

Politikberatung kompakt

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung

2013

Gutachten zur energiepolitischen
Notwendigkeit der Inanspruchnahme der im
Teilfeld II des Tagebau Welzow-Süd lagernden
Kohlevorräte unter besonderer Berücksich-
tigung der Zielfunktionen der Energiestrategie
2030 des Landes Brandenburg

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 3-938762-62-4
ISBN-13 978-3-938762-62-2
ISSN 1614-6921
urn:nbn:de:0084-diwkompakt_2013-0717

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 71

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

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, März 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 Welzow-Süd lagernden Kohlevorräte unter Berücksichtigung der Zielfunktionen der Energiestrategie 2030 des Landes Brandenburg (Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit, Umwelt- und Klimaverträglichkeit sowie gesellschaftliche Akzeptanz, sogenanntes Zielviereck der Energiepolitik). Das Gutachten entstand im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz des Landes Brandenburg; dabei sollten auftragsgemäß „die Aspekte Klimaschutz und CO₂-Emissionen einen besonderen Schwerpunkt darstellen“.

Das Gutachten stützt sich auf vorliegende energiewirtschaftliche Modellierung sowie auf die Bewertung aktueller umweltpolitischer und energiewirtschaftlicher Entwicklungen, insb. neben der Energiestrategie 2030 auch das „Energiekonzept der Bundesregierung“ (BMU und BMWI, 2010). Dieses sieht den Rückgang der CO₂-Emission um 40 % im Vergleich zu 1990 bis 2020 sowie um 80-95 % bis zum Jahr 2050, des Weiteren den Ausbau der erneuerbaren Energieträger in der Stromerzeugung auf mindestens 50 % (2030) bzw. 80 % (2050), sowie die Festlegung von Energieeffizienzzielen vor; hierzu trat im Sommer 2011 der Atomausstieg bis zum Jahr 2022. In diesem Rahmen wird von einem stark rückläufigen Anteil der Braunkohle am Elektrizitätsmix ausgegangen; zum Ende des Betrachtungszeitraums bis 2050 muss von einem weitgehenden Auslaufen der Braunkohle ausgegangen werden, da, auch unabhängig von der Höhe der CO₂-Preise, das Betreiben von Braunkohlekraftwerken zu diesem Zeitpunkt auf Grund der hohen Einspeisung aus Erneuerbaren und geringer Residuallast unrentabel sein dürfte.

Das „Energiekonzept 2030“ für das Land Brandenburg sieht eine Reduktion der energiebedingten CO₂-Emissionen bis 2030 von 55,9 Mio. t (2010) auf 25 Mio. t (2030) vor. Der Großteil dieser Reduktion wird von der Stilllegung des Kraftwerks Jänschwalde erwartet (-23,5 Mio. t); des Weiteren soll aus Sicht des Landes ein Nachfolgebraunkohlekraftwerk, z.B. am Energiestandort Jänschwalde, „nicht ohne CCS-Technologie errichtet und betrieben werden“ (MWE, 2012a, S. 43). Nach der Absage der deutschen und kontinentaleuropäischen Energiewirtschaft und –politik an die CCTS-Technologie ist nicht mehr vom Bau eines CO₂-

armen Kraftwerks in Brandenburg auszugehen. Weder der Neubau eines Kraftwerks ohne CCTS-Technologie noch die Nachrüstung („Retrofit“) von Kraftwerksblöcken am Standort Jänschwalde sind mit den CO₂-Zielen der Energiestrategie 2030 kompatibel. Daher ist in der Lausitz von einem mittelfristigen Ausstieg aus der Braunkohlewirtschaft (Horizont ca. 2040) zu rechnen.

Aufbauend auf obigen Prämissen erfolgen im Gutachten Szenariorechnungen für die Braunkohlewirtschaft in Brandenburg und der Lausitz für die kommenden drei Jahrzehnte. Dabei ergibt sich, dass die Versorgung des Kraftwerks Schwarze Pumpe bis zu dessen voraussichtlichen Auslaufen aus dem Tagebau Welzow Süd Teilfeld I sowie ergänzend aus den benachbarten Tagebauen möglich ist. Darüber hinaus legen die Ergebnisse auch nahe, dass die Versorgung der Kraftwerke Jänschwalde und Boxberg mit den derzeit genehmigten Abbau-mengen der Tagebaue Cottbus-Nord, Jänschwalde, Welzow-Süd (TF I), Nochten I sowie Reichwalde möglich ist und der Aufschluss neuer Tagebaue (neben Welzow-Süd, TF II z.B. Nochten II) nicht notwendig ist.

Eine Abwägung der Auswirkungen der Erschließung des Tagebaus Welzow-Süd TF II auf das energiepolitische Zielvierecks ergibt, dass dieser Aufschluss dem Ziel Umwelt- und Klimaverträglichkeit widerspricht, insbesondere durch den zu erwartenden zusätzlichen CO₂-Ausstoß von ca. 200 Mio. t. Des Weiteren dürfte der Aufschluss sich nicht positiv auf die Wirtschaftlichkeit der Stromversorgung auswirken, insb. auch unter Berücksichtigung der negativen externen Umwelteffekte wie Stickstoffoxide, Quecksilber, Schwefeloxide, Staub und Lärm, die Verockerung der umliegenden Gewässer sowie die extensive Nutzung von Flächen. Bzgl. des Ziels Versorgungssicherheit sind weder im Land Brandenburg noch auf Bundesebene positive Effekte durch den Aufschluss des Tagebaus Welzow Süd TFII absehbar. Die im Rahmen der Energiestrategie 2030 (Land Brandenburg) sowie des Energiekonzepts (Bundesebene) vorgesehenen Maßnahmen zur Versorgungssicherheit sind umfassend, sodass der Aufschluss des Tagebaus keine zusätzliche Wirkung entfaltet. Des Weiteren dürfte die Inanspruchnahme des neuen Tagebaus dem Ziel der gesellschaftlichen Akzeptanz der Energiestrategie 2030 nicht förderlich sein.

Bei Abwägung der Zielfunktionen der Energiestrategie 2030 des Landes Brandenburg ergibt sich somit, dass die Inanspruchnahme der im Teilfeld II des Tagebaus Welzow-Süd lagernden Kohlevorräte energiewirtschaftlich nicht erforderlich ist.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	I
1 Einleitung	1
2 Umweltpolitische und energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen	2
2.1 Energiekonzept der Bundesregierung	2
2.1.1 Ziele und Szenariorahmen für 2032	2
2.1.2 Implikationen für die Braunkohlewirtschaft	5
2.2 Die Energiestrategie Brandenburg 2030.....	6
2.2.1 Ziele und umweltpolitische Vorgaben für 2030	6
2.2.2 Implikationen für die Braunkohlewirtschaft in Brandenburg	7
3 Prognose der Braunkohlewirtschaft am Standort Welzow-Süd/Schwarze Pumpe, in Brandenburg sowie in der Lausitz	11
3.1 Annahmen.....	11
3.2 Kraftwerksbelieferung durch die verschiedenen Tagebaue bis in die frühen 2040er Jahre.....	13
3.3 Zwischenfazit bzgl. der Inanspruchnahme des Tagebaus Welzow-Süd Teilfeld II.....	16
4 Auswirkungen der Prognoseergebnisse auf die einzelnen Zielfunktionen der Energiestrategie 2030.....	16
4.1 Klimaschutz und CO ₂ -Emissionen	17
4.2 Wirtschaftlichkeit.....	18
4.3 Versorgungssicherheit	20
4.4 Gesellschaftliche Akzeptanz.....	21
4.5 Abwägung zwischen den Zielen der Energiestrategie 2030	21
5 Fazit: Inanspruchnahme des Tagebaus Welzow-Süd Teilfeld II energiewirtschaftlich nicht erforderlich	22
6 Referenzen.....	24

