

Politikberatung kompakt

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung

2013

Gutachten zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit der Fortschreibung des Braunkohlenplans "Tagebau Nochten"

Christian von Hirschhausen und Pao-Yu Oei

IMPRESSUM

© DIW Berlin, 2013

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 3-938762-63-2
ISBN-13 978-3-938762-63-9
ISSN 1614-6921
urn:nbn:de:0084-diwkompakt_2013-0728

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 72

Christian von Hirschhausen*[#]
Pao-Yu Oei[#]

Gutachten zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit der Fortschreibung des Braunkohlenplans „Tagebau Nochten“

Im Auftrag der Klima-Allianz Deutschland

Berlin, April 2013

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

[#] Technische Universität Berlin, Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP), Str. des 17. Juni 135, 10623 Berlin.

Zusammenfassung

Dieses Gutachten analysiert die energiewirtschaftliche Notwendigkeit der Inanspruchnahme der im Teilfeld II des Tagebau Nochten lagernden Kohlevorräte. Es stützt sich auf die von den Autoren durchgeführte energiewirtschaftliche Modellierung, frühere wissenschaftliche Forschungsarbeiten und Politikberatung sowie auf die Bewertung aktueller Entwicklungen, insb. das „Energie- und Klimaprogramm Sachsen 2012“ (SMWA und SMUL, 2013) und das „Energiekonzept der Bundesregierung“ (BMU und BMWi, 2010); letzteres sieht u.a. den Ausbau der erneuerbaren Energieträger in der Stromerzeugung auf mindestens 50 % (2030) bzw. 80 % (2050) vor.

Nimmt man diese energiepolitischen Rahmenbedingungen, in der öffentlichen Diskussion oftmals als „Energiewende“ bezeichnet, ernst, so folgt hieraus ein stark rückläufiger Anteil der Braunkohle am Strommix. Während viele der bestehenden Braunkohlekraftwerke noch in den 2030er Jahren verfügbar sind, gehen deren Volllaststunden aufgrund der zunehmenden Einspeisung Erneuerbarer erheblich zurück. Es ist davon auszugehen, dass der Betrieb von Braunkohlekraftwerken in der Lausitz, und somit auch am Standort Boxberg, zu Beginn der 2040er Jahre auf Grund der hohen Einspeisung aus Erneuerbaren, der geringen Residuallast sowie tendenziell sinkender Großhandelspreise unrentabel sein dürfte. Nach der Absage der Energiewirtschaft und –politik an die Carbon Capture, Transport, and Storage (CCTS)-Technologie ist auch nicht mehr vom Einsatz einer CO₂-armen Kraftwerkstechnologie auszugehen (weder Neubau eines CCTS-Kraftwerks noch Nachrüstung mit CCTS-Technologie). Daher ist in der Lausitz von einem mittelfristigen Ausstieg aus der Braunkohlewirtschaft zu rechnen, der im Bereich der frühen 2040er Jahren liegen dürfte.

Aufbauend auf obigen Prämissen erfolgen im Gutachten Szenariorechnungen für die Braunkohlewirtschaft in der sächsischen Lausitz für die kommenden drei Jahrzehnte. Dabei ergibt sich, dass die Versorgung des Kraftwerks Boxberg bis zu dessen voraussichtlichen Auslaufen aus den benachbarten Tagebauen Nochten (Teilfeld I) und Reichwalde möglich ist: Im genehmigten Feld Nochten I liegen Vorräte von 311 Mio. t vor, im Feld Reichwalde weitere 349 Mio. t; hiervon werden für die Verstromung im Kraftwerk Boxberg bis in die frühen 2040er Jahre ca. 228 Mio. t aus Nochten I bzw. 106 Mio. t aus Reichwalde benötigt, sodass die be-

reits genehmigten Mengen für die Versorgung auskömmlich ausreichen; des Weiteren können zusätzliche Mengen aus den beiden Tagebauen auch für die Versorgung des Kraftwerks Schwarze Pumpe eingesetzt werden. Es ist somit keine energiewirtschaftliche Notwendigkeit der Fortschreibung des Braunkohlenplans auf die im Feld Nochten II befindlichen Braunkohlevorräte zu erkennen.

Im Weiteren wird im Gutachten geprüft, ob das „Energie- und Klimaprogramm Sachsen 2012“ andere Gründe für die Fortschreibung des Braunkohlenplans liefert. Dieses ist nicht der Fall: Zwar leistet die Braunkohle derzeit einen wichtigen Beitrag zur Stromversorgung in Sachsen, jedoch wird sie längerfristig weder für die Versorgungssicherheit in Sachsen noch in Deutschland notwendig sein. Des Weiteren ist der heimische Energieträger Braunkohle nicht subventionsfrei, sondern erhält eine Vielzahl von Vergünstigungen, u.a. in den Bereichen Wassernutzungsentgelt, Förderpreis für Braunkohle und EEG-Umlagebefreiung. Hierzu kommen die negativen umweltpolitischen Aspekte der Braunkohlenutzung (sogenannte „negative externe Effekte“) wie die Emission von CO₂, Stickstoffoxiden, Quecksilber, Schwefeloxide, Staub und Lärm, die Verockerung der umliegenden Gewässer sowie die extensive Nutzung von Flächen. Angesichts der tatsächlichen privaten Kosten und der hohen negativen externen Kosten sind der Braunkohleabbau und die -verstromung nicht wirtschaftlich darstellbar. Auch die im Programm angesprochene stoffliche und energetische Nutzung der Braunkohle (Polygeneration) als Möglichkeit, die Abhängigkeit von Rohstoffimporten für die Erzeugung chemischer Basisprodukte zu verringern (SMWA und SMUL, 2013, S. 36) ist angesichts der Verfügbarkeit von Mineralölen kein strategischer Vorteil für die sächsische Energiewirtschaft.

Im Ergebnis muss festgehalten werden, dass es für die Fortführung des Braunkohlenverfahrens Tagebau Nochten II weder eine energiewirtschaftliche Notwendigkeit gibt noch andere Gründe aus dem Energie- und Klimaprogramm Sachsen 2012 hierfür sprechen.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	I
1 Einleitung	1
2 Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen	2
2.1 Das Energiekonzept der Bundesregierung.....	2
2.2 Szenariorahmen von Energiewirtschaft und Bundesnetzagentur.....	5
2.3 Implikationen für die Braunkohlewirtschaft.....	7
3 Prognose der Braunkohlewirtschaft am Standort Nochten/Boxberg.....	8
3.1 Perspektiven des Kraftwerks Boxberg	8
3.2 Braunkohlebelieferung von Boxberg bis in die frühen 2040er Jahre	10
3.3 Einbettung in das Braunkohlerevier Lausitz	11
3.4 Zwischenfazit: Fortschreibung des Braunkohlenplans zur Nutzung von Nochten Teilfeld II energiewirtschaftlich nicht erforderlich.....	13
4 Weitergehende Erwägungen mit Bezug auf das „Energie- und Klimaprogramm Sachsen 2012“	13
4.1 Energie- und Klimaprogramm Sachsen 2012.....	13
4.2 Braunkohle als subventionsfreier Energieträger?	13
4.2.1 Subventionstatbestände in der Braunkohlenwirtschaft	14
4.2.2 Negative Umwelteffekte	14
4.3 Innovative Kraftwerkstechnologien (CCTS) zur nahezu vollständigen Vermeidung von CO ₂ ?	16
4.4 Versorgungssicherheit und Braunkohle als eine tragende Säule?	18
4.5 Braunkohlestrom als Instrument der Exportsteigerung?	19
4.6 Zwischenfazit: Energie- und Klimaprogramm Sachsen 2012 liefert keine weiteren Argumente für die Fortführung des Braunkohlenverfahrens	19
5 Fazit: Inanspruchnahme des Tagebaus Nochten Teilfeld II energiewirtschaftlich nicht erforderlich.....	19
6 Referenzen.....	22

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Unterschiedliche Residuallasten im deutschen Stromsektor von 2011 bis 2033	3
Abbildung 2: Entwicklung der Bruttostromversorgung in der Leitstudie 2012 des BMU	4
Abbildung 3: Merit Order für Deutschland im Jahr 2032.....	6
Abbildung 4: Das sächsische Braunkohlerevier in der Lausitz	8
Abbildung 5: Jährliche Belieferung des Kraftwerks Boxberg	11
Abbildung 6: Das Lausitzer Braunkohlerevier mit den aktiven Tagebauen und Kraftwerken in 2013.....	12
Abbildung 7: Externe Kosten(-spanne) der Stromerzeugung durch Braunkohle in ct/kWh aus verschiedenen Studien im Vergleich zum Strompreis an der EEX.....	15

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Technologiespezifische erneuerbare Erzeugungskapazitäten in Deutschland im Jahr 2032.....	5
Tabelle 2: Erwartete Entwicklung der Leistung aus Braunkohlekraftwerken im vorläufigen Szenariorahmen für 2014	7
Tabelle 3: Das Kraftwerk Boxberg in der Lausitz.....	10
Tabelle 4: Angenommene Volllaststunden der Kraftwerksblöcke am Standort Boxberg	10
Tabelle 5: Tagebaue im Lausitzer Revier.....	11

1 Einleitung

Dieses Gutachten analysiert die energiewirtschaftliche Notwendigkeit der Fortschreibung des Braunkohleplanes „Tagebau Nochten“, welcher den Aufschluss des Tagesbaus Nochten II und die Erschließung von ca. 300 Mio. t Braunkohle, überwiegend zur Verstromung, zum Ziel hat. Das Gutachten wurde von der Klima-Allianz Deutschland beauftragt; es entstand im Rahmen der wissenschaftlichen Beschäftigung mit der zukünftigen Bedeutung der Braunkohle in der Lausitz und in Deutschland im Rahmen der Energiewende. Die Analyse stützt sich auf die von den Autoren durchgeführte energiewirtschaftliche Modellierung, frühere wissenschaftliche Forschungsarbeiten und Politikberatung sowie die einschlägigen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen, insb. das Energie- und Klimaprogramm Sachsen 2012 (SMWA und SMUL, 2013), das Energiekonzept der Bundesregierung (BMU und BMWi, 2010) und deren Fortschreibungen sowie die hierauf aufbauende energiewirtschaftlichen Szenariorahmen der energiewirtschaftlichen Entwicklungen bis 2032/34 (BNetzA, 2011, Szenariorahmen, 2013).

