

Gerbaulet, Clemens; Egerer, Jonas; Oei, Pao-Yu; von Hirschhausen, Christian

## Article

# Abnehmende Bedeutung der Braunkohleverstromung: Weder neue Kraftwerke noch Tagebaue benötigt

DIW Wochenbericht

## Provided in Cooperation with:

German Institute for Economic Research (DIW Berlin)

*Suggested Citation:* Gerbaulet, Clemens; Egerer, Jonas; Oei, Pao-Yu; von Hirschhausen, Christian (2012) : Abnehmende Bedeutung der Braunkohleverstromung: Weder neue Kraftwerke noch Tagebaue benötigt, DIW Wochenbericht, ISSN 0012-1304, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin, Vol. 79, Iss. 48, pp. 25-33

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/67581>

### Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

### Terms of use:

*Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.*

*You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.*

*If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.*

# Abnehmende Bedeutung der Braunkohleverstromung: Weder neue Kraftwerke noch Tagebaue benötigt

Von Clemens Gerbaulet, Jonas Egerer, Pao-Yu Oei und Christian von Hirschhausen

Die Zukunft der deutschen Braunkohle in einer zunehmend von erneuerbaren Energieträgern geprägten Stromwirtschaft wird derzeit kontrovers diskutiert. An allen drei Braunkohlestandorten (Rheinisches, Mitteldeutsches und Lausitzer Revier) gibt es Pläne zum Bau neuer Braunkohlekraftwerke sowie zum Aufschluss neuer Tagebaue. Eine Studie des DIW Berlin kommt zum Schluss, dass der Bau neuer Braunkohlekraftwerke sich aus betriebswirtschaftlicher Perspektive nicht lohnt. Unter Berücksichtigung von Übertragungsnetzrestriktionen sind die deutschen Braunkohlereviere zudem geographisch ungünstig gelegen. Nicht zuletzt erschwert die Nutzung der Braunkohle die Erreichung der CO<sub>2</sub>-Minderungsziele der Bundesregierung. Mit der Absage an Demonstrationsprojekte zu Abscheidung, Transport und Speicherung von CO<sub>2</sub> haben sich frühere Hoffnungen auf eine emissionsarme Braunkohleverstromung zerschlagen.

Die planerisch genehmigten Abbaumengen reichen in allen Braunkohlerevieren aus, um die bestehenden Kraftwerke bis ans Ende ihrer Lebensdauer zu versorgen. Daher gibt es keine Notwendigkeit zum Aufschluss neuer Braunkohletagebaue. Aufgabe der Politik ist nunmehr die aktive Begleitung eines zukunftsorientierten Strukturwandels in den betroffenen Regionen.

Im Zuge der Energiewende und der angestrebten Dekarbonisierung des Energiesystems verändern sich die Rahmenbedingungen für die Verstromung fossiler Energieträger wie Braun- und Steinkohle, Erdgas und Erdöl. Anstelle einer historisch gewachsenen Position im Energiemix (Grund-, Mittel- oder Spitzenlast) stellt sich für alle fossilen Energieträger die grundsätzliche Frage der Einordnung in eine CO<sub>2</sub>-arme Energieversorgung der Zukunft. Dabei wird die Rolle der Braunkohle in einem zunehmend von erneuerbaren Energien geprägten Stromsystem besonders kontrovers diskutiert. Bisher spielte die Braunkohleverstromung eine bedeutende Rolle in der Grundlastversorgung. Zukünftig stellen sich jedoch verstärkt Fragen der Wirtschaftlichkeit, der Kompatibilität der Braunkohlestandorte mit der Nachfrageentwicklung sowie der Umweltverträglichkeit.

Aufgrund hoher Transportkosten findet die Verstromung von Braunkohle stets in geographischer Nähe zu den Rohstoffvorkommen statt. Braunkohle wird in Deutschland vor allem im Rheinischen, Mitteldeutschen sowie Lausitzer Revier gefördert.<sup>1</sup> In allen drei Revieren werden derzeit Kraftwerks- und Tagebauprojekte kontrovers diskutiert. So werden im Rheinischen Revier der Neubau eines Braunkohlekraftwerks am Standort Niederaußem sowie die Erschließung weiterer Abbaugebiete (Erp/Irresheim) erwogen.<sup>2</sup> Im Mitteldeutschen Revier bestehen seit mehreren Jahrzehnten Pläne zum Bau eines neuen Braunkohlekraftwerks am Standort Profen sowie unter anderem die Erweiterung des Feldes Lützen.<sup>3</sup> In der Lausitz ist die Rede von einem Kraftwerksneubau mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung in Jänschwalde sowie dem Aufschluss von neuen Tagebauen in Jänschwalde Nord,

<sup>1</sup> Das Helmstedter Revier spielt mit einem jährlichen Fördervolumen von rund 1,9 Millionen Tonnen Braunkohle nur eine untergeordnete Rolle und wird nach der Schließung des Kraftwerks Buschhaus auslaufen.

<sup>2</sup> Vgl. [www.rwe.com/web/cms/de/1101724/boaplus/](http://www.rwe.com/web/cms/de/1101724/boaplus/).

<sup>3</sup> Landesregierung Sachsen-Anhalt (2010): Landesentwicklungsplan 2010 des Landes Sachsen-Anhalt. Insbesondere Anhang C7: Vorranggebiete für Rohstoffgewinnung.