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Unterschiedliche Residuallasten im deutschen Stromsektor von 2011 bis 2033	3
Abbildung 2: Merit Order für Deutschland im Jahr 2032.....	4
Abbildung 3: Das Lausitzer Braunkohlerevier mit den aktiven Tagebauen und Kraftwerken in 2013.....	11
Abbildung 4: Jährliche Belieferung des Kraftwerks Jänschwalde	15
Abbildung 5: Jährliche Belieferung des Kraftwerks Schwarze Pumpe.....	15
Abbildung 6: Jährliche Belieferung des Kraftwerks Boxberg	15
Abbildung 7: Jährliche Fördermengen der Tagebaue im Lausitzer Revier	15
Abbildung 8: Externe Kosten(-spanne) der Stromerzeugung durch Braunkohle in ct/kWh aus verschiedenen Studien im Vergleich zum Strompreis an der EEX.....	19

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Technologiespezifische erneuerbare Erzeugungskapazitäten in Deutschland im Jahr 2032.....	4
Tabelle 2: CO ₂ Minderungseffekte im Leitszenario der Energiestrategie Brandenburg bezogen auf 2010	7
Tabelle 3: Liste der geplanten und abgebrochenen CCTS Demonstrationsprojekte in Europa.....	10
Tabelle 4: Angenommene Volllaststunden der Braunkohlekraftwerke in der Lausitz	12
Tabelle 5: Braunkohlekraftwerke in der Lausitz.....	13
Tabelle 6: Tagebaue im Lausitzer Revier.....	16

1 Einleitung

Dieses Gutachten analysiert die energiewirtschaftliche Notwendigkeit der Inanspruchnahme der im Teilfeld II des Tagebau Welzow-Süd lagernden Kohlevorräte unter Berücksichtigung der Zielfunktionen der Energiestrategie 2030 des Landes Brandenburg (Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit, Umwelt- und Klimaverträglichkeit sowie gesellschaftliche Akzeptanz, sogenanntes Zielviereck der Energiepolitik). Das Gutachten entstand im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz des Landes Brandenburg; dabei sollten auftragsgemäß „die Aspekte Klimaschutz und CO₂-Emissionen einen besonderen Schwerpunkt darstellen“. Das Gutachten stützt sich auf vorliegende energiewirtschaftliche Modellierung sowie auf die Bewertung aktueller umweltpolitischer und energiewirtschaftlicher Entwicklungen, insb. neben der Energiestrategie 2030 auch das „Energiekonzept der Bundesregierung“ (BMU und BMWI, 2010). 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 „Energiestrategie 2030“ durchgeführt werden; hierzu gehört auch eine Stellungnahme bei der Anhörung im brandenburgischen Landtag am 08. Februar 2012.

Das Gutachten stellt im folgenden Abschnitt 2 die umweltpolitischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen zusammen, die bei der Bewertung berücksichtigt werden. Abschnitt 3 nimmt dann eine Prognose der Braunkohlewirtschaft am Standort Welzow-Süd / Schwarze Pumpe, in Brandenburg sowie in der Lausitz vor. Dabei ergibt sich, dass die Versorgung des Kraftwerks Schwarze Pumpe bis zu dessen voraussichtlichen Auslaufen aus dem Tagebau Welzow Süd Teilfeld I sowie ergänzend aus den benachbarten Tagebauen möglich ist. Darüber hinaus legen die Ergebnisse auch nahe, dass die Versorgung der Kraftwerke Jänschwalde und Boxberg mit den derzeit genehmigten Abbaumengen der Tagebaue Cottbus-Nord, Jänschwalde, Welzow-Süd (TF I), Nochten I sowie Reichwalde möglich ist und der Aufschluss neuer Tagebaue (neben Welzow-Süd, TF II z.B. Nochten II) nicht notwendig ist. Abschnitt 4 nimmt dann eine Abwägung der Auswirkungen der Prognoseergebnisse auf die einzelnen Zielfunktionen der Energiestrategie 2030 vor und schließt hieraus, dass die Inan-

spruchnahme der im Teilfeld II des Tagebaus Welzow-Süd lagernden Kohlevorräte energie-wirtschaftlich nicht erforderlich ist.

2 Umweltpolitische und energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen

2.1 Energiekonzept der Bundesregierung

2.1.1 Ziele und Szenariorahmen für 2032

Die energiewirtschaftliche Bedeutung des Tagebaus Welzow-Süd TF II muss die umwelt- und energiepolitischen Rahmenbedingungen berücksichtigen. Hierfür wird insbesondere auf das Energiekonzept der Bundesregierung abgestellt, welches folgende Eckpunkte hat (BMU und BMWI, 2010): 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.

Diese in der Öffentlichkeit als „Energiewende“ bezeichneten 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 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).

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

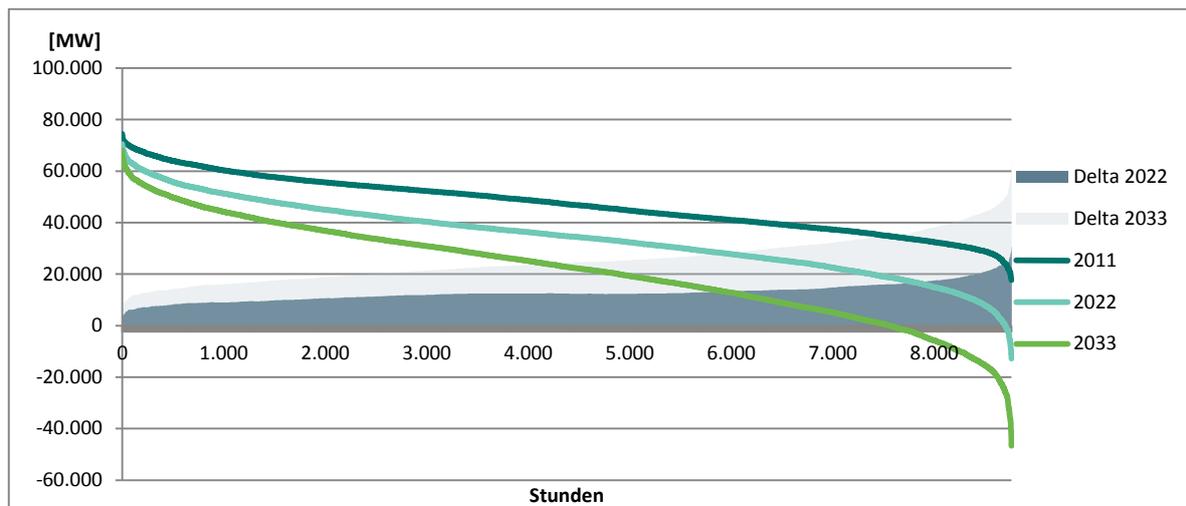


Abbildung 1: Unterschiedliche Residuallasten im deutschen Stromsektor von 2011 bis 2033

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

Somit steht die deutsche Energiewirtschaft vor einem erheblichen Reformbedarf zur Entwicklung eines adäquaten Sektordesigns 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“ 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.

