

Klimaschutz und Betreiberwechsel: Die ostdeutsche Braunkohlewirtschaft im Wandel

Von Pao-Yu Oei, Hanna Brauers, Claudia Kemfert, Christian von Hirschhausen, Dorothea Schäfer und Sophie Schmalz

Den Klimaschutzzielen der Bundesregierung zufolge muss die Braunkohleverstromung in Deutschland bereits deutlich vor dem Jahr 2030 kontinuierlich abnehmen. Simulationen zeigen, dass die bereits genehmigten Tagebaufelder in den ostdeutschen Revieren bei einer Einhaltung der Klimaschutzziele bis 2030 nicht vollständig ausgekohlt würden. Pläne für neue bzw. zu erweiternde Tagebaufelder erübrigen sich somit. Um Planungssicherheit für alle Akteure herzustellen, sollte die Politik die Genehmigung weiterer Tagebaufelder daher verbindlich ausschließen.

In Hinblick auf die Folgekosten des Braunkohlebergbaus stellt sich die Frage, ob die Unternehmensrückstellungen hoch genug und insolvenzfest sind. In diesem Zusammenhang sind nach dem Kauf der Braunkohlesparte von Vattenfall durch die tschechische *Energeticky a Prumyslovy Holding* (EPH) auch die neuen Eigentümerstrukturen in der ostdeutschen Braunkohlewirtschaft von Bedeutung. Simulationsrechnungen zufolge könnten die derzeitigen Rückstellungen von 1,5 Milliarden Euro für das Lausitzer Revier unter optimistischen Annahmen zur Deckung der Rekultivierungskosten ausreichen, in anderen Szenarien könnte es jedoch zu deutlichen Fehlbeträgen kommen. Die Politik sollte daher auf unabhängige und transparente Kostenschätzungen hinwirken.

Bei Bedarf könnten weitere Maßnahmen erfolgen wie etwa die Schaffung eines öffentlich-rechtlichen Fonds, um die Allgemeinheit dauerhaft vor der ungewollten Übernahme von Rekultivierungskosten zu schützen. Dies ist auch ein wichtiges Thema für die neue Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Regionalentwicklung“ der Bundesregierung. Bei der Erstellung eines verlässlichen Fahrplans für den Kohleausstieg kommt zudem einzelnen Bundesländern eine wichtige Rolle zu, derzeit beispielsweise der Landesregierung Brandenburg bei der Überarbeitung ihrer Energiestrategie 2030.

Im November 2016 trat das Pariser Abkommen der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen in Kraft. Damit hat sich die Weltgemeinschaft verpflichtet, die Klimaerwärmung auf höchstens 2°C und möglichst nur 1,5°C über dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen.¹ Sollten diese Ziele verfehlt werden, droht eine globale Erwärmung mit schwerwiegenden Konsequenzen.² Die Erreichung der Ziele erfordert große internationale Anstrengungen.³ Um einen angemessenen Beitrag zur Begrenzung des Klimawandels zu leisten müssen sowohl die europäische als auch die deutsche Klimapolitik ausreichend ambitioniert sein.⁴

In Deutschland hat die Braunkohleverstromung derzeit einen besonders hohen Anteil an den energiebedingten Treibhausgasemissionen. Die Braunkohlewirtschaft ist somit ein wichtiger Akteur für die deutschen Klimaschutzbemühungen. Vor diesem Hintergrund wird im Folgenden der aktuelle Status der ostdeutschen Braunkohlewirtschaft näher beleuchtet. Die Tagebaue und Kraftwerke im Mitteldeutschen und im Lausitzer Revier sind aktuell von besonderem Interesse, da es hier zuletzt zu wesentlichen Änderungen in der Eigentümerstruktur kam. In diesem Wochenbericht werden diese neuen Besitzverhältnisse näher beleuchtet. Dabei liegt der Fokus auf der LEAG,⁵ die im Jahr 2016 die Kraftwerke und Tagebaue von Vattenfall übernommen hat. Außerdem wird dargestellt, in welchem Verhältnis die verbleibenden Braunkohlemengen in Ostdeutschland zu den deutschen Klimaschutz-

¹ Vgl. UNFCCC (2015): Paris Agreement. United Nations Framework Convention on Climate Change, Paris (online verfügbar, abgerufen am 18. Januar 2016, gilt auch für alle anderen Online-Quellen in diesem Bericht).

² Vgl. IPCC (2014): Climate Change 2014 Synthesis Report – Summary for Policymakers (online verfügbar).

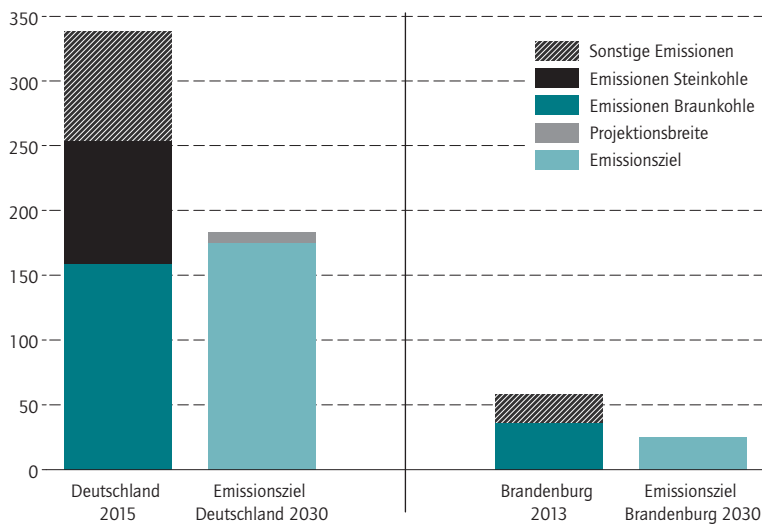
³ Vgl. William D. Nordhaus (2016): Projections and Uncertainties about Climate Change in an Era of Minimal Climate Policies. Cowles Foundation Discussion Paper No. 2057: 1–43.

⁴ BMUB (2016a): Klimaschutzplan 2050 – Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, Berlin. Vgl. auch Climate Action Tracker (2016): EU-Rating (online verfügbar).

⁵ Die LEAG ist eine gemeinsame Marke der Lausitz Energie Bergbau AG und der Lausitz Energie Kraftwerke AG.

Abbildung 1

Jährliche Emissionen und Emissionsziele der Energiewirtschaft
In Millionen Tonnen CO₂-Äquivalent



Quellen: Agentur für Erneuerbare Energien (2016): Bundesländer-Übersicht zu Erneuerbaren Energien (online verfügbar); BMUB (2016a) a.a.O.; Ministerium für Wirtschaft und Europaangelegenheiten des Landes Brandenburg (2012): Energiestrategie 2030 des Landes Brandenburg. Potsdam (online verfügbar); Umweltbundesamt (2016): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2015. Climate Change 26/2016 (online verfügbar).

© DIW Berlin 2017

Die Emissionsminderungsziele implizieren eine deutliche Verringerung der Kohleverstromung.

zielen stehen. Zudem werden die Rückstellungen für die Rekultivierung der Tagebaue nach Beendigung der Förderung näher betrachtet, und es wird diskutiert, wie diese dauerhaft sichergestellt werden könnten.⁶

Der Klimaschutzplan der Bundesregierung impliziert einen Ausstieg aus der Kohleverstromung

Die Bundesregierung hat als Strategie zur Umsetzung der internationalen Klimaschutzverpflichtungen den nationalen „Klimaschutzplan 2050“ beschlossen.⁷ Dieser legt, neben einem gesamtwirtschaftlichen Ziel, auch für die verschiedenen Wirtschaftssektoren konkrete Emissionsminderungsziele für das Jahr 2030 fest. In der Energiewirtschaft sollen die heutigen Emissionen bis 2030 fast halbiert werden, sie dürfen dann nur noch 175 bis 183 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalent betragen. Allein die Emissionen der Braun- und Steinkohleverstromung des Jahres 2015

⁶ Dieser Wochenbericht Bericht beruht unter anderem auf Informationen, die im Rahmen des laufenden Forschungsprojektes „Klimaschutz und Kohleausstieg: Politische Strategien und Maßnahmen bis 2030 und darüber hinaus“ für das Umweltbundesamt und das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit erarbeitet wurden.

⁷ Vgl. BMUB (2016a), a. a. O.

überstiegen dieses Emissionsziel deutlich. Die Kohleverstromung muss also bis 2030 deutlich reduziert werden.