Tabelle 1

**Braunkohlekraftwerke in Deutschland 2012**

Braunkohlerevier	Kraftwerk	Block	Inbetriebnahme	Nettoleistung in MW
Lausitz	Berlin Klingenberg		1981	164 <sup>1</sup>
Lausitz	Boxberg	III-N	1979	489
Lausitz	Boxberg	III-P	1980	489
Lausitz	Boxberg	IV-Q	2000	857
Lausitz	Boxberg	IV-R	2012	640
Lausitz	Cottbus HKW	I	1999	74
Lausitz	Heizkraftwerk Frankfurt (Oder)	Block I-GuD-EK	1997	45 <sup>1</sup>
Lausitz	Jänschwalde	A	1981	465
Lausitz	Jänschwalde	B	1982	465
Lausitz	Jänschwalde	C	1984	465
Lausitz	Jänschwalde	D	1985	465
Lausitz	Jänschwalde	E	1987	465
Lausitz	Jänschwalde	F	1989	465
Lausitz	Schwarze Pumpe	A	1997	750
Lausitz	Schwarze Pumpe	B	1998	750
Mitteldeutschland	Chemnitz Nord II HKW	Block B	1988	57
Mitteldeutschland	Chemnitz Nord II HKW	Block C	1990	91
Mitteldeutschland	Dessau	An der Fine	1996	51 <sup>1</sup>
Mitteldeutschland	Deuben	Industriekraftwerk	1993	67
Mitteldeutschland	Lippendorf	R	2000	875
Mitteldeutschland	Lippendorf	S	1999	875
Mitteldeutschland	Mummsdorf/Phönix		1968	60
Mitteldeutschland	P&L Werk Könnern	Kessel 1 und 2	2000	20 <sup>1</sup>
Mitteldeutschland	Schkopau	A	1996	450
Mitteldeutschland	Schkopau	B	1996	450
Mitteldeutschland	Wahlitz	Industriekraftwerk	1994	31
Rheinland	Fortuna Nord	Fortuna Nord	2000	54
Rheinland	Frechen / Wachtberg		1959	118 <sup>1</sup>
Rheinland	Frimmersdorf	E	1959	130 <sup>2</sup>
Rheinland	Frimmersdorf	F	1960	132 <sup>2</sup>
Rheinland	Frimmersdorf	L	1962	131
Rheinland	Frimmersdorf	M	1962	138
Rheinland	Frimmersdorf	N	1964	135 <sup>2</sup>
Rheinland	Frimmersdorf	O	1964	133 <sup>2</sup>
Rheinland	Frimmersdorf	P	1966	284 <sup>1</sup>
Rheinland	Frimmersdorf	Q	1970	278 <sup>1</sup>
Rheinland	Goldenberg	J	1992	66
Rheinland	Goldenberg	K	1993	85
Rheinland	Kohlekraftwerk	K06	2010	14
Rheinland	Martinswerk	K1/TG1	1995	10 <sup>2</sup>
Rheinland	Martinswerk	K2/TG2	1995	10
Rheinland	Merkenich	Block 6	2010	75
Rheinland	Neurath	A	1972	277
Rheinland	Neurath	B	1972	288
Rheinland	Neurath	C	1973	292
Rheinland	Neurath	D	1975	607
Rheinland	Neurath	E	1976	604
Rheinland	Neurath	F BoA 2	2012	1100
Rheinland	Neurath	G BoA 3	2012	1100
Rheinland	Niederaußem	A	1963	125 <sup>2</sup>
Rheinland	Niederaußem	B	1963	125 <sup>2</sup>
Rheinland	Niederaußem	C	1965	294
Rheinland	Niederaußem	D	1968	297
Rheinland	Niederaußem	E	1970	295
Rheinland	Niederaußem	F	1971	299
Rheinland	Niederaußem	G	1974	653
Rheinland	Niederaußem	H	1974	648
Rheinland	Niederaußem	K	2003	944
Rheinland	P&L Werk Euskirchen	Kessel 4 / 6	2000	10
Rheinland	P&L Werk Jülich	Kessel 5	2004	25
Rheinland	Ville / Berrenrath IKW		1991	52 <sup>1</sup>
Rheinland	Weisweiler	C	1955	123
Rheinland	Weisweiler	D	1959	135
Rheinland	Weisweiler	E	1965	312 <sup>1</sup>
Rheinland	Weisweiler	F	1967	304 <sup>1</sup>
Rheinland	Weisweiler	G	1974	590 <sup>1</sup>
Rheinland	Weisweiler	H	1975	592 <sup>1</sup>
Helmstedt	Buschhaus	D	1985	352

1 Neben dem Hauptbrennstoff Braunkohle werden weitere Energieträger genutzt.  
 2 Die Kraftwerke befinden sich laut Bundesnetzagentur in Kaltreserve. Sie könnten innerhalb von sechs Monaten wieder in Betrieb genommen werden.

Quellen: Bundesnetzagentur; Bundesverband Braunkohle; Firmenangaben; Recherchen des DIW Berlin.

Welzow-Süd (Teilfeld II), Nochten II sowie Bagenz-Ost und Spremberg-Ost.<sup>4</sup>

Das DIW Berlin hat in einer aktuellen Studie die Perspektiven der Braunkohle in einer CO<sub>2</sub>-armen deutschen Energiewirtschaft untersucht.<sup>5</sup> Dabei wird analysiert, ob aus einzelwirtschaftlicher, standort- sowie umweltpolitischer Perspektive der Bau neuer Braunkohlekraftwerke und der Aufschluss neuer Tagebaue in Deutschland sinnvoll sind. Dazu wird auf unterschiedliche Modelle zurückgegriffen, unter anderem ein Investitions- und ein Kraftwerkseinsatzmodell.

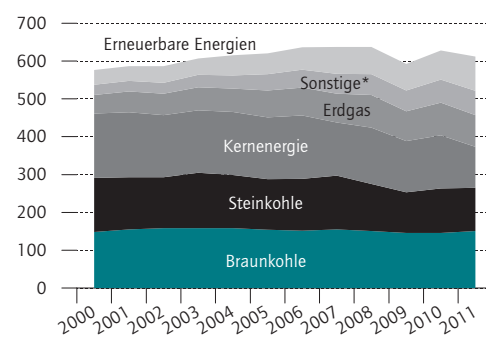
**Hoher Braunkohleanteil im heutigen Stromsystem**

In der deutschen Energiewirtschaft der letzten Jahrzehnte, die weitgehend auf fossilen Energieträgern und Kernkraft beruhte, war die Braunkohle ein bedeutender Pfeiler der Stromversorgung. Derzeit sind in Deutschland 61 Braunkohleblöcke mit einer Nettoleistung von über 21 Gigawatt am Netz. Mehr als die Hälfte der Kraftwerksleistung ist im Rheinischen Revier installiert (Tabelle 1). An der deutschen Bruttostromerzeugung hatte die Braunkohle seit 2010 mit 23 bis 27 Prozent einen nahezu konstanten Anteil (Abbildung 1). Auch die

4 Vgl. [www.vattenfall.de/de/zukunftsfelder.htm](http://www.vattenfall.de/de/zukunftsfelder.htm).  
 5 Gerbaulet, C., Egerer, J., Mendelevitch, R., Oei, P., Paepel, J., Schröder, A., von Hirschhausen, C. (2012): Die Zukunft der Braunkohle in Deutschland im Rahmen der Energiewende. Politikberatung kompakt 69, DIW Berlin.

Abbildung 1

**Bruttostromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern**  
 In Terawattstunden



\* Sonstige beinhalten unter anderem Mineralöl und Müll.

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen.

Insgesamt sind Braunkohlekraftwerke mit einer Nettoleistung von über 21 Gigawatt am Netz.

Der Anteil der Braunkohle war in den letzten Jahren stabil.

jährlichen Volllaststunden der Kraftwerke haben sich kaum verändert.

Das Referenzszenario der „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“ geht von einer nur langsam sinkenden Leistung der konventionellen Braunkohlekraftwerke in Deutschland sowie von einem künftigen Zubau von Braunkohlekraftwerken mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung, -Transport und -Speicherung (carbon capture, transport, and storage, CCTS) aus. Dabei wird angenommen, dass diese Technologie bis zum Jahr 2025 „marktreif zur Verfügung steht“.<sup>6</sup> Dieser und anderen für die Braunkohle optimistischen Betrachtungen<sup>7</sup> ste-

**6** Die Bruttoleistung der konventionellen Braunkohlekraftwerke geht im Referenzszenario bis 2040 auf knapp acht Gigawatt zurück und bleibt danach konstant. Ab ungefähr 2040 kommt es außerdem zu einem Zubau von Braunkohlekraftwerken mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung; im Jahr 2050 wird ein Bestand von sieben Gigawatt dieser Kraftwerke erreicht. Vgl. Prognos et al. (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Gutachten für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie 10/12, Basel, Köln, Osnabrück.