Der Netzentwicklungsplan der Bundesregierung (NEP) 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 2. 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)

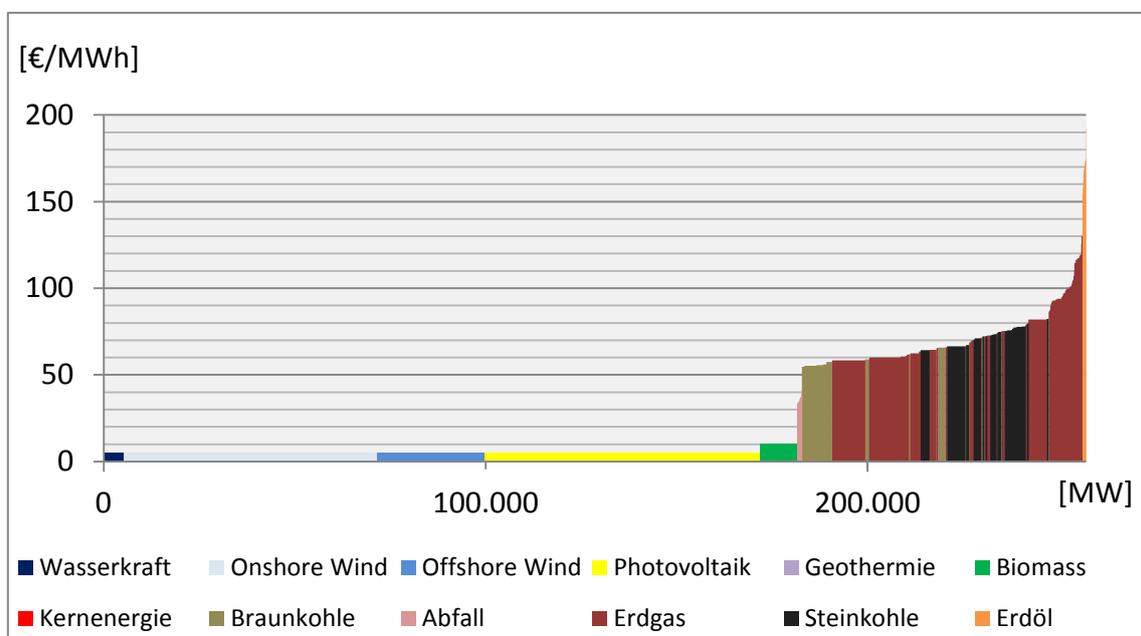


Abbildung 2: Merit Order für Deutschland im Jahr 2032

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 Grundlastkraftwerke. 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).

2.1.2 Implikationen für die Braunkohlewirtschaft

Gerbaulet, et al. (2012b) kommen zu dem Schluss, dass sich der Bau neuer Braunkohlekraftwerke aus betriebswirtschaftlicher Perspektive nicht lohnt. Aufgrund des Ausbaus erneuerbarer Energien und des europäischen Treibhausgasemissionshandels erfolgt ein Strukturwandel im Energiesystem, der auch die Rentabilität von Investitionen in Braunkohlekraftwerken betrifft. 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).

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. Nicht zuletzt erschwert die Nutzung der Braunkohle die Erreichung der CO₂-Minderungsziele der Bundes- und Landesregierungen (Gerbaulet, et al., 2012b).

Ähnliche Bedenken bzgl. der zukünftigen Wettbewerbsfähigkeit von Braunkohle unter den Bedingungen der Energiewende äußerte der Konzernvorsitzende von Vattenfall, Oystein Löseth: So begründete er den geplanten Verkauf der Vattenfall-Anteile am Braunkohlekraftwerk Lippendorf damit, dass er in den kommenden Jahren „mit einer schwachen Stromnachfrage und gleichbleibend niedrigen Großhandelsstrompreisen“ rechnet (vgl. Tagesspiegel vom 07. März 2013).

2.2 Die Energiestrategie Brandenburg 2030

2.2.1 Ziele und umweltpolitische Vorgaben für 2030

Das vorliegende Gutachten bezieht sich darüber hinaus vor allem auf die „Energiestrategie 2030“ des Landes Brandenburg. Diese skizziert einen Weg zu einem vollständig erneuerbar basierten Energiesystem ab Mitte dieses Jahrhunderts und ist somit auch mit dem Energiekonzept der Bundesregierung kompatibel (s.o.). Zentrale Themen der Energiestrategie sind die nachhaltige Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) sowie der Ausstieg aus der konventionellen Braunkohleverstromung.² Da das Land auf einem guten Weg der Zielerreichung in Richtung Erneuerbarer ist, wurden in der Energiestrategie 2030 ambitioniertere Ziele festgelegt. So soll bis zum Jahr 2030 der Endenergieverbrauch gegenüber 2007 um ca. 23 % auf 220 Petajoule (PJ) gesenkt werden. Dies entspricht einer Senkung von durchschnittlich 1,1 % jährlich. Der Primärenergieverbrauch soll um 20 % (auf 523 PJ) gegenüber 2007 gesenkt werden (MWE, 2012a, S.46).

Die Ziele für die Erneuerbaren bis zum Jahre 2030 erscheinen plausibel und erreichbar (Hirschhausen, et al., 2012a). Hierzu gehört die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch auf mindestens 32 % (mindestens 170 PJ bis zum Jahr 2030). Der Anteil der Erneuerbaren am Endenergieverbrauch soll auf 40 % (entspricht ca. 88 PJ) gesteigert werden (MWE, 2012a, S.46). Bereits heute ist Brandenburg als Land der erneuer-

² Dieser Abschnitt gibt überwiegend die Forschung und Veröffentlichungen zur „Energiestrategie 2030“ wieder, welche vor allem von den beiden Gutachtern erstellt wurden; vgl. Referenzen.

baren Energien bundesweit führend: Brandenburg wurde in den vergangenen Jahren mit dem „Leitstern“ ausgezeichnet und belegte drei Mal in Folge im bundesweiten Vergleich den 1. Platz (Diekmann, et al., 2012).

Ein wesentlicher Treiber der Energiewende in Brandenburg ist die Reduktion von Klimagasen. So sollen die absoluten CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2030 um 72 % gegenüber 1990 reduziert werden; dies entspricht 25 Mio. Tonnen CO₂ (s. Tabelle 2). Ein Großteil der Reduktion soll hierbei durch die geplante Stilllegung des Braunkohlekraftwerks in Jänschwalde erfolgen. Des Weiteren wird auf Grund von 5.265 Volllaststunden und Effizienzsteigerungen von einer Reduktion der Emissionen am Standort Schwarze Pumpe um 3,9 Mio t. CO₂ im Jahr 2030 ausgegangen (MWE und LUGV, 2012).

