



Vattenfalls Chance

Eine Zukunft für die Lausitz ohne Braunkohle

GREENPEACE

Die Kurzstudie wurde im Auftrag von Greenpeace durchgeführt vom Institut für ökologische Wirtschaftsforschung.

Katharina Heinbach, Mark Bost, Steven Salecki, Julika Weiß

Berlin | April 2015

➔ Kein Geld von Industrie und Staat

Greenpeace ist international, überparteilich und völlig unabhängig von Politik, Parteien und Industrie.

Mit gewaltfreien Aktionen kämpft Greenpeace für den Schutz der Lebensgrundlagen.

Rund 590.000 Menschen in Deutschland spenden an Greenpeace und gewährleisten damit unsere tägliche Arbeit zum Schutz der Umwelt.

Impressum

Greenpeace e.V., Hongkongstraße 10, 20457 Hamburg, Tel. 040/3 06 18-0 **Pressestelle** Tel. 040/3 06 18-340, F 040/3 06 18-340, presse@greenpeace.de, www.greenpeace.de

Politische Vertretung Berlin Marienstraße 19-20, 10117 Berlin, Tel. 030/30 88 99-0 **V.i.S.d.P.** Gregor Kessler **Foto** Paul Langrock / Greenpeace

Zur Deckung unserer Herstellungskosten bitten wir um eine Spende:

GLS Bank, IBAN DE49 4306 0967 0000 0334 01, BIC GENODEM1GLS

Gedruckt auf 100% Recyclingpapier

Inhaltsverzeichnis

1	Einführung	7
2	Ausstieg aus der Braunkohle.....	7
2.1	Braunkohle im Kontext der Klimaschutzziele	8
2.1.1	Bundesziele.....	8
2.1.2	Brandenburg.....	9
2.1.3	Berlin	9
2.1.4	Vattenfall	10
2.2	Bedeutung der Braunkohle im Kontext der Energiewende.....	12
2.3	Erstellung eines Fahrplans für Vattenfalls Ausstieg aus der Braunkohleverstromung	15
2.3.1	Kraftwerke im Überblick	15
2.3.2	Tagebaue im Überblick	16
2.3.3	Annahmen und Prämissen für den Ausstieg aus der Braunkohle.....	18
2.3.4	Ausstiegsfahrplan.....	18
2.4	Ökonomische Aspekte.....	23
2.4.1	Arbeitsplätze.....	23
2.4.2	Folgekosten der Braunkohleförderung und -verstromung.....	25
3	Alternativfahrplan 2030: Investitionen in Erneuerbare Energien	28
3.1	Methodische Grundlagen	30
3.2	Szenariobasierte Hochrechnung für das Jahr 2030 – Vorgehensweise und Annahmen	34
3.3	EE-Potenziale in Brandenburg und Sachsen	36
3.3.1	Brandenburg.....	36
3.3.2	Sachsen	38
3.4	Ergebnisse Alternativfahrplan 2030.....	40
4	Fazit	46
5	Literaturverzeichnis	48

Abbildungsverzeichnis

Abb. 2.1:	Ermittlung der bis 2020 notwendigen Treibhausgasminderung durch Vattenfalls Braunkohlesparte entsprechend der Klimaschutzziele Vattenfalls.....	12
Abb. 2.2:	CO ₂ -Emissionen der Braunkohleverstromung des Ausstiegsfahrplans	21
Abb. 2.3:	Braunkohle-Stromerzeugung des Ausstiegsfahrplans	21
Abb. 2.4:	Entwicklung der installierten Leistung des Ausstiegsfahrplans	22
Abb. 2.5:	Entwicklung der Braunkohlefördermenge gemäß Ausstiegsfahrplan.....	22
Abb. 2.6:	Entwicklung der Braunkohlevorräte der bis Anfang 2013 genehmigten Tagebaue gemäß Ausstiegsfahrplan.....	23
Abb. 2.7:	Bergbaubedingte Rückstellungen der Vattenfall Europe Mining AG im Zeitraum 2005–2013	27
Abb. 3.1:	Wertschöpfungsdefinition des WeBEE-Modells des IÖW	31
Abb. 3.2:	Beispielhafte Darstellung der Wertschöpfungsberechnung im WeBEE-Modell des IÖW	34
Abb. 3.3:	Direkte Wertschöpfungseffekte auf Landesebene im Jahr 2030 durch den EE-Ausbau im Alternativfahrplan 2030 nach Technologiebereichen und Local-content-Szenarien	45

Tabellenverzeichnis

Tab. 2.1:	Ermittlung der bis 2020 notwendigen Treibhausgasminderung durch Vattenfalls Braunkohlesparte entsprechend der Klimaschutzziele Vattenfalls	11
Tab. 2.2:	Eigenschaften unterschiedlicher fossiler Kraftwerke	13
Tab. 2.3:	Überblick unterschiedlicher Annahmen bzw. Prognosen zur Entwicklung der Auslastung von Braunkohlekraftwerken (Volllaststunden)	14
Tab. 2.4:	Übersicht über die Braunkohlekraftwerke Vattenfalls	16
Tab. 2.5:	Übersicht über die Tagebaue der Lausitz und Mitteldeutschland	17
Tab. 2.6:	Entwicklung der Auslastung der Vattenfall-Kraftwerke gemäß Ausstiegsfahrplan [%]	19
Tab. 2.7:	Eckdaten des Braunkohleausstiegs für den Zeitraum 2015–2030	20
Tab. 2.8:	Eckdaten des Braunkohleausstiegs für den Zeitraum 2015–2030	20
Tab. 2.9:	Umweltkosten der Stromerzeugung in Deutschland	26
Tab. 3.1:	EE-Potenziale im Bereich Strom im Land Brandenburg	38
Tab. 3.2:	EE-Potenziale im Bereich Strom im Land Sachsen	40
Tab. 3.3:	EE-Ausbau im Land Brandenburg im Alternativfahrplan 2030	41
Tab. 3.4:	EE-Ausbau im Land Sachsen im Alternativfahrplan 2030	42
Tab. 3.5:	Investitionsbedarf in EE-Technologien im Alternativfahrplan 2030 und Arbeitsplatzeffekte im Jahr 2030 nach Technologiebereichen	43
Tab. 3.6:	Direkte Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte im Jahr 2030 durch den EE-Ausbau im Alternativfahrplan – geringer local content	43
Tab. 3.7:	Direkte Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte im Jahr 2030 durch den EE-Ausbau im Alternativfahrplan – mittlerer local content	44
Tab. 3.8:	Direkte Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte im Jahr 2030 durch den EE-Ausbau im Alternativfahrplan – hoher local content	44

Abkürzungsverzeichnis

BBergG	Bundesberggesetz
BilMoG	Bilanzrechtsmodernisierungsgesetz
BK	Braunkohle
BMUB	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
CC(T)S	engl. carbon capture, (transport) and storage
CCU	engl. carbon capture and use
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
ETS	engl. emissions trading system
EU	Europäische Union
FÖS	Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft
GuD	Gas-und-Dampf-Turbine
GW	Gigawatt
HKW	Heizkraftwerk
IO	Input-Output
k. A.	keine Angaben
KapG	Kapitalgesellschaft
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
Mt	Megatonnen (Millionen Tonnen)
MW	Megawatt
PersU	Personenunternehmen
PV	Photovoltaik
Rbk	Rohbraunkohle
TW	Terawatt
UBA	Umweltbundesamt
VLS	Volllaststunden
VZÄ	Vollzeitäquivalente
WeBEE	Wertschöpfung und Beschäftigung durch Erneuerbare Energien
WS	Wertschöpfung

1 Einführung

Vattenfall prüft vor dem Hintergrund der Klimaschutzvorgaben der schwedischen Regierung einen Verkauf der Braunkohlesparte in Deutschland. Ein neuer Eigner wird möglichst viel und lange an diesem Geschäft verdienen wollen und entsprechend die bestehenden Planungen weiterer Tagebaue fortführen. Deren Genehmigung würde eine klimaschädliche Braunkohleverstromung in der Region bis mindestens 2050 festschreiben. Eine Alternative könnte der Nicht-Verkauf und stattdessen ein gezielter Ausstieg Vattenfalls aus der Braunkohleverstromung sein bei einem gleichzeitigen Ausbau der Erneuerbaren Energien. Damit wäre Vattenfall ein Vorreiter für den Klimaschutz und der Motor für einen Ausstieg aus der klimaschädlichen Braunkohle, denn ein Braunkohleabbau durch Dritte wäre nach Abschaltung und Abriss der vorhandenen Kohlekraftwerke eher unwahrscheinlich.

Vor diesem Hintergrund ergibt sich die Frage, wie ein entsprechender klima- und sozialverträglicher **Transformationsfahrplan** bis zum Jahr 2030 aussehen könnte. Dieser Transformationsfahrplan soll im Hinblick auf den Ausstieg aus der Braunkohleverstromung folgende Ziele verfolgen:

- Es werden über die Ende 2013 genehmigten Abbaufelder hinaus keine weiteren Tagebaue aufgeschlossen (weder bereits genehmigte Tagebaue noch andere Vorbehaltsgebiete).
- Die Braunkohleförderung und -nutzung in der Lausitz wird bis 2030 eingestellt.
- Vattenfall hält sein eigenes 2020-Klimaschutzziel ein.
- Das 2030-Klimaschutzziel des Landes Brandenburg wird eingehalten.
- Vattenfall leistet einen angemessenen Beitrag zum bundesdeutschen Aktionsprogramm Klimaschutz.

Ein weiteres Ziel ist, dass eine Perspektive für die Braunkohleregionen unter Einbeziehung und investivem Engagement von Vattenfall entsteht. Daher umfasst der Transformationsfahrplan auch Ziele zum Ausbau Erneuerbarer Energien (EE) bis 2030, durch die der Abbau an Arbeitsplätzen zumindest quantitativ aufgefangen werden kann. In der Kurzstudie gehen wir davon aus, dass kein CC(T)S (carbon capture, (transport) and storage) in den Kraftwerken realisiert wird.

2 Ausstieg aus der Braunkohle

In diesem Kapitel wird ein Fahrplan zum Ausstieg Vattenfalls aus der Braunkohleverstromung entwickelt. Hierzu werden als Rahmenbedingungen zunächst die wichtigsten Klimaschutzziele der Bundesrepublik Deutschland, Vattenfalls sowie derjenigen Bundesländer dargestellt, in denen die von Vattenfall betriebenen Braunkohlekraftwerke liegen (Kap. 2.1). Anschließend wird die Bedeutung der Braunkohle im Kontext der Energiewende skizziert (Kap. 2.2). Darauf aufbauend wird ein Ausstiegsfahrplan aus der Braunkohleverstromung entwickelt (Kap. 0), der die Erfüllung der dargestellten Klimaschutzziele sicherstellt und als Grundlage für das Ausbauszenario für Erneuerbare Energien (Kap. 3) dient.