**7** Im Szenariorahmen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur für den Netzentwicklungsplan Strom 2012 wird ein schrittweiser Rückgang der Braunkohle auf 13 Gigawatt im Jahr 2032 angenommen. Vgl. 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2012): Netzentwicklungsplan Strom 2012. 2. überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.

hen Analysen gegenüber, in denen die Bedeutung der Braunkohle im künftigen Energiesystem deutlicher abnimmt. So gehen die aktuellen „Langfristszenarien“ des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit davon aus, dass die Braunkohle bis zum Jahr 2040 weitgehend und bis 2050 vollständig aus dem Energiemix verschwinden wird.<sup>8</sup>

**Investition in neues Braunkohlekraftwerk nicht rentabel**

Aufgrund des Ausbaus erneuerbarer Energien und des europäischen Treibhausgasemissionshandels erfolgt ein Strukturwandel im Energiesystem, der auch die Rentabilität von Investitionen in Braunkohlekraftwerke betrifft. Die Wettbewerbsfähigkeit der Braunkohle-Verstromung hängt dabei insbesondere von den Kosten der CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte, den Durchschnittspreisen an der Strombörse, dem Bedarf an Flexibilität der Kraftwerke sowie den erzielbaren Volllaststunden ab. Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Betreiber von Braunkohlekraftwerken werden sich mit dem Ende der kostenlosen Zuteilung von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten und deren Versteigerung ab 2013 deutlich verschlech-

**8** BMU (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht. Berlin/Stuttgart. Diese Studie wird oft auch als „Leitstudie 2011“ zitiert.

Tabelle 2

**Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsrechnung**

Durchschnittsstrompreis	51 Euro je Megawattstunde
Brennstoffpreis	1,40 Euro je Megawattstunde <sub>thermisch</sub>
Zu installierende Leistung	1 100 Megawatt
Spezifische Investitionskosten	1 700 Euro je Kilowatt
Variable Betriebskosten	6 Euro je Megawattstunde
Wirkungsgrad	43 Prozent
CO <sub>2</sub> -Emissionsfaktor	0,95 Tonnen CO <sub>2</sub> je Megawattstunde <sub>elektrisch</sub>
Eigenkapitalrate	40 Prozent
Marktzins	6 Prozent
Interner Kalkulationszins	9 Prozent
Kapitalbindungsdauer	20 Jahre
Betrachtungszeitraum	40 Jahre
Indienststellung	2015
CO <sub>2</sub> -Zertifikatspreis im Jahr 2012	8 Euro je Tonne CO <sub>2</sub> (+9,25 Prozent pro Jahr)
Volllastbetriebsstunden im Jahr 2012	7 500 Stunden (-2,2 Prozent pro Jahr)
Fixe Betriebskosten im Jahr 2012	30 Euro je Kilowatt und Jahr (-0,33 Prozent pro Jahr)

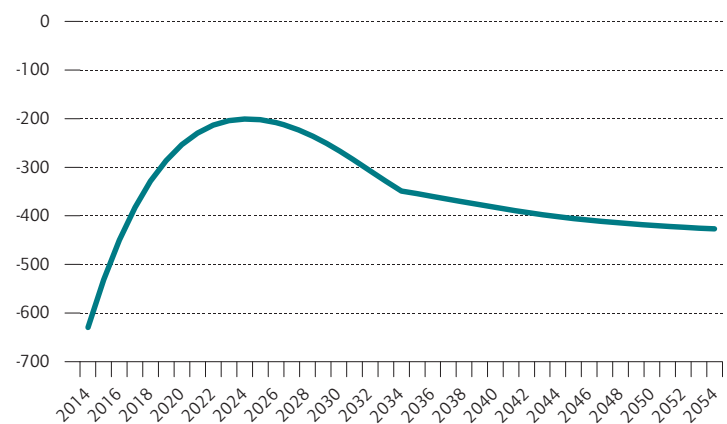
Quelle: Annahmen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2012

Während die CO<sub>2</sub>-Preise deutlich steigen, sinken die Volllaststunden des Kraftwerks.

Abbildung 2

**Kumulierter diskontierter Cashflow des Kraftwerksneubaus**  
In Millionen Euro



Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

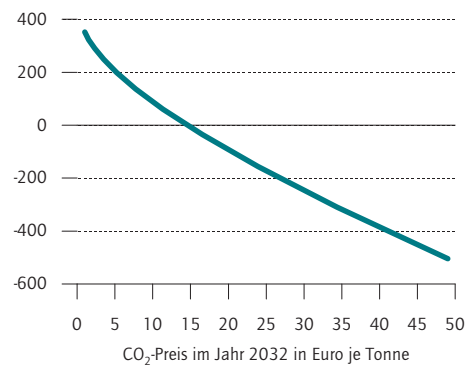
© DIW Berlin 2012

Der kumulierte diskontierte Cashflow ist über die gesamte Laufzeit negativ.

Abbildung 3

**Kapitalwert der Kraftwerksinvestition in Abhängigkeit vom CO<sub>2</sub>-Preis**

In Millionen Euro



Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2012

Der Kapitalwert ist nur bei niedrigen CO<sub>2</sub>-Preisen positiv.

Abbildung 4

**Zoneneinteilung des deutschen Stromsystems und Lage der Braunkohlereviere**



Quelle: Darstellung des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2012

Die Braunkohlereviere befinden sich im Westen und im Osten Deutschlands.

tern. In Hinblick auf die Volllaststunden von Braunkohlekraftwerken geht das Bundesumweltministerium von einem Rückgang von über 7 000 Stunden im Jahr 2010 auf durchschnittlich ungefähr 6 000 Stunden im Jahr 2020 und ungefähr 4 000 Stunden im Jahr 2030 aus.<sup>9</sup> 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 erneuerbarer Energieträger verbleibt.