Die Gutachter sind durch eine lange Forschungstätigkeit intensiv mit der Situation vor Ort vertraut. Der erstgenannte Gutachter ist seit vielen Jahren mit der umwelt- und energiepolitischen Entwicklung in der Lausitz vertraut und hat alle relevanten Produktionsstätten (Tagebaue und Kraftwerke) vor Ort besichtigt; das Gutachten kann sich auch auf energiewirtschaftliche Modelle und Forschungsarbeiten stützen, welche im Kontext der energiewirtschaftlichen Szenarien für die Lausitz durchgeführt wurden; hierzu gehört auch eine Stellungnahme bei der Erörterung des Braunkohleverfahrens Tagebau Nochten am 11. Dezember 2012 in Schleife.

Das Gutachten stellt im folgenden Abschnitt 2 die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen zusammen, welche zur Bewertung des Braunkohlenplanverfahrens berücksichtigt werden müssen. Hierbei ist insbesondere das Energiekonzept der Bundesregierung zu nennen, welches für die Braunkohle eine stark rückläufige Bedeutung annimmt und keinen Kraftwerksneubau vorsieht. Abschnitt 3 des Gutachtens prognostiziert darauf aufbauend die Entwicklung der Braunkohlewirtschaft am Standort Nochten/Reichwalde/Boxberg; darüber hinaus wird der Bezug zur Entwicklung der Braunkohlewirtschaft in der gesamten Lausitz hergestellt. Dabei ergibt sich, dass die Versorgung des Kraftwerks Boxberg bis zu dessen

voraussichtlichen Auslaufen Anfang der 2040er Jahre aus den sächsischen Tagebaugebieten Nochten I und Reichwalde möglich ist; der im Braunkohlenverfahren beantragte Aufschluss des Feldes Nochten II wird hierfür nicht benötigt. In Abschnitt 4 wird dann geprüft, ob sich aus dem Energie- und Klimaprogramm 2012 weitere, bisher nicht behandelte Gründe für die Fortschreibung des Braunkohlenplans ergeben. Dieses wird verworfen, weil die Wirtschaftlichkeit der Braunkohle unter Berücksichtigung von Subventionstatbeständen und negativer Umweltauswirkungen nicht gegeben ist, es auf absehbare Zeit keine CO₂-arme Braunkohleverstromung mit CO₂-Abscheidung geben wird und die Braunkohle mittelfristig keinen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit in Sachsen bzw. in Deutschland leisten wird.

Daher muss im Ergebnis festgehalten werden, dass es für die Fortführung des Braunkohlenverfahrens Tagebau Nochten II weder eine energiewirtschaftliche Notwendigkeit gibt noch andere Gründe aus dem Energie- und Klimaprogramm Sachsen 2012 hierfür sprechen.

2 Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen

2.1 Das Energiekonzept der Bundesregierung

Das Energiekonzept der Bundesregierung vom 29. September 2010 sowie der Beschluss der Bundesregierung vom 06. Juni 2011 sehen einen umfänglichen Umbau des Energiesystems vor. Die energiewirtschaftliche Bedeutung des Tagebaus Nochten muss daher diese energie- und umweltpolitischen Rahmenbedingungen berücksichtigen, welche im Allgemeinen als „Energiewende“ bezeichnet werden: Der Ausbau der erneuerbaren Energieträger in der Stromerzeugung auf mindestens 50 % (2030) bzw. mindestens 80 % (2050) sowie die Festlegung ambitionierter CO₂-Reduktionsziele um 40 % im Vergleich zu 1990 bis 2020 sowie um 80-95 % bis zum Jahr 2050; hierzu trat im Sommer 2011 der Atomausstieg bis zum Jahr 2022. Nimmt man diese energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen ernst, so muss man von einem weitgehenden Umbau der Energiewirtschaft ausgehen. Diese Ziele ändern die Funktionsweise der Energiewirtschaft grundlegend.¹ So zeigt Abbildung 1 skizzenhaft die Veränderung der Struktur der Elektrizitätswirtschaft in der „alten“ konventionellen Welt und in der „neuen“ Welt der Energiewende: Die Dauerlastkurve im Jahr 2011 verträgt sich noch

¹ Dieser Abschnitt entspricht weitgehend den in Gerbaulet, et al. (2012b) zusammengefassten Forschungsergebnissen, an welchen die Autoren dieses Gutachtens beteiligt waren.

mit der traditionellen Aufteilung konventioneller Stromerzeugung in Grund-, Mittel- und Spitzenlast. Dagegen liegt in einem erneuerbar basierten System, wie es 2030 angenommen wird, die „Residuallast“, d.h. die nach dem Abzug der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Quellen verbleibende Last, um welche die konventionellen Erzeuger im Wettbewerb stehen müssen, deutlich niedriger. Aufgrund hoher Flexibilität sowie geringerer Investitionskosten werden Erdgaskraftwerke in diesem Zusammenhang möglicherweise eine besondere Bedeutung haben; darüber hinaus werden in diesem System Speichertechnologien sowie lastseitige Flexibilität eine größere Bedeutung einnehmen (BMU, 2013, UBA, 2010).

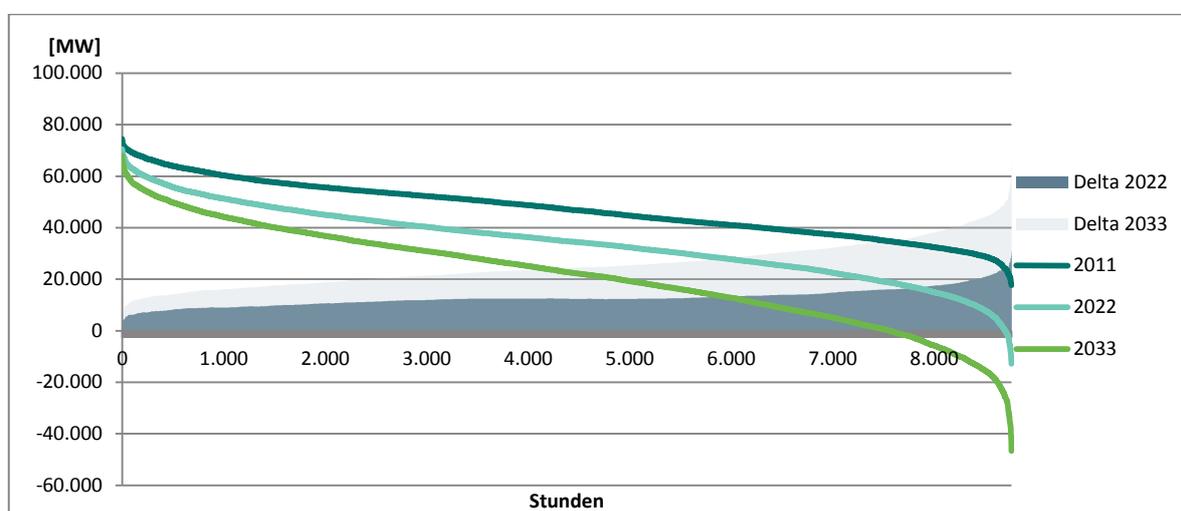


Abbildung 1: Unterschiedliche Residuallasten im deutschen Stromsektor von 2011 bis 2033

Quelle: Gerbaulet, et al. (2012b), S.7.

Somit steht die deutsche Energiewirtschaft vor einem erheblichen Reformbedarf zur Entwicklung eines adäquaten Sektordesign einer auf weitgehend auf Erneuerbaren beruhenden Stromwirtschaft. In diesem Zusammenhang stellen sich neue Fragen zur Rolle der Braunkohlewirtschaft. Die Energiewende führt dazu, dass sich die traditionelle Einordnung der Braunkohle als „Grundlast“ schrittweise auflöst. Im Mittelpunkt steht vielmehr die Abdeckung der Residuallast, welche nach der Einspeisung erneuerbarer Energieträger verbleibt. In diesem Zusammenhang werden die Volllaststunden der Braunkohle in der Zukunft sinken. Die Leitstudie des BMU „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global“ stellt eine mögliche Ausprägung der Auswirkungen der Energiewende dar: Abbildung 2 beruht auf

Analysen des Szenario A der Leitstudie des BMU und zeigt einen kontinuierlichen Rückgang der Erzeugung von Strom aus Braunkohle insbesondere nach 2020.² Die Studie ermittelt einen Rückgang der Volllaststunden der braunkohlegefeuerten Energieerzeugung auf 6.000 h in 2020 und auf 4.000 h im Jahre 2030 (BMU, 2012, S. 26). Dies drückt sich in einem immer niedriger werdenden Anteil an der Bruttostromerzeugung in Deutschland aus, welcher nach 2040 auf verschwindende Anteile zurückgeht.