Maßnahme zur CO ₂ -Reduktion	Änderungsbetrag [Mio. t CO ₂]
Stilllegung des Kraftwerks (KW) in Jänschwalde	-23,5
Neubau eines CCTS-KW (2.000 MW) in Jänschwalde	0,8
Erneuerung und Teillastbetrieb Schwarze Pumpe	-3,9
Zubau von neuen Gaskraftwerken	1,1
Umbau übriger Erzeugung (inkl. OPAL Verdichterstation)	-0,8
EEV-Absenkung und EEV-Energiemixänderung	-5,9
Zusatzemissionen durch Flughafen BBI	1,4
Summe der CO₂-Reduktionsmaßnahmen	-30,9
Energiebedingte CO₂-Emissionen in BB im Jahr 2010	55,9
Energiebedingte CO₂-Emissionen in BB im Jahr 2030	25,0

Tabelle 2: CO₂ Minderungseffekte im Leitszenario der Energiestrategie Brandenburg bezogen auf 2010

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf MWE und LUGV (2012).

2.2.2 Implikationen für die Braunkohlewirtschaft in Brandenburg

Die Energiestrategie 2030 sieht somit einen Ausstieg aus der CO₂-intensiven Braunkohleverstromung vor. Eine besondere Bedeutung kommt in diesen Diskussionen der Entwicklung der CO₂-Abscheidung, -Transport- und -Speicherung zu, neudeutsch CCTS (Carbon Capture, Transport, and Storage). So macht die Energiestrategie den langsamen Ausstieg aus der Braunkohle von der Verfügbarkeit der CCTS-Technologie abhängig: Aus Sicht des Landes

sollte ein Nachfolgebraunkohlekraftwerk, z.B. am Energiestandort Jänschwalde, „nicht ohne CCS-Technologie errichtet und betrieben werden“ (MWE, 2012a, S. 43).³

Sowohl die Energiewirtschaft als auch das Land Brandenburg und andere Akteure haben in den vergangenen Jahren große Anstrengungen unternommen, um die CCTS-Technologie 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:

- 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 Brandenburg, 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: 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 Entrance 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 Erneuerba-

³ Dieser Abschnitt bezieht sich auf Forschungsergebnisse, welche unter Beteiligung der beiden Gutachter zum Thema CCTS veröffentlicht worden sind, vgl. Referenzen.

ren Energien zu. Die Tabelle 3 ist eine Auflistung der ursprünglich geplanten CCTS-Demonstrationsprojekte in Europa, von denen allerdings kein einziges in den nächsten Jahren fertiggestellt werden wird (Hirschhausen, et al., 2012b).

Die CO₂-Abscheidetechnologie wird daher angesichts des oben geschilderten Scheiterns eines großindustriellen Roll-Outs im Rahmen der Energiewende weder in Jänschwalde noch anderswo in Deutschland eine Rolle spielen. Ein Neubau ohne CCTS ist laut Energiestrategie nicht möglich, da er nicht mit den CO₂-Klimazielen vereinbar wäre. Auch aus Sicht eines gewinnorientierten Investors ist der Bau eines Braunkohlekraftwerkes ohnehin unrentabel, weil bei dem vorgesehenen Anteil erneuerbaren Stroms kein Grundlastbetrieb konventioneller Kraftwerke mehr erfolgen wird. Daher ist von einer Stilllegung des Standortes Jänschwalde Mitte der 2020er Jahre auszugehen.⁴

⁴ Eine Ertüchtigung von einzelnen Blöcken in Jänschwalde oder Boxberg ohne CCTS durch geeignetes Retrofitting wäre technisch möglich; dieses würde allerdings zusätzliche jährliche Emissionen von 5-6 Mio. t im Jahr 2030 verursachen. Eine Erreichung der CO₂-Ziele der Landesregierung von 25 Mio. t im Jahr 2030 wäre in diesem Fall nicht möglich, weshalb diese Option im Rahmen dieses Gutachtens nicht weiter untersucht wird.

DIW Berlin: Politikberatung kompakt 71

Umweltpolitische und energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen

Projekt	Jänschwalde	Porto Tolle	Maasvlakte (Rotterdam)	Belchatow	Compostilla	Don Valley Power Project ⁵	UK Oxy CCS Demonstration Project	C.GEN, Killingholme, Yorkshire	Peel Energy CCS Project ⁶	Longannet Project	Peterhead Gas CCS Project	Eston Grange CCS Plant	Getica CCS Demonstration Project	ULCOS – Blast Furnace	Green Hydrogen
Land	D	It	NL	PL	ESP	UK	UK	UK	UK	UK	UK	UK	ROM	FR	NL
Technologie	Oxyfuel	Post-Combustion	Post-Combustion	Post-Combustion	Oxyfuel	Pre-Combustion	Oxyfuel	Pre-Combustion	Post-Combustion	Post-Combustion	Post-Combustion	Pre-Combustion	Post-Combustion	Post-Combustion	Pre-combustion
Speicherung	Aquifer onshore	Aquifer offshore	Enhanced Gas Recovery offshore	Aquifer onshore	Aquifer onshore	Enhanced Oil Recovery offshore	Aquifer offshore	Aquifer offshore	Öl- und Gasfelder	Enhanced Oil Recovery offshore	Öl- und Gasfelder	Aquifer offshore	Aquifer onshore	Aquifer onshore	Enhanced Gas recovery offshore
Größe	250 MW	660 MW	250 MW	260 MW	323 MW	900 MW	426 MW	450 MW	1600 MW	330 MW	400 MW	400 MW	250 MW	Industrie (Stahl)	Industrie (H ₂)
Erwartete Fertigstellung	2011 abgesagt	2011 gestoppt	2015	Keine Fortschritte bekannt	unklar	2010 gestoppt	Lediglich angekündigt	Lediglich angekündigt	Lediglich angekündigt	abgesagt	Lediglich angekündigt	Lediglich angekündigt	Lediglich angekündigt	Lediglich angekündigt	Lediglich angekündigt

Tabelle 3: Liste der geplanten und abgebrochenen CCTS Demonstrationsprojekte in Europa

Quelle: Hirschhausen, et al. (2012b)