Ein ähnliches Bild ergibt sich beispielsweise für das Bundesland Brandenburg, wenn man das Emissionsziel der Landesregierung für 2030 zugrunde legt (Abbildung 1). Auf Landesebene muss die konkrete Umsetzung der nationalen Klimaziele noch erfolgen – dies erfordert eine Erstellung bzw. Anpassung entsprechender Strategien der Bundesländer. Die Energiestrategie 2030 der Landesregierung Brandenburg wird derzeit überarbeitet und voraussichtlich im zweiten Quartal 2017 veröffentlicht. Dabei wird der Rückgang der Braunkohleverstromung eine wichtige Rolle spielen.

Die CO₂-Reduktionsziele für das Jahr 2030 implizieren wesentliche Veränderungen für die Energiewirtschaft und insbesondere einen starken Rückgang der besonders CO₂-intensiven Braunkohleverstromung. Jedoch sind selbst diese Ziele nur am unteren Rand eines Pfades, mit dem bis 2050 eine weitgehend treibhausgasneutrale (dekarbonisierte) deutsche Wirtschaft erreichbar scheint.

In den letzten Jahren wurde eine Vielzahl von ordnungsrechtlichen oder marktbasieren Klimaschutzinstrumenten diskutiert, um die Kohleverstromung in Deutschland zu reduzieren, unter anderem CO₂-Grenzwerte oder der sogenannte Klimabeitrag.⁸ Letztendlich hat sich die Bundesregierung im Jahr 2016 jedoch für die Einführung einer „Kohlereserve“ (auch Sicherheitsbereitschaft genannt) entschieden.⁹ Dem Klimaschutzbericht der Bundesregierung vom Dezember 2016 zufolge droht das deutsche Klimaszutzziel bis 2020 trotzdem verfehlt zu werden. Ein Grund hierfür sind die fast unverändert hohen CO₂-Emissionen der Kohleverstromung.¹⁰ Im Rahmen der Kohlereserve wurde mit den Kraftwerksbetreibern bereits verhandelt, dass diese bei einer Zielverfehlung zusätzliche Einsparungen von 1,5 Millionen Tonnen CO₂ erbringen müssen. Sollte dies nicht ausreichen, könnten weitere Maßnahmen in der Kohlewirtschaft erforderlich sein, um das Ziel einer 40-prozentigen CO₂-Reduktion für das Jahr 2020 im Vergleich zum Jahr 1990 einzuhalten.

⁸ Vgl. Pao-Yu Oei et al. (2015): Auswirkungen von CO₂-Grenzwerten für fossile Kraftwerke auf den Strommarkt und Klimaschutz. DIW Berlin, Politikberatung kompakt 104; sowie Pao-Yu Oei et al. (2015): Effektive CO₂-Minderung im Stromsektor: Klima, Preis- und Beschäftigungseffekte des Klimabeitrags und alternativer Instrumente. Studie im Auftrag der European Climate Foundation (ECF) und der Heinrich-Böll-Stiftung. DIW Berlin, Berlin; sowie Pao-Yu Oei et al. (2014): Braunkohleausstieg – Gestaltungsoptionen im Rahmen der Energiewende. DIW Berlin, Politikberatung kompakt 84.

⁹ Vgl. Pao-Yu Oei et al. (2016): „Kohlereserve“ vs. CO₂-Grenzwerte in der Stromwirtschaft – Ein modellbasierter Vergleich“. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 66 (1/2): 57-60.

¹⁰ Vgl. BMUB (2016b): Klimaschutzbericht 2016 – Zum Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 der Bundesregierung (online verfügbar).

Genehmigte Tagebaufelder ausreichend für Braunkohleverstromung über das Jahr 2030 hinaus

Im Folgenden werden frühere Berechnungen zu Tagebau- und Kraftwerkslaufzeiten¹¹ aktualisiert. Dabei wird eine kostenoptimale Aufteilung der notwendigen Verringerung der Braunkohlestromerzeugung auf Tagebaue und Kraftwerke vorgenommen, wobei auch die vorhandene lokale Transportinfrastruktur berücksichtigt wird. Entscheidende Änderungen gegenüber früheren Berechnungen sind hierbei die Einhaltung der politischen Emissionsminderungsziele aus dem Klimaschutzplan 2050 für das Jahr 2030 sowie die eingeführte Kohlereserve.¹² Auf Basis von Annahmen zu Kraftwerkslaufzeiten (Tabelle 1) und zu weiteren Parametern (Tabelle 2) werden, unter Einbeziehung verschiedener maximal auszuschöpfender CO₂-Budgets, die verbleibenden Restfördermengen bis zum Jahr 2030 in den genehmigten Tagebaufeldern errechnet.

Das verbleibende CO₂- bzw. Kohlebudget für die Braunkohlewirtschaft ist dabei von verschiedenen Stellgrößen abhängig. Auf Basis einer von Öko-Institut und BET für das Umweltbundesamt (UBA) erstellten Studie¹³ wurde eine Bandbreite der noch zu verwendenden Kohlemengen ermittelt, die im Einklang mit dem im Klimaschutzplan enthaltenen Sektorziel der Energiewirtschaft für das Jahr 2030 ist (Abbildung 2).

Vergleichend wurde ein weiteres Szenario simuliert, welches das von Öko-Institut und Prognos für den WWF¹⁴ erstellte „Trendszenario“ abbildet, in dem ein sektorales CO₂-Budget im Einklang mit der Einhaltung des Zwei-Grad-Zieles definiert wurde. In diesem Zwei-Grad-Szenario verbleibt deutlich mehr Braunkohle in den Tagebauen als in allen oben skizzierten UBA-Szenarien (Abbildung 2). Dies legt nahe, dass die durch die Verbrennung der Braunkohle entstehenden CO₂-Emissio-

¹¹ Clemens Gerbaulet et al. (2012): Abnehmende Bedeutung der Braunkohleverstromung: weder neue Kraftwerke noch Tagebaue benötigt. DIW Wochenbericht 48/2012, 25-33.

¹² Dargestellt werden ausschließlich die Großabnehmer-Kraftwerke. Im Kraftwerk Jänschwalde werden der Block F ab dem 1. Oktober 2018 und Block E ein Jahr später für jeweils vier Jahre in die „Kohlereserve“ überführt und danach stillgelegt. Es wird angenommen, dass die anstehenden Nachverhandlungen zwischen den Betreibern und der Bundesregierung zur Erreichung der Klimaziele zudem zur Abschaltung der Blöcke C und D im Jahr 2020 führt. Aufgrund der hohen Fixkosten des Standorts Jänschwalde wird außerdem davon ausgegangen, dass die letzten zwei Blöcke sowie der dann fast vollständig ausgekohlte Tagebau mit dem Auslaufen der Kohlereserve zum 30. September 2023 gemeinsam stillgelegt werden.

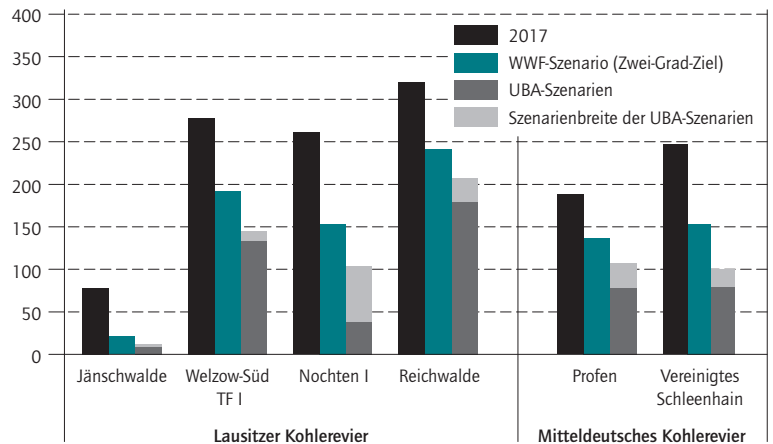
¹³ Umweltbundesamt (2017): Klimaschutz im Stromsektor 2030 – Vergleich von Instrumenten zur Emissionsminderung – Endbericht. Climate Change 02. Erstellt von Öko-Institut und dem Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH.

¹⁴ WWF Deutschland (2017): Zukunft Stromsystem – Kohleausstieg 2035 – Vom Ziel her denken. Erstellt von Öko-Institut und Prognos, Berlin.

Abbildung 2

Im Jahr 2030 verbleibende, bereits genehmigte Braunkohleabbauungen im Lausitzer und im Mitteldeutschen Revier

In Millionen Tonnen



Die Abbildung zeigt die bereits genehmigten, verbleibenden Braunkohleabbauungen der verschiedenen Tagebaue im Jahr 2017 und in verschiedenen Klimaschutzenszenarien. Das WWF-Szenario sieht eine Einhaltung des Zwei-Grad-Ziels vor. Die UBA-Szenarien bilden die Einhaltung des Sektorziels für die Energiewirtschaft des Klimaschutzplans für 2030 ab. Die schraffierte Fläche stellt die Spannbreite für verschiedene Unterszenarien dar.