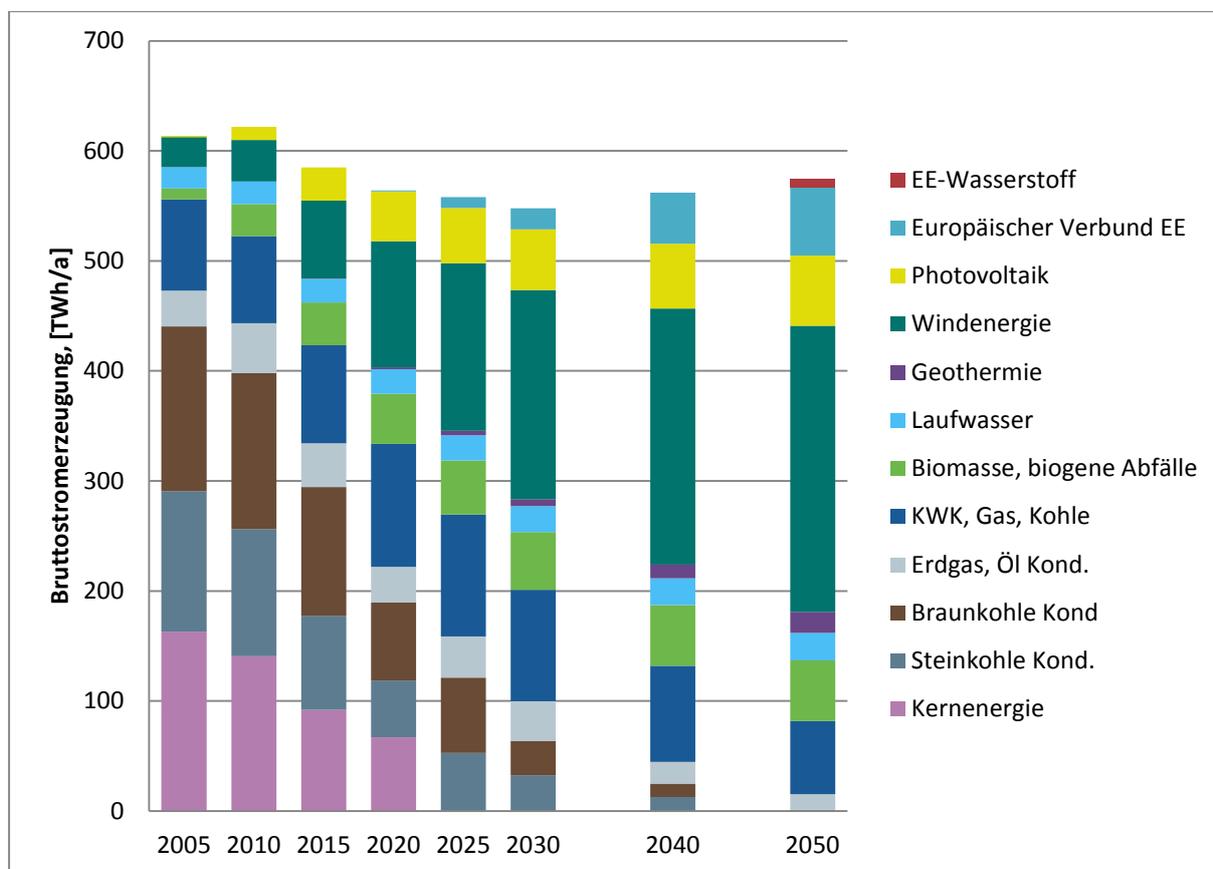


Abbildung 2: Entwicklung der Bruttostromversorgung in der Leitstudie 2012 des BMU
 Quelle: BMU, 2012

² Szenario A ist ein mittleres Szenario bezüglich des Ausbaus von erneuerbaren Energien und Annahmen zu Fahrzeugen mit Elektroantrieb ohne großflächigen Einsatz von Power-to-Gas Technologien und ähnelt den Annahmen aus Szenario B des Szenariorahmens der BNetzA.

2.2 Szenariorahmen von Energiewirtschaft und Bundesnetzagentur

Die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen werden in den „Szenariorahmen“ operationalisiert, welcher von der Energiewirtschaft erstellt und anschließend von der Bundesnetzagentur als verbindliche Grundlage für den Netzausbau verabschiedet wird. Der Szenariorahmen spiegelt daher einen von den wesentlichen Stakeholdern erwarteten Kraftwerksmix wieder. Durch öffentliche Konsultationsprozesse ist auch eine gesellschaftliche Beteiligung sichergestellt; der Szenariorahmen entfaltet somit eine weitgehende Bindung für energiewirtschaftliche und gesellschaftliche Planungsprozesse.

Der Szenariorahmen 2012 beinhaltet einen Ausbau der erneuerbaren Kapazitäten auf über 180 MW bis zum Jahr 2032 (s. Tabelle 1). Gerbaulet, et al. (2012b) machen Ausführungen zum Kraftwerkseinsatz unter Betrachtung der variablen Erzeugungskosten der einzelnen Kraftwerksblöcke. Hier fließen Effizienz, variable Betriebs- und Wartungskosten, Brennstoffpreise, ggf. regionale Transportkosten für Steinkohle und der CO₂-Zertifikatspreis mit ein. Als Rohstoffpreis wird 4 €/MWh_{th} für Braunkohle angenommen. Die Preise der übrigen Energieträger basieren auf den Annahmen des NEP (2012) mit 11 €/MWh_{th} für Steinkohle, 27 €/MWh_{th} für Erdgas, und einem CO₂-Zertifikatspreis von 43 €/t. Daraus ergibt sich für das Jahr 2032 die Merit Order aus Abbildung 3. Die Kapazitäten von Wasserkraft, Wind und Photovoltaik sind mit variablen Erzeugungskosten von 0 €/MWh angesetzt und Biomasse mit 10 €/MWh. Damit werden diese Erzeugungsträger erst vom Markt genommen, wenn bereits alle konventionellen Kraftwerke aus dem Markt gegangen sind oder die Einspeisung aufgrund regionaler Netzengpässe nicht möglich ist.

Technologie	Ende 2011	NEP 2033 B
Wasserkraft	3.628 MW	5.186 MW
Biomasse	5.861 MW	9.700 MW
Wind Onshore	28.219 MW	66.400 MW
Wind Offshore	188 MW	28.100 MW
Photovoltaik	24.670 MW	72.145 MW
Geothermie	6 MW	8 MW
Pumpspeicher	6.352 MW	10.898 MW

Tabelle 1: Technologiespezifische erneuerbare Erzeugungskapazitäten in Deutschland im Jahr 2032

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf NEP (2012)

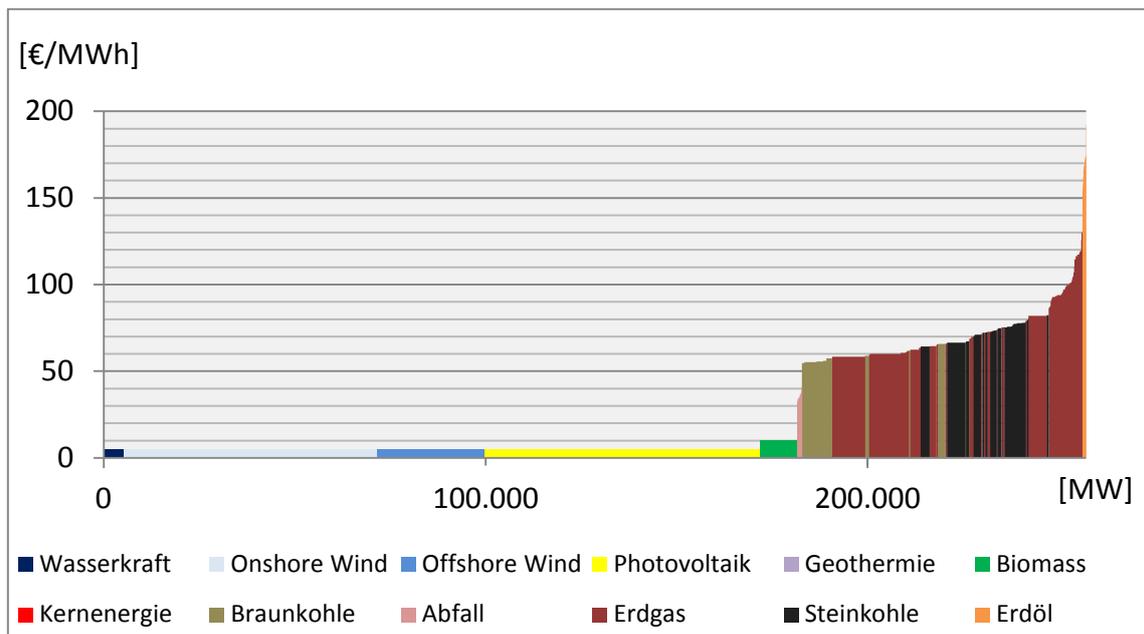


Abbildung 3: Merit Order für Deutschland im Jahr 2032

Quelle: Gerbaulet, et al. (2012b), S.33.

Ein Großteil der 180 GW der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten unterliegt Fluktuationen in der Verfügbarkeit. Im Vergleich zur täglichen Lastkurve, die historisch durch Grund-, Mittel- und Spitzenlast abgedeckt wurde, ermöglicht die nach Abzug der erneuerbaren Erzeugung verbleibende residuale Lastkurve weniger kontinuierliche Volllaststunden für traditionelle Kraftwerke. Bei den angenommenen Marktpreisen folgen die meisten Braunkohlekraftwerke, nachdem 2032 keine Kernkraftwerke in Deutschland mehr verfügbar sind, als günstigste konventionelle Erzeugungstechnologie. Der Kostenvorteil gegenüber modernen Erdgaskraftwerken ist jedoch fast vollständig verschwunden, weshalb günstigere Erdgaspreise selbst die bestehenden Braunkohlekraftwerke um 2030 aus dem Markt drängen könnten. Bei weiter steigenden CO₂-Emissionspreisen erfolgt dieser Verdrängungsprozess bei den angenommenen Preisdaten Ende der 2030er Jahre (Gerbaulet, et al., 2012b).

Auch der kürzlich vorgelegte Entwurf des Szenariorahmens 2014 bestätigt die Erwartung der Energiewirtschaft an eine stark rückläufige Bedeutung der Braunkohle im deutschen Strommix: Tabelle 2 stellt die Werte des Entwurfs des Szenariorahmens 2014 dar (Szenariorahmen, 2013): Entsprechend den Zielfunktionen der Energiewende ergeben sich anspruchsvolle Ausbauziele für Erneuerbare, jedoch wird im Hauptszenario B nicht mit dem Ausbau der Braunkohlekapazitäten gerechnet.