Angesichts dieser Entwicklungen ist es fraglich, ob sich die Investition in ein neues Braunkohlekraftwerk noch lohnt. Eine Investitionsrechnung für ein Standard-Braunkohlekraftwerk weist vielmehr darauf hin, dass die Kosten einer Neuinvestition unter den hier getroffenen Annahmen nicht erwirtschaftet werden können. Tabelle 2 zeigt die Grundannahmen für die Investitionsrechnung. Betrachtet wird der Neubau eines Großkraftwerks mit einer Leistung von 1 100 Megawatt ohne CO<sub>2</sub>-Abscheidung im Jahr 2014 mit Netzintegration im Jahr 2015. Es wird eine Laufzeit von 40 Jahren und eine Kapitalbindungsdauer von 20 Jahren angenommen. Zudem wird vorausgesetzt, dass sich das Braunkohlekraftwerk ausschließlich durch den Verkauf von Strom auf dem Großhandelsmarkt finanziert. Der angenommene CO<sub>2</sub>-Preisverlauf orientiert sich am Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans 2012.<sup>10</sup> Die Volllaststunden des Kraftwerks nehmen stetig ab.<sup>11</sup>

Beim Bau eines neuen Braunkohlekraftwerks ist unter den genannten Annahmen ein durchweg negativer kumulierter diskontierter Cashflow sowie ein negativer Kapitalwert von ca. 426 Millionen Euro zu erwarten (Abbildung 2). Aufgrund abnehmender Volllaststunden und steigender CO<sub>2</sub>-Preise nimmt der diskontierte Cashflow auch nach dem Ende der Kapitalbindungsdauer noch ab, da die Erlöse aus dem Verkauf von Strom die Betriebskosten nicht aufwiegen können. Abbildung 3 zeigt eine Sensitivitätsanalyse bezüglich des Kapitalwertes bei Ver-

<sup>9</sup> BMU, a. a. O., 26.

<sup>10</sup> Die angenommene reale Steigerungsrate von 9,25 Prozent pro Jahr führt dazu, dass im Jahr 2032 ein CO<sub>2</sub>-Preis von 43 Euro je Tonne erreicht wird. Dies entspricht den Annahmen des Szenariorahmens des Netzentwicklungsplans 2012. Berechnungen der Europäischen Kommission mit dem Modell PRIMES gehen von einem ähnlichen Verlauf aus. Bis 2042 steigt der Preis linear weiter auf 53 Euro je Tonne und bleibt danach konstant. Traber und Kemfert verwenden einen ähnlichen Preisverlauf unter der Annahme geringer Fortschritte bei der Energieeffizienz und einer Reduktion der Emissionsberechtigungen. Traber, T., Kemfert, C. (2012): German Nuclear Phase-out Policy: Effects on European Electricity Wholesale Prices, Emission Prices, Conventional Power Plant Investments and Electricity Trade. DIW Discussion Paper 1219, Berlin.

<sup>11</sup> Diese Annahme orientiert sich ebenfalls am Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans 2012. Dort werden für 2032 4 916 Volllaststunden angenommen; ausgehend von 7 500 Volllaststunden im Ausgangsjahr ergibt sich eine Veränderung von -2,2 Prozent pro Jahr. Traber und Kemfert nehmen bereits bis 2020 einen deutlicheren Rückgang der Volllaststunden von Kohlekraftwerken auf etwa 4 380 Stunden an.



änderung des CO<sub>2</sub>-Preises. Jenseits eines CO<sub>2</sub>-Preises von 15 Euro pro Tonne im Jahr 2032 ergeben sich negative Kapitalwerte; lediglich bei niedrigeren CO<sub>2</sub>-Preisen kann es auch zu positiven Kapitalwerten kommen.

Neben den Modellergebnissen sprechen weitere Überlegungen dagegen, dass Investitionen in Braunkohlekraftwerke rentabel sind. So dürften privatwirtschaftliche Investoren im Allgemeinen risikoavers sein, was noch höhere Renditeanforderungen als im Modell angenommen erfordert. Auch vernachlässigt die Rechnung die Transaktionskosten, welche bei der Vorbereitung und Planung, dem Bau und dem Betrieb des Kraftwerks anfallen können. Zusätzliche Kosten können aufgrund häufigerer An- und Abfahrvorgänge sowie schlechterer Wirkungsgrade im Teillastbereich anfallen. Außerdem greift ab 2016 eine neue europäische Richtlinie zur Regulierung der Industrieemissionen, welche strengere Vorgaben für den Ausstoß von Stickoxiden und anderen Luftschadstoffen von Kohlekraftwerken setzen wird.<sup>12</sup> Darüber hinaus ergeben sich bei späterer Inbetriebnahme des Kraftwerkes negativere Kapitalwerte, da die Annahmen bezüglich Volllaststunden und CO<sub>2</sub>-Preis sich für Kraftwerksbetreiber negativ entwickeln. Zwar gibt es auch Faktoren, die zu einer besseren Einschätzung des Kapitalwerts führen können, wie zum Beispiel höhere Strommarktpreise zu Spitzenzeiten sowie zusätzliche Erlöse aus dem Verkauf von Regelleistung. Insgesamt weist die Analyse aber darauf hin, dass der Bau eines neuen Braunkohlekraftwerks in Deutschland aus betriebswirtschaftlicher Perspektive nicht darstellbar ist.<sup>13</sup>

### Braunkohlestandorte liegen energiewirtschaftlich ungünstig

Neben der Betrachtung einzelwirtschaftlicher Fragen ist auch von Interesse, welchen Beitrag neue Braunkohlekraftwerke zur Bedarfsdeckung innerhalb des deutschen Energiesystems leisten könnten. Eine räumlich aufgelöste Betrachtung zeigt, dass die Braunkohlestandorte ungünstig liegen und neue Kraftwerke in diesen Regionen kaum zur künftigen Lastdeckung beitragen könnten, welche vor allem im Süden Deutschlands benötigt wird.

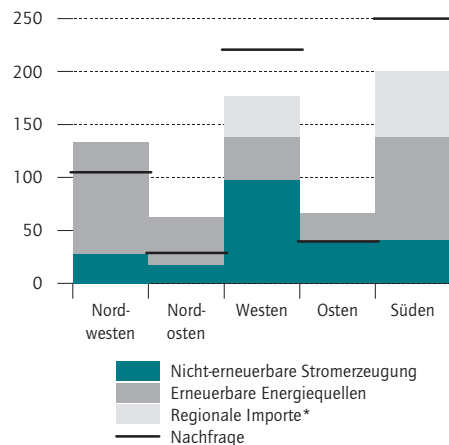
<sup>12</sup> Richtlinie 2010/75/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 24. November 2010 über Industrieemissionen (integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung), Amtsblatt der Europäischen Union L 334/17, 17.12.2010.

<sup>13</sup> Eine jüngere Studie zeigt, dass es in Deutschland und europaweit nicht zum Ausbau der Braunkohle käme, sondern vor allem Erdgaskraftwerke gebaut würden; diese wären vor allem in Süddeutschland angesiedelt. Schröder und Bracke (2012): Integrated Electricity Generation Expansion and Transmission Capacity Planning: An Application to the Central European Region. DIW Discussion Paper 1250, Berlin.

Abbildung 5

### Kumulierte regionale Stromerzeugung und -nachfrage im Jahr 2033

In Terawattstunden



\* Regionale Importe beziehen sich auf den innerdeutschen Stromtransport zwischen Regionen.

Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2012

#### Der Süden weist ein großes Erzeugungsdefizit auf.

Für eine standortspezifische Analyse der Braunkohle wird das deutsche Stromsystem in einer Modellbetrachtung in fünf Regionen aufgeteilt: Nordwesten, Nordosten, Westen, Osten sowie Süden (Abbildung 4). Anhand der Strukturparameter des Szenariorahmens der Netzbetreiber und der Bundesnetzagentur wird ein kostenminimaler Kraftwerkseinsatz für das Jahr 2033 simuliert. Wesentliche Betrachtungsgrößen sind dabei die räumlichen Unterschiede von Stromerzeugung und Nachfrage unter Berücksichtigung der Engpässe im Übertragungsnetz.