Quellen: Eigene Berechnungen auf Basis von WWF (2017) a.a.O. und UBA (2017) a.a.O.

© DIW Berlin 2017

Die bereits genehmigten Abbaumengen werden in den Klimaschutzenszenarien bis 2030 nur teilweise benötigt.

nen der UBA Szenarien zwar mit dem Sektorziel des Klimaschutzplans 2050, aber unter alternativen Annahmen nicht mit dem internationalen Zwei-Grad-Ziel vereinbar sind.

Bei Einhaltung der Klimaziele würden die genehmigten Tagebaufelder bis 2030 nicht vollständig ausgekohlt

In beiden dargestellten Szenarien verbleiben bis 2030 in allen Tagebauen bedeutende Restmengen an Kohle, deren Abbau bereits genehmigt wurde. Alle geplanten neuen bzw. zu erweiternden Tagebaue sind somit nicht erforderlich. Dies bedeutet für die Lausitz, dass Nochten 2, Welzow Süd Teilfeld II, Jänschwalde Nord, Bagenz-Ost sowie Spremberg Ost nicht erschlossen werden müssen (Kasten 1). Im Mitteldeutschen Braunkohlerevier ist eine Erweiterung des Tagebaus Vereinigtes Schleenhain nicht erforderlich, was auch eine Abbaggerung des Dorfes Pödelwitz erübrigen würde.

Neue Kommission zur Gestaltung des Kohleausstiegs

Die Einhaltung der im Klimaschutzplan vereinbarten Sektorziele impliziert einen vollständigen Kohleausstieg zwischen den Jahren 2030 bis 2050. Bei der Festlegung

Tabelle 1

Annahmen zur Laufzeit der Braunkohlekraftwerke in der Lausitz und in Mitteldeutschland

Kraftwerk	Nettoleistung (in Megawatt)	Inbetriebnahme	Schließungsjahr (falls bis 2030 nicht mehr in Betrieb)	Betreiber
Lausitzer Kohlerevier				
Klingenberg	164	1981	2017 Umwandlung in ein Gaskraftwerk	Vattenfall
Boxberg Q	857	2000	2030 in Betrieb	LEAG
Boxberg R	640	2012	2030 in Betrieb	LEAG
Boxberg N	489	1979	2024	LEAG
Boxberg P	489	1980	2025	LEAG
Cottbus HKW	74	1999	2030 in Betrieb	Stadtwerke Cottbus
Schwarze Pumpe A	750	1997	2030 in Betrieb	LEAG
Schwarze Pumpe B	750	1998	2030 in Betrieb	LEAG
Jänschwalde E	465	1987	2019 (Kohlereserve)	LEAG
Jänschwalde F	465	1989	2018 (Kohlereserve)	LEAG
Jänschwalde C	465	1984	2020 (Abschaltung zur Einhaltung der Ziele für 2020)	LEAG
Jänschwalde D	465	1985	2020 (Abschaltung zur Einhaltung der Ziele für 2020)	LEAG
Jänschwalde A	465	1981	2023 (Schließung Standort)	LEAG
Jänschwalde B	465	1982	2023 (Schließung Standort)	LEAG
Mitteldeutsches Kohlerevier				
Schkopau A	450	1996	2030 in Betrieb	Saale Energie (EPH)
Schkopau B	450	1996	2030 in Betrieb	Uniper
Lippendorf R	875	2000	2030 in Betrieb	LEAG
Lippendorf S	875	1999	2030 in Betrieb	EnBW
Chemnitz Nord II HKW C	91	1990	2030 in Betrieb	Stadtwerke Chemnitz
Chemnitz Nord II HKW B	57	1988	2030 in Betrieb	Stadtwerke Chemnitz

Das Kraftwerk Buschhaus (Mibrag, EPH) ist seit dem 1. Oktober 2016 bereits in der Kohlereserve und wird im Jahr 2020 stillgelegt.

Quelle: Eigene Darstellung und eigene Annahmen basierend auf Daten der BNetzA.

© DIW Berlin 2017

Ein Großteil der Kraftwerkskapazität ist im Besitz von Tochterfirmen der EPH bzw. der LEAG.

eines optimalen Fahrplans für diesen Ausstieg in den einzelnen Revieren sind auch die späteren Rekultivierungsarbeiten von Belang.¹⁵

Wenn es gelänge, einen solchen Kohleausstiegsfahrplan gemeinsam mit allen Beteiligten (Parteien, Zivilgesellschaft, Forschung, Gewerkschaften, Unternehmen) zu entwickeln, dürfte sich seine gesellschaftliche Akzeptanz erhöhen. Vor diesem Hintergrund kommt der im Klimaschutzplan 2050 angekündigten neuen Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Regionalentwicklung“ eine wichtige Rolle zu. Diese Kommission dürfte sich ab Anfang 2018 unter anderem mit dem Entwurf eines Kohleausstiegsfahrplans beschäftigen, der auch die anstehenden sozialen Veränderungen in den Revieren berücksichtigt.¹⁶ Ein weiterer wichtiger Punkt für die

Arbeit der Kommission ist die Finanzierung der Folgekosten der Braunkohlewirtschaft.

Höhe der Folgekosten ungewiss, Berechnung der Rückstellungen intransparent

Die Betreiber der Braunkohletagebaue sind dazu verpflichtet, für die späteren Rekultivierungskosten aufzukommen. Dafür muss jedes betroffene Unternehmen Rückstellungen bilden. Dies wird durch §55 Bundesberggesetz¹⁷ geregelt, in dem das Verursacherprinzip verankert ist. Die derzeitige Praxis birgt jedoch Risiken, die negative Folgen für die Allgemeinheit mit sich ziehen könnten. Die Höhe der künftig anfallenden Folgekosten der Wiedernutzbarmachung wird von den bergbaubetriebenden Unternehmen selbst geschätzt und kann von der Öffentlichkeit nur schwer nachvollzogen oder bewertet werden.¹⁸ In Höhe dieser selbstgeschätz-

15 Bereits vor dem Aufschluss eines neuen Tagebaus muss eine sichere Nachfolgenutzung der Landstriche unter der Annahme einer vollständigen Auskohlung der Felder vom Betreiber vorgelegt werden. Teilauskohlungen von Tagebauen resultieren somit in einer Nichteinhaltung der vorher abgesprochenen Braunkohlepläne und verursachen zusätzliche Genehmigungs- und Prüfverfahren. Teilaufschlüsse von neuen Tagebaufeldern zu verbieten ist daher ein wirksames Instrument, um gestrandete Fehlinvestitionen zu verhindern.

16 Zu möglichen Effekten eines Braunkohleausstiegs in Ostdeutschland vergleiche Luke Haywood et al. (2017): Arbeitsplätze in der ostdeutschen Braunkohle: Strukturwandel im Interesse der Beschäftigten frühzeitig einleiten, DIW Wochenbericht Nr. 6+7, 115.

17 Vgl. Bundesberggesetz (BBERG), Stand 30. November 2016.

18 Vgl. Rupert Wronski et al. (2016): Finanzielle Vorsorge im Braunkohlebereich Optionen zur Sicherung der Braunkohlerückstellungen und zur Umsetzung des Verursacherprinzips. Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e.V.; IASS Potsdam Institute for Advanced Sustainability Studies e.V. Postdam/ Berlin: 9; 16ff.

Kasten 1

Überblick über geplante Tagebauerweiterungen im Lausitzer und im Mitteldeutschen Revier

Pläne für Tagebauerweiterungen gibt es sowohl im Lausitzer als auch im Mitteldeutschen Revier, wobei diese sehr unterschiedlich fortgeschritten sind. Im Lausitzer Revier betrifft dies die Tagebaue bzw. Tagebaufelder Nochten II, Welzow Süd TF II, Jänschwalde Nord, Bagenz-Ost und Spremberg Ost. Im Mitteldeutschen Revier geht es um eine Erweiterung des Tagebaus Vereinigtes Schleenhain.¹

Für Nochten II gibt es einen genehmigten Braunkohlenplan sowie einen beantragten Rahmenbetriebsplan; allerdings wurden die Vorbereitungen für die Umsiedlung der rund 1 500 Einwohner (aus Rohne, Mulknitz, Schleife, Mühlrose und Trebendorf) von Vattenfall im Jahr 2015 unterbrochen. Die LEAG könnte, sofern das Projekt politisch nicht gestoppt wird, die Umsetzung dieses Plans weiter fortführen. Für Welzow-Süd TF II müssten circa 800 Einwohner aus Proschim und einem Teil von Welzow umgesiedelt werden. Für die Umsetzung dieses neuen Bergbauvorhabens gibt es einen genehmigten Braunkohlenplan, allerdings wurde der Rahmenbetriebsplans noch nicht beantragt.