⁵ Ehemals Hatfield

⁶ Ehemals Hunterston

3 Prognose der Braunkohlewirtschaft am Standort Welzow-Süd/Schwarze Pumpe, in Brandenburg sowie in der Lausitz

3.1 Annahmen

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 (s. Abbildung 1).⁷

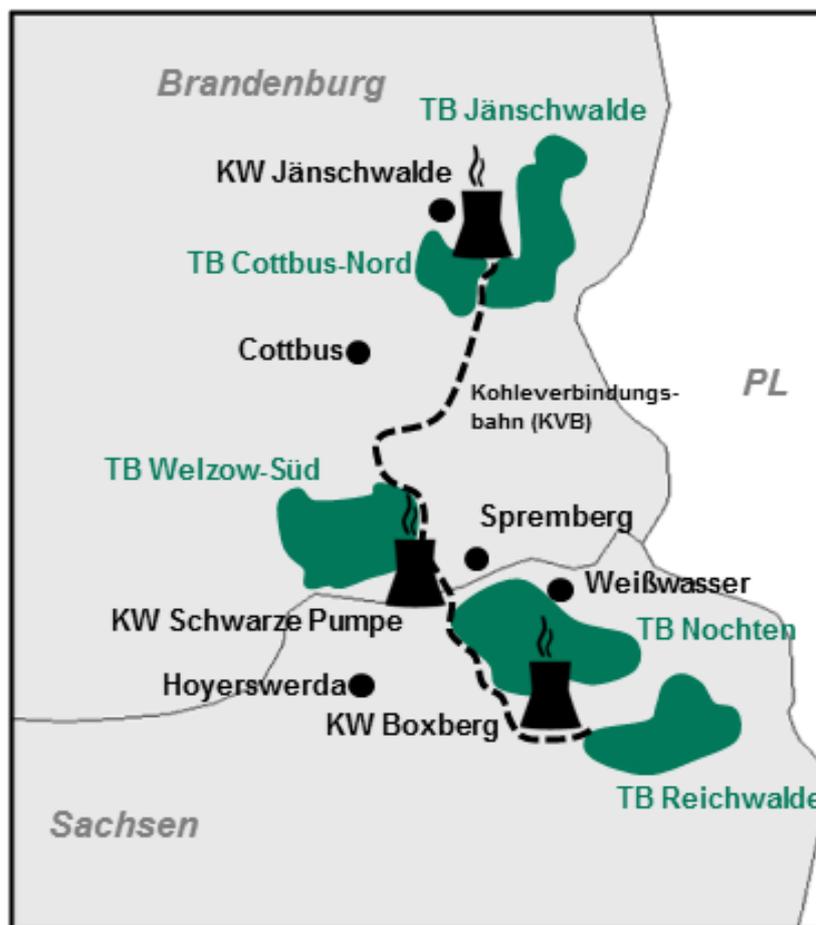


Abbildung 3: Das Lausitzer Braunkohlerevier mit den aktiven Tagebauen und Kraftwerken in 2013

Quelle: Eigene Darstellung.

⁷ Die folgenden Berechnungen basierend größtenteils auf Grüne Liga (2008), Prognos (2011), Schuster (2007) und Vattenfall (2012).

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. Die Modellergebnisse für die Volllaststunden der einzelnen Blöcke für 2032 sind ein Indikator für den Einfluss der voranschreitenden 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 allerdings erst 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 und Schwarze Pumpe 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 %. Für ältere Kraftwerke die vor 1990 gebaut wurden gehen wir auf Grund des geringeren Wirkungsgrads von derzeit 6.000 VLh sowie einer gleichbleibenden jährlichen Minderung von 2,2 % aus. Die sich hieraus ergebenden VLh sind in der Tabelle 4 nachzulesen.

VLh im Jahr	Vor 1990	Nach 1990
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 Braunkohlekraftwerke in der Lausitz

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf NEP (2012).

Für alle bestehenden Braunkohlekraftwerke wird eine Lebensdauer von 50 Jahren angenommen. Kraftwerke, die vor 1990 errichtet wurden, werden auf Grund ihres geringeren Wirkungsgrades bereits nach 40 Jahren stillgelegt. Die sechs Blöcke in Jänschwalde sind alle baugleich und werden somit als einzelnes Kraftwerk betrachtet, welches vor zwei Jahren 30-jähriges Jubiläum gefeiert hat. Ab dem Jahr 2021 wird es deshalb in drei Stufen gemeinsam mit dem Auslaufen des Tagebaus Jänschwalde stillgelegt. Da das Kraftwerk Schwarze Pumpe laut Energiestrategie nur bis 2042 aus dem Tagebau Welzow Süd versorgt werden soll (MWE, 2012b, S.29), wird in diesem Gutachten nur dieser Zeithorizont betrachtet.

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
Schwarze Pumpe	A	750	41,2	1997
	B	750	41,2	1998
Jänschwalde	A	465	35,5	1981
	B	465	35,5	1982
	C	465	35,5	1984
	D	465	35,5	1985
	E	465	35,5	1987
	F	465	35,5	1989

Tabelle 5: Braunkohlekraftwerke in der Lausitz

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf NEP (2012).

3.2 Kraftwerksbelieferung durch die verschiedenen Tagebaue bis in die frühen 2040er Jahre

Die folgenden Berechnungen zeigen eine Prognose der Kraftwerksbelieferung aus den verschiedenen Tagebauen. Dabei wird davon ausgegangen, dass alle Kraftwerke immer nach Möglichkeit aus den nahegelegensten Tagebauen versorgt werden. Die Abbaumengen richten sich somit nach den in den Kraftwerken verstromten Mengen. Die Volllaststunden und Auslaufzeitpunkte der Kraftwerke entsprechen den Annahmen des vorherigen Abschnitts.

In diesem Fall erfolgt die Belieferung des Kraftwerks Jänschwalde bis zum Jahr 2023 aus den Tagebauen Cottbus-Nord (bis 2016), Jänschwalde sowie durch die Kohleverbindungsbahn (KVB) aus Welzow-Süd (Teilfeld I) (s. Abbildung 4).⁸ Außerdem wird von einer geringen Zuführung von Biomasse am Standort Jänschwalde und nach dessen Abschaltung im Kraftwerk Schwarze Pumpe ausgegangen: Die Verbrennung von Hausmüll und Gewerbeabfällen sowie Nebenprodukte aus der Forstwirtschaft in Jänschwalde entspricht der jährlichen Verbrennung von ungefähr 800.000 t Braunkohle.

Das Kraftwerk Schwarze Pumpe reduziert seine jährlichen CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2030 um die in der Energiestrategie festgelegten 4 Mio. t auf Grund der geringeren Volllaststunden und Effizienzsteigerungen. Zur Versorgung des Kraftwerks Schwarze Pumpe ist im Tagebau Welzow Süd Teilfeld I in Verbindung mit den benachbarten Tagebauen Nochten I sowie Reichwalde ausreichend planerisch bestätigte Kohle zur Verfügung (s. Abbildung 5). Hierfür kann ein höherer Anteil der Zulieferung aus dem Tagebau Reichwalde erfolgen (ca. 25 %).⁹ Zusätzlich zu dem Kraftwerk befindet sich auch noch eine Brikettfabrik im Industriepark Schwarze Pumpe, welche jährlich ungefähr 1,2 Mio. t Briketts, 700.000 t Braunkohlenstaub und 290.000 t Wirbelschichtbraunkohle produziert (Vattenfall, 2012).

Das Kraftwerk Boxberg wird durchgängig durch den seit Ende 2010 wieder in Betrieb genommenen Tagebau Reichwalde sowie den Tagebau Nochten versorgt (s. Abbildung 6). Da das Kraftwerk speziell für die Zumischung aus Kohle aus Reichwalde eingestellt ist, kann ein höherer Beimischungsgrad verwendet werden. 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 der Abbildung 7 können die prognostizierten Fördermengen der einzelnen Tagebaue im Lausitzer Revier abgelesen werden.

⁸ Die Kohleverbindungsbahn hat ein jährliches Transportvolumen von ungefähr 11 Mio. t.

⁹ Diese Kohle hat einen etwas geringeren durchschnittlichen Heizwert (8.200 KJ/kg) als bspw. Nochten (8.750 KJ/kg) oder Welzow-Süd (9.000 KJ/kg), weshalb eine geringere Energiemarge erzielt werden kann. Des Weiteren besteht somit eine höhere Gefahr der Verschlackung des Kessels, weshalb gewisse Grenzwerte nicht überschritten werden dürfen.