Abbildung 5 zeigt die kumulierte Stromerzeugung und sowie die Nachfrage für die fünf Regionen für das Jahr 2033. Es zeigt sich, dass die Region „Süden“ ein erhebliches Erzeugungsdefizit aufweist; dies ist eine Region, in der im kommenden Jahrzehnt besonders viele Kernkraftwerke stillgelegt werden. Dagegen weist die Region „Osten“, in der das Mitteldeutsche und das Lausitzer Braunkohlerevier liegen, einen erheblichen Erzeugungsüberschuss auf. Zusätzliche Braunkohlekapazitäten werden dort nicht benötigt, zumal eine Steigerung der Transporte von Braunkohlestrom aus dem Mitteldeutschen und dem Lausitzer Revier nach Süddeutschland aufgrund von Netzausbaurestriktionen zwischen den Regionen „Osten“ und „Süden“ schwer darstellbar ist. In der Region „Westen“ gibt es zwar ebenfalls ein Erzeu-

gungsdefizit. Dieses wird jedoch durch deutlich ausgebaute Übertragungskapazitäten mit der Region „Nordwesten“ kompensiert, in der deutlich mehr erneuerbarer Strom erzeugt als verbraucht wird. Vor diesem Hintergrund kann die Braunkohle nur einen eingeschränkten Beitrag zum zukünftigen Energiesystem leisten.

### CO<sub>2</sub>-Abscheidung keine Lösung für die Braunkohle

Angesichts der hohen CO<sub>2</sub>-Intensität der Braunkohleverstromung wurde in Deutschland und anderen europäischen Ländern bis vor kurzem die Möglichkeit diskutiert, durch Entwicklung einer CO<sub>2</sub>-Abscheidungs-, -Transport- sowie -Speicherungstechnologie den direkten CO<sub>2</sub>-Ausstoß erheblich zu verringern.<sup>14</sup> CCTS wurde zu Beginn des vergangenen Jahrzehnts als vielversprechende Option zur Emissionsminderung vieler fossiler Verbrennungsprozesse erachtet; auch in Deutschland wurde bis 2011 mit einer raschen Durchsetzung der CCTS-Technologie gerechnet. Durch den breiten Misserfolg sämtlicher CCTS-Förderprogramme bisher und die Absage vieler Pilotprojekte in den meisten EU-Staaten, darunter auch Deutschland, ist es jedoch höchst unwahrscheinlich geworden, dass CCTS auf absehbare

<sup>14</sup> Der spezifische CO<sub>2</sub>-Ausstoß eines Braunkohlekraftwerks pro Kilowattstunde Elektrizität liegt bei 900 bis 1 200 Gramm; bei Steinkohle liegt dieser Wert im Bereich von 700 bis 900 Gramm und bei Erdgaskraftwerken bei rund 400 Gramm.

Zeit eine relevante Rolle in der Energiewirtschaft spielen kann.<sup>15</sup>

Selbst im Fall, dass sämtliche technischen, institutionellen und infrastrukturellen Probleme der CCTS-Technologie gelöst werden könnten ist kaum damit zu rechnen, dass dieses Verfahren in der Energiewirtschaft genutzt würde. Dies ergibt sich aus einem Vergleich der CO<sub>2</sub>-Abscheidungs-, -Transport- und -Speicherkosten in energieintensiven Industrien (beispielsweise Stahl oder Zement) und der Energiewirtschaft. Sowohl die Investitions- als auch die Betriebskosten der CO<sub>2</sub>-Abscheidung liegen insbesondere im Stahlsektor erheblich unter den Kosten, die bei Braunkohlekraftwerken anfallen (Tabelle 3).<sup>16</sup>

Derzeit wird die Verwendung von abgedichtetem CO<sub>2</sub> zur Verbesserung der Erdölförderung in der Nordsee als Alternative zur dauerhaften CO<sub>2</sub>-Speicherung diskutiert. Diese Technologie, im angelsächsischen Raum als EOR (enhanced oil recovery) bekannt, wird derzeit von den Nordseeanrainern geprüft, um dort die Produktivität der Erdölförderung zu steigern.<sup>17</sup> Modellrechnungen und Plausibilitätserwägungen sprechen dagegen, dass EOR das Ziel einer CO<sub>2</sub>-armen Braunkohleverstromung fördern könnte. Zum einen würde sich die Anwendung angesichts des Transportaufwands auf das Rheinische Revier beschränken; der Bau von CO<sub>2</sub>-Pipelines aus dem Mitteldeutschen und dem Lausitzer Revier in Richtung Nordsee ist höchst unwahrscheinlich. Zum anderen gilt auch bei der EOR-Nutzung, dass die CO<sub>2</sub>-Abscheidung in einigen industriellen Anwendungsbereichen erheblich kostengünstiger ist als bei der Braunkohleverstromung. Daher könnten Investitionen in den Aufbau einer EOR-CCTS-Infrastruktur beispielsweise für die Stahlindustrie unter gewissen Annahmen profitabel sein; für Braunkohlekraftwerke gilt dies jedoch nicht.<sup>18</sup>

### Aufschluss neuer Tagebaue nicht notwendig

Die Analyse weist darauf hin, dass der Bau neuer Braunkohlekraftwerke in vielerlei Hinsicht nicht sinnvoll ist.

<sup>15</sup> Vgl. von Hirschhausen, C., Herold, J., Oei, P., Haftendorn, C. (2012): CCTS-Technologie ein Fehlschlag – Umdenken in der Energiewende notwendig. DIW Wochenbericht Nr. 6/2012.

<sup>16</sup> Vgl. auch Herold, J., Oei, P., Tissen, A., von Hirschhausen, C. (2011): Ökonomische Aspekte von CCTS im Industriesektor – Potentialabschätzung, Infrastruktur und Nutzungskonkurrenzen. Bericht im Auftrag des WWF Deutschland, Berlin.

<sup>17</sup> Dabei wird zusätzliches CO<sub>2</sub> in Erdölfelder eingespritzt, um die Viskosität des Erdöls zu erhöhen; gleichzeitig wird dadurch der Druck im Ölfeld erhöht, was die Förderung erleichtert.

<sup>18</sup> Mendelevitch, R. (2012): The Role of CO<sub>2</sub>-EOR for the Development of a CCTS Infrastructure in the North Sea Region – A Techno-Economical Model and Applications. Diplomarbeit an der TU Berlin, Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik, Berlin, November 2012.