Netto Nennleistung [GW]	Referenz 2012	Szenario A 2024	Szenario B 2024	Szenario B 2034	Szenario C 2024
Braunkohle	20,9	16,0	15,4	11,3	15,4
Differenz zu Bestand 2012		-4,9	-5,5	-9,6	-5,5
davon in Bau		0,0	0,0	0,0	0,0
davon in Planung		0,6	0,0	0,0	0,0
davon Rückbau angezeigt		-1,4	-1,4	-1,4	-1,4
davon Rückbau nach 50 Jahren angenommen		-4,1	-4,1	-8,2	-4,1

Tabelle 2: Erwartete Entwicklung der Leistung aus Braunkohlekraftwerken im vorläufigen Szenariorahmen für 2014

Quelle: Szenariorahmen 2014 (2013, S. 24).

2.3 Implikationen für die Braunkohlewirtschaft

Das Energiekonzept der Bundesregierung und die Szenariorahmen der Bundesnetzagentur legen nahe, dass die Bedeutung der Braunkohle im Strommix in den kommenden drei Jahrzehnten erheblich zurückgehen wird. Dies hat direkte Auswirkungen auf die Volllaststunden, welche für Braunkohlekraftwerke rückläufig sind: hierauf wird im folgenden Abschnitt genauer eingegangen. Zum anderen lassen die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen keinen Neubau von Braunkohlekraftwerken erwarten. Zu einem analogen Schluss kommen Gerbaulet et al. (2012b), die finden, dass sich der Bau neuer Braunkohlekraftwerke aus betriebswirtschaftlicher Perspektive nicht lohnt.³ Vor diesem Hintergrund kann die Braunkohle nur einen eingeschränkten Beitrag zum zukünftigen Energiesystem leisten und trüge keinen Beitrag zur Verringerung der erwarteten Kapazitätslücke in Süddeutschland bei; daher würden neue Braunkohlekraftwerke auch nicht als Empfänger von Kapazitätzahlungen profitieren.

³ Die Wettbewerbsfähigkeit der Braunkohleverstromung hängt dabei insbesondere von den Kosten der CO₂-Emissionsrechte, dem durchschnittlich erzielten Preis an der Strombörse, dem Bedarf an Flexibilität der Kraftwerke und den benötigten Volllaststunden ab. Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Betreiber von Braunkohlekraftwerken haben sich mit dem Ende der kostenlosen Zuteilung von CO₂-Zertifikaten und deren Versteigerung ab 2013 verschlechtert. Außerdem greift seit 2013 für Neubauten und ab 2016 für Altbaunachrüstungen eine neue europäische Richtlinie zur Regulierung der Industrieemissionen, welche strengere Vorgaben für den Ausstoß von Stickoxiden, Quecksilber und anderen Luftschadstoffen von Kohlekraftwerken setzt. Eine Investitionsrechnung für ein Standard-Braunkohlekraftwerk weist darauf hin, dass die Kosten einer Neuinvestition unter den hier getroffenen Annahmen nicht erwirtschaftet werden können (Gerbaulet, et al. 2012a).

3 Prognose der Braunkohlewirtschaft am Standort Nochten/Boxberg

3.1 Perspektiven des Kraftwerks Boxberg

Das Lausitzer Braunkohlerevier besteht aus den fünf aktiven Tagebauen Cottbus-Nord, Jänschwalde, Welzow-Süd (Teilfeld I), Nochten I und Reichwalde, die für die Belieferung der drei Kraftwerke Jänschwalde (2.800 MW), Schwarze Pumpe (1.500 MW) und Boxberg (2.475 MW) sowie einer Reihe kleinerer Abnehmer zuständig sind. In früheren Studien wurden die Perspektiven für die Lausitz als Ganzes analysiert (vgl. Gerbaulet, et al., 2012a; Hirschhausen und Oei, 2013). Das laufende Braunkohlenverfahren bezieht sich insbesondere auf die Verbindung von Tagebau und Verstromung in Sachsen, d.h. die Tagebaue Nochten und Reichwalde sowie das Kraftwerk Boxberg. Im Folgenden liegt daher der Schwerpunkt der Analyse auf der Situation in der sächsischen Lausitz (Abbildung 4); abschließend wird auf die Einbettung in das Braunkohlerevier Lausitz eingegangen.

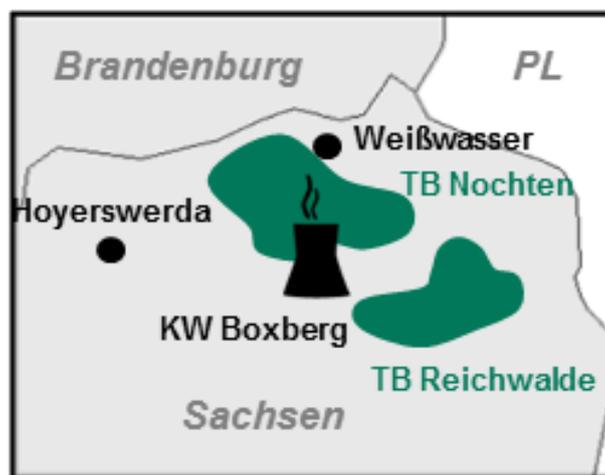


Abbildung 4: Das sächsische Braunkohlerevier in der Lausitz

Quelle: Eigene Darstellung.

Die in Gerbaulet, et al. (2012b) dargestellte Modellierung des deutschen Strommarktes auf Basis der Szenarien des Netzentwicklungsplans von 2012 ermöglicht eine Diskussion der kraftwerksscharfen Volllaststunden (VLh) für 2032.⁴ Die Modellergebnisse für die Volllaststunden der einzelnen Blöcke für 2032 sind ein Indikator für den Einfluss der voranschrei-

⁴ Die Argumentation in diesem Abschnitt folgt Gerbaulet, et al. (2012b) sowie Hirschhausen und Oei (2013).

tenden Transformation des Energiesystems auf die Nutzung der Braunkohle in der deutschen Stromwirtschaft. Es zeigt sich, dass die Braunkohlekraftwerke in der Lausitz durch den gestiegenen Zubau erneuerbarer Erzeugung geringere Volllaststunden zu erwarten haben. Es ist zu erwarten, dass die Auslastung der Kraftwerke mit dem Zubau von erneuerbarer Erzeugung kontinuierlich sinkt. Ein massiver Einbruch ist zu erwarten, wenn Braunkohle durch steigende CO₂-Zertifikatspreise in der Merit Order hinter moderne GuD-Kraftwerke fällt. Dies ist bei den Szenarien des NEP bei einigen älteren Kraftwerken aufgrund des schlechteren Wirkungsgrads um 2030 der Fall, droht aber auch Boxberg bei einem weiter steigenden CO₂ Preis (Gerbaulet, et al., 2012b).

Diese Erwartung wird auch durch den Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans 2012 gestützt. Für die Jahre 2001-2010 hatten die deutschen Braunkohlekraftwerke im Schnitt 7.500 VLh pro Jahr (VGB, 2011). Die Jahre 2011 und 2012 waren auf Grund der niedrigen CO₂-Zertifikatspreise neue Rekordjahre was die Auslastung der Braunkohlekraftwerke betrifft. Der NEP geht für das Jahr 2032 allerdings von lediglich 4.900 VLh für Braunkohlekraftwerke aus (NEP, 2012, S.65); dies entspricht einer jährlichen Minderung von 2,2 %.

Das Kraftwerk in Boxberg besteht aus vier verschiedenen Kraftwerksblöcken, welche in der Tabelle 3 aufgelistet sind. Die beiden älteren Blöcke N und P haben eine Nettoleistung von 489 MW und eine Effizienz von 35%. Für diese Blöcke gehen wir auf Grund des geringeren Wirkungsgrades von derzeit 6.000 VLh sowie einer gleichbleibenden jährlichen Minderung von 2,2 % aus (s. Tabelle 4). Kraftwerksblöcke, welche vor 1990 errichtet wurden, werden annahmegemäß auf Grund ihres geringeren Wirkungsgrades nach 40 Jahren bzw. auch früher stillgelegt. Bzgl. der neuen Blöcke Q und R gilt entsprechend der obigen Diskussion der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen, dass sie in den frühen 2040er Jahren keine ausreichende Kostendeckung erzielen können und zu diesem Zeitpunkt vom Netz genommen werden. Wesentliche Gründe hierfür sind neben den rückläufigen Volllaststunden und steigende Umweltaforderungen auch sinkende Großhandelspreise. Analoge Bedenken bzgl. der zukünftigen Wettbewerbsfähigkeit von Braunkohle unter den Bedingungen der Energiewende äußerte der Konzernvorsitzende von Vattenfall, Oystein Löseth: So begründete er Diskussionen um den Verkauf der Vattenfall-Anteile am sächsischen Braunkohlekraftwerk Lippendorf damit, dass er in den kommenden Jahren „mit einer schwachen Stromnachfrage

und gleichbleibend niedrigen Großhandelsstrompreisen“ rechnet (vgl. Tagesspiegel vom 07. März 2013).

Kraftwerk	Block	Nettoleistung [MW]	EFF [%]	Inbetriebnahme
Boxberg	IV-Q	857	42,4	2000
	IV-R	640	43,5	2012
	III-N	489	35	1979
	III-P	489	35	1980

Tabelle 3: Das Kraftwerk Boxberg in der Lausitz

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf NEP (2012).

VLh im Jahr	Boxberg (N und P)	Boxberg (Q und R)
2013	6.000	7.500
2020	5.135	6.418
2030	4.110	5.138
2040	3.291	4.113

Tabelle 4: Angenommene Volllaststunden der Kraftwerksblöcke am Standort Boxberg

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf NEP (2012).