¹ Vgl. Pao-Yu Oei et al. (2014): Braunkohleausstieg - Gestaltungsoptionen im Rahmen der Energiewende. DIW Berlin, Politikberatung kompakt 84; sowie Grüne Liga Umweltgruppe Cottbus (2017): Drohende Tagebaue (online verfügbar).

Mit der Tagebauerweiterung Jänschwalde Nord sollte ab dem Jahr 2020 ein neues Kraftwerk mit CO₂-Abscheidung am Standort Jänschwalde mit Braunkohle beliefert werden. Dieses Kraftwerk wird jedoch nicht gebaut. Mit der Tagebauerweiterung wäre eine Umsiedlung von ungefähr 900 Einwohnern (aus Grabko, Kerkwitz und Atterwasch) verbunden. Auch für diesen Tagebau ist der Braunkohlenplan noch nicht genehmigt und der Rahmenbetriebsplan noch nicht beantragt worden.

Weitere Tagebaue, die in der Planung jedoch noch weiter am Anfang stehen, sind Bagenz-Ost und Spremberg-Ost in Brandenburg. Beide Tagebaue sollten ursprünglich in den 2030er Jahren die Kohleförderung aufnehmen. Das Braunkohlenplanverfahren wurde jedoch noch nicht eingeleitet.

Für die Erweiterung des Tagebaus Vereinigtes Schleenhain im Mitteldeutschen Revier soll das Dorf Pödelwitz abgebaggert werden. Der Tagebaubetreiber MIBRAG könnte durch die geänderte Tagebauführung circa 20 Millionen Tonnen Kohle zusätzlich abbauen sowie Kosten bei Staub- und Lärmschutzanlagen einsparen, die bei der ursprünglich geplanten „Umfahrung“ des Dorfes anfallen.

ten Kosten bilden die Betreiber der Tagebaue bergbaubedingte Rückstellungen.

Nach der Übernahme der Mitteldeutschen Braunkohlegesellschaft (MIBRAG) im Jahr 2010 hat die neue Eigentümerin EPH rund 135 Millionen Euro der vorher gebildeten bergbaubedingten Rückstellungen aufgelöst und diese in der Bilanz in sogenannte „andere Gewinnrücklagen“ überführt.¹⁹ Im Jahr 2016 betragen die Bergbaurückstellungen der deutschen Braunkohlewirtschaft insgesamt rund 4 Milliarden Euro. Davon entfielen 2,4 Milliarden Euro auf RWE, 1,5 Milliarden Euro auf Vattenfall/LEAG und 0,14 Milliarden Euro auf MIBRAG.²⁰

Diese Rückstellungen werden als Verpflichtungen auf der Passivseite der Geschäftsbilanz aufgeführt und ste-

¹⁹ Als Grund für den starken Rückgang verweist das Unternehmen auf das Bilanzrechtsmodernisierungsgesetz, von 2009, durch das die Rückstellungen erstmals neu bewertet werden und gibt an, dass die Rückstellungen „nicht, wie behauptet, durch den Gesellschafter EPH motiviert aufgelöst“, worden seien. Zwar kam es auch bei RWE und Vattenfall im selben Zeitraum zu einem Rückgang der bergbaubedingten Rückstellungen (15 Prozent bei RWE und 21 Prozent bei Vattenfall), allerdings fielen diese deutlich geringer aus als bei der MIBRAG (56 Prozent). Vgl. Wronski et al. (2016): a. a. O., 22f.; sowie MDR (2016): Stellungnahme EPH vom 22. September 2016 (online verfügbar).

²⁰ Informationen aus entsprechenden Unternehmensangaben im Bundesanzeiger.

Tabelle 2

Weitere Annahmen zur Berechnung der verbleibenden Kohlemengen

Verbleibende Braunkohlemengen für das Lausitzer und das Mitteldeutsche Revier im Zeitraum 2017-2030:	WWF-Szenario: Kumulierter Kohleverbrauch aus dem "Trendszenario", im Einklang mit dem Zwei-Grad-Ziel. UBA-Szenarien: Kumulierter Kohlverbrauch bei linearer Reduktion ab 2017 und Einhaltung des Sektorzieles für das Jahr 2030 aus dem Klimaschutzplan unter verschiedenen Strommarktentwicklungen in 6 Szenarien. Grundannahme, dass die Lausitz und Mitteldeutschland gemeinsam, entsprechend ihrer Kraftwerkskapazitäten im Jahr 2017, die Hälfte der gesamtdeutschen Braunkohleemissionsreduktion beitragen.
Auslastung der Kraftwerke:	Die Volllaststunden in den Revieren werden, ausgehend von rund 7 500 Volllaststunden im Jahr 2017, mit einem prozentualen Faktor jährlich soweit reduziert, dass die sich ergebende CO ₂ -Menge aus der Gesamtstrommenge 2017-2030 das Kohlebudget für die Lausitz und Mitteldeutschland nicht übersteigt. Im Durchschnitt ergeben sich im genannten Zeitraum rund 4 500 Volllaststunden jährlich.
Anteil der Zumischung von Braunkohle aus dem Tagebau Reichwalde:	Der Anteil von Reichwalder Braunkohle beträgt für das Kraftwerk Schwarze Pumpe maximal 25 Prozent und für das Kraftwerk Boxberg 35 Prozent.

Quelle: Eigene Darstellung

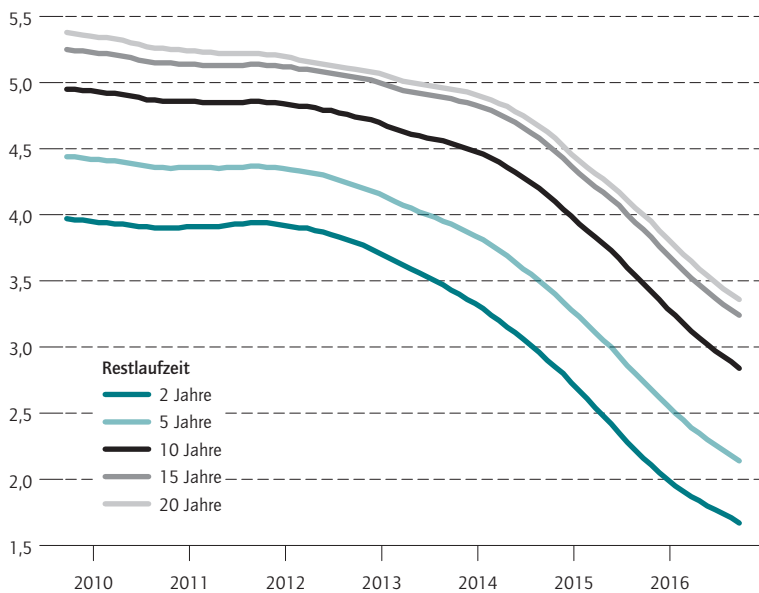
© DIW Berlin 2017

hen dem Unternehmen bis zur Zahlung frei für weitere Investitionen zur Verfügung. Falls die hinterlegten Aktivposten (z.B. Investitionen in Tagebaue sowie Kohle- oder Gaskraftwerke) an Wert verlieren, sinkt auch

Abbildung 3

Entwicklung der Abzinsungssätze von 2010 bis 2016 für verschiedene Restlaufzeiten

In Prozent



Dargestellt sind jeweils Siebenjahresdurchschnitte.

Quelle: Bundesbank (online verfügbar).

© DIW Berlin 2017

Die Zinssätze sind für alle Laufzeiten stark gefallen. Dadurch müssen die Rückstellungen angehoben werden.

der Wert der Rückstellungen. Werden die Unternehmen zahlungsunfähig, können die Rückstellungen verloren gehen. Somit sind die derzeit gebildeten bergbaubedingten Rückstellungen der deutschen Braunkohle-Betreiber nicht insolvenzfest.