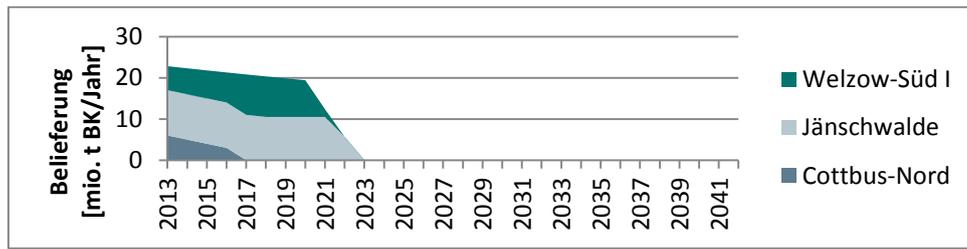


Abbildung 4: Jährliche Belieferung des Kraftwerks Jänschwalde

Quelle: Eigene Berechnungen.

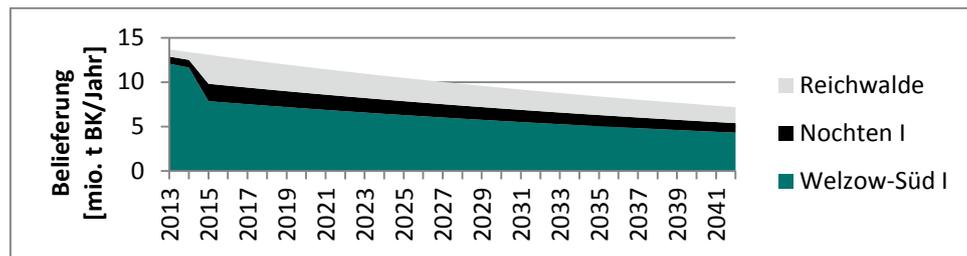


Abbildung 5: Jährliche Belieferung des Kraftwerks Schwarze Pumpe

Quelle: Eigene Berechnungen.

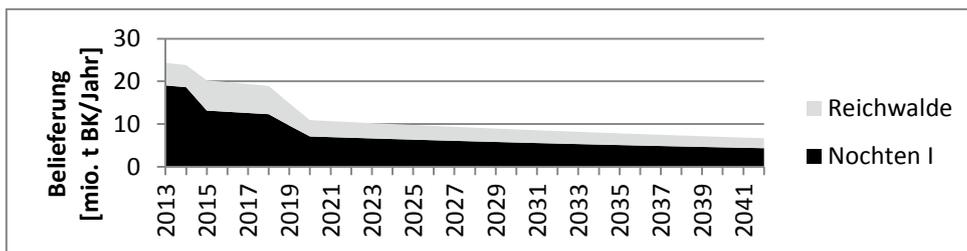


Abbildung 6: Jährliche Belieferung des Kraftwerks Boxberg

Quelle: Eigene Berechnungen.

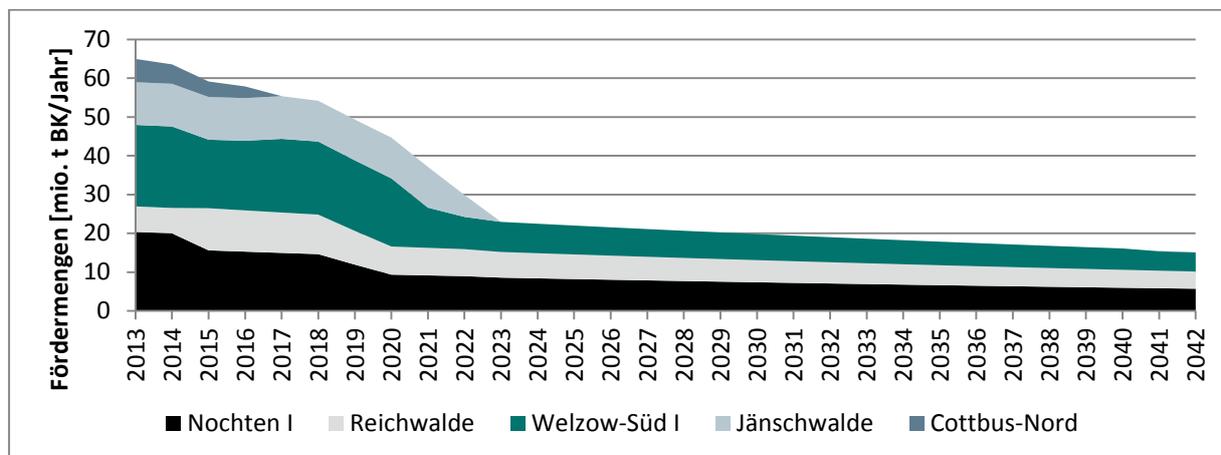


Abbildung 7: Jährliche Fördermengen der Tagebaue im Lausitzer Revier

Quelle: Eigene Berechnungen.

3.3 Zwischenfazit bzgl. der Inanspruchnahme des Tagebaus Welzow-Süd Teilfeld II

Die Versorgung des Kraftwerks Schwarze Pumpe bis zu dessen voraussichtlich vollständigem Auslaufen ist aus dem bestehenden Tagebau Welzow-Süd Teilfeld I in Kombination mit den benachbarten Tagebauen Nochten sowie Reichwalde möglich.

Darüber hinaus ergibt sich auch, dass die Belieferung der anderen Kraftwerke in Jänschwalde und Boxberg durch die planerisch zugesagten Kohlemengen möglich ist. Hierfür ist eine Steigerung des Anteils der Kohle aus Reichwalde ab dem Jahr 2015 für Schwarze Pumpe und für Boxberg erforderlich. Die Kohleverbindungsbahn von Welzow-Süd nach Jänschwalde muss nie mehr als 11 Mio. t pro Jahr transportieren, so dass keine Aufstockung der bisherigen Kapazität notwendig ist. Es verbleiben gewisse Restmengen in Welzow-Süd (Teilfeld I) und Nochten (Teilfeld I) sowie noch ungefähr 150 Mio. t nicht benötigter Braunkohle in Reichwalde (s. Tabelle 6).

Name	Abbaustart	bereits genehmigte Vorräte Anfang 2013 [mio t]	jährliche max. Abbaumenge [mio t]	verbleibende Vorräte Ende 2042 [mio t]
Cottbus-Nord	1981	18	6	0
Jänschwalde	1976	103	12	0
Welzow-Süd I	1966	328	21	30
Nochten I	1973	311	20	29
Reichwalde	1987	349	12	151

Tabelle 6: Tagebaue im Lausitzer Revier

Quelle: Eigene Berechnungen

4 Auswirkungen der Prognoseergebnisse auf die einzelnen Zielfunktionen der Energiestrategie 2030

Im vorliegenden Gutachten sind auftragsgemäß „die Auswirkungen des Prognoseergebnisses auf die einzelnen Zielfunktionen der Energiestrategie 2030 des Landes Brandenburg und

deren Verhältnis untereinander zu untersuchen und darzustellen.“ Dabei sind die Ziele Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit, Umwelt- und Klimaverträglichkeit sowie gesellschaftliche Akzeptanz (sogenanntes Zielviereck der Energiepolitik) zu berücksichtigen; auftragsgemäß sollen dabei „die Aspekte Klimaschutz und CO₂-Emissionen einen besonderen Schwerpunkt darstellen“, weshalb im Folgenden dieser Bereich als erster genannt wird. Diese Abwägung stellt sich folgendermaßen dar.