3.2 Braunkohlebelieferung von Boxberg bis in die frühen 2040er Jahre

Im Folgenden werden die Annahmen in eine Belieferungsmatrix des Kraftwerks Boxberg aus den Tagebauen übersetzt. Dabei richten sich die Abbaumengen nach den in den Kraftwerken verstromten Mengen; die Volllaststunden und Auslaufzeitpunkte der Kraftwerke entsprechen den Annahmen des vorherigen Abschnitts.

Das Kraftwerk Boxberg wird durchgängig durch den seit Ende 2010 wieder in Betrieb genommenen Tagebau Reichwalde sowie den Tagebau Nochten versorgt. Da das Kraftwerk speziell für die Zumischung aus Kohle aus Reichwalde eingestellt ist, kann ein höherer Beimischungsgrad als bei anderen Kraftwerken verwendet werden.⁵ Der maximale Anteil der Kohle aus Reichwalde wird ab dem Jahr 2015 von derzeit 25 auf 35 % erhöht, um die bereits genehmigten Kohlevorkommen in Reichwalde auszunutzen. In den Jahren 2019 und 2020

⁵ Die Kohle aus Reichwalde 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.

erfolgt das Abschalten der Blöcke N und P, welche ab diesem Zeitpunkt auf Grund der zu geringen Volllaststunden nicht mehr wirtschaftlich sein werden.

Abbildung 5 zeigt die jährliche Belieferung des Kraftwerks Boxberg mit Kohle aus den Tagebauen Nochten I und Reichwalde. Bei der vorgesehenen Verstromung sind von den bereits genehmigten Vorräten in Nochten Anfang 2013 von 311 Mio. t insgesamt 228 Mio. t notwendig; in Reichwalde gab es zum selben Zeitpunkt 349 Mio. t Vorräte, von denen ca. 106 Mio. t in Boxberg verstromt werden (vgl. Tabelle 5). Somit sind die vorhandenen genehmigten Tagebaumengen auskömmlich.

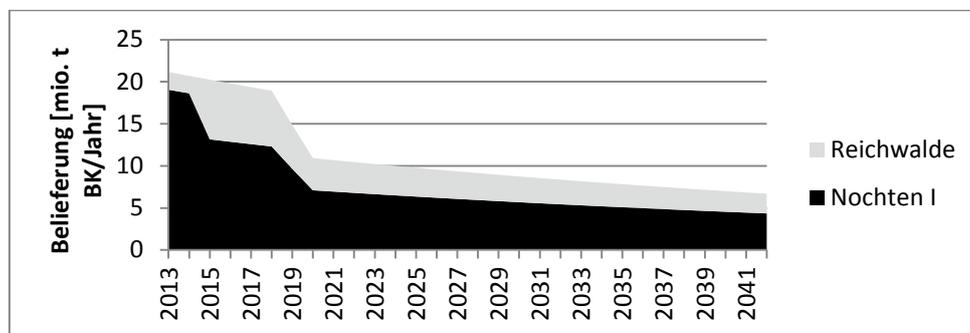


Abbildung 5: Jährliche Belieferung des Kraftwerks Boxberg

Quelle: Eigene Berechnungen.

Name	Abbaustart	bereits genehmigte Vorräte Anfang 2013 [mio t]	jährliche max. Abbaumenge [mio t]	Benötigte Mengen für Boxberg bis 2042 [mio t]
Nochten I	1973	311	20	228
Reichwalde	1987	349	12	106

Tabelle 5: Tagebaue im Lausitzer Revier

Quelle: Eigene Berechnungen

3.3 Einbettung in das Braunkohlerevier Lausitz

Über das sächsische Teilrevier Nochten/Reichwalde/Boxberg sind auch eventuelle Rückwirkungen für den Rest des Braunkohlereviers Lausitz zu berücksichtigen. Dies bezieht sich

insbesondere auf den nahegelegenen Standort Schwarze Pumpe, wo sowohl Braunkohleverstromung als auch anderweitige Veredelung betrieben wird.

Hirschhausen und Oei (2013) haben im Rahmen eines anderen Gutachtens die möglichen lausitzweiten Braunkohleströme analysiert. Diese beinhalten alle fünf Tagebaue (neben Nochten und Reichwalde auch Welzow-Süd (Teilfeld I), Jänschwalde sowie Cottbus Nord, s. Abbildung 4). Das Kraftwerk Schwarze Pumpe reduziert seine jährlichen CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2030 um die in der Energiestrategie Brandenburg (2012) festgelegten 4 Mio. t auf Grund der geringeren Volllaststunden und Effizienzsteigerungen. Zur Versorgung des Kraftwerks Schwarze Pumpe liegen im Tagebau Welzow Süd Teilfeld I ausreichend planerisch bestätigte Kohle zur Verfügung, sieht man noch geringe Lieferungen aus den benachbarten Tagebauen Nochten I sowie Reichwalde vor.

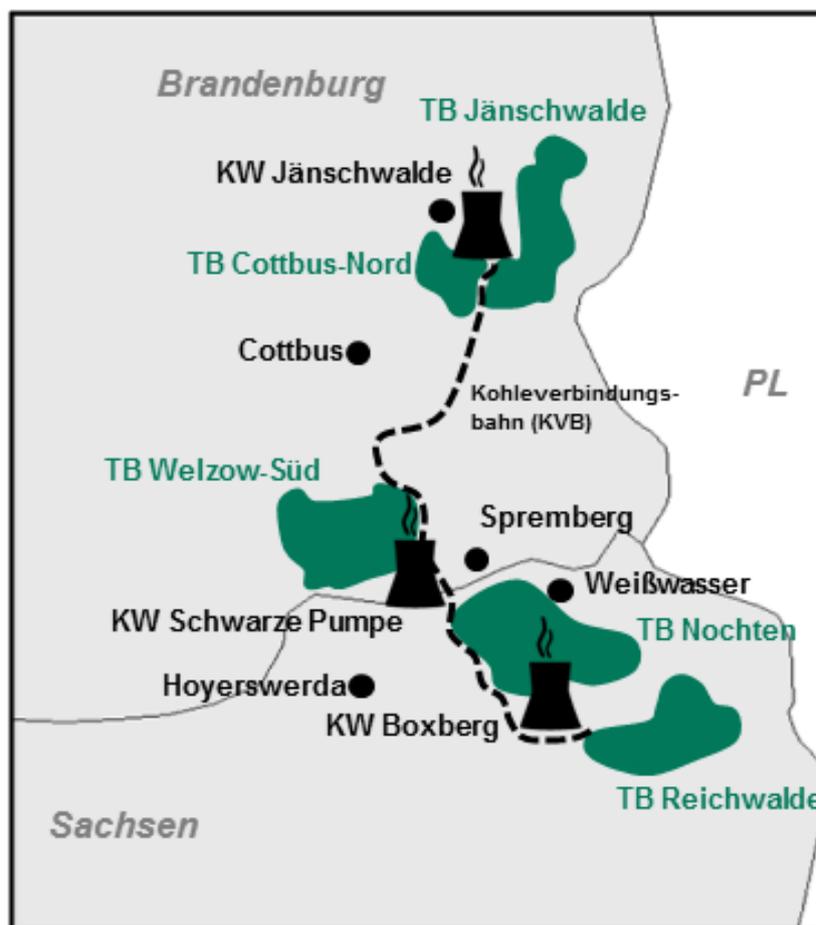


Abbildung 6: Das Lausitzer Braunkohlerevier mit den aktiven Tagebauen und Kraftwerken in 2013

Quelle: Eigene Darstellung.

3.4 Zwischenfazit: Fortschreibung des Braunkohlenplans zur Nutzung von Nochten Teilfeld II energiewirtschaftlich nicht erforderlich

Aus der obigen Berechnung ergibt sich, dass die Versorgung des Kraftwerks Boxberg bis zu dessen voraussichtlich vollständigem Auslaufen aus dem bestehenden Tagebau Nochten Teilfeld I sowie Reichwalde möglich ist (s. Tabelle 5); die Inanspruchnahme der im Teilfeld II des Tagebaus Nochten lagernden Kohlevorräte ist daher nicht erforderlich. Auch eine Betrachtung des gesamten Lausitzer Braunkohlereviere liefert keine anderen Ergebnisse.

4 Weitergehende Erwägungen mit Bezug auf das „Energie- und Klimaprogramm Sachsen 2012“

4.1 Energie- und Klimaprogramm Sachsen 2012

Im Folgenden wird geprüft, ob es noch andere Gründe für die Fortführung des Braunkohlenverfahrens gibt, welche sich aus dem jüngst von der Landesregierung verabschiedeten „Energie- und Klimaprogramm Sachsen 2012“ (im Folgenden auch: Programm) ableiten könnten. Das Programm „fasst die konzeptionellen Grundlagen der sächsischen Energie- und Klimapolitik zusammen und entwickelt diese weiter“ (SMWA und SMUL, 2013, S. VIII). Wir prüfen daher die wesentlichen Aussagen des Programms in Bezug auf zukünftige Entwicklungen in der Braunkohlenwirtschaft.

4.2 Braunkohle als subventionsfreier Energieträger?

Das Programm postuliert, dass Braunkohle „als heimischer, subventionsfreier Energieträger einen entscheidenden Beitrag zur Sicherheit, Verlässlichkeit und Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung in Deutschland leistet“ (SMWA und SMUL, 2013, S. 35). Hieran könnte der Freistaat Sachsen und die Bundesrepublik Deutschland durch die Fortführung des Braunkohlenverfahrens profitieren. Jedoch legt eine genauere Analyse dar, dass Braunkohle weder ein subventionsfreier Brennstoff ist, noch in den bisher verwendeten Wirtschaftlichkeitsrechnungen die negativen Umwelteffekte berücksichtigt werden.