2.1 Braunkohle im Kontext der Klimaschutzziele

Die Verbrennung fossiler Brennstoffe wie Kohle, Gas und Öl zur Erzeugung von Strom und Wärme sowie zum Antrieb von Maschinen setzt große Mengen an Treibhausgasen wie Kohlenstoffdioxid (CO₂) frei, wodurch es seit Beginn der Industrialisierung zu einer zunehmenden globalen Erwärmung kommt. Die Folgen dieses durch den Menschen verursachten Klimawandels sind bereits weltweit in Form zunehmender Dürren, häufigerer Überflutungen, stärkerer Stürme und infolge schmelzenden Polareises ansteigender Meeresspiegel zu beobachten. Wissenschaftler gehen davon aus, dass diese Folgen in den nächsten Jahrzehnten ein für immer mehr Menschen gefährliches Ausmaß erreichen können, wenn es nicht gelingt, den Ausstoß von Treibhausgasen zu reduzieren. Mit der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen von 1992 und dem Kyoto-Protokoll im Jahr 1997 haben sich bis 2011 insgesamt 191 Staaten und die Europäische Union (EU) völkerrechtlich bindend zum Schutz des Klimas bekannt. Die Mitgliedsstaaten der EU haben sich in diesem Kontext mit den 20-20-20-Zielen dazu verpflichtet, bis zum Jahr 2020 die Treibhausgasemissionen um 20 % gegenüber 1990 zu reduzieren, die Energieeffizienz um 20 % zu steigern und einen Anteil von 20 % Erneuerbarer Energie am Gesamtenergieverbrauch zu erreichen.

Da Industriestaaten mit hohem fossilem Brennstoffverbrauch historisch gesehen bereits große Mengen an Treibhausgasen ausgestoßen haben, dies auch heute noch tun und somit eine besondere Verantwortung tragen, haben sich sowohl die Bundesregierung als auch einige Bundesländer besonders ambitionierte Ziele zur Reduktion ihrer Treibhausgasemissionen gesetzt. Im Folgenden werden kurz die Treibhausgas-Reduktionsziele des Bundes, Brandenburgs, Berlins und Vattenfalls dargestellt, um im Anschluss die Rolle von Vattenfalls Braunkohlesparte bei der Erreichung dieser Ziele beurteilen zu können. Der Fokus liegt dabei auf den Treibhausgasemissionen; auf weitere Unterziele (bspw. bezüglich der Energieeffizienz oder des Anteils Erneuerbarer Energien) wird nicht näher eingegangen.

Zwar liegen auch in Sachsen von Vattenfall betriebene Braunkohle-Kraftwerke, konkrete Treibhausgaseminderungsziele hat sich Sachsen allerdings bisher nicht gesetzt; die Braunkohle wird im Rahmen des Energie- und Klimaprogramms (2013) als „Brückentechnologie“ bezeichnet.

2.1.1 Bundesziele

Die Bundesregierung hat mit dem Energiekonzept ambitionierte Klimaschutzziele für Deutschland formuliert. Bis zum Jahr 2020 sollen die jährlichen Treibhausgasemissionen gegenüber dem Jahr 1990 um 40 % auf maximal 750 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalente reduziert werden. Dieses Ziel wurde von Bundesregierung und Bundestag mehrfach bestätigt. Darüber hinaus wird ein Reduktionspfad bis 2050 beschrieben: minus 55 % bis 2030, minus 70 % bis 2040, minus 80–95 % bis 2050 (BMU und BMWi 2010, 4).

Bis Ende 2014 wurden die Emissionen um etwa 27 % auf 912 Mt reduziert, und es zeichnet sich seit Längerem ab, dass ohne zusätzliche Maßnahmen das 40-%-Ziel deutlich verfehlt wird. So geht der Projektionsbericht der Bundesregierung (2015) davon aus, dass die bisher umgesetzten und beschlossenen Maßnahmen nur eine Reduktion um 33–34 % bis 2020 ermöglichen. Die Bundesregierung hat daher am 3. Dezember 2014 den „Aktionsplan Klimaschutz 2020“ beschlossen, der unter anderem zusätzliche Einsparungen im Stromsektor zur Reduktion der CO₂-Emissionen um weitere 22 Mt vorsieht.

Um dies zu gewährleisten, hat das Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) im März 2015 die Einführung eines nationalen „**Klimabeitrags**“ ab 2017 vorgeschlagen. Kern des Vorschlags ist der Klimabeitrag, der insbesondere ältere fossile Kraftwerke mit geringem Wirkungsgrad und hohen spezifischen CO₂-Emissionen pro kWh erzeugtem Strom dazu bewegen soll, ihre Stromerzeugung und CO₂-Emissionen zu reduzieren. Das Instrument sieht vor, dass alle fossilen Kraftwerksblöcke unabhängig vom Brennstoff ab dem 21. Betriebsjahr einen Emissionsfreibetrag von 7 Mt CO₂ je Gigawatt installierter Leistung erhalten, der bis zum 40. Betriebsjahr linear auf 3 Mt/GW absinkt und dann auf diesem Niveau konstant bleibt. Für jede Tonne CO₂, um die der Freibetrag überschritten wird, soll der Klimabeitrag gezahlt werden, dessen Höhe etwa bei 18–20 €/t CO₂ liegen soll. Dadurch soll das Einhalten des Freibetrags angereizt werden.

2.1.2 Brandenburg

Auch Brandenburg hat sich im Rahmen seiner „Energiestrategie“ ehrgeizige Klimaschutzziele gesetzt. So sollen die energiebedingten CO₂-Emissionen gegenüber 1990 bis zum Jahr 2020 um 40 % und bis zum Jahr 2030 um 75 % reduziert werden (MWE 2012, 18). In den vergangenen Jahren hat Brandenburg bereits massiv die Erneuerbaren Energien ausgebaut und wurde dafür in den Jahren 2010 bis 2012 dreimal in Folge mit dem „Leitstern“ der Agentur für Erneuerbare Energien ausgezeichnet. Durch Stilllegungen und Modernisierungen im traditionell großen konventionellen Kraftwerkspark des Landes in den Jahren nach der Wiedervereinigung konnte bis zum Jahr 2010 bereits eine Reduktion der Treibhausgase um 36,5 % erreicht werden, sodass das 40-%-Ziel bis 2020 ohne größere Anstrengungen erreichbar erscheint. Allerdings ist die Auslastung der Braunkohlekraftwerke seitdem wieder angestiegen, sodass die Reduktion im Jahr 2012 nur noch 34,6 % betrug (LUGV 2014, 7). Die CO₂-Emissionen müssen somit bis 2020 noch um etwa 4,9 Mt reduziert werden.

Noch ambitionierter ist das Ziel für 2030, da bis dahin eine CO₂-Reduktion vorgesehen ist, deren Höhe die der gesamten Emissionen aller Brandenburger Braunkohlekraftwerke entspricht. Das Energiekonzept sieht dafür bisher allerdings nicht zwangsläufig den Ausstieg aus der Braunkohleverstromung vor, sondern geht von einer Emissionsreduktion vor allem durch die Abscheidung von CO₂ aus dem Rauchgas und dessen Speicherung im Untergrund sowie dessen Verwendung in der chemischen Industrie zur Herstellung von Grundstoffen aus. Allerdings gilt die CC(T)S-Technologie (carbon capture, (transport) and storage) aufgrund von Sicherheits- und Akzeptanz-Aspekten als sehr umstritten. Das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) konstatierte 2014, dass weltweit keine einzige CCTS-Anlage im industriellen Maßstab in Betrieb sei und dass neun von 20 europäischen CCTS-Projekten aufgegeben und der Rest verschoben wurde (Oei et al. 2014, XVII; von Hirschhausen et al. 2012). Das DIW hält zudem das Potenzial für eine stoffliche Nutzung von CO₂ (carbon capture and use, CCU) in Deutschland für beschränkt und kommt zu dem Schluss: „Die Entwicklung CO₂-armer Braunkohlekraftwerke durch CO₂-Abscheidung [...] ist bisher weltweit gescheitert und bietet keine Perspektive für eine nachhaltige Braunkohlewirtschaft.“ (Oei et al. 2014, I). Will Brandenburg seine klimapolitischen Ziele erfüllen, so muss also notwendigerweise der Ausstieg aus der Braunkohleverstromung eingeleitet werden.

2.1.3 Berlin

Berlin hat mit dem Landesenergieprogramm (2006) eine Reduktion der Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2020 um mindestens 40 % gegenüber dem Niveau von 1990 (13 Mt CO₂) beschlossen. Mit Vattenfall als Betreiber praktisch aller größeren Heizkraftwerke der Stadt wurde 2009 eine Klimaschutzvereinbarung abgeschlossen, die eine Reduktion der Treibhausgasemissionen Vatten-

falls in Berlin um 52 % bis 2020 auf dann 6,4 Mt vorsieht. Gegenüber dem Mittelwert von 2006–2008 entspricht das einer Reduktion von 15 % bzw. 1 Mt CO₂ (Land Berlin und Vattenfall 2009). Zur Erreichung dieses Ziels sieht die Vereinbarung die Stilllegung des ältesten und ineffizientesten Steinkohle-Heizkraftwerks Reuter C vor. Außerdem soll das Braunkohle-Heizkraftwerk Klingenberg bis 2020 durch ein effizientes Gas-und-Dampf-Heizkraftwerk (GuD-HKW) ersetzt werden (Stroedter 2015). Mit 1,4–1,7 Mt CO₂ pro Jahr ist es nach Reuter West das Kraftwerk mit den zweithöchsten CO₂-Emissionen in Berlin. Der ebenfalls vorgesehene Ersatz der Steinkohle-Feuerung im HKW Lichterfelde durch eine effiziente Erdgasfeuerung wurde bereits weitgehend abgeschlossen.

Derzeit wird für die Stadt ein Energie- und Klimaschutzprogramm erarbeitet, durch das das Ziel eines klimaneutralen Berlins bis zum Jahr 2050 erreicht werden soll.

2.1.4 Vattenfall

Vattenfall ist ein schwedischer Staatskonzern, der international tätig ist. Im Jahr 2012 wurden durch die Geschäfte des Konzerns insgesamt 85 Mt CO₂ freigesetzt, wovon knapp 71 % (60,3 Mt) auf die deutsche Braunkohle zurückzuführen sind. Das deutsche Engagement des Konzerns ist für seine Verhältnisse ungewöhnlich stark im konventionellen Bereich angesiedelt und soll in den kommenden Jahren nachhaltiger gestaltet werden. Dazu will Vattenfall seine CO₂-Emissionen bis 2020 auf 65 Mt reduzieren und bis 2030 gegenüber 1990 halbieren. Bis 2050 wird eine komplette CO₂-Neutralität angestrebt (Vattenfall 2009; Vattenfall 2014; Vattenfall 2013). Als Staatskonzern ist Vattenfall nicht gegenüber anderen Anteilseignern zur Gewinnmaximierung verpflichtet und hat daher zur Erreichung dieser Ziele tendenziell mehr Spielraum als andere Energiekonzerne.

