamisch erfolgt wie der im Kohlesektor (7.100 TWh in 2050), mit etwas Abstand gefolgt von CCTS im Erdgassektor (2505 TWh in 2050). Im Jahr 2050 wird so über 20% der Stromerzeugung mit CCTS produziert.

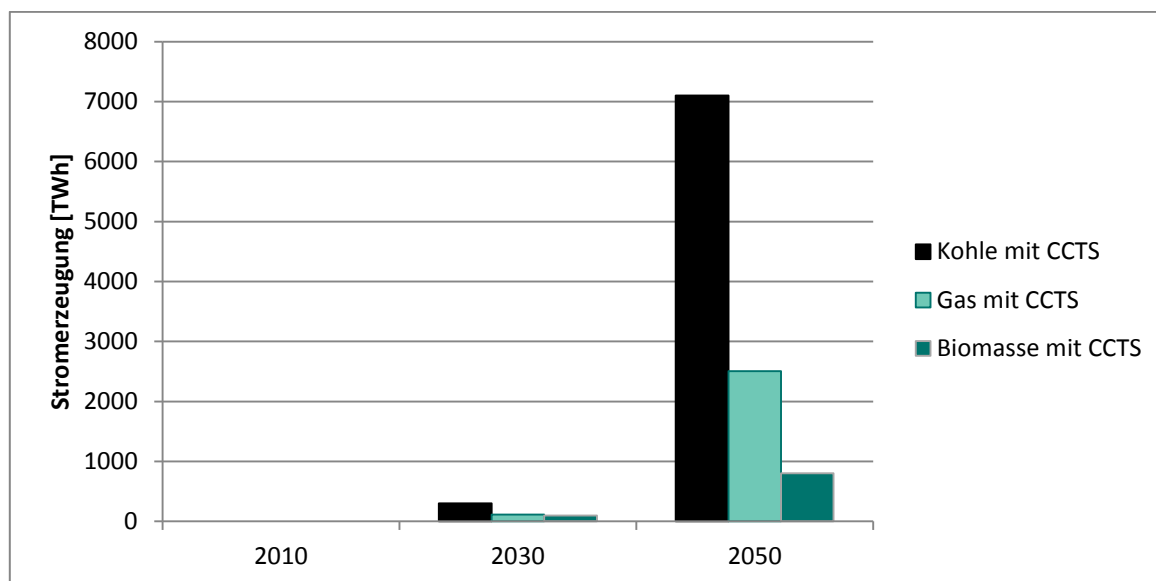


Abbildung 50: Exponentieller Anstieg der weltweiten CCTS-Stromerzeugung im Szenario „Symphony“ des World Energy Council (WEC)

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Bond und Bonnery 2013), S.251f).

Anhang 3: Die stoffliche Nutzung von Braunkohle in Deutschland ist gering

Stoffliche Nutzung als Geschäftsfeld?

Auf Grund der abnehmenden Rolle der Braunkohleverstromung stellt sich die Frage, in welchen Bereichen andere Arbeitsplätze geschaffen werden können.⁵⁹ Hierbei wird insbesondere im Mitteldeutschen Revier die stoffliche Nutzung von Braunkohle als weiteres Geschäftsfeld angeführt. Die Nutzung von Braunkohle als Rohstoffbasis für die chemische Industrie soll die Abhängigkeit von Öl reduzieren und zudem die regionale Wirtschaft stärken. Sie wurde bereits im dritten Reich zum Herstellen von Treibstoff auf Grund von Öl-mangel interessant. In Deutschland findet die stoffliche Nutzung insbesondere im Chemiedreieck zwischen Hal-

⁵⁹ Dieser Abschnitt entstand unter der Mitarbeit von Sarah Schömb's und Lukas Gast.

le/Leipzig, Bitterfeld und Merseburg statt. Das Bundesministerium für Bildung und Forschung gründete hierfür das Projekt: „Innovative Braunkohle Integration in Mitteldeutschland“- kurz ibi, um die stoffliche Nutzung der Braunkohle stärker zu fördern. Das Bündnis zum Wachstumskern umfasst 12 Partner aus Wirtschaft und Wissenschaft aus den Bündnisländern Sachsen und Sachsen- Anhalt. Im Rahmen dieser Innovationsinitiative wurden bis Ende 2011 ungefähr 500 Millionen € in Projekten in Sachsen sowie Sachsen- Anhalt gefördert. (BMBF 2011a, 2011b)