4.2.1 Subventionstatbestände in der Braunkohlenwirtschaft

Die Braunkohleverstromung in Deutschland und auch in Sachsen wird seit Jahrzehnten auf mehrere Weisen direkt und indirekt vom Staat subventioniert. Die Energiewirtschaft in Sachsen zahlt kein Wassernutzungsentgelte für die Entnahme und Ableitung von Grundwasser zu Produktions- und Kühlzwecken. Bei einer jährlichen Nutzung von knapp 150 Mio m³ Wasser entspricht dies einer jährlichen Subvention von 2 Mio. € im Land Sachsen.

Des Weiteren stehen dem Land Sachsen gemäß §31 und 32 des Bundesberggesetzes 10 Prozent des Marktwertes jedes gefördertten Bodenschatzes zu. Der Bergbaubetreiber ist allerdings derzeit von allen Abgaben der jährlich bis zu 30 Mio. t geförderter Braunkohle aus der sächsischen Lausitz befreit. Im Falle der Erschließung neuer Tagebaufelder⁶ müsste noch dazu ein Kaufpreis in Höhe von „5 Prozent des Marktpreises für die dort im Laufe eines jeden Förderjahres abgebaute und verkaufte beziehungsweise verbrauchte Rohbraunkohle“ bezahlt werden (Deutscher Bundestag, 2013a). Die Berechnung des Marktwertes ist allerdings – auf Grund des nicht existierenden Marktes für Braunkohle – interpretationswürdig. Eine Option wäre der vergleichbare Marktwert von Steinkohle bezogen auf den Heizwert, was einem Preis von ca. 20 €/t entsprechen würde.

Eine weitere Subventionierung der Braunkohle in der Lausitz erfolgt durch die EEG-Befreiung gemäß §§ 40 ff. Erneuerbare-Energien-Gesetz, da insbesondere die Tagebaue als energieintensive Industrie zählen.⁷ Unabhängig von der genauen Höhe der Subventionen ist somit festzuhalten, dass diese die Wirtschaftlichkeit der Braunkohleverstromung aus Sicht der Gesellschaft erheblich schmälern.

4.2.2 Negative Umwelteffekte

Des Weiteren ist fraglich, ob negative Umwelteffekte der Braunkohleverstromung die evtl. betriebswirtschaftlichen Effekte nicht bei weitem übersteigen. Die in diesem Gutachten

⁶ Liste der Braunkohlefelder in der Lausitz unter der Verwaltung der Bodenverwertungs- und Verwaltungs GmbH (BVVG) mit einer Kaufoption durch Vattenfall: Bagenz, Spremberg-Ost, Greifenhain, Leuthen, Klettwitz-Nord, Forst-Hauptfeld, Cottbus-Süd, Jänschwalde-Süd, Jänschwalde-Nord, Illmersdorf-Ost/-West und Weißwasser. (Deutscher Bundestag, 2013a).

⁷ Privatpersonen, Mittelständler und Kleinbetriebe wie Handwerker müssen die Umlage zahlen, Stahlwerke, Glashütten oder Vattenfall dagegen nicht. Sie profitieren dadurch von einem Strompreis mit 0,05 ct/kWh EEG-Umlage, was einer Subventionierung von 3,54 ct/kWh in 2012 und sogar 5,25 ct/kWh für 2013 entspricht. Im Jahr 2013 könnte sich diese Summe fast verdoppeln, doch überlegt die Regierung diese Ausnahme auf die Branchen „im intensiven internationalen Wettbewerb“ zu beschränken. Die Zahl der befreiten Unternehmen in Deutschland stieg in den letzten zwei Jahren von 570 Unternehmen in 2010 auf 734 im Jahr 2012. (Berliner Zeitung, 2013).

bisher verwendeten Berechnungen beziehen keine negativen umweltpolitischen Aspekte der Braunkohlenutzung ein (sogenannte „negative externe Effekte“). Hierzu gehören die Emission von CO₂, Stickstoffoxiden, Quecksilber, Schwefeloxide, Staub und Lärm, die Verockerung der umliegenden Gewässer sowie die extensive Nutzung von Flächen. Die Spätfolgen der Braunkohleverstromung sind oft erst Jahrzehnte später abzusehen. So gelangt derzeit vermehrt eisenhaltiges Grundwasser aus ehemaligen DDR-Tagebauen in die Spree und andere Fließgewässer (IWB, 2012). Verschiedene Studien beziffern die externen Kosten der Braunkohle auf 6 – 12 ct/kWh was somit meist deutlich über dem durchschnittlichen Strompreis an der EEX liegt (FÖS, 2011, DIW Berlin und Fh-ISI, 2010 und DLR und Fh-ISI, 2007). Bei vollständiger Internalisierung der Kosten wäre ein wirtschaftlicher Betrieb nicht mehr darstellbar.⁸

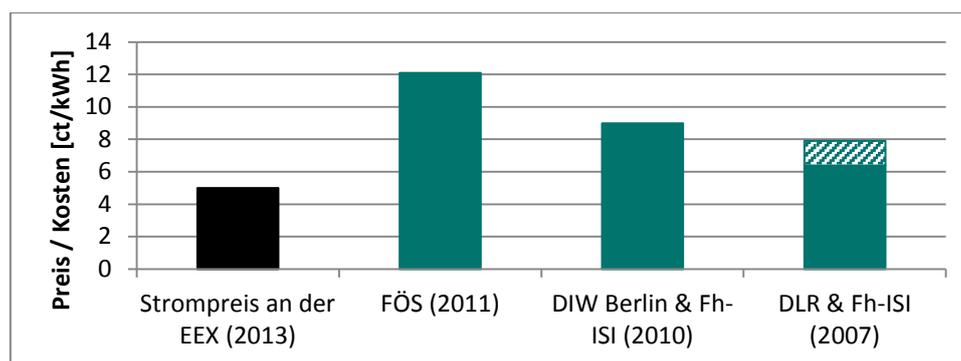


Abbildung 7: Externe Kosten(-spanne) der Stromerzeugung durch Braunkohle in ct/kWh aus verschiedenen Studien im Vergleich zum Strompreis an der EEX

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf FÖS (2011), DIW Berlin und Fh-ISI (2010) sowie DLR und Fh-ISI (2007).

Unsicherheit bzgl. der Gesamtwirtschaftlichkeit besteht auch bzgl. der durch die Braunkohlewirtschaft verursachten Quecksilberbelastungen. Am 24. November 2010 wurde vom Europäischen Parlament und dem Rate der Europäischen Union die Industrieemissionsrichtlinie 2010/75/EU verabschiedet. Sie befasst sich mit Auflagen zum Betrieb von Kraftwerken und Industriebetrieben innerhalb der EU. Der Deutsche Bundestag sowie der Bundesrat haben dem Gesetz Ende 2012 zugestimmt, was u.a. zu einer Änderung der 13. Bundes-

⁸ Die von Sachsener Kraftwerken verursachten Umweltkosten wurden von der European Environment Agency für das Jahr 2009 mit 713-1059 Mio. € für Boxberg und 677-1107 Mio. € für Lippendorf berechnet (EEA, 2011).

Immissionsschutzverordnung führt. Die meisten neuen Grenzwerte müssen ab dem 01. Januar 2016 eingehalten werden (Deutscher Bundestag, 2013b und EU, 2010). Es ist für Braunkohlekraftwerke insbesondere schwierig, den für Altbaunachrüstung ab 2016 geltenden Grenzwert für Quecksilber von 0,01 mg/Nm³ Abgas einzuhalten. Das Braunkohlekraftwerk in Lippendorf ist mit 1160 kg/Jahr der mit Abstand größte Quecksilberemittent Deutschlands, welcher doppelt so viel ausstößt wie der zweitgrößte Emittent in Jänschwalde. Auch das Kraftwerk Boxberg gehört mit 226 kg/Jahr mit zu den größten Quecksilberemittenten in Deutschland, weshalb bei einigen Blöcken etwaige Nachrüstungen benötigt werden (THRU, 2012).⁹ Hierfür benötigte Investitionen in die Kraftwerksblöcke können zu einer Schmälerung der Gewinnmarge und im Extremfall sogar zum Stilllegen von Kraftwerksblöcken führen.

Im Ergebnis ist festzuhalten, dass die Annahme des Programms für Braunkohle als einen „subventionsfreien“ Energieträger nicht haltbar ist. Umgekehrt fallen bei der Braunkohleverstromung gesamtwirtschaftliche Kosten an, welche um ein Mehrfaches über dem Wert des Stroms liegen. Somit kann die Inanspruchnahme der Kohlevorräte des Tagebaus Nochten Teilfeld II die Gesamtwirtschaftlichkeit der Stromversorgung nicht positiv beeinflussen.

4.3 Innovative Kraftwerkstechnologien (CCTS) zur nahezu vollständigen Vermeidung von CO₂?

Das Energie- und Klimaprogramm Sachsen 2012 argumentiert, dass bzgl. der erforderlichen deutlichen Reduzierung von CO₂-Emissionen „innovative Kraftwerkstechnologien (CCS-Technologie) die Option bieten, die Emission von Kohlendioxid nahezu vollständig zu vermeiden“ (SMWA und SMUL, 2013, S. 35). Dabei handelt es sich um CO₂-Abscheidung, -Transport- und -Speicherung zu, neudeutsch CCTS (Carbon Capture, Transport, and Storage); in diesem Fall hätte der Aufschluss von Nochten II keine bzw. nur geringe Auswirkungen auf die CO₂-Emissionen.