Tabelle 3

### CO<sub>2</sub>-Abscheidungskosten in ausgewählten Anwendungsbereichen

Kosten in Euro pro abgeschiedener Tonne CO<sub>2</sub>

	Sektor	2010	2020	2030	2040	2050
Investitionskosten in jährliche Abscheidekapazität	Braunkohlekraftwerke	175	175	149	127	108
	Gaskraftwerke	275	275	220	176	141
	Zement	243	243	207	176	150
	Stahl	91	91	77	65	55
	Raffinerien	170	170	145	123	105
Variable Abscheidungskosten (Betrieb, Wartung und Energieverluste)	Braunkohlekraftwerke	64	64	62	60	58
	Gaskraftwerke	54	54	52	50	48
	Zement	37	37	34	31	29
	Stahl	33	33	31	29	28
	Raffinerien	61	61	57	54	51

Quellen: von Hirschhausen, C., Herold, J., Oei, P., Haftendorn, C., a. a. O.; Herold, J., Oei, P., Tissen, A., von Hirschhausen, C., a. a. O.

Kosten für Betrieb, Wartung und Energieverluste der CO<sub>2</sub>-Abscheidung sind bei der Braunkohle am höchsten.

Unter der Annahme typischer Lebensdauern für bestehende Kraftwerke zeichnet sich somit ein schrittweiser Ausstieg aus der Braunkohlewirtschaft bis ungefähr 2045 ab. Szenariorechnungen zeigen, dass in allen drei Revieren in den bereits genehmigten Abbaugebieten eine ausreichende Verfügbarkeit von Rohbraunkohle zur Versorgung der Kraftwerke gegeben ist.<sup>19</sup> Somit ist der Aufschluss neuer Braunkohlegebiete nicht notwendig.

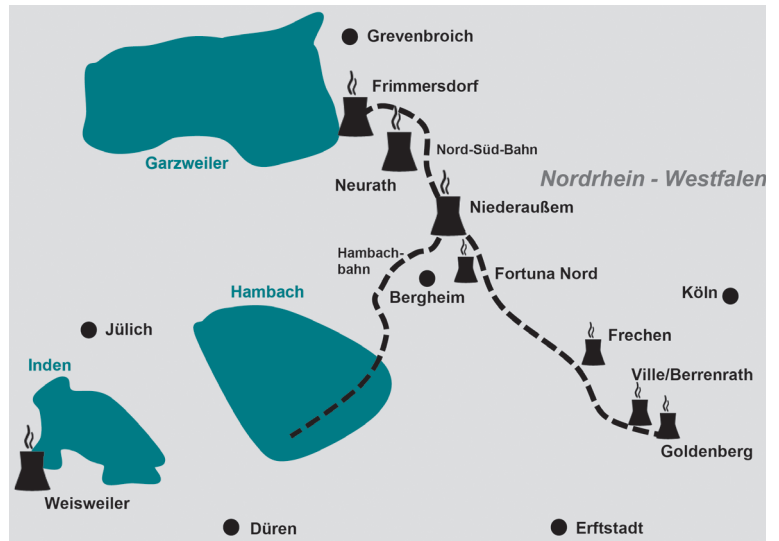
### Rheinisches Revier

Das Rheinische Braunkohlerevier besteht aus den drei aktiven Tagebauen Garzweiler, Hambach und Inden, die für die Belieferung der Kraftwerke Frimmersdorf (derzeit noch über 800 Megawatt), Neurath (über 4 000 Megawatt), Niederaußem (derzeit 3 400 Megawatt) und Weisweiler (2 000 Megawatt) sowie einer Reihe kleinerer Abnehmer zuständig sind (Abbildung 6). Das Kraftwerk Niederaußem sowie weitere kleinere Abnehmer wie die Fabrik Frechen, Ville/Berrenrath und das Kraftwerk Goldenberg können über den gesamten betrachteten Zeitraum durch den Tagebau Hambach versorgt werden. Der Tagebau Garzweiler ist größtenteils für die Versorgung der Kraftwerke Frimmersdorf und Neurath zuständig. Der Tagebau Inden ist nicht mit den anderen Tagebauten verbunden und ist hauptsächlich für die Versorgung des anliegenden Kraftwerks Weisweiler zuständig; er schließt mit dem Auslaufen des Kraftwerks voraussichtlich zum Ende dieses Jahrzehnts.

Der Gesamtvorrat der bereits genehmigten Braunkohle im Jahr 2013 liegt bei ungefähr drei Milliarden Tonnen.<sup>20</sup> Eine Szenariorechnung zeigt, dass nach dem angenommenen Auslaufen der Braunkohleverstromung im Jahr 2045 noch eine planerisch genehmigten Rohbraunkohlemenge von rund zwei Milliarden Tonnen im Rheinischen Revier verbleibt. Davon liegen rund 750 Millionen Tonnen in Garzweiler, 1 260 Millionen Tonnen in Hambach sowie rund 350 Millionen Tonnen in Inden.

Abbildung 6

### Karte des Rheinischen Reviers



Quelle: Darstellung des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2012

Die Tagebaue Hambach und Garzweiler verfügen über die größten genehmigten Braunkohleabbaumengen Deutschlands.

### Mitteldeutsches Revier

Im mitteldeutschen Braunkohlerevier sind die Tagebaue Profen und Vereinigtes Schleenhain für die Belieferung der zwei Kraftwerke Lippendorf (1 750 Megawatt) und Schkopau (900 Megawatt) sowie einer Reihe kleinerer Abnehmer zuständig (Abbildung 7). In der mittelfristigen Perspektive ist der Tagebau Profen für die alleinige Belieferung des Kraftwerks Schkopau sowie einiger weiterer Abnehmer in Deuben, Mumsdorf und Wäh-litz bis zum Jahr 2040 zuständig. Andere kleine Verbraucher wie die Kraftwerke in Chemnitz, Dessau und Könnern werden immer vom nächstgelegenen Tagebau mit Restkapazitäten versorgt. Das Kraftwerk Lippendorf wird durch eine etwa 14 Kilometer lange Bandanlage vom Tagebau Vereinigtes Schleenhain beliefert.

Der Gesamtvorrat der bereits genehmigten Braunkohle im Jahr 2013 liegt bei ungefähr einer halben Milliarde Tonnen.<sup>21</sup> Nach dem Auslaufen der Braunkohleverstromung, die in diesem Revier für das Jahr 2040 angenommen wird, verbleiben noch Braunkohlereserven von knapp 100 Millionen Tonnen, etwa hälftig in Profen und Schleenhain.

<sup>19</sup> Die folgenden Berechnungen gehen von rückläufigen Volllaststunden für Braunkohlekraftwerke aus, die im Referenzjahr 2010 zwischen 7 500 Stunden für jüngere Kraftwerke (Baujahr nach 1990) und 7 000 Stunden für ältere Kraftwerke betragen. Der Rückgang der Volllaststunden orientiert sich an den Annahmen der Investitionsrechnung im obigen Abschnitt. Die technische Lebensdauer eines Kraftwerks beträgt 40 Jahre, jenseits des Jahres 2045 wird jedoch aufgrund geringer Volllaststunden kein rentabler Kraftwerksbetrieb mehr angenommen. Eventuelle Retrofitmaßnahmen, das heißt technische Maßnahmen zur Verlängerung der Laufzeit von Kraftwerken, wurden hier nicht berücksichtigt.