4.1 Klimaschutz und CO₂-Emissionen

Unter Berücksichtigung des Ziels Umwelt- und Klimaverträglichkeit ist die Inanspruchnahme des Teilfeld II des Tagebaus Welzow-Süd nicht erforderlich und sie widerspricht den Zielen der Energiestrategie 2030. Wie oben ausgeführt können die Ziele bzgl. der energiebedingten CO₂-Emissionen durch die Stilllegung des Kraftwerks Jänschwalde sowie den Teillastbetrieb im Kraftwerk Schwarze Pumpe erreicht werden. Eine Ausweitung der Produktion von nicht CO₂-armem Braunkohlestrom ist nicht mit den CO₂-Zielen des Landes kompatibel.

Neben dem Ausstoß von CO₂ führt die Braunkohlewirtschaft am Standort Welzow-Süd / Schwarze Pumpe wie auch anderswo in der Lausitz zu erheblichen weiteren Umweltbelastungen. 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).

Unsicherheit bzgl. der Umweltauswirkungen besteht auch bzgl. der durch die Braunkohlewirtschaft verursachten Quecksilberbelastungen. Am 24. November 2010 wurde vom Europäischen Parlament und dem Rat 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-

Immissionsschutzverordnung führt.¹⁰ Die meisten neuen Grenzwerte müssen ab dem 01. Januar 2016 eingehalten werden (Deutscher Bundestag, 2013b und EU, 2010).

In den kommenden Jahren werden in einigen Braunkohlekraftwerken daher Investitionen benötigt, um diese neuen Richtlinien einzuhalten. Es ist für Braunkohlekraftwerke schwierig, u.a. den für Altbaunachrüstung ab 2016 geltenden Grenzwert für Quecksilber von 0,01 mg/Nm³ Abgas einzuhalten. Die Braunkohlekraftwerke in Jänschwalde (592 kg/Jahr) und Schwarze Pumpe (243 kg/Jahr) gehören zu den fünf größten Quecksilberemittenten in Deutschland (THRU, 2012). 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).

Unter Berücksichtigung der genannten Umweltbeeinträchtigungen widerspricht somit die Inanspruchnahme zusätzlicher Kohlevorräte im Tagebau Welzow-Süd Teilfeld II den Zielen der Energiestrategie 2030 in Bezug auf Umwelt- und Klimaverträglichkeit.

4.2 Wirtschaftlichkeit

Die Inanspruchnahme der Kohlevorräte des Tagebaus Welzow-Süd Teilfeld II dürfte die Wirtschaftlichkeit der Stromversorgung nicht positiv beeinflussen. Zum einen wurde oben gezeigt, dass die zusätzlichen Kohlemengen jenseits des Beginns der 2040er Jahre kaum zur Verstromung benötigt werden und somit auch keinen senkenden Einfluss auf die Strompreise haben dürften. Des Weiteren ist fraglich, ob selbst bei betriebswirtschaftlich rentabler Braunkohleverstromung eine Wirtschaftlichkeit aus Sicht der Gesamtgesellschaft vorliegt. Grund hierfür sind die in diesem Gutachten bisher vernachlässigten negativen externen Effekte der Braunkohlenutzung. Die in diesem Gutachten bisher verwendeten Berechnungen beziehen keine negativen umweltpolitischen Aspekte der Braunkohlenutzung ein (sogenannte „negative externe Effekte“). Hierzu gehören die Emission von CO₂¹¹, Stickstoffoxiden, Quecksilber, Schwefeloxide, Staub und Lärm, die Verockerung der umliegenden Gewässer

¹⁰ Hierbei wurden mehrere Anträge des Wirtschaftsausschusses des Bundesrates abgelehnt, welche auf die Entschärfung der Emissionsgrenzen abzielten.

¹¹ Vattenfall erhielt für die beiden Braunkohlekraftwerke Jänschwalde und Schwarze Pumpe gratis Zertifikate für den jährlichen Ausstoß von 20 Mio. t CO₂ zugeteilt; dies entspricht, abhängig vom Zertifikatspreis einer jährlichen Förderung von 100-150 Mio. €; ab 2013 muss für diese Zertifikate voll bezahlt werden.

sowie die extensive Nutzung von Flächen. 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.¹²

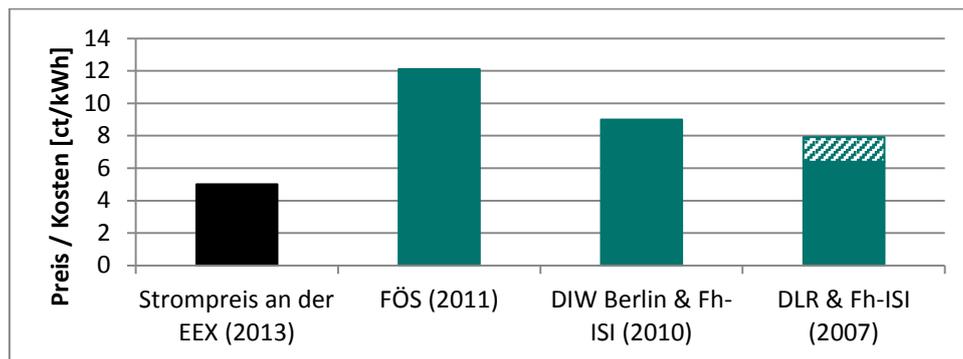


Abbildung 8: Externe Kosten(-spanne) der Stromerzeugung durch Braunkohle in ct/kWh aus verschiedenen Studien im Vergleich zum Strompreis an der EEX

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

Neben den negativen externen Effekten ist bei der Wirtschaftlichkeit auch die direkte und indirekte Subventionierung der Braunkohle zu berücksichtigen. Die Braunkohleverstromung in Deutschland wird seit Jahrzehnten auf mehrere Weisen direkt und indirekt vom Staat subventioniert. Eine 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.¹³ Darüber hinaus muss das Unternehmen nach §40 Abs. 1 Satz 2 des Brandenburger Wassergesetzes ein vermindertes Wasserentgelt von 2 ct/m³ für die Entnahme und Ableitung von Grundwasser zu Produktionszwecken (ein Fünftel der normalen Abgabe), sowie lediglich 0,5 ct/m³ für Kühlzwecke zahlen.

¹² Die von Brandenburger Kraftwerken verursachten Umweltkosten wurden von der European Environment Agency für das Jahr 2009 mit 1.232-2.002 Mio. € für Jänschwalde und 495-731 Mio. € für Schwarze Pumpe berechnet (EEA, 2011).

¹³ 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. 51 dieser Unternehmen, unter ihnen auch Vattenfall, befinden sich in Brandenburg (Berliner Zeitung, 2013).

Des Weiteren stehen dem Land Brandenburg gemäß §31 und 32 des Bundesberggesetzes 10 Prozent des Marktwertes jedes geförderten Bodenschatzes zu. Der Bergbaubetreiber ist allerdings derzeit von allen Abgaben der derzeit jährlich bis zu 60 Mio. t geförderter Braunkohle befreit. Im Falle der Erschließung neuer Tagebaufelder¹⁴ 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).¹⁵ 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.