Das Programm vernachlässigt dabei jedoch die Tatsache, dass die CCTS-Technologie durch die Absage von Demonstrationsprojekten durch die Energiewirtschaft, u.a. die Entscheidung von Vattenfall zur Einstellung der Demoprojekte in Jänschwalde vom 05. Dezember 2011,

⁹ Eine Herausforderung wird darin bestehen, dieses Problem medienübergreifend zu lösen und mögliche Verlagerungseffekten in andere Nebenprodukte (Flugasche, Gips) oder Umweltmedien (Abwasser) so klein wie möglich zu halten (Beckers, Heidemeier und Hilliges, 2012).

keine Zukunft besitzt und auch von der Energiepolitik auf höchster Ebene abgeschrieben worden ist. Zwar haben mehrere Akteure der Energiewirtschaft in den vergangenen Jahren Anstrengungen unternommen, um die CCTS-Technologie in der Lausitz und anderen Regionen Europas zu entwickeln und marktfähig zu machen. Aus heutiger Sicht müssen diese Bemühungen allerdings als gescheitert betrachtet werden, weil auf keiner der drei Stufen der Wertschöpfungskette Durchbrüche erzielt wurden:¹⁰

- Die Abscheidetechnologie steht zwar in Pilotanlagen zur Verfügung (z.B. die Oxyfuel-Anlage am Standort Schwarze Pumpe), jedoch ist der Versuch ein größeres Demonstrationskraftwerk zu bauen, Ende 2011 abgebrochen worden;
- der Transport von CO₂ in unterirdischen Pipelines ist technisch unproblematisch, jedoch angesichts der hohen Umsetzungskosten kaum wirtschaftlich darstellbar;
- auch bezüglich der Speicherung konnte weder in der Versuchsanlage in Ketzin noch an den vorgesehenen Speicherorten (z.B. Beeskow) die Umsetzbarkeit einer großindustriellen Speicherung nachgewiesen werden.

Das Scheitern der CCTS-Technologie beschränkt sich nicht auf die Lausitz, sondern ist ein europaweites Phänomen. Auch auf europäischer Ebene sind entscheidende Schritte in Richtung CO₂-Abscheidung, -Transport und -Speicherung ausgeblieben. Die optimistische Einschätzung macht langsam den Realitäten vor Ort Platz. Es ist unklar, woher angesichts des Desinteresses von Energiewirtschaft und Politik ein weiterer Anlauf in Richtung CCTS kommen soll (Hirschhausen, Herold und Oei, 2012). Auch ein Blick auf die geförderten Pilotprojekte ist ernüchternd.¹¹ Die CO₂-Abscheidetechnologie wird daher angesichts des oben geschilderten Scheiterns eines großindustriellen Roll-Outs im Rahmen der Energiewende weder in der Lausitz noch anderswo in Deutschland eine Rolle spielen.

¹⁰ Dieser Abschnitt bezieht sich auf Forschungsergebnisse, welche unter Beteiligung der beiden Gutachter zum Thema CCTS veröffentlicht worden sind, vgl. Referenzen.

¹¹ Im Jahr 2008 beschloss die EU die Förderung von sechs Demonstrationsprojekten in Höhe von insgesamt 1,05 Milliarden €, von welchen allerdings kein einziges letztendlich umgesetzt wurde. 2013 sollte durch die New Entrants` Reserve (NER 300) weitere Gelder für die CCTS Technologie zur Verfügung gestellt werden. Da keines der vorgeschlagenen CCTS-Projekte die Auflagen erfüllen konnte, wurde jedoch kein einziges CCTS-Projekt bei der Vergabe berücksichtigt. Der Erlös durch die Versteigerung von bisher 200 der 300 Mio. CO₂-Emissionszertifikate floss daher ausschließlich Projekten im Bereich der Erneuerbaren Energien zu. (Hirschhausen, et al., 2012b).

4.4 Versorgungssicherheit und Braunkohle als eine tragende Säule?

Das Energie- und Klimaprogramm Sachsen 2012 sieht eine besondere Bedeutung der Braunkohle für die langfristige Versorgungssicherheit (SMWA und SMUL, 2013, S. 35). Jedoch wird Braunkohle in unserer Analyse unter den Rahmenbedingungen der Energiewende in weiterer Zukunft keine tragende Säule des Strommixes noch der Versorgungssicherheit darstellen. Bzgl. der Versorgungssicherheit der Stromversorgung sind weder im Land Sachsen noch auf Bundesebene positive Effekte durch den Aufschluss des Tagebau Nochten II absehbar. Dieses Ergebnis ergibt sich für drei relevante Aspekte der Versorgungssicherheit¹²:

- Bzgl. der Versorgungssicherheit mit fossilen Energieträgern gibt es deutschlandweit als auch in der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50 Hertz Transmission keine Engpässe. Insbesondere steht Erdgas sowohl aus heimischen als auch aus europäischen und überseeischen Quellen ausreichend und diversifiziert zur Verfügung;
- bzgl. der Versorgungssicherheit des Netzbetriebs bestehen keine absehbaren Probleme. Bis in die 2030er Jahre sind anhand des verfügbaren Kraftwerksparks keine umfangreichen Engpässe zu erwarten. Die durch höhere Lastgradienten erforderliche Flexibilität kann auch bei höheren Anteilen erneuerbarer Energien zukünftig von unterschiedlichen technischen Optionen geleistet werden, wie flexible Lasten, zentrale und dezentrale Speicher sowie Erdgaskraftwerke (vgl. BMU, 2013 und UBA, 2010). Eine Studie des Umweltbundesamtes zeigt auf, dass selbst bei einem sehr hohen Anteil Erneuerbarer „jederzeit die Last mit dem heutigen Niveau der Versorgungssicherheit gedeckt, die Leistungsgradienten der erneuerbaren Energien und des Verbrauchs ausgeglichen und zugleich ausreichend Regelleistung bereitgestellt werden kann“ (UBA, 2010, S. 97ff);
- auch die im Programm angesprochene Möglichkeit, durch Braunkohleförderung „die Abhängigkeit von Rohstoffimporten für die Erzeugung chemischer Basisprodukte zu verringern“ (SMWA und SMUL, 2013, S. 36) würde durch den Aufschluss von Nochten II nicht positiv beeinflusst. Das Programm sieht eine technologische Option „in der gekoppelten stofflichen und energetischen Nutzung der Braunkohle (Polygeneration)“ (SMWA und SMUL, 2013, S. 36). Angesichts der regional sowie global verfügba-

¹² Vgl. Hirschhausen und Oei (2013).

ren Ressourcen an (Mineral-)Ölen ist diese Perspektive für die Braunkohle jedoch eher unbedeutend.

Der Aufschluss des Tagebaus Nochten TF II hätte daher keine merklichen positiven Effekte auf die Versorgungssicherheit.

4.5 Braunkohlestrom als Instrument der Exportsteigerung?

Das Programm sieht einen steigenden Stromexportsaldo für Sachsen vor: „Die Stromerzeugung aus dem neuen Block R am Kraftwerksstandort Boxberg wird zu dieser Exportsteigerung beitragen.“ (SMWA und SMUL, 2013, S. 22). Zwar entspricht dieses dem Status quo (2013), jedoch ist zweifelhaft, ob dieser Stromexport auch in Zukunft noch eine erhebliche Rolle spielen wird; dagegen sprechen die oben ausgeführten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen der Energiewende. Vielmehr erfolgt die Versorgung in den 2040er Jahren überwiegend durch erneuerbare Energieträger. Aus einem hypothetischen Stromexport in den 2040er Jahren ist keine Notwendigkeit für einen Tagebauaufschluss abzuleiten.

4.6 Zwischenfazit: Energie- und Klimaprogramm Sachsen 2012 liefert keine weiteren Argumente für die Fortführung des Braunkohlenverfahrens

Die Prüfung des Energie- und Klimaprogramms Sachsen 2012 auf mögliche Argumente für die Fortschreibung des Braunkohlenplans Nochten II fällt somit negativ aus: Aus dem Programm lasen sich keine positiven gesamtwirtschaftlichen Perspektiven für den Aufschluss des Tagebau Nochten II ableiten.

5 Fazit: Inanspruchnahme des Tagebaus Nochten Teilfeld II energiewirtschaftlich nicht erforderlich

Dieses Gutachten analysiert die energie- und gesamtwirtschaftliche Notwendigkeit der Inanspruchnahme der im Teilfeld II des Tagebau Nochten lagernden Kohlevorräte. Das Gutachten stützt sich auf vorliegende energiewirtschaftliche Modellierung sowie auf die Bewertung aktueller umweltpolitischer und energiewirtschaftlicher Entwicklungen, insb. neben dem „Energie- und Klimaprogramm Sachsen 2012“ (SMWA, 2013) auch das „Energiekonzept der Bundesregierung“ (BMU und BMWI, 2010) sowie die daraus abgeleiteten energiewirtschaftlichen Szenariorahmen.

Nimmt man diese energiepolitischen Rahmenbedingungen, in der öffentlichen Diskussion oftmals als „Energiewende“ bezeichnet, ernst, so folgt hieraus ein stark rückläufiger Anteil der Braunkohle am Strommix sowie eine sich rapide verschlechternde Wirtschaftlichkeit. In inhaltlicher Übereinstimmung mit dem vorläufigen Szenariorahmen 2014 gehen wir davon aus, dass der Neubau von Braunkohlekraftwerken nicht rentabel ist und die bestehenden Braunkohlekraftwerke in der Lausitz, und somit auch am Standort Boxberg, zu Beginn der 2040er Jahre auf Grund der hohen Einspeisung aus Erneuerbaren, der geringen Residuallast sowie tendenziell sinkender Großhandelspreise unrentabel sein dürfte. Szenariorechnungen für die Braunkohlewirtschaft in der sächsischen Lausitz für die kommenden drei Jahrzehnte ergeben, dass die Versorgung des Kraftwerks Boxberg bis zu dessen voraussichtlichen Auslaufen aus den benachbarten Tagebauen Nochten (Teilfeld I) und Reichwalde möglich ist: Im genehmigten Feld Nochten I liegen Vorräte von 311 Mio. t vor, im Feld Reichwalde weitere 349 Mio. t; hiervon werden für die Verstromung im Kraftwerk Boxberg bis in die frühen 2040er Jahre ca. 228 Mio. t aus Nochten I bzw. 106 Mio. t aus Reichwalde benötigt, sodass die bereits genehmigten Mengen für die Versorgung auskömmlich ausreichen; des Weiteren können zusätzliche Mengen auch für die Versorgung des Kraftwerks Schwarze Pumpe eingesetzt werden. Es ist somit keine energiewirtschaftliche Notwendigkeit der Fortschreibung des Braunkohlenplans auf die im Feld Nochten II befindlichen Braunkohlevorräte zu erkennen.