Die unterschiedlichen bei der stofflichen Nutzung angewandten Verfahren sind dabei sehr stark von der Art und Qualität der Kohle abhängig: Die Art wird durch den Inkohlungsgrad (Kohlenstoffgehalt vs. Sauerstoffgehalt), von dem auch die Reaktivität der Kohle abhängig ist, bestimmt; die Qualität hingegen im Wesentlichen durch den Mineralstoff- und Wassergehalt. Die Zusammensetzung der Kohle ist je nach geografischer Herkunft verschieden, was die Bestimmung des optimalen Kohleveredlungsverfahrens deutlich erschwert. Im Allgemeinen wird unter der Kohleveredlung die Anwendung von Prozessen der Ent- und Vergasung, der Verflüssigung sowie auch der Verbrennung von Kohle zu deren Nutzung als Energie- und Rohstoffträger verstanden. Im Folgenden sollen die Verfahren der Primärkohleveredlung und deren mögliche Potentiale beschrieben werden. (DGMK und Dechema 2009)

Die Kohlehydrierung oder Kohleverflüssigung

Das Verfahren der Kohlehydrierung, auch Kohleverflüssigung genannt, wird bereits seit mehr als 100 Jahren in Deutschland durchgeführt. Hierfür wird gemahlene Kohle in einem kohlestämmigen Öl suspendiert und in Gegenwart eines Feststoffkatalysators erhitzt und unter Wasserstoffzugabe unter hohem Druck bei Temperaturen um 450°C in ein flüssiges Kohlenwasserstoffgemisch umgewandelt. Bei diesem Verfahren gibt es unterschiedliche Phasen, in denen verschiedene Katalysatoren verwendet werden, z.B. in der Sumpfphase preiswerte Einwegkatalysatoren, da die Rückgewinnung des Katalysators in dieser Phase noch nicht möglich ist. Das sogenannte Kohleöl wird nach Abtrennen von Rückständen (durch Destillation) weiter behandelt, sodass die darin in hohen Mengen enthaltenen Aromaten sowie S- und N-Verbindungen synthetisiert werden können. Das Verfahren stellt hohe Anforderungen an die Kohlequalität und Art. Man braucht möglichst niedrig inkohlte, reaktive Kohle. Auch der Mineralstoffgehalt hat in Bezug auf den Verschleiß der Hochdruckpumpen eine Bedeu-

tung. Aufgrund von gesetzlichen Vorgaben und Anforderungen an Kraftstoffe erfordert die Aufarbeitung zu Kraftstoffen einen hohen Aufwand an die Raffiniertechnik. Durch die Kombination der Kohleverflüssigungen, z.B. mit einer Kokerei lassen sich Synergieeffekte erzielen. Forschungsbedarf besteht in der Erforschung und Auswahl geeigneter Katalysatoren und Selektionsverfahren für das inhomogene Kohlegemisch. Eine erste Anlage auf Basis des sogenannten HTI/DCL-Verfahrens wurde 2007 in China in Betrieb genommen und soll jährlich ca. 1-1,5 Mil. T umsetzen. (DGMK und Dechema 2009)

Die Kohlevergasung zur Herstellung von Methan

Die Kohlevergasung ist das einzige der drei bedeutendsten Primärverfahren, das noch im Rheinland angewandt wird. Bei der Kohlevergasung wird in einer Vergasungsanlage Kohle mit Sauerstoff und Wasserstoff zu einem sogenannten Synthesegas umgesetzt. Je nach Vergasungsverfahren kann die Zusammensetzung variieren. Das leicht brennbare Synthesegas kann nun in Folgeprozessen und -verfahren u.a. zu Methanol oder Alkanen umgesetzt werden. Das Verfahren ist großtechnisch gut beherrschbar; weltweit werden jährlich ca. 45 Mil. t Kohle mittels Kohlevergasung umgesetzt. Der große Vorteil des Verfahrens besteht in der hohen Flexibilität bzgl. des Einsatzstoffes, der eingesetzten Kohleart, und der Endprodukte. Die Entscheidung über den Produktionsprozess kann also anhand der vorgegebenen Rahmenbedingungen optimal gewählt werden. Die Grundlagen der Vergasungsverfahren insgesamt sind gut erforscht, Forschungsbedarf besteht vor allem in der großtechnischen Umsetzung. Diese erfordert jedoch einen hohen technischen Aufwand und großen Kapitaleinsatz. (DGMK und Dechema 2009)