Unterschiedliche Abschätzungen der benötigten Rückstellungen für die Lausitz

Bergbaubedingte Unternehmensrückstellungen sollen den Barwert der zukünftigen Zahlungsverpflichtungen aufgrund von Rekultivierungsverpflichtungen abbilden. Steigende reale Kostenschätzungen für die künftige Rekultivierung der Bergbaugebiete können diesen benötigten Barwert ebenso steigern wie eine höhere Inflationsrate, niedrigere Abzinsungssätze und/oder kürzere Restlaufzeiten. Umgekehrt fällt der Barwert bei gegenteiligen Entwicklungen. In den letzten Jahren sind die Abzinsungssätze für alle Restlaufzeiten kontinuierlich zurückgegangen (Abbildung 3). Als Folge davon mussten die Rückstellungen zinsbedingt angehoben werden.

Die tatsächlichen Kosten der Rekultivierung der ostdeutschen Braunkohletagebaue sind unsicher. Im Folgen-

den wird für drei Szenarien mit unterschiedlichen Ausgangskosten pro Hektar eine grobe Abschätzung der Rückstellungen durchgeführt, die im Geschäftsjahr 2016 notwendig gewesen wären, um die Rekultivierungskosten des Lausitzer Reviers abzudecken. Hierbei wird vereinfachend davon ausgegangen, dass im Zeitraum zwischen 2018 und 2040 jedes Jahr eine gleich große Fläche rekultiviert wird und die Preissteigerungsrate über die Zeit konstant bleibt. Diese Preissteigerungsrate könnte auch negativ sein, wenn der technische Fortschritt bei der Rekultivierung oder Skalen- bzw. Spezialisierungsvorteile die Inflation überkompensieren. Ein längerer Rekultivierungszeitraum als hier unterstellt (d.h. Teile der Kosten würden erst nach dem Jahr 2040 anfallen) würde bei niedriger Preissteigerung durch den dann dominierenden Diskontfaktor rückstellungsmindernd wirken; bei hohen Preissteigerungsraten würde sich umgekehrt ein rückstellungstreibender Effekt einstellen.

In einem ersten Szenario werden durchschnittliche Rekultivierungskosten von 162 000 Euro pro Hektar, bezogen auf das Jahr 2015, angesetzt.²¹ Diese Werte ergeben sich aus Kostendaten der Lausitzer und Mitteldeutsche Bergbau-Verwaltungsgesellschaft mbH (LMBV), die bei der Beseitigung der Altlasten der DDR-Tagebaue angefallen sind. Die Durchschnittskosten für die heute noch bestehenden Tagebaue könnten im Vergleich dazu geringer ausfallen. Daher werden in einem zweiten Szenario Rekultivierungskosten von 75 Prozent, und in einem dritten Szenario von 50 Prozent des LMBV-Wertes unterstellt (Abbildung 4).

Die drei Szenarien zeigen, dass die für das Lausitzer Revier bisher gebildeten Rückstellungen von 1,5 Milliarden Euro unter bestimmten Bedingungen ausreichen können. Die gilt insbesondere im dritten Szenario, in dem angenommen wird, dass die heutigen spezifischen Kosten nur bei der Hälfte des historischen LMBV-Werts liegen. Auch in den anderen Szenarien könnten die Rückstellungen ausreichen, wenn die Preissteigerungsrate deutlich negativ ist, beispielsweise aufgrund des technischen Fortschritts und niedriger Inflation. Bei weniger optimistischen Annahmen im Sinne höherer Preissteigerungsraten, also wenn der technische Fortschritt die allgemeine Teuerungsrate in diesem Sektor nicht kompensiert, oder falls verschärfte regulatorische Anforderungen an die Rekultivierung gestellt werden, kommt es jedoch zu Fehlbeträgen. Eine weitere Absenkung des Abzinsungssatzes würde die Barwertverläufe nach oben verschieben und damit ebenfalls in Richtung größerer Fehlbeträge wirken. Diese Fehlbeträge müssten vom neuen Betreiber der Lausitzer Tagebaue in den kom-

²¹ Vgl. Gerard Wynn und Javier Julve (2016): A Foundation-Based Framework for Phasing Out German Lignite in Lausitz. Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA), Cleveland, USA; 31.

menden Jahren erwirtschaftet und in die Rückstellungen überführt werden.

LEAG als Nachfolgerin der Vattenfall-Braunkohlesparte

Der Verkauf der deutschen Braunkohlesparte der Vattenfall GmbH an die EPH und deren Finanzpartner PPF Investments (PPF-I) wurde im September 2016 abgeschlossen. Seit Oktober 2016 firmiert die ehemalige Vattenfall-Braunkohlesparte unter dem Name LEAG und gehört über unterschiedliche Mutterunternehmen zu jeweils 50 Prozent EPH und PPF-I (Kasten 2).²² Zuvor hatten dem Verkauf die schwedische Regierung und, nach Prüfung wettbewerbsrechtlicher Bedenken der EU-Kartellbehörde, auch die EU-Kommission zugestimmt.²³ Grund für den Verkauf war, dass Vattenfall erhebliche Risiken im Braunkohlegeschäft sah.²⁴ Das tschechische Käuferkonsortium war der letzte verbleibende Bieter, der nach Angaben von Vattenfall Barmittel in Höhe von rund 1,6 Milliarden Euro sowie Verbindlichkeiten und Rückstellungen in Höhe von circa 1,9 Milliarden Euro übernimmt.²⁵ Von den Rückstellungen für Bergbau, anderen umweltbezogenen Rückstellungen und Pensionsrückstellungen mit insgesamt circa 1,7 Milliarden Euro²⁶ entfällt der Großteil von circa 1,5 Milliarden Euro auf die bergbaubedingten Rückstellungen.²⁷ Das Käuferkonsortium darf während der ersten drei Jahre nach dem Verkauf keine Dividenden auszahlen, Rückstellungen auflösen oder ähnliche Transaktionen durchführen. Zudem sollen bestehende Tarifverträge fortgesetzt werden, die betriebsbedingte Kündigungen bis 2020 ausschließen.²⁸

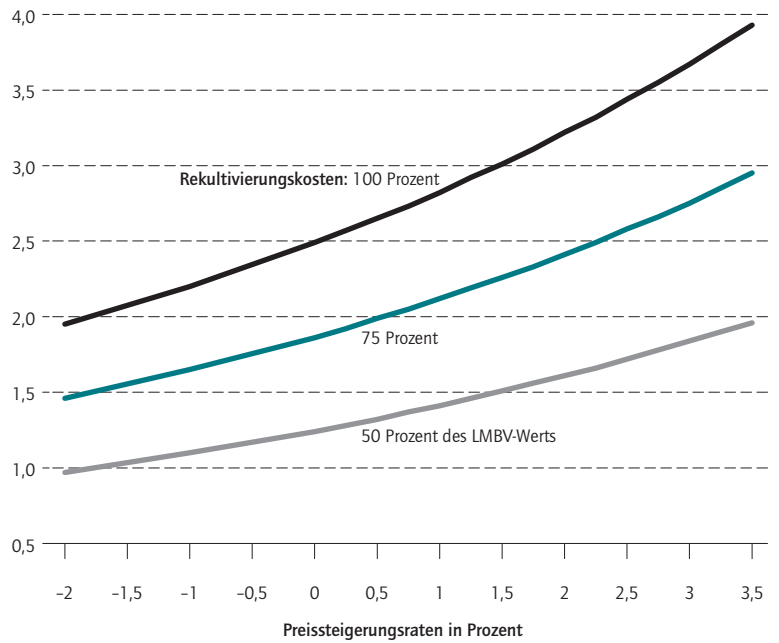
Risiken für Rückstellungen durch den Betreiberwechsel

Das Geschäftsmodell der EPH, die über diverse Tochtergesellschaften fast die gesamte ostdeutsche Braunkohlewirtschaft besitzt, wird von den oben diskutierten landes- und bundespolitischen Klimaschutzziele stark beeinflusst. Derzeit expandiert das Unternehmen vor allem im Bereich der konventionellen Stromerzeugung, indem es Braunkohle- und Gaskraftwerke in verschiedenen euro-

Abbildung 4

Benötigte Rückstellungshöhen für das Lausitzer Revier im Jahr 2016 unter verschiedenen Annahmen

In Milliarden Euro



Spezifische Reaktivierungskosten relativ zu Angaben der Lausitzer und Mitteldeutsche Bergbau-Verwaltungsgesellschaft (LMBV). Negative Preissteigerungsraten können zum Beispiel durch technischen Fortschritt bei der Reaktivierung auftreten. Angenommen wird jeweils eine Restlaufzeit 2018-2040 und für den Abzinsungssatz der Siebenjahresdurchschnitt mit Stichtag Ende 2016 für eine Restlaufzeit von 23 Jahren. Mögliche Fehlbeiträge müssten in den kommenden Jahren noch verdient und zurückgestellt werden.