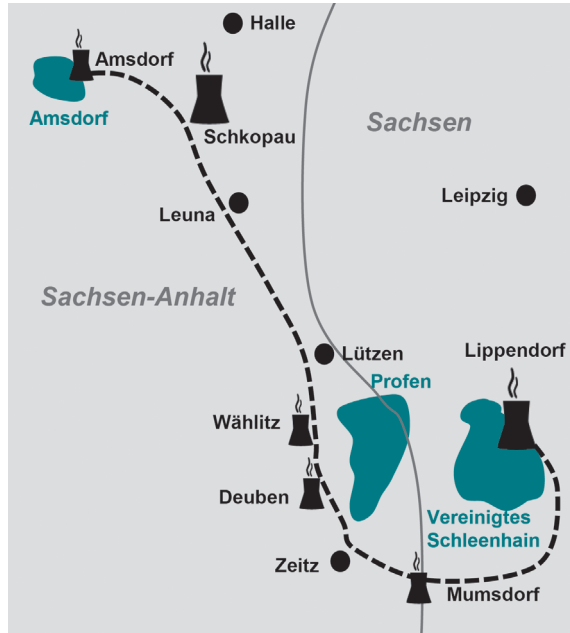
<sup>20</sup> Vgl. RWE Power AG (2011): Die Zukunft des Rheinischen Braunkohlereviers. Markus Kosma, Vortrag der RWE Power AG bei der von BUND organisierten Tagung in Grevenbroich. Das Braunkohlerevier nach der Braunkohle. Stand und Perspektiven. 10. Dezember 2011; sowie Firmenangaben der RWE Power AG.

<sup>21</sup> Firmenangaben der MIBRAG – Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH.



Abbildung 7

**Karte des Mitteldeutschen Reviers**



Quelle: Darstellung des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2012

Die Karte zeigt das kleinste der deutschen Braunkohlereviere.

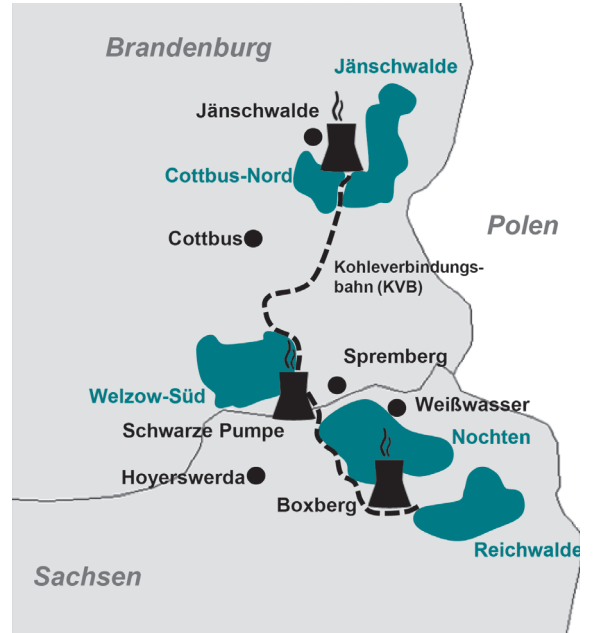
**Lausitzer Revier**

Das Lausitzer Braunkohlerevier besteht aus den fünf aktiven Tagebauen Cottbus-Nord, Jänschwalde, Welzow-Süd (Teilfeld I), Nochten und Reichwalde, die für die Belieferung der drei Kraftwerke Jänschwalde (2800 Megawatt), Schwarze Pumpe (1500 Megawatt) und Boxberg (2500 Megawatt) sowie einer Reihe kleinerer Abnehmer zuständig sind (Abbildung 8). Das Kraftwerk Jänschwalde wird durch die Tagebaue Cottbus-Nord und Jänschwalde versorgt; zusätzliche Mengen können per Kohleverbindungsbahn (KVB) vom Tagebau Welzow-Süd (Teilfeld I) beschafft werden. Das Kraftwerk Schwarze Pumpe wird größtenteils vom anliegenden Tagebau Welzow-Süd versorgt; weitere Lieferungen erfolgen aus dem Tagebau Nochten. Das Kraftwerk Boxberg wird durchgängig durch die Tagebaue Nochten und Reichwalde beliefert.<sup>22</sup>

<sup>22</sup> Die Braunkohle aus Reichwalde kann aufgrund eines niedrigen Heizwertes nur eingeschränkt eingesetzt werden; die Berechnung geht von einer Belieferung des Kraftwerks Boxberg von 80 Prozent aus Nochten und 20 Prozent aus Reichwalde aus.

Abbildung 8

**Karte des Lausitzer Reviers**



Quelle: Darstellung des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2012

Die Tagebaue in Sachsen verfügen über deutlich größere genehmigte Abbaumengen als die in Brandenburg.

Bei den Berechnungen verfügbarer Braunkohlemengen wird angenommen, dass kein Neubau eines CCTS-Kraftwerks am Standort Jänschwalde erfolgt. Die Energiestrategie des Landes Brandenburg bis zum Jahr 2030 setzte für einen Neubau die Verfügbarkeit der CCTS-Technologie voraus. Diese Annahme hat sich mit dem Ausstieg aus dieser Technologie im Jahr 2011 praktisch erübrigt.<sup>23</sup>

Der Gesamtvorrat der bereits zum Abbau genehmigten Braunkohle im Jahr 2013 liegt bei ungefähr einer Milliarde Tonnen. Szenariorechnungen zufolge liegen auch in der Lausitz ausreichend planerisch bestätigte Braunkohlereserven zur Versorgung des Kraftwerks-parks bis 2045 vor. Während die Tagebaue Cottbus-Nord und Jänschwalde bis 2045 weitgehend abgebaut werden, verbleiben in Welzow-Süd (I) rund 20 Millionen Tonnen, in Nochten 40 Millionen Tonnen sowie in Reichwalde über 200 Millionen Tonnen. Dadurch erübrigt sich insbesondere der derzeit diskutierte Aufschluss neuer Tagebaue in Jänschwalde Nord und Welzow-Süd

<sup>23</sup> Vgl. von Hirschhausen, C., Gerbaulet, C., Haftendorn, C., Kempf, C., Oei, P. (2012): Energiestrategie Brandenburg 2030 – Erneuerbare forcieren, Braunkohleausstieg fair gestalten. DIW Wochenbericht Nr. 11/2012.

(Teilfeld II). Auch der Aufschluss der Erweiterung des Tagebaus Nochten II erweist sich als überflüssig; dies gilt umso mehr für die neuen Tagebaue Bagenz und Spremberg.