Für die vorliegende Kurzstudie stellt sich die Frage, welchen Beitrag die Braunkohlesparte zur gesamten Emissionsreduktion in Höhe von 65 Mt beitragen soll. Vattenfall führt im Geschäfts- und Nachhaltigkeitsbericht 2013 bereits den Beitrag unterschiedlicher Maßnahmen zur Reduzierung der CO₂-Emissionen bis 2020 an, die auch die Braunkohlesparte betreffen (Tab. 2.1). Unter Berücksichtigung dieser Maßnahmen geht Vattenfall davon aus, dass zur Erreichung seiner Klimaschutzziele noch eine Deckungslücke von 14,6 Mt besteht. In der vorliegenden Studie werden folgende Veränderungen der CO₂-Emissionen basierend auf den von Vattenfall geplanten Maßnahmen berücksichtigt:

- Neben Reduktionen sind auch **Ersatz- und Wachstumsinvestitionen** geplant, welche zunächst eine Erhöhung der CO₂-Emissionen um 9,1 Mt nach sich ziehen. Konkret genannt werden als Investitionen das Steinkohle-HKW Moorburg sowie das Erdgas-HKW Lichterfelde, welche ältere Steinkohle-HKW in Berlin und Hamburg ersetzen. Auch das Kraftwerk Buggenum in den Niederlanden soll ersetzt werden.
- Eine Reduktion ergibt sich dagegen durch die **Schließungen und Stilllegungen** von Kraftwerken, die nicht länger rentabel sind oder das Ende ihrer technischen Laufzeit erreicht haben; diese werden nicht näher genannt. Da in der Praxis Kraftwerke häufig länger als ursprünglich geplant betrieben werden und davon auszugehen ist, dass ein Teil der Reduktion auch Braunkohle-Kraftwerke betrifft (bspw. die Schließung des HKW Klingenberg), wird davon ausgegangen, dass ein Drittel der von Vattenfall ausgewiesenen CO₂-Minderungen in Höhe von -4,0 Mt durch Schließung und Stilllegungen außerhalb der Braunkohlesparte bis 2020 erzielt werden.
- Ähnliches gilt für die von Vattenfall angenommene Minderung durch Veränderungen der Anzahl der **Betriebsstunden** in Höhe von -6,2 Mt, welche vor dem Hintergrund der in den letzten Jahren angestiegenen Betriebsstundenzahl eher unwahrscheinlich erscheint. Die meisten fossil befeuerten Kraftwerke außerhalb Vattenfalls Braunkohlesparte sind Heizkraftwerke, deren

Auslastung sich primär nach dem Wärmebedarf richtet. Da im Rahmen urbaner Energie- und Klimaschutzkonzepte an vielen Standorten eine Ausdehnung der Fernwärmenetze angestrebt wird, erscheint ein Rückgang der Betriebsstunden hier unbegründet. Allenfalls bei den mit dem vergleichsweise teuren Brennstoff Erdgas befeuerten Kraftwerken, die nicht primär der Wärmebereitstellung dienen, kann tatsächlich eine Reduktion der Betriebsstunden erwartet werden. Diese liegen größtenteils in den Niederlanden und hatten im Jahr 2013 mit etwa 2,4 Mt CO₂ nur einen Anteil von etwa 2,8 % an Vattenfalls Treibhausgasemissionen. Ihre Relevanz im niederländischen Energiesystem kann hier nicht hinreichend beurteilt werden. Insgesamt wird nicht davon ausgegangen, dass umfangreiche Reduktionen außerhalb der Braunkohlesparte zu erwarten sind, sodass dieser von Vattenfall angenommene Effekt hier nicht berücksichtigt wird.

- Die **weiteren Maßnahmen** wie die geplante Veräußerung von Anlagen, die nicht mehr zum Kerngeschäft gehören (KWK-Anlagen in Dänemark, HKW in Schweden, Ingenieur-Bereich in Deutschland), und die Mitverbrennung von Biomasse in Steinkohlekraftwerken werden dagegen ohne Abzüge übernommen.

Basierend auf den hier getroffenen Annahmen wird davon ausgegangen, dass Vattenfall in der Braunkohlesparte die CO₂-Emissionen bis 2020 um **23,5 Mt** gegenüber 2013 reduzieren muss, um sein Klimaschutzziel zu erreichen. Tab. 2.1 und Abb. 2.1 zeigen entsprechend der vorherigen Ausführungen eine Übersicht, die auch die in den übrigen Sparten möglichen bzw. vorgesehenen Emissionsminderungen Vattenfalls umfasst.

Tab. 2.1: Ermittlung der bis 2020 notwendigen Treibhausgasminderung durch Vattenfalls Braunkohlesparte entsprechend der Klimaschutzziele Vattenfalls

(Quelle: Vattenfall 2014, 22, ergänzt um eigene Annahmen.)

Parameter	Mt CO ₂
CO ₂ -Emissionen Vattenfall 2013	88,4
Ersatz- und Wachstumsinvestitionen	9,1
Veränderungen in der Anzahl der Betriebsstunden ^A	–
Schließung und Stilllegung ^B	-1,3
Veräußerungen	-7,3
Maßnahmen zur CO ₂ -Reduktion	-0,4
CO ₂ -Emissionen Vattenfall 2020 (Ziel)	65,0
Differenz zur Zielerreichung durch Braunkohlesparte	-23,5
A) Vattenfall setzt hier -6,2 Mt an; da diese Änderungen aber ungewiss und z. T. bereits im Ausstiegsfahrplan berücksichtigt sind, werden sie hier nicht berücksichtigt.	
B) Vattenfall setzt hier -4,0 Mt an; die hier aber nur zu einem Drittel berücksichtigt werden, da ungewiss und im Fall von Klingenberg bereits im Ausstiegsfahrplan berücksichtigt.	

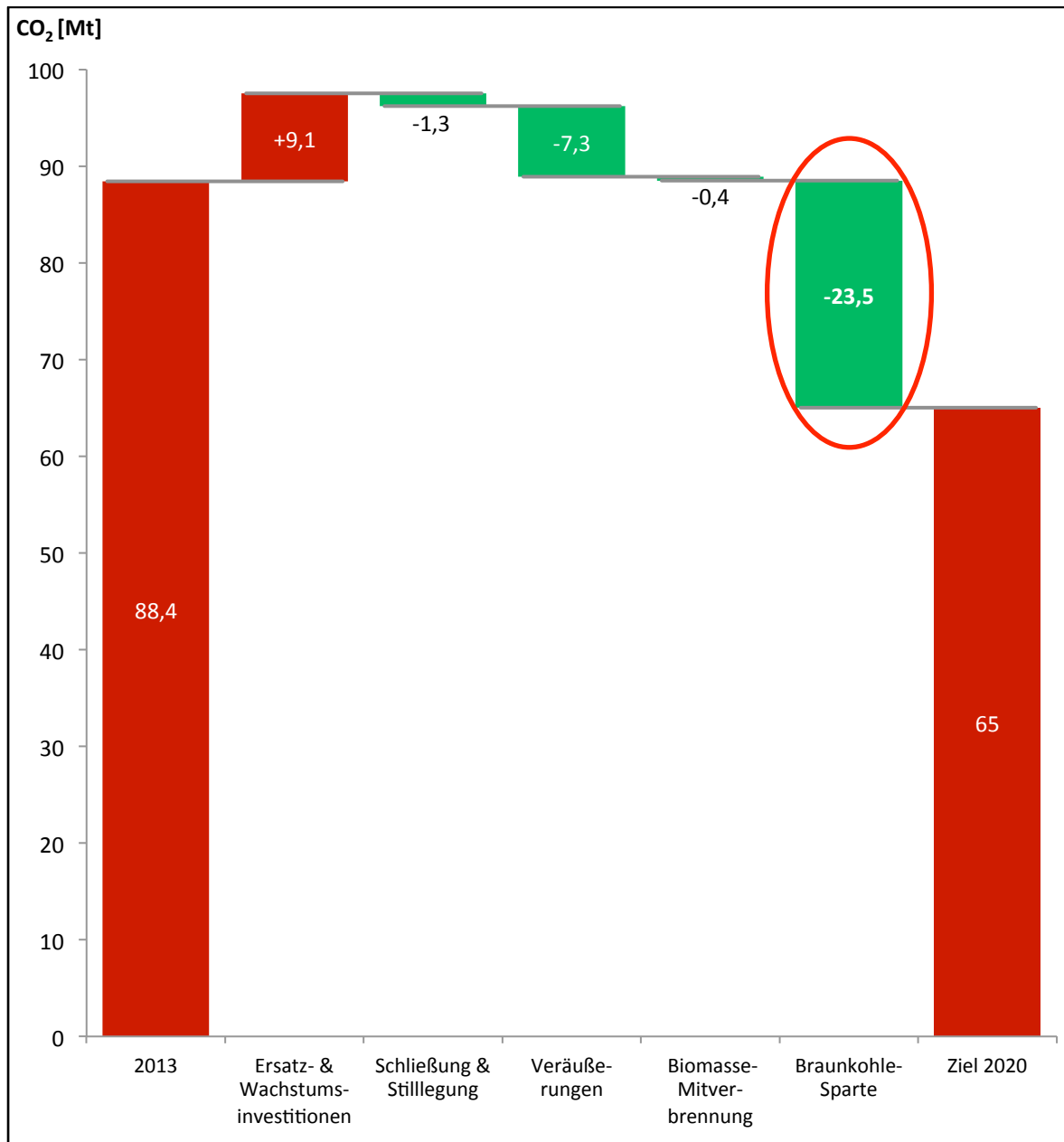


Abb. 2.1: Ermittlung der bis 2020 notwendigen Treibhausgasminderung durch Vattenfalls Braunkohlesparte entsprechend der Klimaschutzziele Vattenfalls

(Quelle: Vattenfall 2014, 22, ergänzt um eigene Annahmen.)

2.2 Bedeutung der Braunkohle im Kontext der Energiewende

Im Rahmen der Energiewende werden in Deutschland künftig fluktuierende Erneuerbare Energien (v. a. Wind- und Solarkraft) dominieren. Perspektivisch müssen konventionelle Kraftwerke stärker die Fluktuation der Erneuerbaren ausgleichen und sich daher langfristig vom lukrativen Grundlastbetrieb verabschieden. Zur optimalen Ergänzung fluktuierender Erneuerbarer sollten thermische Kraftwerke möglichst hohe Lastgradienten ermöglichen und nur eine niedrige Minimallast erfordern

sowie kurze Anfahrzeiten zulassen (Brauner 2013; Pyc 2013; VDE 2012). Braunkohlekraftwerke erfüllen diese Anforderungen von allen thermischen Kraftwerken am schlechtesten, während sie gleichzeitig die höchsten spezifischen CO₂-Emissionen aufweisen und darüber hinaus zahlreiche weitere Luftschadstoffe ausstoßen (Tab. 2.2). Dickwandige Bauteile des Dampferzeugers dürfen nur mit einer begrenzten Laständerungsgeschwindigkeit beaufschlagt werden, da sonst die zulässigen Spannungswerte des Werkstoffs überschritten würden und es damit zu einem Spontanversagen oder einer langfristigen Schädigung des Werkstoffs kommen könnte (EnergieAgentur NRW 2013). Da sie zudem mit einer hohen Minimallast laufen müssen, führen sie zu einem hohen Mindestsockel (must run) konventioneller Energieträger im Energiemix und stehen so der Transformation zu einem EE-basierten Energiemix im Wege. Eine Vielzahl von Studien kommt folglich zu dem Schluss, dass die Braunkohle nicht mehr systemrelevant ist und jenseits der 2030er-Jahre keinen nennenswerten Beitrag mehr zum deutschen Energiemix leisten wird (Oei et al. 2014; Hilmes und Herrmann 2014; Kunz et al. 2013; Nitsch et al. 2012a; Gerbaulet et al. 2012a).