Quellen: Eigene Berechnungen basierend auf Wynn und Julve (2016), a.a.O.

© DIW Berlin 2017

Die bisherigen Rückstellungen reichen nur bei optimistischen Annahmen zu Reaktivierungskosten und Preissteigerungsraten aus.

päischen Ländern aufkauft.²⁹ Niedrige Strompreise sowie stark rückläufige CO₂-Budgets drohen jedoch die Auslastung der Kraftwerksflotte des inzwischen drittgrößten CO₂-Emittenten Europas immer weiter einzuschränken. Im Fall entsprechender Wertabschreibungen der Kraftwerke besteht die Gefahr, dass einige der Tochterfirmen nicht für die notwendigen Rückstellungen aufkommen könnten.

Sind Unternehmen finanziell nicht in der Lage, ausreichende Rückstellungen zu bilden, müssen die Mutterunternehmen für die später anfallenden Kosten der Reaktivierung aufkommen, solange Beherrschungs- und Gewinnabführungsverträge bestehen. Unter Umständen könnten sich Mutterunternehmen durch vorherige Kündigung dieser Verträge oder durch gesellschaftsrechtli-

²² Vgl. LEAG (2016): Dr. Helmar Rendez übernimmt Vorstandsvorsitz des neuen Energieunternehmens.

²³ Vgl. EU-Kommission (2016): Mergers: Commission clears acquisition of Vattenfall Europe Generation and Vattenfall Europe Mining by EPH and PPF Investments.

²⁴ Vgl. Vattenfall (2016a): Vattenfall to sell German lignite operations.

²⁵ Vgl. Vattenfall (2016a), a. a. O.

²⁶ Vgl. Vattenfall (2016b): Interim report January-June 2016, 3.

²⁷ Vgl. Bundesanzeiger Lausitz Energie Bergbau AG (vormals: Vattenfall Europe Mining Aktiengesellschaft) Cottbus. Jahresabschluss zum Geschäftsjahr vom 1. Januar bis 31. Mai 2016.

²⁸ Vgl. Vattenfall (2016a), a. a. O.

²⁹ Vgl. Greenpeace (2017): Update: Schwarzbuch EPH – Bilanz nach 100 Tagen LEAG, sowie Greenpeace (2016): Schwarzbuch EPH – Wie ein windiger Investor Politik und Wirtschaft zum Narren hält (online verfügbar).

Kasten 2

Unternehmensstruktur der ostdeutschen Braunkohlewirtschaft

Die Gründung der LEAG

Die LEAG ging aus der ehemaligen Braunkohlesparte von Vattenfall hervor. Sie hat rund 8 000 Beschäftigte, verfügt über eine installierte Kraftwerksleistung von etwa 8 000 MW und fördert in ihren Tagebauen rund 60 Millionen Tonnen Braunkohle jährlich.¹ Sie besteht aus der Lausitz Energie Kraftwerke AG (LE-K), welche die Kraftwerksparte umfasst (ehemals Teil der Vattenfall Europe Generation AG) und der Lausitz Energie Bergbau AG (LE-B), welche die Tagebausparte abbildet (ehemals Vattenfall Europe Mining AG).² Achtzigprozentige Muttergesellschaft der beiden AGs ist die Holding-Gesellschaft Lausitz Energie Verwaltung GmbH (LE-V) mit Sitz in Cottbus, die circa 20 Beschäftigte hat.³ Die restlichen 20 Prozent der Anteile halten, nach Angaben der EPH, zu jeweils 10 Prozent die beiden Zweckgesellschaften von EPH (EPPE Germany) mit Sitz in Prag, Tschechien, und von PPF-I (Gemcol Ltd.) mit Sitz in Nikosia, Zypern (Abbildung 5).⁴

Die LE-V wird von Mitgliedern des gemeinsamen Vorstands der beiden LEAG AGs geleitet. Ihr alleiniger Shareholder ist die LEAG Holding a.s. mit Sitz in Prag, welche zu jeweils 50 Prozent den beiden Zweckgesellschaften von EPH und PPF-I gehört.⁵

EPH wird zum drittgrößten CO₂-Emittenten Europas

Die Energeticky a Prumyslový Holding (EPH) ist ein privates Energieversorgungsunternehmen mit Sitz im tschechischen Brunn, das im Jahr 2009 von der tschechischen Finanzgruppe J&T gegründet wurde.⁶ Die Aktiengesellschaft ist auf verschiedenen Wertschöpfungsstufen der Energieversorgung tätig: Neben dem Braunkohleabbau und der Verstromung von Braun- und Steinkohle auch im Transport und Vertrieb von Strom, Fernwärme und Erdgas

in verschiedenen Ländern. Dazu gehört beispielsweise die Transgas-Pipeline, die von der Ukraine durch die Slowakei, Tschechien und Österreich bis Deutschland läuft.⁷ In Deutschland aktiv ist die EPH bereits seit dem Jahr 2009, in dem die MIBRAG übernommen wurde. Seit 2012 besitzt sie über die Saale Energie GmbH zudem Anteile am Kraftwerk Schkopau und hat 2013 das Helmstedter Braunkohlerevier bei Braunschweig mit dem Kraftwerk Buschhaus und dem Tagebau Helmstedt von E.ON gekauft.

Der Vorstandsvorsitzende, Daniel Kretinsky, wird im ersten Quartal 2017 seinen Aktienanteil von derzeit 37,17 Prozent auf 94 Prozent erhöhen.⁸ Mit der Umstrukturierung des Unternehmens werden die restlichen sechs Prozent der Anteile auf noch unbekannte ManagerInnen der EPH übergehen.⁹ Hierdurch unterscheidet sich EPH von vielen anderen in Deutschland aktiven Kohlekraftwerksbetreibern wie RWE, EnBW, Vattenfall oder der Steag, die sich alle zumindest teilweise in öffentlicher Hand befinden.

PPF Investments – ein unsichtbarer Investor

PPF-I ist ein Private-Equity-Unternehmen mit Sitz in Jersey, dessen Mehrheitsaktionär der Tscheche Tomas Brzobohaty ist.¹⁰ Laut EPH stellte die niederländische PPF-Gruppe (PPF-G), die dem Tschechen Petr Kellner¹¹ gehört, finanzielle Ressourcen für PPF-I im Vattenfall-Deal bereit; PPF-G halte jedoch keine Anteile an PPF-I.¹² Vattenfall veröffentlichte zum Verkauf der Braunkohlesparte eine Erklärung zur Regeltreue, in der Petr Kellner als letztendlicher Eigentümer der PPF bezeichnet wird. Ob damit PPF-I oder PPF-G gemeint ist, wird – auch auf Anfrage – nicht näher erläutert.¹³

1 Vgl. LEAG (2016), a. a. O.
 2 Zudem sind die Transport- und Speditionsgesellschaft Schwarze Pumpe mbH (TSS GmbH) und das Planungs- und Serviceunternehmen GMB GmbH hundertprozentige Tochtergesellschaften.
 3 Vgl. EPH (2016a): E-Mail Korrespondenz mit Daniel Castvaj, EPH.
 4 Vgl. EPH (2016a), a. a. O.; sowie Stefan Schröter (2016): Komplizierte Strukturen für die Lausitzer Braunkohle. Veröffentlicht: 21. November 2016, Stand 27. Januar 2016.
 5 Vgl. EPH (2016a), a. a. O.
 6 Vgl. EPH (2015), Annual Report 2015, 31.

7 Vgl. Pressemitteilung der EPH vom 30. September 2016: EPH has completed the transaction for the purchase of Vattenfall's German lignite activities.
 8 Davon wird Kretinsky 53 Prozent der Anteile über das Unternehmen EP Investment S.à.r.l. und 47 Prozent über EP Investment 2 S.à.r.l., mit Sitz in Luxemburg, halten. EPH (2016b): Pressemitteilung der EPH vom 17. Oktober 2016: EPH expects a change in its shareholder structure.
 9 Vgl. EPH (2016a), a. a. O.
 10 Vgl. PPF-I (2017): homepage von PPF-I. Online verfügbar.
 11 PPF-G (2015), Annual Report 2015, 12.
 12 Vgl. EPH (2016a), a. a. O.
 13 Vgl. Vattenfall (2016a), a. a. O., Compliance Statement.