### **Fazit und wirtschaftspolitische Schlussfolgerungen**

Über die zukünftige Bedeutung der deutschen Braunkohle in einer von erneuerbaren Energieträgern geprägten Stromwirtschaft gibt es unterschiedliche Vorstellungen. Derzeit werden Neubauprojekte von Braunkohlekraftwerken sowie der Aufschluss neuer Tagebaue in den deutschen Revieren diskutiert. Verschiedene modellgestützte Analysen sowie Plausibilitätsabwägungen weisen darauf hin, dass Investitionen in neue Braunkohlekraftwerke aus wirtschaftlichen, standortspezifischen und umweltpolitischen Gründen nicht sinnvoll sind.

Aus betriebswirtschaftlicher Perspektive ist der Bau eines neuen Braunkohlekraftwerks nur unter der Annahme dauerhaft niedriger CO<sub>2</sub>-Preise rentabel. Vor dem Hintergrund bestehender Übertragungsnetzengpässe sowie der absehbaren Entwicklung von Stromnachfrage und erneuerbarer Stromerzeugung spricht auch die geographische Lage der Braunkohlereviere gegen die Ansiedlung neuer Kraftwerke an diesen Standorten. Insbesondere das Mitteldeutsche und das Lausitzer Revier liegen in Regionen mit einem strukturellen Kapazitätsüberschuss. Dagegen gibt es im Süden Deutschlands, der künftig den größten Kapazitätsbedarf aufwei-

sen wird, keine Braunkohlevorräte. Nicht zuletzt stellt sich die Braunkohleverstromung als die CO<sub>2</sub>-intensivste aller Stromerzeugungstechnologien dar. Die Absage an die CCTS-Technik hat frühere Hoffnungen auf eine emissionsarme Kohleverstromung zunichte gemacht.

Unter der Annahme, dass keine neuen Braunkohlekraftwerke gebaut werden und dass die bestehenden Kraftwerke bis ungefähr 2045 vom Netz gehen, besteht keine Notwendigkeit zum Aufschluss neuer Tagebaue. Szenariorechnungen zeigen, dass die bestehenden Kraftwerke aus den planerisch gesicherten Tagebaumengen problemlos beliefert werden können.

Der wirtschaftspolitische Handlungsbedarf liegt nunmehr vor allem auf einer strukturpolitischen Begleitung der betroffenen Regionen im Sinne einer Zukunftsorientierung. Dies könnte sich beispielsweise auf die Neuausrichtung der Energieregionen auf Zukunftstechnologien, Energieforschung sowie Pilotprojekte im Rahmen der Energiewende beziehen. Zudem sollte an einer Verbesserung der Rahmenbedingungen zum Strukturwandel in den Bergbaugebieten gearbeitet werden. Im Rheinischen Revier liegen bereits Erfahrungen mit der Konversion von Steinkohlegebieten vor. Betriebsbedingte Kündigungen sollten in allen Braunkohlerevieren weitgehend vermeidbar sein. Beim absehbaren Auslaufen der Braunkohlekraftwirtschaft bleibt genügend Zeit für eine wirtschaftspolitische Unterstützung des Strukturwandels, so dass die Energiewende auch in traditionellen Braunkohlerevieren gelingen kann.

**Clemens Gerbaulet** ist wissenschaftlicher Mitarbeiter an der TU Berlin | [cfg@wip.tu-berlin.de](mailto:cfg@wip.tu-berlin.de)

**Jonas Egerer** ist wissenschaftlicher Mitarbeiter der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | [jeegerer@diw.de](mailto:jeegerer@diw.de)

**Pao-Yu Oei** ist studentischer Mitarbeiter am DIW Berlin | [poi@diw.de](mailto:poi@diw.de)

**Christian von Hirschhausen** ist Forschungsdirektor am DIW Berlin und Professor an der TU Berlin | [chirschhausen@diw.de](mailto:chirschhausen@diw.de)

### **DECLINING ROLE OF LIGNITE POWER GENERATION: NO NEED FOR NEW POWER PLANTS OR OPEN-CAST MINES**

**Abstract:** In an electricity industry increasingly characterized by renewable energy sources, there is much controversy surrounding the future of lignite in Germany. In all three lignite mining regions (Rhineland, central Germany, and Lausitz), there are plans for new lignite-fired power stations and open-cast mines. A study conducted by DIW Berlin comes to the conclusion that construction of new lignite-fired power stations is not economically viable, however. Taking the transmission system restrictions into consideration, the geographical location of Germany's lignite mining regions is also unfavorable. Finally, the use of lignite makes it more difficult

to achieve the CO<sub>2</sub> emissions reduction targets set by the German government. Cancellation of demonstration projects to capture, transport, and store CO<sub>2</sub> has defeated previous hopes for low-emission lignite power generation.

The approved quantities of lignite to be mined are sufficient to supply existing power plants in all lignite mining regions until the end of their lifetime. Consequently, there is no need for any new open-cast lignite mines. The task of policy-makers now is to actively support forward-looking structural change in the regions concerned.

JEL: Q41, L94, L71

**Keywords:** energy transformation; lignite; open cast mining; investment;



DIW Berlin – Deutsches Institut  
für Wirtschaftsforschung e.V.  
Mohrenstraße 58, 10117 Berlin  
T +49 30 897 89 -0  
F +49 30 897 89 -200  
[www.diw.de](http://www.diw.de)  
79. Jahrgang

#### Herausgeber

Prof. Dr. Pio Baake  
Prof. Dr. Tilman Brück  
Prof. Dr. Christian Dreger  
Dr. Ferdinand Fichtner  
Prof. Dr. Martin Gornig  
Prof. Dr. Peter Haan  
Prof. Dr. Claudia Kemfert  
Karsten Neuhoff, Ph.D.  
Prof. Dr. Jürgen Schupp  
Prof. Dr. C. Katharina Spieß  
Prof. Dr. Gert G. Wagner  
Prof. Georg Weizsäcker, Ph.D.

#### Chefredaktion

Dr. Kurt Geppert  
Nicole Walter

#### Redaktion

Renate Bogdanovic  
Sebastian Kollmann  
Dr. Richard Ochmann  
Dr. Wolf-Peter Schill

#### Lektorat

Dr. Alexander Schiersch  
Alexander Eickelpasch  
Prof. Dr. Anne Neumann

#### Textdokumentation

Lana Stille

#### Pressestelle

Renate Bogdanovic  
Tel. +49-30-89789-249  
Nicole Walter  
Tel. +49-30-89789-250  
[presse@diw.de](mailto:presse@diw.de)

#### Vertrieb

DIW Berlin Leserservice  
Postfach 7477649  
Offenburg  
[leserservice@diw.de](mailto:leserservice@diw.de)  
Tel. 01805 - 19 88 88, 14 Cent./min.  
ISSN 0012-1304

#### Gestaltung

Edenspiekermann

#### Satz

eScriptum GmbH & Co KG, Berlin

#### Druck

USE gGmbH, Berlin

Nachdruck und sonstige Verbreitung –  
auch auszugsweise – nur mit Quellen-  
angabe und unter Zusendung eines  
Belegexemplars an die Serviceabteilung  
Kommunikation des DIW Berlin  
([kundenservice@diw.de](mailto:kundenservice@diw.de)) zulässig.

Gedruckt auf 100 % Recyclingpapier.