Tab. 2.2: Eigenschaften unterschiedlicher fossiler Kraftwerke

(Quelle: VDE 2012; Wagner et al. 2007.)

Kraftwerkstyp		Steinkohle	Braunkohle	GuD	Gasturbine solo
Lastgradient ^A	%P _N /min	1,5 / <u>4</u> / 6	1 / <u>2,5</u> / 4	2 / <u>4</u> / 8	8 / <u>12</u> / 15
im Bereich	%P _N	40–90	50–90	40 ^B –90	40 ^B –90
Minimallast ^A	%P _N	40 / <u>25</u> / 20	60 / <u>50</u> / 40	50 / <u>40</u> / 30*)	50 / <u>40</u> / 20 ^B
Anfahrzeiten:					
Heiß (< 8 h) ^A	h	3 / <u>2,5</u> / 2	6 / <u>4</u> / 2	1,5 / <u>1</u> / 0,5	< 0,1
Kalt (> 48 h) ^A	h	10 / <u>5</u> / 4	10 / <u>8</u> / 6	4 / <u>3</u> / 2	< 0,1
CO ₂ -Emissionen	g/kWh	75–1.100	850–1.200	400–550	
A) Reihenfolge der Werte: heute üblich / Stand der Technik / Optimierungspotenzial					
B) bedingt durch die Emissionsgrenzwerte für NO _x und CO bei Dauerbetrieb					

Bezüglich der künftigen Auslastung von Braunkohlekraftwerken existieren sehr unterschiedliche Einschätzungen (Tab. 2.3). Während einige Autoren aufgrund des EE-Ausbaus eine starke Reduzierung der Auslastung als notwendig erachten (Nitsch et al. 2012a; Oei et al. 2014; Gerbaulet et al. 2012b), argumentieren andere Autoren, dass sich die Auslastung von Braunkohlekraftwerken erst dann reduzieren wird, wenn zuvor alle Kraftwerke mit höheren Grenzkosten (Erdgas, Steinkohle etc.) weitgehend verdrängt wurden oder die Preise für Emissionsberechtigungen im europäischen Emissionshandel (emissions trading system, ETS) gravierend ansteigen (Erdmann 2013; Prognos 2012; IER 2012). Erdmann (2013) nennt dafür einen CO₂-Preis von mindestens 70 €/t. Die beschriebene Verdrängung von Kraftwerken mit höheren Grenzkosten (insbesondere von Gaskraftwerken) lässt sich derzeit in Deutschland bereits beobachten. So sind die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung zuletzt trotz kontinuierlichem EE-Ausbau angestiegen, weil auch die Braunkohleverstromung zugenommen hat (BMWi 2014).

Selbst wenn in Deutschland irgendwann keinerlei Bedarf mehr für fossile Energie bestehe, würden Braunkohlekraftwerke möglicherweise weiterlaufen und teurere Kraftwerke im Ausland verdrängen. Auch dies lässt sich bereits heute beobachten. Die durch den deutschen EE-Ausbau der letzten Jahre stark gesunkenen Großhandelsstrompreise in Europa setzten bspw. zunehmend neue effizi-

ente Wasserkraftwerke in der Schweiz unter Druck. Als Gegenmaßnahme fordern einige Schweizer Energiewirtschaftler eine stärkere Internalisierung der CO₂-Emissionen zur Reduktion der deutschen Braunkohleverstromung (Boulouchos 2014). Mittel- bis langfristig könnten diese unerwünschten internationalen Effekte an Schärfe gewinnen, sofern keine Gegenmaßnahmen wie eine wirkungsvolle ETS-Reform oder Zusatzinstrumente wie der Klimabeitrag ergriffen werden.

Braunkohle kann daher nicht als „Brückentechnologie“ bezeichnet werden, sondern verhindert den weiteren Ausbau von Erneuerbaren Energien und ist entsprechend mit der Energiewende nicht vereinbar.

Tab. 2.3: Überblick unterschiedlicher Annahmen bzw. Prognosen zur Entwicklung der Auslastung von Braunkohlekraftwerken (Volllaststunden)

Quelle	2010	2012	2015	2020	2022	2030	2032	2040	2042	2050
Erdmann 2013			7.600	7.600	7.600	7.156	7.045	6.601	6.490	6.046
Gerbaulet et al. 2012					7.500	5.433	4.916	2.849	2.332	
DIW 2014: Ausstiegsszenarien: -2,2 % p. a.		7.500	7.016	6.277	6.004	5.025	4.807	4.023	3.848	3.221
BNetzA Netzentwicklungsplan 2012		7.500	7.037	6.329	6.066	5.119	4.906	4.140	3.968	3.348
Nitsch et al. 2012: Leitstudie (fossil)				3.700	3.620	3.300	3.190	2.750	2.640	2.200
IER 2012						7.700				
Prognos 2012	7.000					6.000				5.000
Prognos 2010: Referenz				6.900		6.594		6.244		7.221
Kost et al. / ISE 2013: VLS niedrig			6.600	6.300		5.300		4.400		3.800
Kost et al. / ISE 2013: VLS mittel			7.100	6.800		5.800		4.900		4.300
Kost et al. / ISE 2013: VLS hoch			7.600	7.300		6.300		5.400		4.800
Graue Werte: berechnet unter Annahme linearer Abnahme. VLS = Volllaststunden (8.760 = 100 %).										

2.3 Erstellung eines Fahrplans für Vattenfalls Ausstieg aus der Braunkohleverstromung

2.3.1 Kraftwerke im Überblick

Vattenfall betreibt sechs große Braunkohlekraftwerke mit insgesamt 15 Kraftwerksblöcken. Tab. 2.4 zeigt die wichtigsten technischen Daten dieser Kraftwerke. Die ältesten und ineffizientesten Kraftwerke sind Boxberg III (1979/80) und Jänschwalde (1981–89) mit Wirkungsgraden um 35 %. Entsprechend haben sie mit ca. 1.150 g CO₂/kWh auch die höchsten spezifischen CO₂-Emissionen. Die neueren Kraftwerke Schwarze Pumpe (1997/98), Lippendorf (1999) und Boxberg IV (2000/12) haben mit 41,2–43,8 % deutlich höhere Wirkungsgrade und dementsprechend geringere spezifische CO₂-Emissionen zwischen 940–1.050 g/kWh.

Das Kraftwerk Lippendorf nimmt eine Sonderstellung ein, da Vattenfall zwar beide Blöcke betreibt, Block S aber EnBW gehört. Zudem ist es das einzige Kraftwerk, das nicht durch einen von Vattenfall betriebenen Tagebau versorgt wird. Die Versorgung wird durch den von der Mitteldeutschen Braunkohlengesellschaft (MIBRAG) betriebenen Tagebau Vereinigtes Schleenhain sichergestellt. Alle anderen von Vattenfall betriebenen Kraftwerksblöcke sind auch Eigentum von Vattenfall und werden von Vattenfalls Tagebauen versorgt.

Eine weitere Sonderstellung nimmt das Heizkraftwerk Klingenberg in Berlin ein, das durch die Tagebau um Cottbus versorgt wird. Es dient in erster Linie der Fernwärmebereitstellung und nur sekundär der Stromerzeugung, weshalb seine Auslastung entsprechend dem Wärmebedarf recht stark variiert. Bei allen anderen Braunkohlekraftwerken ist dagegen die Stromerzeugung der Hauptzweck, und die Nutzung der Wärme erfolgt nur zu einem vergleichsweise geringen Anteil.

In Brandenburg gibt es noch zwei weitere Heizkraftwerke auf Basis von Braunkohle in Cottbus und Frankfurt-Oder, die aber weder Vattenfall gehören noch durch Vattenfall betrieben werden. Mit 74 bzw. 45 MW elektrischer Leistung fallen sie gegenüber den anderen Brandenburger Kraftwerken aber kaum ins Gewicht und werden zudem wie das Kraftwerk Klingenberg mit einem Brennstoffmix aus Braunkohle, Erdgas und Heizöl betrieben. Da der Fokus der Untersuchung auf den Kraftwerken Vattenfalls liegt, werden sie im Folgenden nicht gesondert ausgewiesen. Der weitere fossile Kraftwerkspark Vattenfalls (Steinkohle, Erdgas, Öl) wird in der Studie nicht betrachtet, da in diesen Kraftwerken keine Braunkohle zum Einsatz kommt.

Tab. 2.4: Übersicht über die Braunkohle-Kraftwerke Vattenfalls

(Quellen: Oei et al. 2014; EC 2014b; EC 2014a; UBA 2014; BNetzA 2014)

Kraftwerk	Block	Netto-Leistung [MWel]	Max. Fernwärmeleistung [MWth]	Inbetriebnahme-Jahr	Retrofit [Jahr]	Netto-Wirkungsgrad	Bundesland	Eigentümer
Lippendorf	[2]	1.750	460	1999	–	42,50 %	Sachsen	Vattenfall
	R	875	230	1999	–	42,50 %	Sachsen	Vattenfall
	S	875	230	1999	–	42,50 %	Sachsen	EnBW ¹
Jänschwalde	[6]	2.790	348			35,50 %	Brandenburg	Vattenfall
	A	465	76,3	1981	1996; 2002– 2006	35,50 %	Brandenburg	Vattenfall
	B	465	76,3	1982		35,50 %	Brandenburg	Vattenfall
	C	465	76,3	1984		35,50 %	Brandenburg	Vattenfall
	D	465	76,3	1985		35,50 %	Brandenburg	Vattenfall
	E	465	76,3	1987		35,50 %	Brandenburg	Vattenfall
	F	465	76,3	1989		35,50 %	Brandenburg	Vattenfall
Schwarze Pumpe	[2]	1.500	120			41,20 %	Brandenburg	Vattenfall
	A	750	60	1997		41,20 %	Brandenburg	Vattenfall
	B	750	60	1998		41,20 %	Brandenburg	Vattenfall
Boxberg Werk III	[2]	941	60			35,00 %	Sachsen	Vattenfall
	N	470	60	1979	1993; 2002– 2006	35,00 %	Sachsen	Vattenfall
	P	470		1980		35,00 %	Sachsen	Vattenfall
Boxberg Werk IV	[2]	1.486	65			42,95 %	Sachsen	Vattenfall
	Q	846	65	2000		42,30 %	Sachsen	Vattenfall
	R	640		2012		43,80 %	Sachsen	Vattenfall
Klingenberg		164	1.010	1981		35 %	Berlin	Vattenfall

¹⁾ wird von Vattenfall betrieben

2.3.2 Tagebaue im Überblick

Rohbraunkohle (Rbk) besitzt für einen fossilen Energieträger einen vergleichsweise kleinen Heizwert. Lange Transportwege sind daher unwirtschaftlich, weshalb Braunkohlekraftwerke meist durch Tagebaue in der unmittelbaren Umgebung versorgt werden. Die von Vattenfall betriebenen Kraftwerke in der Lausitz werden durch die Tagebaue Jänschwalde, Welzow-Süd, Nochten, Reichwalde und Cottbus-Nord versorgt, wobei Letzteres 2015 erschöpft bzw. ausgekohlt sein wird. Vattenfall betreibt diese Tagebaue selbst. Demgegenüber wird der mitteldeutsche Tagebau Vereinigtes Schleenhain, der in Sachsen das Vattenfall-Kraftwerk Lippendorf versorgt, von der MIBRAG betrieben. Die Kohle von dort hat mit 10.500 kJ/kg einen höheren Heizwert als die Lausitzer Kohle, die im Mittel bei 8.800 kJ/kg liegt. Den geringsten Heizwert hat die Kohle aus dem Tagebau Reichwalde mit 8.200 kJ/kg, weshalb das Kraftwerk Boxberg speziell auf diese Kohle abgestimmt ist, trotzdem aber zu über 70 % auf hochwertigere Kohle aus Nochten zur Sicherstellung der notwendigen Brennstoffqualität zurückgreifen muss. Anfang 2014 betragen die Vorräte der genehmig-

ten Tagebaue in der Lausitz und Mitteldeutschland rund 1.597 Mt Rbk. Insgesamt belaufen sich die wirtschaftlich-technisch erschließbaren Vorräte auf rund 4.985 Mt Rbk, was bei derzeitiger Fördermenge bis ins Jahr 2100 reichen würde (Prognos 2012; Schuster 2007).