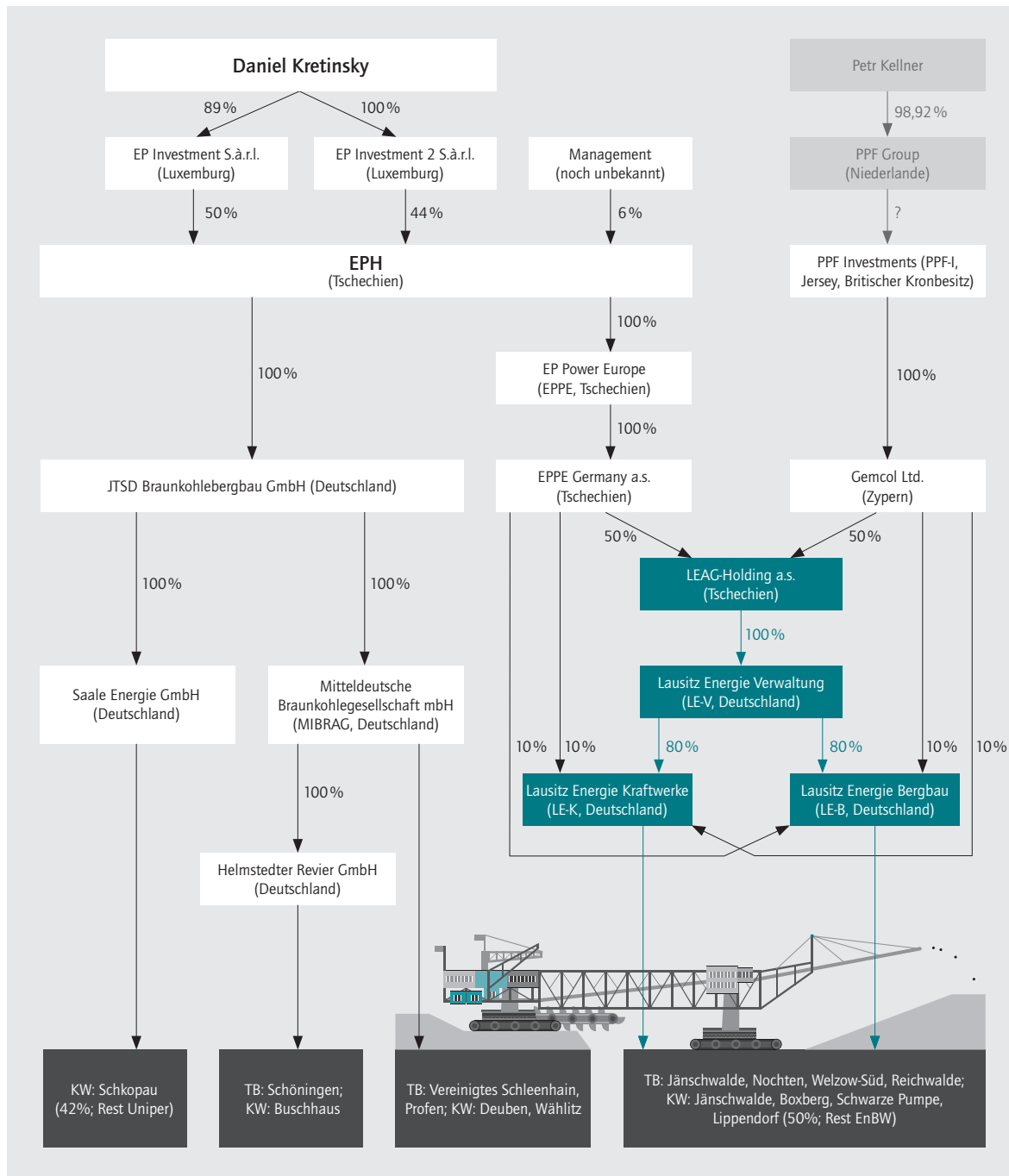
che Umstrukturierungen jedoch der Verantwortung für die Folgekosten entziehen.³⁰ Zwischen welchen Unternehmensteilen der EPH Beherrschungs- und Gewinnabführungsverträge bestehen, wird in den Jahresabschlüs-

sen nicht eindeutig benannt. Auch aufgrund der Vielzahl von Zwischenfirmen ist unklar, inwiefern die EPH (in-)direkt bei einer möglichen Insolvenz der Tochterfirmen MIBRAG oder LEAG zur Finanzierung der Verbindlichkeiten herangezogen werden könnte. Zusätzlich können sich bei internationalen Unternehmensstrukturen wie denen der Mutterunternehmen der LEAG

30 Vgl. auch Aktiengesetz § 303, Stand 10. Mai 2016.

Abbildung 5

Unternehmensstruktur der ostdeutschen Braunkohlewirtschaft



TB steht für Tagebau, KW für Kraftwerk.

Quellen: Eigene Darstellung auf Basis von EPH (2016a), a.a.O.; EPH (2016b), a.a.O.; PPF-G (2015), a.a.O.; PPF-I (2017), a.a.O.; Greenpeace (2017), a.a.O.; Bundesanzeiger JTSB Jahresabschluss 2014 und 2015.

Die Unternehmensstruktur wirft Fragen der Konzernhaftung im Fall der Insolvenz von Tochterfirmen auf.

Schwierigkeiten bei der Durchsetzbarkeit der Konzernhaftung ergeben.³¹

Verschiedene Optionen zur Sicherung der Rückstellungen

Um sicherzustellen, dass die Verursacher für die Folgekosten der Braunkohlewirtschaft tatsächlich aufkommen, und somit die Risiken für die öffentlichen Haushalte zu begrenzen, sind verschiedene Maßnahmen denkbar. Sie werden im Folgenden, geordnet nach ansteigender Eingriffstiefe, kurz benannt. Einige Maßnahmen könnten auch komplementär umgesetzt werden.³²

Unabhängige Kostengutachten

Um die Transparenz und öffentliche Kontrolle der Kostenschätzungen sowie der Rückstellungsbildung zu erhöhen könnte ein Kostengutachten von einer unabhängigen Einrichtung im Auftrag der Bundesregierung (ggf. gemeinsam mit den Landesregierungen) durchgeführt werden. Dies würde, analog zur Situation bei der Atomkraft, eine unabhängige Überprüfung der notwendigen Rückstellungen erst ermöglichen.³³ Darauf aufbauend könnte die Notwendigkeit weiterer Maßnahmen bewertet werden.

Nachhaftungsgesetz

Um sicherzustellen, dass im Fall einer Insolvenz oder Umstrukturierung bergbaubetriebender Unternehmen die entsprechenden Mutterunternehmen für die langfristigen Folgekosten haften, könnte ein Nachhaftungsgesetz auf Bundesebene eingeführt werden. Auch dies wurde in Deutschland im Atombereich bereits umgesetzt.³⁴

Sicherheitsleistung nach Bundesberggesetz

Die Erhebung einer insolvenzfesten Sicherheitsleistung liegt nach § 56 Bundesberggesetz³⁵ im Ermessen der entsprechenden Bergbehörde. Sie könnte in Form einer Versicherung, Bankbürgschaft oder harten Patronatsklärung durch den Mutterkonzern erbracht werden. Die Möglichkeit der Erhebung entsprechender Sicherheitsleistungen für bereits genehmigte Tagebaue müsste rechtlich jedoch noch geprüft werden.

³¹ Vgl. Wronski et al. (2016), a. a. O., 34ff.

³² Vgl. Wronski et al. (2016), a. a. O.

³³ Vgl. Bundesrat (2016): Gesetz zur Neuordnung der Verantwortung in der kerntechnischen Entsorgung. Drucksache 768/16. Stand 16. Dezember 2016. Siehe dort insbesondere Artikel 7: Gesetz zur Transparenz über die Kosten der Stilllegung und des Rückbaus der Kernkraftwerke sowie der Verpackung radioaktiver Abfälle (Transparenzgesetz).

³⁴ Vgl. Bundesrat (2016) a. a. O., dort insbesondere Artikel 8: Gesetz zur Nachhaftung für Abbau- und Entsorgungskosten im Kernenergiebereich (Nachhaftungsgesetz).

³⁵ Vgl. Bundesberggesetz (BBergG), Stand 30. November 2016.