Analog zur Ermittlung der externen Effekte ist auch die genaue Quantifizierung der Subventionen schwierig.¹⁶ Unabhängig von der genauen Höhe der Subventionen ist jedoch festzuhalten, dass diese die Wirtschaftlichkeit der Braunkohleverstromung aus Sicht der Gesellschaft u.U. erheblich schmälern.

Im Ergebnis ist festzuhalten, dass die Inanspruchnahme der Kohlevorräte des Tagebaus Welzow-Süd Teilfeld II die Wirtschaftlichkeit der Stromversorgung nicht positiv beeinflussen dürfte.

4.3 Versorgungssicherheit

Bzgl. der Versorgungssicherheit der Stromversorgung sind weder im Land Brandenburg noch auf Bundesebene positive Effekte durch den Aufschluss absehbar. Die im Rahmen der Energiestrategie 2030 (Land Brandenburg) sowie des Energiekonzepts (Bundesebene) vorgesehenen Maßnahmen zur Versorgungssicherheit sind umfassend, sodass der Aufschluss des Tagebaus keine zusätzliche Wirkung entfalten würde. Dieses Ergebnis ergibt sich für beide relevanten Aspekte der Versorgungssicherheit:

¹⁴ 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).

¹⁵ Des Weiteren ist unklar, ob und wenn ja in welcher Höhe zusätzliche Abgaben für die beantragten Teilfelder in Welzow-Süd und Nochten anfallen würden.

¹⁶ Eine Studie ermittelt für den Zeitraum 1970 bis 2010 Subventionen in Höhe von €67 Mrd. (FÖS, 2011).

- 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 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).

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

4.4 Gesellschaftliche Akzeptanz

Des Weiteren dürfte die Inanspruchnahme des neuen Tagebaus dem Ziel der gesellschaftlichen Akzeptanz der Energiestrategie 2030 nicht förderlich sein; hierfür sprechen die vorliegenden Erfahrungen bei früheren oder anderen laufenden Braunkohleverfahren, welche mit erheblicher Landnutzung und Umsiedlungen einhergehen.

4.5 Abwägung zwischen den Zielen der Energiestrategie 2030

Keines der vier Ziele der Energiestrategie 2030 würde vom Aufschluss des Tagebau Welzow-Süd TF II profitieren, dagegen sind insb. beim Ziel „Klimaschutz und CO₂-Emissionen“ erhebliche Beeinträchtigungen zu erwarten. Bei Abwägung der Zielfunktionen der Energiestrategie 2030 des Landes Brandenburg erscheint das Ergebnis daher deutlich: Die Inanspruchnahme

der im Teilfeld II des Tagebaus Welzow-Süd lagernden Kohlevorräte ist energiewirtschaftlich nicht erforderlich.

5 Fazit: Inanspruchnahme des Tagebaus Welzow-Süd Teilfeld II energiewirtschaftlich nicht erforderlich

Dieses Gutachten analysiert die energiewirtschaftliche Notwendigkeit der Inanspruchnahme der im Teilfeld II des Tagebau Welzow-Süd lagernden Kohlevorräte unter Berücksichtigung der Zielfunktionen der Energiestrategie 2030 des Landes Brandenburg (Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit, Umwelt- und Klimaverträglichkeit sowie gesellschaftliche Akzeptanz, sogenanntes Zielviereck der Energiepolitik). Das Gutachten stützt sich auf vorliegende energiewirtschaftliche Modellierung sowie auf die Bewertung aktueller umweltpolitischer und energiewirtschaftlicher Entwicklungen, insb. neben der Energiestrategie 2030 des Landes Brandenburg auch das „Energiekonzept der Bundesregierung“ (BMU und BMWI, 2010).

Im Gutachten erfolgen Szenariorechnungen für die Braunkohlewirtschaft in Brandenburg und der Lausitz für die kommenden drei Jahrzehnte. Die CO₂-Abscheidetechnologie wird im Rahmen der Energiewende weder in Jänschwalde noch anderswo in Deutschland eine Rolle spielen. Ein Neubau ohne CCTS ist laut der Energiestrategie Brandenburgs nicht möglich, da er nicht mit den CO₂-Klimazielen vereinbar ist. Die Energiewende führt dazu, dass sich die traditionelle Einordnung der Braunkohle als „Grundlast“ schrittweise auflöst. In diesem Zusammenhang werden die Volllaststunden und damit der Kohlebedarf der Braunkohlekraftwerke in der Zukunft sinken.

Die Versorgung des Kraftwerks Schwarze Pumpe kann bis zu dessen voraussichtlichen Auslaufen aus dem Tagebau Welzow Süd Teilfeld I sowie ergänzend aus den benachbarten Tagebauen erfolgen. Darüber hinaus legen die Ergebnisse auch nahe, dass die Versorgung der Kraftwerke Jänschwalde und Boxberg mit den derzeit genehmigten Abbaumengen der Tagebaue Cottbus-Nord, Jänschwalde, Welzow-Süd (TF I), Nochten I sowie Reichwalde möglich ist und der Aufschluss neuer Tagebaue (neben Welzow-Süd, TF II z.B. Nochten II) nicht notwendig ist.

Keines der vier Ziele der Energiestrategie 2030 (Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit, Umwelt- und Klimaverträglichkeit sowie gesellschaftliche Akzeptanz, sogenanntes Zielviereck

der Energiepolitik) würde vom Aufschluss des Tagebau Welzow-Süd TF II signifikant profitieren, dagegen sind insb. beim Ziel Klimaschutz durch Verminderung der CO₂-Emissionen erhebliche Beeinträchtigungen zu erwarten. Bei Abwägung der Zielfunktionen der Energiestrategie 2030 des Landes Brandenburg erscheint das Ergebnis daher deutlich: Die Inanspruchnahme der im Teilfeld II des Tagebaus Welzow-Süd lagernden Kohlevorräte ist energiewirtschaftlich nicht erforderlich.

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.

Diekmann, Jochen, Felix Groba, Antje Vogel-Sperl, Andreas Püttner, Philipp Vohrer und Janine Schmidt (2012): Vergleich der Bundesländer: Analyse der Erfolgsfaktoren für den Ausbau der Erneuerbaren Energien 2012. Indikatoren und Ranking. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin). Politikberatung kompakt 70.

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. 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, 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.
- MWE – Ministerium für Wirtschaft und Europaangelegenheiten des Landes Brandenburg (2012b): Energiestrategie 2030 des Landes Brandenburg. Katalog der Strategischen Maßnahmen. Potsdam, 24. Februar 2012.
- MWE und LUGV – Ministerium für Wirtschaft und Europaangelegenheiten des Landes Brandenburg und Landesamt für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz (2012): Ableitung der Ziele für ein Leitszenario 2030 unter Berücksichtigung dynamischer Analysen. Potsdam, 17. 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.
- Schuster, Rene (2007): Zur Zukunft der Lausitzer Braunkohle; Kohlebedarf des konventionellen Kraftwerkparks sowie Folgen für den Klimaschutz und die Inanspruchnahme von Siedlungen, Gutachten für die Fraktion „Die Linke“. Cottbus, Februar 2007.
- 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 13.03.2013.
- VGB (2011): VGB Technisch-wissenschaftliche Berichte „Wärmekraftwerke“. VGB PowerTech e.V. Essen , 2011.