Tab. 2.5: Übersicht über die Tagebaue der Lausitz und Mitteldeutschland

(Quellen: Oei et al. 2014; Gerbaulet et al. 2012b; Schuster 2007)

Tagebau	Abbau-start	Vorräte (2013) [Mt Rbk]	max. Abbau p. a. [Mt Rbk]	Auskohlung bei max. Fördermenge	Bundesland	Versorgte Kraftwerke
Lausitz: Anfang 2013 genehmigt		1.085	69			
Cottbus-Nord	1981	11	6	2015	Brandenburg	Jänschwalde
Jänschwalde	1976	103	12	2020	Brandenburg	Jänschwalde, Klingenberg
Welzow-Süd I	1966	326	21	2027	Brandenburg	Schw. Pumpe, Jänschwalde, Boxberg, Klingenberg
Nochten	1973	301	20	2027	Sachsen	Boxberg
Reichwalde	1987	344	10	2046	Sachsen	Boxberg und andere
Lausitz: geplante Tagebauten		1.180	90			
Welzow-Süd TF II (beschlossen 6/2014)	2025	200	21	2042	Brandenburg	Schw. Pumpe, Jänschwalde, Boxberg
Jänschwalde Nord	2025	270			Brandenburg	Jänschwalde, Klingenberg
Nochten II (genehmigt 3/2014)	2025	300	69	2048	Sachsen	Boxberg
Bagenz-Ost		230			Brandenburg	
Spremberg-Ost		180			Brandenburg	
Mitteldeutschland		512	21			
Vereinigtes Schleenhain (MIBRAG)	1949	292	11	2043	Sachsen	Lippendorf (Vattenfall)
Profen (MIBRAG)	1941	220	10	2043	Sachsen-Anhalt	Mumsdorf, Deuben, Wähltitz, Schkopau

Um den Betrieb der Kraftwerke mittel- und langfristig zu sichern, strebt Vattenfall im Einklang mit den Landesregierungen in Brandenburg und Sachsen die Erschließung weiterer Tagebaue an. Im März 2014 hat die sächsische Staatsregierung bereits die Erschließung von Nochten II genehmigt, für die insgesamt 1.640 Menschen umgesiedelt werden müssten. Drei Monate später wurde auch in Brandenburg die Fortführung des Braunkohlenplans für Welzow-Süd II beschlossen, für den 810 Menschen ihr Heimatdorf verlieren würden. Von der ebenfalls angestrebten Erschließung von Jänschwalde Nord wären weitere 900 Menschen betroffen. Es ist davon auszugehen, dass ein Teil der Betroffenen den Entschädigungsangeboten widerspricht und Rechtsmittel gegen die Umsiedlung einlegt. Bisher wurden solche Fälle durch eine vom Grundgesetz zur Durchsetzung des Gemeinwohlinteresses gedeckte Enteignung mit Entschädigung und Zwangsumsiedlung gelöst. In einem juristischen Gutachten kommt Ziehm (2014) jedoch zu dem Urteil, dass sowohl die Zulassung

bergrechtlicher Rahmenbetriebspläne als auch nachfolgende Enteignungen für neue Braunkohle-tagebaue verfassungswidrig sind, da die dafür nötigen Enteignungen im Zuge der Energiewende nicht mehr durch ein Gemeinwohlinteresse begründet werden können. Es ist also durchaus möglich, dass die Erschließung neuer Tagebaue trotz Genehmigung an juristischen Hürden scheitern wird. Zudem kommen mehrere Gutachten des DIW zu dem Schluss, dass diese Erweiterungen gar nicht notwendig sind (Hirschhausen und Oei 2013a; Hirschhausen und Oei 2013b). Unter Ausschöpfung der maximalen jährlichen Fördermenge wären sie erst ab Mitte der 2020er-Jahre erforderlich. Geht man aber von einer sinkenden Auslastung der Kraftwerke aus, so lassen sich die Kraftwerke mit den bereits Anfang 2013 genehmigten Tagebauen noch bis in die 2040er-Jahre betreiben (Oei et al. 2014).

2.3.3 Annahmen und Prämissen für den Ausstieg aus der Braunkohle

Für die Entwicklung eines Fahrplans für den Ausstieg aus der Braunkohle werden folgende Prämissen und Annahmen getroffen:

1. Die **Klimaschutzziele** des Bundes, Brandenburgs und Vattenfalls werden eingehalten.
2. Die Restriktionen der **Tagebaue** (Heizwerte, Vorräte und maximale Fördermengen) werden berücksichtigt. Gegenüber den bis Anfang 2013 genehmigten Tagebauen werden keine weiteren Tagebaue begonnen – auch nicht die im Jahr 2014 genehmigten bzw. beschlossenen Tagebaue Nochten II und Welzow-Süd II.
3. Bis 2030 erfolgt ein schrittweiser **vollständiger Ausstieg** aus der Braunkohleverstromung. Dieser wird möglichst gleichmäßig gestreckt, um parallel den Ausbau der Erneuerbaren Energien und eine sozialverträgliche Transformation der Arbeitsverhältnisse zu ermöglichen.
4. Hinsichtlich der **Auslastung** der Kraftwerke wird angenommen, dass bis Ende 2016 die heutige hohe Auslastung von 72–92 % beibehalten wird, da Braunkohlekraftwerke einen Großteil ihrer Stromerzeugung bis zu vier Jahre im Voraus in Form von Terminkontrakten verkaufen und sie in der Merit-Order die günstigsten Kraftwerke sind. Ab 2017 wird die Einführung des vom BMWi geplanten Klimabeitrags angenommen, welcher laut BMWi bis zum Jahr 2020 voll zur Geltung kommen soll. Für dieses „Phase-In“ wird angenommen, dass die am stärksten betroffenen alten Kraftwerke Jänschwalde und Boxberg III aufgrund von Terminkontrakten nicht sofort den Emissionsfreibetrag einhalten können und ihre Stromerzeugung für die Jahre 2017 bis 2019 jeweils dem Mittel zwischen der des Vorjahres und dem Emissionsfreibetrag entspricht. Ab 2020 wird davon ausgegangen, dass die Kraftwerke nur noch entsprechend des für sie geltenden Freibetrags Strom erzeugen. Dies setzt voraus, dass der Klimabeitrag tatsächlich die gewünschte Lenkungswirkung entfaltet oder dass Vattenfall sich freiwillig an die Freibeträge hält.

2.3.4 Ausstiegsfahrplan

Der Fahrplan für den Ausstieg aus der Braunkohleverstromung entfaltet gemäß den Annahmen und Prämissen ab 2017 seine Wirkung und führt zu einer schrittweisen Abschaltung aller Kraftwerksblöcke im Zeitraum 2019–2030. Tab. 2.6 zeigt die Auslastung der einzelnen Kraftwerksblöcke, die sich aufgrund der Emissionsfreibeträge des Klimabeitrags ergeben. Dabei gehen zunächst die ältesten Kraftwerke Boxberg III und Jänschwalde schrittweise außer Betrieb. Die neueren

Kraftwerke gehen dagegen erst gegen Ende der 2020er-Jahre außer Betrieb. Die geringen Auslastungen von unter 50 % müssen nicht zwangsweise einen ineffizienten und emissionsintensiven Teillastbetrieb der Kraftwerke bedeuten. Genauso gut können die Kraftwerke nur zeitweise, aber dafür mit höherer Last am Netz sein, bspw. wenn in den Wintermonaten und der Übergangszeit nur wenig PV-Strom erzeugt wird und zudem ein Bedarf an Fernwärme vorhanden ist.

Tab. 2.6: Entwicklung der Auslastung der Vattenfall-Kraftwerke gemäß Ausstiegsfahrplan [%]

Kraftwerk	Bl.	MW _{el}	Start	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Lippendorf	[2]	1.750	1999	72	72	72	72	72	72	72	72	70	67	65	63	61	59	56	27
	R	875	1999	72	72	72	72	72	72	72	72	70	67	65	63	61	59	56	
	S	875	1999	72	72	72	72	72	72	72	72	70	67	65	63	61	59	56	54
Jänschwalde	[6]	2.790		90	90	69	57	50	36	28	21	14	7						
	A	465	1981	90	90	65	51	44											
	B	465	1982	90	90	66	53	45	36										
	C	465	1984	90	90	68	56	49	40	38									
	D	465	1985	90	90	69	57	51	42	40	38								
	E	465	1987	90	90	71	60	54	46	44	42	40							
	F	465	1989	90	90	73	63	58	50	48	46	44	42						
Schwarze Pumpe	[2]	1.500		82	82	82	81	80	77	75	73	71	68	66	64	61	59	29	
	A	750	1997	82	82	82	81	79	76	74	72	69	67	65	62	60	58		
	B	750	1998	82	82	82	82	81	79	76	74	72	69	67	65	62	60	58	
Boxberg Werk III	[2]	941		90	90	63	49	41	16										
	N	470	1979	90	90	63	48	40											
	P	470	1980	90	90	64	50	41	31										
Boxberg Werk IV	[2]	1.486		91	91	91	91	91	91	87	85	84	83	82	81	79	78	77	44
	Q	846	2000	93	93	93	93	93	93	84	82	80	77	75	72	70	67	65	
	R	640	2012	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89
Klingenberg		164	1981	54	52	49	47	44											

Durch den Ausstiegsfahrplan können die Klimaschutzziele Vattenfalls und Brandenburgs sicher erreicht werden (Tab. 2.7). Gleiches gilt mit der Beendigung der Braunkohleverstromung in Klingenberg auch für Berlin. Die CO₂-Minderung in Höhe von 24,6 Mt übersteigt zudem die im Aktionsprogramm Klimaschutz vorgesehene Reduktion insgesamt im Strombereich von 22 Mt und trägt so dazu bei, dass die Bundesziele des Energiekonzepts bis 2020 erreicht werden können, sofern auch die anderen Maßnahmen des Aktionsprogramms Klimaschutz die erwünschte Wirkung zeigen. Berücksichtigt man allerdings die zusätzlichen Emissionen der neuen Kraftwerke Moorburg und Lichterfelde, so ergibt sich auf Bundesebene nur noch insgesamt eine CO₂-Minderung von -15,5 Mt. Neben dem nach wie vor großen Beitrag Vattenfalls müssen also auch weitere Kraftwerke signifikant zur Erreichung der deutschen Klimaschutzziele bis 2020 beitragen, bspw. die übrigen Braunkohlekraftwerke in Nordrhein-Westfalen, Sachsen und Sachsen-Anhalt sowie ältere Steinkohlekraftwerke.