Öffentlich-rechtlicher Fonds oder privatrechtliche Stiftung

Grundsätzlich könnte auch eine privatrechtliche Stiftung zur Sicherung der Rückstellungen gegründet werden, beispielsweise analog zur RAG-Stiftung im Steinkohlebereich. Die Bewertung einer derartigen Lösung würde stark von der Ausgestaltung ihres Finanzierungskonzepts abhängen. Alternativ könnte ein öffentlich-rechtlicher Fonds aufgelegt werden, für den der Staat Mittel bei den bergbaubetriebenden Unternehmen eintreiben müsste. Dies wäre von allen genannten Maßnahmen diejenige mit der größten Eingriffstiefe; sie könnte allerdings helfen, auch besonders langfristige Folgekosten des Braunkohlebergbaus abzusichern und gleichzeitig einen hohen Insolvenzschutz und große Transparenz bieten.³⁶

Fazit und energiepolitische Schlussfolgerungen

Den langfristigen Klimaschutzzielen der Bundesregierung zufolge müssen insbesondere im Energiesektor bereits frühzeitig erhebliche Emissionsminderungen erreicht werden. Dies impliziert einen raschen Ausstieg aus der Braunkohleverstromung, der mit der Einführung der Kohlereserve bereits begonnen hat und kontinuierlich voranschreitet. Dabei wird ein strukturierter Ausstiegspfad benötigt.

Simulationen zeigen, dass die bereits genehmigten Tagebaufelder in Ostdeutschland bei einer Einhaltung der Klimaschutzziele bis zum Jahr 2030 nicht vollständig ausgekohlt würden. Pläne für neue bzw. zu erweiternde Tagebaufelder im Lausitzer und im Mitteldeutschen Revier erübrigen sich somit. Um Planungssicherheit für alle Akteure herzustellen, sollte die Politik die Genehmigung weiterer Tagebaufelder daher verbindlich ausschließen. Im Interesse der Anwohner, Beschäftigten und nicht zuletzt auch der Betreiber von Kraftwerken und Tagebauen sollte dies möglichst zeitnah erfolgen. Politischer Handlungsbedarf liegt derzeit insbesondere bei der Landesregierung Brandenburg, die momentan ihre Energiestrategie 2030 überarbeitet. Dabei sollte die Chance nicht verpasst werden – gemeinsam mit der Landesregierung in Sachsen – einen verlässlichen Fahrplan für einen Kohleausstieg im Lausitzer Revier zu entwickeln.

Darüber hinaus gilt es, ausreichend hohe Finanzmittel für die Folgekosten des Braunkohlebergbaus zu sichern. Dabei stellt sich einerseits die Frage, ob die Unternehmensrückstellungen hoch genug sind, und andererseits, ob sie insolvenzfest sind. In diesem Zusammenhang sind die neuen Eigentümerstrukturen in der ost-

³⁶ Vgl. Wronski et al. (2016), a. a. O.

deutschen Braunkohlewirtschaft von Bedeutung. Das Geschäftsmodell und die dargestellten Firmenstrukturen der tschechischen EPH als Käuferin der Braunkohlesparte von Vattenfall werfen die Frage auf, inwiefern Rückstellungen für Rekultivierungskosten dauerhaft gesichert werden können.

Die Höhe der erforderlichen Rückstellungen hängt stark von den getroffenen Annahmen beispielsweise zu Preissteigerungsraten ab. Die derzeitigen Rückstellungen von 1,5 Milliarden Euro für das Lausitzer Revier könnten unter optimistischen Annahmen ausreichen, in anderen Szenarien könnte es jedoch zu deutlichen Fehlbeträgen kommen. Die Erstellung unabhängiger Kostengutachten sowie die Offenlegung der bisherigen Kostenschätzungen wären erste Schritte zur Erhöhung der Transparenz, auf die die Politik hinwirken sollte.

Abhängig von den Ergebnissen könnten bei Bedarf weitere Maßnahmen erfolgen. Von vergleichsweise hoher

Eingriffstiefe, aber auch besonders effektiv erscheint die Schaffung eines öffentlich-rechtlichen Fonds analog zur Atomwirtschaft. Bei entsprechender Ausgestaltung könnten die Steuerzahlerinnen und Steuerzahler somit dauerhaft vor der ungewollten Übernahme von Rekultivierungslasten geschützt werden.

Die Vor- und Nachteile der verschiedenen denkbaren Maßnahmen sollten mit allen Beteiligten diskutiert und anschließend von der Politik im Sinne des Gemeinwohls entschieden werden. Einen Rahmen hierfür bietet die im Klimaschutzplan 2050 skizzierte und ab Anfang 2018 geplante neue Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Regionalentwicklung“. Bedeutend für den Erfolg der Arbeit der Kommission sind neben ihrer noch festzulegenden Zusammensetzung ihr genaues Mandat und auch ihre Laufzeit. Diese Kommission sollte sich auch mit den sozialen Folgen des in Hinblick auf den Klimaschutz unvermeidlichen Braunkohleausstiegs in Deutschland beschäftigen.

Pao-Yu Oei ist Gastwissenschaftler in der Abteilung Energie, Verkehr und Umwelt am DIW Berlin | poei@diw.de

Hanna Brauers ist studentische Mitarbeiterin in der Abteilung Energie, Verkehr und Umwelt am DIW Berlin | hbrauers@diw.de

Claudia Kemfert ist Leiterin der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | ckemfert@diw.de

Christian von Hirschhausen ist Forschungsdirektor für Internationale Infrastrukturpolitik und Industrieökonomie am DIW Berlin | chirschhausen@diw.de

Dorothea Schäfer ist Forschungsdirektorin für Finanzmärkte am DIW Berlin | dschaefer@diw.de

Sophie Schmalz ist studentische Mitarbeiterin in der Abteilung Energie, Verkehr und Umwelt am DIW Berlin | sschmalz@diw.de

CLIMATE PROTECTION AND A NEW OPERATOR: THE EASTERN GERMAN LIGNITE INDUSTRY IS CHANGING

Abstract: According to the German federal government's climate protection targets, there will be a gradual "lights out" for lignite-based electricity well before 2030. Simulations show that the currently authorized strip mines in eastern Germany would not be depleted of coal if the climate protection targets for 2030 were complied with. This makes planning for new mines or the expansion of existing ones superfluous. For the planning security of all the actors involved, policy makers should stop granting permits for additional surface mines. In terms of the follow-up costs of lignite mining, the issue is whether or not the companies' reserves are high enough and immune to insolvency as well. Vattenfall, a major power company that also serves Germany, sold its lignite division to *Czech Energeticky a Prumyslovy Holding* (EPH) last fall. Given this context, the new ownership structures in the eastern German lignite industry have become a matter of importance.

Based on the calculations in the simulation and optimistic assumptions, the current reserves of 1.5 billion euros for the Lusatia region are sufficient to cover recultivation costs. However, alternative scenarios show significant shortfalls. For this reason, policy makers should work toward independent, transparent cost estimates. Additional measures should be considered as required, such as the creation of a public sector fund to permanently protect the population against being forced to take on the costs of recultivation. This is also an important theme for the government's new Commission on Growth, Structural Change, and Regional Development (Kommission Wachstum, Strukturwandel und Regionalentwicklung). Individual federal states also have key roles to play in the creation of a dependable roadmap. For example, the government of Brandenburg is now in the process of revising its energy strategy for 2030 (Energiesstrategie 2030).

JEL: Q48, Q52, L71, L94, G31, G34

Keywords: Coal, lignite, climate policy, Germany, liabilities, energy transition

This report is also available in an English version as DIW Economic Bulletin 6/2017:

www.diw.de/econbull





DIW Berlin – Deutsches Institut
für Wirtschaftsforschung e.V.
Mohrenstraße 58, 10117 Berlin
T +49 30 897 89 -0
F +49 30 897 89 -200
84. Jahrgang

Herausgeberinnen und Herausgeber

Prof. Dr. Tomaso Duso
Dr. Ferdinand Fichtner
Prof. Marcel Fratzscher, Ph.D.
Prof. Dr. Peter Haan
Prof. Dr. Claudia Kemfert
Prof. Dr. Lukas Menkhoff
Prof. Johanna Möllerström, Ph.D.
Prof. Karsten Neuhoff, Ph.D.
Prof. Dr. Jürgen Schupp
Prof. Dr. C. Katharina Spieß
Prof. Dr. Gert G. Wagner

Chefredaktion

Dr. Critje Hartmann
Dr. Wolf-Peter Schill

Redaktion

Renate Bogdanovic
Dr. Franziska Bremus
Prof. Dr. Christian Dreger
Sebastian Kollmann
Ilka Müller
Mathilde Richter
Miranda Siegel
Dr. Alexander Zerrahn

Lektorat

Jörn Richstein
Alexandra Fedorets

Vertrieb

DIW Berlin Leserservice
Postfach 74
77649 Offenburg
leserservice@diw.de
Tel. (01806) 14 00 50 25
20 Cent pro Anruf
ISSN 0012-1304
ISSN 1860-8787 (Online)

Gestaltung

Edenspiekermann

Satz

eScriptum GmbH & Co KG, Berlin

Druck

USE gGmbH, Berlin

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

Gedruckt auf 100 % Recyclingpapier.