Kohleentgasung findet keine Anwendung bei Braunkohlebetrieben

Das älteste Verfahren ist die Kohleentgasung (auch Verkokung) genannt, deren Hauptprodukt Koks ist, das heute allerdings nur noch für Steinkohle relevant ist. Der Umsatz von Kohle in Kokereiprozessen weltweit ist ungefähr zehnfach größer als in der Kohlevergasung. Als Nebenprodukte der Kohleentgasung fallen Kokereigas, das nach Abtrennen der aromatischen Bestandteile verbrannt wird, und Steinkohleteer an. Steinkohleteer ist ein wichtiger Rohstoff für Chemikalien. Sofern der Koksbedarf der Stahl- und Eisenindustrie weiterhin hoch ist, ist eine Änderung der etablierten Verfahren nicht notwendig. Im Rahmen einer

Zweiproduktkokerei könnten zusammen mit einer Kohlevergasung oder -hydrierung Synergieeffekte erzielt werden, da der im Kokereigas anfallende Wasserstoff weiter verwendet werden könnte. Neben der Entwicklung effizienterer Anlagen stehen der Ausbau der Umweltverträglichkeit sowie die Verbreiterung der Einsatzkohlenpalette im Vordergrund der Forschung. Der Transfer von Know-how in Bezug auf die Entwicklung und den Bau von Kokereien ist für deutsche Firmen ein wichtiger Exportfaktor. (DGMK und Dechema 2009)

Neben den drei beschriebenen Primärverfahren gibt es weitere, jedoch im großtechnischen Maßstab unbedeutende Pyrolyseverfahren. Ein großes Forschungsfeld liegt auch in der Verbesserung der Sekundärverfahren der Kohleveredlung. Auf Potentiale in der weiteren Forschung und Entwicklung z.B. von Verfahren der Aufarbeitung von Steinkohleteer, der Methanolsynthese und der Fischer-Tropsch-Synthese wird an dieser Stelle nur verwiesen. (DGMK und Dechema 2009)

Beschränkte Perspektiven der großindustriellen Nutzung

Von den ca. 20 Mil. t, die die deutsche chemische Industrie an kohlenstoffbasierten Rohstoffen in Produkte umsetzt, stammen derzeit nur 2 % aus kohlebasierten Grundstoffen. Die stoffliche Verwertung der Kohle für die chemische Industrie spielt daher eine stark untergeordnete Rolle. (DGMK und Dechema 2009) Die Anzahl der hierdurch in Deutschland direkt in der stofflichen Nutzung Beschäftigten wird auf ungefähr 1.000 geschätzt; mit einem Wachstumspotential von weiteren 250-300 Arbeitsplätzen (Brezinski 2009).⁶⁰ Somit zeigt sich, dass die stoffliche Nutzung nicht in der Lage sein wird, die rückläufigen Beschäftigungseffekte der Braunkohleverstromung aufzufangen. 2013 wurde die für 2020 vorgesehene Demonstrationsanlage für die Synthesegaserzeugung in Leuna abgesagt, da der Hauptinvestor ausgestiegen war (Schroeter 2013a). Aufgrund des geplatzen Deals entschied sich ibi, die weiteren Prozesse nun als Baukastensystem zu verkaufen. Im März 2014 wurde der Wachstumskern der Initiative vorerst in seiner jetzigen Form beendet (Ibi 2014).

⁶⁰ Mit 400 Beschäftigten ist ein Großteil dieser Arbeitskräfte bei der Firma ROMONTA angestellt. Der Erzeuger von Rohmontanwachs gewinnt das fossile Wachs aus der bitumenreichen Braunkohle des Tagebaus in Amsdorf und ist mit der eigenen Produktion von diesem Nischenprodukt seit Jahren auf dem Weltmarkt erfolgreich.