Der Ausstieg aus der Braunkohleverstromung würde zudem dazu führen, dass Brandenburg das Emissionsminderungsziel für 2030 erreicht. Bundesweit gibt es für das Jahr 2030 kein klares Ziel für den Stromsektor. Insofern kann die Zielerreichung hier nicht bewertet werden.

Tab. 2.7: Eckdaten des Braunkohleausstiegs für den Zeitraum 2015–2030

CO ₂ -Minderungsziele (Basisjahr 2012)	2020		2030	
	SOLL	IST	SOLL	IST
Vattenfall	-23,4	-24,6	–	-59
Brandenburg	-4,9	-15,8	-36	-36
Bund: Aktionsprogramm Klimaschutz	-22,0 ^A	15,5		

A) Dies ist die im Aktionsprogramm Klimaschutz ausgewiesene CO₂-Minderung, die zusätzlich zu bisherigen Maßnahmen und erwarteten Effekten im deutschen Stromsektor bis 2020 erzielt werden muss.

Bis zum Jahr 2030 werden die Braunkohlekraftwerke in diesem Szenario insgesamt noch 623 TWh Strom erzeugen und 641 Mt CO₂ ausstoßen (Tab. 2.8). Bezüglich der Braunkohlevorräte ist festzustellen, dass die Anfang 2013 genehmigten Tagebaue nur zu etwa 56 % ausgeschöpft werden. Folglich brauchen keine neuen Tagebaue aufgeschlossen werden – auch nicht die im Jahr 2014 genehmigten bzw. beschlossenen Tagebaue Nochten II und Welzow-Süd II. Neben dem Tagebau Cottbus Nord, der bereits im Jahr 2015 ausgekohlt wird, würde nur der Tagebau Jänschwalde im bisher genehmigten Umfang voll ausgeschöpft.

Tab. 2.8: Eckdaten des Braunkohleausstiegs für den Zeitraum 2015–2030

Parameter	2030
Kumulierte CO ₂ -Emissionen [Mt]	641
Kumulierte Stromerzeugung [TWh]	623
Kumulierte Brennstoffnutzung [Mt Rbk]	764
Verbleibende Braunkohlevorräte [Mt Rbk]	602

Die folgenden Abbildungen zeigen die Entwicklung der mit dem Ausstiegsplan verbundenen CO₂-Emissionen (Abb. 2.2), Stromerzeugung (Abb. 2.3), installierten Leistung (Abb. 2.4), Braunkohlefördermenge (Abb. 2.5) sowie die sich daraus ergebende Entwicklung der Vorräte der bis Anfang 2013 genehmigten Tagebaue (Abb. 2.6). Dabei laufen die letzten Kraftwerke bis zum Ende des Jahres 2030, sodass ab dem Jahr 2031 die Stromerzeugung und die damit verbundenen Emissionen bei null liegen.

Der Ausstiegsfahrplan wird bis zum Jahr 2020 maßgeblich von Vattenfalls Klimaschutzziele bestimmt. Um diese zu erreichen, sind bis dahin hohe CO₂-Reduktionen erforderlich. Danach ist der Fahrplan geprägt von einer möglichst gleichmäßigen Reduktion bis zum vollständigen Ausstieg aus der Braunkohleverstromung im Jahr 2030. Allerdings ist davon auszugehen, dass die neueren Kraftwerke Boxberg IV und Lippendorf möglichst lange betrieben werden sollen, sodass die Reduktion in den letzten zwei Jahren wieder besonders steil ausfällt. Die genehmigten Kohlevorkommen wirken in diesem Fahrplan zu keiner Zeit limitierend.

Ohne den angenommenen Klimabeitrag würden die Kraftwerksblöcke voraussichtlich mit höherer Auslastung betrieben werden. In diesem Fall müssten zur Erreichung der 2020-Ziele Vattenfalls sowie für einen gleichmäßigen Ausstieg einzelne Kraftwerksblöcke früher außer Betrieb genommen werden. Die Entwicklung der installierten Leistung (Abb. 2.4) würde sich dann stärker an den CO₂-Emissionen (Abb. 2.2) und der Stromerzeugung (Abb. 2.3) orientieren als hier dargestellt. Auf die in Tab. 2.8 dargestellten Ergebnisse hätte dies nur geringen Einfluss: So würden über den gesamten Zeitraum bis 2030 die CO₂-Emissionen (663 Mt) und die Stromerzeugung (644 TWh) etwa

um 3,5 % bzw. 3,3 % höher ausfallen. Dadurch würden ca. 2,9 % mehr Kohle verbraucht, sodass die verbleibenden Braunkohlevorräte mit rund 580 Mt um 3,7 % geringer ausfallen würden.

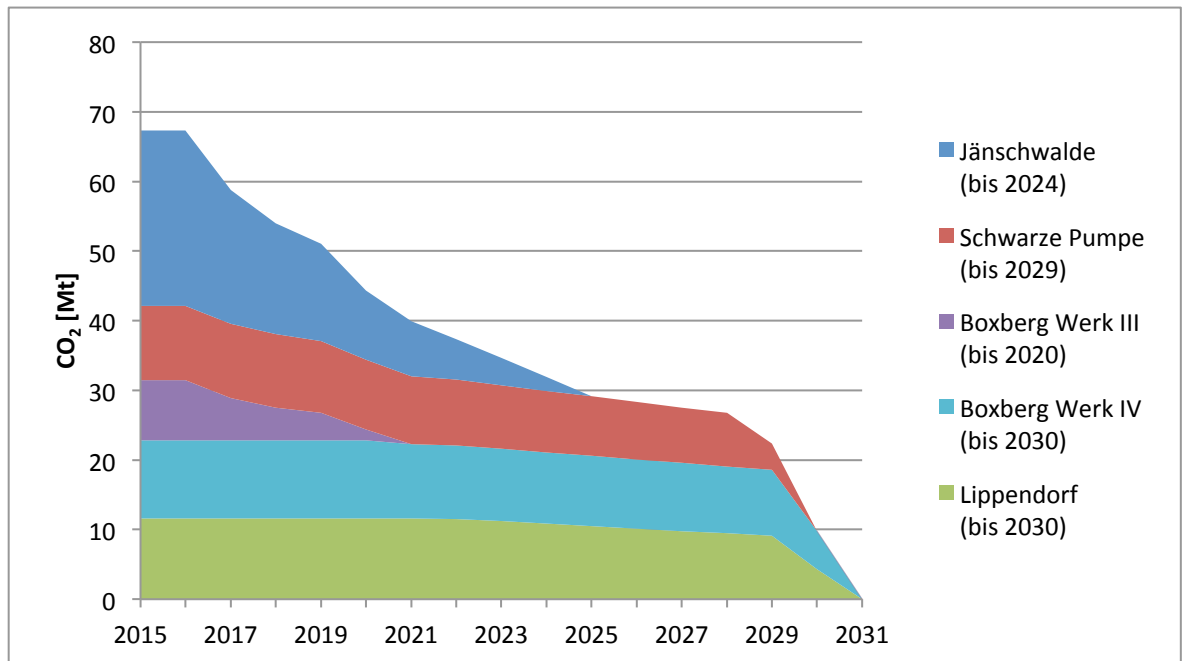


Abb. 2.2: CO₂-Emissionen der Braunkohleverstromung des Ausstiegsfahrplans
(Quelle: eigene Berechnungen.)

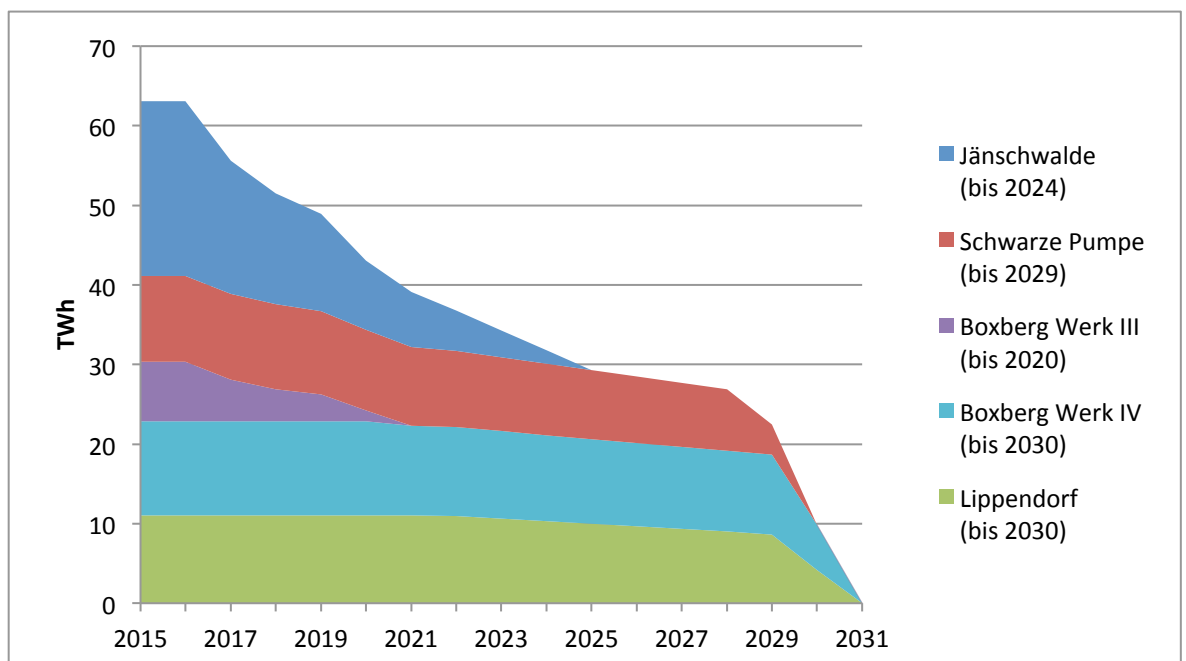


Abb. 2.3: Braunkohle-Stromerzeugung des Ausstiegsfahrplans
(Quelle: eigene Berechnungen.)