Auch aus dem jüngst verabschiedeten „Energie- und Klimaprogramm Sachsen 2012“ sind keine anderen gesamtwirtschaftlichen Gründe für eine Fortführung des Braunkohleverfahrens abzuleiten. Der heimische Energieträger Braunkohle ist nicht subventionsfrei; hierzu kommen die negativen umweltpolitischen Aspekte der Braunkohlenutzung (sogenannte „negative externe Effekte“) wie die Emission von CO₂, Stickstoffoxiden, Quecksilber, Schwefeloxide, Staub und Lärm, die Verockerung der umliegenden Gewässer sowie die extensive Nutzung von Flächen. Angesichts der tatsächlichen privaten Kosten und der hohen negativen externen Kosten sind der Braunkohleabbau und die -verstromung nicht wirtschaftlich darstellbar. Auch die Versorgungssicherheit mit Rohstoffen und Stromnetz hängt längerfristig nicht von der Braunkohlewirtschaft ab.

Im Ergebnis muss festgehalten werden, dass es für die Fortführung des Braunkohlenverfahrens Tagebau Nochten II weder eine energiewirtschaftliche Notwendigkeit gibt noch andere Gründe aus dem Energie- und Klimaprogramm Sachsen 2012 hierfür sprechen.

6 Referenzen

AEE – Agentur für Erneuerbare Energien (2011): Kosten und Preise für Strom. Fossile, Atomstrom und Erneuerbare Energien im Vergleich. Renew's Spezial. Ausgabe 52 / September 2011. Hintergrundinformation der Agentur für Erneuerbare Energien e.V. Berlin.

Beckers, Rolf, Joachim Heidemeier und Falk Hilliges (2012): Kohlekraftwerke im Fokus der Quecksilberstrategie. Thru. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau.

Berliner Zeitung (2013): Vattenfall soll für Ökostrom zahlen. Gerold Büchner. Online Artikel vom 19.02.2013. <http://www.berliner-zeitung.de/berlin/energie-rabatt-vattenfall-soll-fuer-oekostrom-zahlen,10809148,21872136.html>. Abgerufen am 10.03.2013.

BMU – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht. Stuttgart.

BMU – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2013): Die Rolle von Speichern im Kontext der Energiewende. Thesenpapier zum 4.EEG-Dialogforum am 25. Februar 2013. Berlin.

BMU und BMWI – Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit und Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2010): Energiekonzept – für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, Berlin.

Deutscher Bundestag (2013a): Bergwerkseigentum an Braunkohlelagerstätten in Ostdeutschland. Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Oliver Krischer, Cornelia Behm, Stephan Kühn, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90 / DIE GRÜNEN. Drucksache 17/12229. Elektronische Vorabfassung 31.01.2013.

Deutscher Bundestag (2013b): Verordnung zur Umsetzung der Richtlinie über Industrieemissionen, zur Änderung der Verordnung zur Begrenzung der Emissionen flüchtiger organischer Verbindungen beim Umfüllen oder Lagern von Ottokraftstoffen, Kraftstoffgemischen oder Rohbenzin sowie zur Änderung der Verordnung zur Begrenzung der Kohlenwasserstoffemissionen bei der Betankung von Kraftfahrzeugen. Drucksache 17/12164. 17. Wahlperiode. Verordnung der Bundesregierung. Elektronische Vorabfassung 25. 01. 2013.

DIW Berlin und Fh-ISI (2010): Vermeidung externer Kosten durch Erneuerbare Energien – Methodischer Ansatz und Schätzung für 2009 (MEEEK). Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Barbara Breitschopf, Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Karlsruhe. Jochen Diekmann, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin), Berlin.

DLR und Fh-ISI (2007): Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern. Gutachten im Rahmen von Beratungsleistungen für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Wolfram Krewitt, DLR, Institut für Thermodynamik, Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung, Stuttgart. Barbara Schlomann, Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Abteilung Energiepolitik und Energiesysteme, Karlsruhe. 6. April 2006, ergänzt im Mai 2007.

EC – European Commission (2011): Energy Roadmap 2050, Brüssel, Belgien.

EEA – European Environment Agency (2011): Revealing the costs of air pollution from industrial facilities in Europe. EEA Technical report No 15/2011. Kopenhagen, Dänemark.

EU – Europäische Union (2010): Richtlinie 2010/75/EU des Europäischen Rates und Parlaments vom 24. November 2010 über Industrieemissionen. Amtsblatt der Europäischen Union L 334/17. 17.12.2010.

FÖS – Forum Ökologisch-soziale Marktwirtschaft (2011): Was Strom Wirklich Kostet. Vergleich der Staatlichen Förderungen und Gesamtgesellschaftlichen Kosten von Atom, Kohle und Erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag von Greenpeace Energy eG. Swantje Küchler und Bettina Meyer. Green Budget Germany. Langfassung. April 2011. Berlin.

Gerbaulet, Clemens, Jonas Egerer, Pao-Yu Oei und Christian von Hirschhausen (2012a): Abnehmende Bedeutung der Braunkohleverstromung: Weder neue Kraftwerke noch Tagebaue benötigt. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin). DIW Wochenbericht 48/2012.

Gerbaulet, Clemens, Jonas Egerer, Pao-Yu Oei, Judith Paeper und Christian von Hirschhausen (2012b): Die Zukunft der Braunkohle in Deutschland im Rahmen der Energiewende. Berlin, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin). Politikberatung kompakt 69.

Grüne Liga (2008): Neue Löcher braucht das Land? Ein Hintergrundpapier zur Braunkohlepolitik in Brandenburg. Grüne Liga Brandenburg. Facharbeitskreis Braunkohle. Januar 2008. Potsdam.

Hirschhausen, Christian von und Pao-Yu Oei (2013): 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. Im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz des Landes Brandenburg. Berlin, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin), Politikberatung Kompakt 71, März.

Hirschhausen, Christian von, Johannes Herold und Pao-Yu Oei (2012): How a “Low Carbon” Innovation Can Fail - Tales from a Lost Decade for Carbon Capture, Transport, and Sequestration (CCTS). Economics of Energy and Environmental Policy (EEEP), Vol. 1, No. 2, S. 115-123.

Hirschhausen, Christian von, Pao-Yu Oei, Clemens Gerbaulet, Clemens Haftendorn und Claudia Kemfert (2012a): Energiestrategie Brandenburg 2030 – Erneuerbare forcieren, Braunkohleausstieg fair gestalten. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin). DIW Wochenbericht 11/2012.

Hirschhausen, Christian von, Johannes Herold, Pao-Yu Oei und Clemens Haftendorn (2012b): CCTS-Technologie ein Fehlschlag: Umdenken in der Energiewende notwendig. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin). DIW Wochenbericht 6/2012.

IWB – Institut für Wasser und Boden (2012): Weiterführende Untersuchungen zu den hydrochemischen und ökologischen Auswirkungen der Exfiltration von eisenhaltigem, saurem Grundwasser in die Kleine Spree und in die Spree. Dr. Uhlmann. Auftraggeber: Lausitzer und Mitteldeutsche Bergbau-Verwaltungsgesellschaft mbH. 30.09.2012. Dresden.

MWE – Ministerium für Wirtschaft und Europaangelegenheiten des Landes Brandenburg (2012a): Energiestrategie 2030 des Landes Brandenburg. Potsdam, 21. Februar 2012.

NEP (2012): Netzentwicklungsplan Strom 2012. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Olivier Feix (50Hertz Transmission GmbH), Ruth Obermann (Amprion GmbH), Mike Hermann (TenneT TSO GmbH), Stefan Zeltner (TransnetBW GmbH). Stand: 30.Mai 2012.

Prognos AG (2011): Bedeutung der Braunkohle in Ostdeutschland; Auftraggeber Vattenfall Europe AG, Berlin in Zusammenarbeit mit MIBRAG mbH, Zeitz, Berlin, September 2011.

SMWA und SMUL (2013): Energie- und Klimaprogramm Sachsen 2012. Sächsisches Staatsministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr sowie Sächsisches Staatsministerium für Umwelt und Landwirtschaft. Dresden, 12. März 2013.

Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2014 (2013): Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Stand: 28. März; URL http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Szenariorahmen/Eingereichter%20Szenariorahmen%20zum%20NEP%202014.pdf?__blob=publicationFile abgerufen unter am 23. April 2013.

Tagesspiegel (2013): Vattenfall baut ab. In Deutschland 1500 Arbeitsplätze weg. 07.03.2013. von Alfons Frese. <http://www.tagesspiegel.de/wirtschaft/vattenfall-baut-ab-in-deutschland-1500-arbeitsplaetze-weg/7889484.html>. Abgerufen am 13.03.2013.

THRU (2012): Quecksilber aus Industriebetrieben in Deutschland im Jahr 2010. Neues Portal der „Pollutant Release and Transfer Register“ Datenbank. Stand der Daten: 01.10.2012.

UBA – Umweltbundesamt (2010): 2050: 100% Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen. Thomas Klaus, Carla Vollmer, Kathrin Werner, Harry Lehmann, Klaus Müschen. Dessau-Roßlau, Juli 2010.

Vattenfall (2012): Offizielle Webseite des Betreibers. <http://www.vattenfall.de/de/index.htm> sowie weitere Infobroschüren. Abgerufen am 13.04.2013.

VGB (2011): VGB Technisch-wissenschaftliche Berichte „Wärme Kraftwerke“. VGB PowerTech e.V. Essen, 2011.