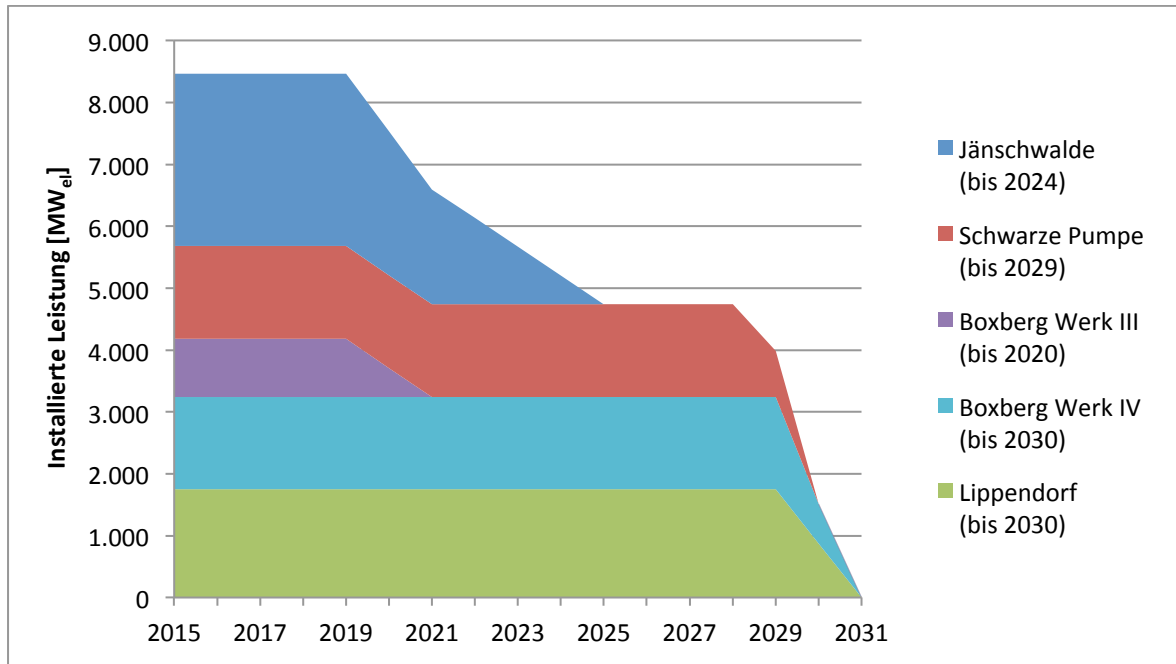


Abb. 2.4: Entwicklung der installierten Leistung des Ausstiegsfahrplans
(Quelle: eigene Berechnungen.)

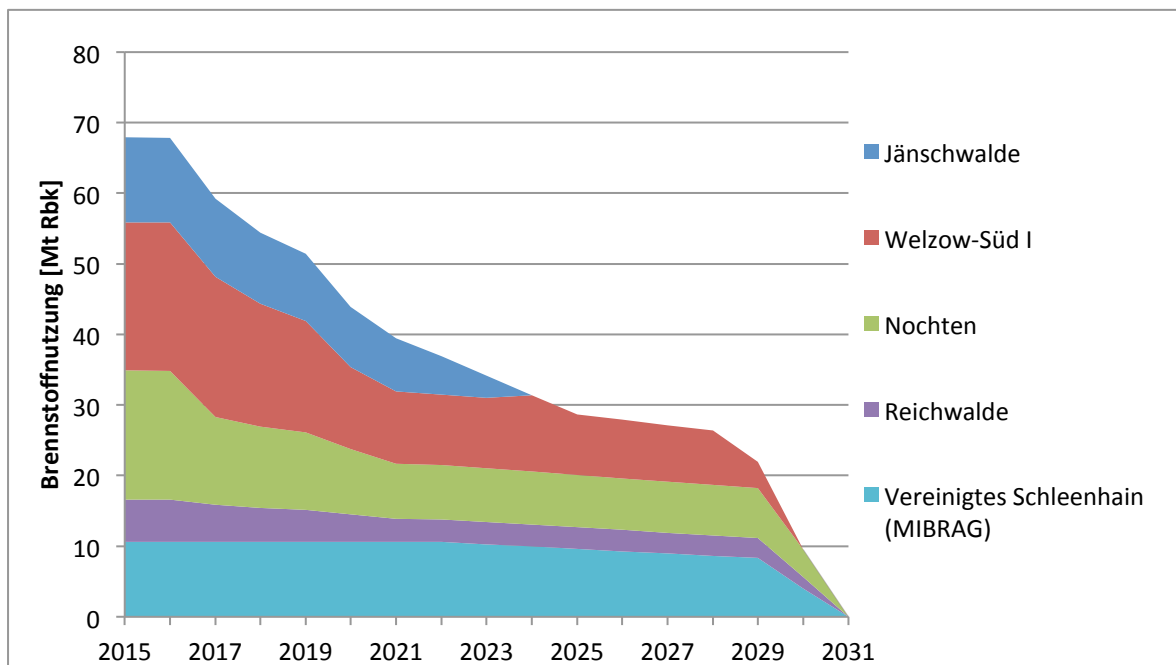


Abb. 2.5: Entwicklung der Braunkohle-Fördermenge gemäß Ausstiegsfahrplan
(Quelle: eigene Berechnungen.)

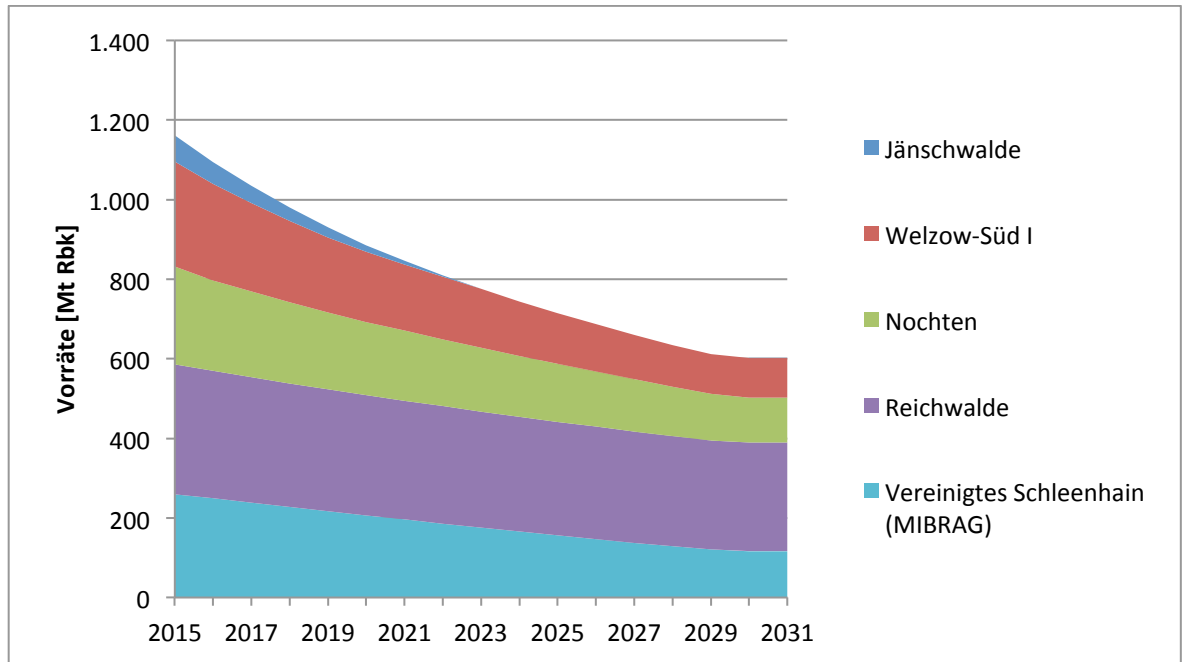


Abb. 2.6: Entwicklung der Braunkohlevorräte der bis Anfang 2013 genehmigten Tagebaue gemäß Ausstiegsfahrplan

(Quelle: eigene Berechnungen.)

2.4 Ökonomische Aspekte

Steigt Vattenfall bis 2030 gemäß dem oben beschriebenen Fahrplan aus der Braunkohle aus, anstatt die Braunkohlesparte in der Lausitz zu verkaufen, so wirkt sich dies zum einen auf die Beschäftigungsstruktur in der Lausitz aus. Zum anderen hat ein Ausstieg aus der Braunkohle Auswirkungen auf die Entwicklung der mit der Braunkohleförderung und -nutzung verbundenen Folgekosten durch Klimaschäden und die Belastung von Mensch und Umwelt. Im Rahmen dieser Studie sollen ausgewählte ökonomische Aspekte einer solchen Entwicklung näher betrachtet werden. Im Einzelnen sind dies:

- der zu erwartende Abbau von Arbeitsplätzen durch den Ausstieg aus der Braunkohleförderung und -nutzung in der Lausitz bis zum Jahr 2030 gegenüber einer Aufrechterhaltung des Abbaus und dem Weiterbetrieb der Braunkohlekraftwerke durch den/die Käufer/in
- ausgewählte vermiedene Folgekosten durch einen gezielten Ausstieg Vattenfalls aus der Braunkohle im Vergleich zu einer Aufrechterhaltung des Abbaus und der Verstromung der Braunkohle in der Lausitz durch den/die Käufer/in.

2.4.1 Arbeitsplätze

Im Jahr 2010 beschäftigte Vattenfall in der Braunkohleförderung und der Braunkohleverstromung in der Lausitz insgesamt knapp 8.200 Mitarbeiter, was einer Zahl von rund 7.800 Vollzeitbeschäftigten entspricht (Prognos 2011). Steigt Vattenfall entsprechend dem in Abschnitt 2.1 beschriebenen Ausstiegsfahrplan aus der Braunkohleförderung und -nutzung in der Lausitz aus, so werden bis 2030 auch die damit verbundenen **Arbeitsplätze** abgebaut. Vorübergehend entstehen in einem gewissen Umfang Arbeitsplätze durch den Rückbau der Kraftwerke und die von Vattenfall durchzuführende Renaturierung der Braunkohle-Abbaugelände. Eine Quantifizierung der Arbeitsplatzeffekte

in diesen beiden Bereichen ist jedoch schwierig (Oei et al. 2014), sodass diese hier nicht mit einberechnet werden können. Vergleichsgröße für den Abbau der Arbeitsplätze durch den Ausstieg aus der Braunkohle gegenüber dem Verkauf der Braunkohlesparte und einem Weiterbetrieb durch den/die Käufer/in kann jedoch nicht die derzeitige Zahl der Beschäftigten sein.

Auch bei einer Aufrechterhaltung des Abbaus und dem Weiterbetrieb der Kraftwerke ist bis 2030 ein **Rückgang der direkt in der Braunkohleindustrie Beschäftigten** zu erwarten. Zu diesem Ergebnis kommt auch eine im Auftrag u. a. von Vattenfall erstellte Studie (Prognos 2011). Denn eine Reduktion der Braunkohleverstromung und der damit verbundenen CO₂-Emissionen ist zwingend erforderlich, um die Einhaltung der Klimaschutzziele der Bundesregierung zu gewährleisten (2010: Energiekonzept, 2011: Beschluss Ausstieg aus der Kernenergie, 2014: Aktionsprogramm Klimaschutz 2020). Wie die Entwicklung der Beschäftigtenzahlen bis 2030 vor dem Hintergrund der Klimaschutzziele der Bundesregierung aussehen könnte, zeigt die von Prognos erstellte Studie. Demnach waren 2010 in Ostdeutschland ca. 11.180 Beschäftigte direkt in der Braunkohleindustrie tätig (Prognos 2011). Dem Szenario „Bundesregierung 2011“ liegen die Klimaschutzziele der Bundesregierung entsprechend dem Energiekonzept und dem Beschluss zum Ausstieg aus der Kernenergie zugrunde. In diesem Szenario sinkt die Zahl der Beschäftigten bis 2030 auf 5.860 (Prognos 2011), was einer Reduktion der Arbeitsplätze von rund 48 % gegenüber 2010 entspricht. Für das Land Brandenburg hat Prognos (2012) mit dem gleichen Zielszenario für das Jahr 2030 eine landesspezifische Abschätzung der Beschäftigungsentwicklung in der Braunkohleindustrie vorgenommen. Die Ergebnisse der Studie zeigen für das Jahr 2030 gegenüber 2010 einen Rückgang der Beschäftigtenzahlen um rund 50 %. Basierend auf diesen Studienergebnissen wird hier davon ausgegangen, dass bis 2030 die Zahl der derzeitigen Arbeitsplätze in den Braunkohle-Abbaugebieten und -kraftwerken Vattenfalls in der Lausitz auch bei einem Verkauf der Sparte und dem Weiterbetrieb um die Hälfte zurückgehen wird, um die Klimaschutzziele der Bundesregierung einzuhalten. Ambitioniertere Zielsetzungen – bspw. die derzeit diskutierte Einführung eines nationalen „Klimabeitrags“ – hätten ggf. eine noch geringere Beschäftigtenzahl 2030 zur Folge. Direkt fallen bei einem Ausstieg aus der Braunkohleverstromung im Vergleich zum Weiterbetrieb der Abbaugebiete und Kraftwerke in der Lausitz somit 4.100 Arbeitsplätze weg. Unterstellt man für **2030** eine ähnliche Verteilung bei den Voll- und Teilzeitstellen wie heute, so entspricht dies einer Zahl von rund **3.900 Vollzeitäquivalenten**. Wie oben bereits erwähnt, werden durch den Rückbau der Kraftwerke und die Renaturierung der Tagebaue übergangsweise Arbeitsplätze geschaffen, die hier jedoch nicht näher quantifiziert werden können.

In der vorliegenden Studie wurde für die Schätzung des Arbeitsplatzabbaus in der Braunkohlesparte auf die Beschäftigtenzahlen von Prognos zurückgegriffen, da keine Alternativen zur zukünftigen Entwicklung der Braunkohlewirtschaft vorliegen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die zugrunde liegenden Studien im Auftrag u. a. von Vattenfall erstellt wurden, sodass die Unabhängigkeit der ermittelten Zahlen teilweise angezweifelt wird (vgl. Grüne Liga 2015). Insbesondere wird hinterfragt, warum zwei Prognos-Gutachten (Prognos 2005; Prognos 2011) zu einem Anstieg der Zahl der Arbeitsplätze in der ostdeutschen Braunkohlewirtschaft zwischen 2005 und 2011 kommen, während die „Statistik der Kohlenwirtschaft“ für diesen Zeitraum einen Rückgang der Beschäftigtenzahlen in den ostdeutschen Revieren benennt (Statistik der Kohlenwirtschaft 2015). Außerdem ist zu berücksichtigen, dass die Szenarien bereits aus dem Jahr 2011 stammen, sodass aktuelle Entwicklungen nicht in diesen berücksichtigt wurden.

In den Gutachten zur regionalwirtschaftlichen Bedeutung der Braunkohle (vgl. Prognos 2011; Prognos 2012) werden neben den direkt in der Braunkohleindustrie Beschäftigten (d. h. den Arbeitsplätzen in Tagebauen und Braunkohlekraftwerken) auch **indirekte und induzierte Beschäftigungseffekte** aufgeführt. Bei den indirekten Arbeitsplatzeffekten handelt es sich um Beschäftigung

durch Vorleistungsbezüge der Braunkohleindustrie. Die Konsumausgaben der direkt und indirekt in der Braunkohleindustrie Beschäftigten haben weitere Arbeitsplatzeffekte zur Folge, die sogenannten induzierten Effekte. Die Ergebnisse der oben aufgeführten Gutachten bzw. die zugrunde liegenden Berechnungsmodelle werden u. a. vom Netzwerk Grüne Liga kritisch bewertet (Grüne Liga 2015). Auch muss erwähnt werden, dass nicht klar ist, inwiefern die Beschäftigten in den vorgelagerten Branchen direkt von der Braunkohlewirtschaft abhängen. Laut Prognos (2011) ist ein Großteil der indirekten Arbeitsplätze in den Wirtschaftsbereichen „Handel und Reparaturdienstleistungen, Bau, unternehmensbezogene Dienstleistungen und Maschinen- und Fahrzeugbau sowie elektrotechnisches Gerät“ angesiedelt. Diese Bereiche beliefern aber z. B. auch die EE-Branche mit Gütern und Dienstleistungen. Gelingen in der Region eine Transformation hin zu einer EE-basierten Energieerzeugung, wie sie in Abschnitt 3 aufgezeigt wird, und eine Diversifizierung der regionalen Wirtschaftsstruktur im Allgemeinen, muss der Arbeitsplatzabbau in den Braunkohletagebauen und -kraftwerken nicht notwendigerweise zu einem Rückgang der Beschäftigung in den vorgelagerten Branchen führen, da für diese dann alternative Absatzmöglichkeiten zur Verfügung stehen.

2.4.2 Folgekosten der Braunkohleförderung und -verstromung

Die Förderung und die energetische Nutzung der Braunkohle sind mit einer Vielzahl **ökologischer, sozialer und ökonomischer Folgekosten** verbunden. Aus Perspektive der betroffenen Regionen, aber auch der Gesellschaft insgesamt, stellt somit die Vermeidung dieser Folgekosten eine positive Auswirkung des Ausstiegsfahrplans dar. Verursacht werden diese Folgekosten einerseits durch die Erdbewegungen der Tagebaue und deren Folgen – hier fallen unter anderem Kosten durch Umsiedlungen, großflächige Sümpfungen, die Degradation von Böden, die Versauerung und die Verockerung von Grundwasserläufen sowie gesundheitliche Beeinträchtigungen der Anwohner durch Lärm und Staub an (Wronski und Kuchler 2014). Andererseits fallen bei der Verstromung der Braunkohle insbesondere Treibhausgas- und Luftschadstoffemissionen und die damit verbundenen Kosten durch Klimafolgeschäden und Luftverschmutzungen an. Bei einem Teil der Folgekosten gibt es Ansätze zur Internalisierung: bei der Braunkohleverstromung bspw. durch den Emissionshandel und die Energiesteuer, bei den Folgekosten des Braunkohletagebaus bspw. durch die Rückstellungen für bergbaubedingte Verpflichtungen der Braunkohle-Tagebaubetreiber. Bei einem Großteil dieser Folgekosten handelt es sich jedoch um externe Kosten, d. h. Kosten, die nicht dem Verursacher angelastet werden und somit von der Gesellschaft getragen werden müssen.

Das Umweltbundesamt (UBA) hat eine „Methodenkonvention 2.0 zur Schätzung von Umweltkosten“ herausgegeben, auf deren Grundlage u. a. für die Stromerzeugung Empfehlungen zu Best-Practice-Kostensätzen für die **externen Kosten durch Luftverschmutzungen und Klimafolgeschäden** berechnet wurden (UBA 2012a; UBA 2012b). Im Vergleich mit anderen fossilen Energieträgern verursacht die Stromerzeugung mit Braunkohle die höchsten Umweltkosten; die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien ist dagegen mit vergleichsweise geringen Umweltkosten verbunden und damit am umweltfreundlichsten (UBA 2012b), wie Tab. 2.9 zeigt. Auf Grundlage der Empfehlungen des UBA wird eine Abschätzung der vermiedenen Umweltkosten durch den Ausstiegsfahrplan (siehe Abschnitt 0) im Vergleich zu einer Aufrechterhaltung der Braunkohleverstromung vorgenommen. Als Referenzszenario für den Weiterbetrieb der Kraftwerke wurde die Entwicklung der Stromerzeugung im Szenario „Bundesregierung 2011“ der Studie „Bedeutung der Braunkohle in Ostdeutschland“ (Prognos 2011) angenommen. Die Stromerzeugung anderer Kraftwerksbetreiber in Ostdeutschland wurde bei dem Referenzszenario nicht berücksichtigt, auch die Stromerzeugung in laut Prognos (2011) bis 2050 neu installierten Braunkohlekraftwerken wurde nicht miteinbezogen, da diese nicht ohne Weiteres dem neuen Eigner der Vattenfall-Kraftwerke

zugeordnet werden können. Bei der Berechnung der vermiedenen Umweltkosten wurde der Zeitraum 2015 bis 2050 betrachtet. Umweltschäden durch Treibhausgas-Emissionen und Luftschadstoffe, die durch einen Weiterbetrieb der Kraftwerke über das Jahr 2050 hinaus entstehen, sind demnach hier noch nicht berücksichtigt. Da auch die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien mit Umweltkosten verbunden ist, wurde zudem berechnet, in welcher Höhe im Szenario für Vattenfalls Ausstieg aus der Braunkohleverstromung Umweltkosten durch den EE-Ausbau in den Bundesländern Brandenburg und Sachsen gemäß dem Alternativfahrplan 2030 (siehe Abschnitt 3) entstehen.

Tab. 2.9: Umweltkosten der Stromerzeugung in Deutschland

(Quelle: UBA (2012b). Preisbasis 2010.)

Energieträger	Luftschadstoffe	Treibhausgase	Umweltkosten gesamt
	[€-Cent/kWh _e]		
Braunkohle	2,07	8,68	10,75
Steinkohle	1,55	7,38	8,94
Erdgas	1,02	3,90	4,91
Öl	2,41	5,65	8,06
Wasserkraft	0,14	0,04	0,18
Windenergie	0,17	0,09	0,26
Photovoltaik	0,62	0,56	1,18
Biomasse	1,07	2,78	3,84

Die Berechnungen zeigen, dass der Weiterbetrieb der Braunkohlekraftwerke durch den/die Käufer/in bis 2050 im Referenzszenario nach Prognos (2011) mit einer kumulierten Stromerzeugung von 1.458 TWh verbunden wäre. Steigt Vattenfall entsprechend dem Fahrplan bis 2030 aus der Braunkohle aus, hätte dies eine Reduktion der Stromerzeugung im Zeitraum 2015–2030 auf knapp 664 TWh zur Folge. Für den Ausstieg aus der Braunkohleverstromung bis 2030 ergeben sich damit **vermiedene Umweltkosten in Höhe von 85,4 Mrd. Euro.**¹ Unter Berücksichtigung der Umweltkosten, welche mit dem im Alternativfahrplan 2030 angenommenen Ausbau der EE-Stromerzeugungskapazitäten verbunden sind, ergibt sich noch eine **Einsparung von rund 82,7 Mrd. Euro.**² Der im Alternativfahrplan 2030 angenommene regionale Zubau von EE-Anlagen in den Ländern Sachsen und Brandenburg kann die Strommenge, welche im Referenzszenario in Braunkohlekraftwerken erzeugt wird, nicht gänzlich kompensieren. Da jedoch die Stromerzeugung durch Braunkohle mit den höchsten Umweltkosten verbunden ist (siehe Tab. 2.9), würden sich auch bei einem Strom-Mix aus Erneuerbaren Energien und fossiler Erzeugung auf Basis von Gas und Steinkohle deutlich geringere Umweltkosten ergeben, sodass der Ausstieg aus der Braunkohle in der Lausitz auch in diesem Fall mit einer deutlichen Einsparung von externen Kosten durch Luftverschmutzungen und Klimafolgeschäden verbunden wäre.

Einen Anhaltspunkt für die Höhe der **Folgekosten des Braunkohleabbaus** geben die bergbaubedingten Rückstellungen der Bergbaubetriebe in der Braunkohlewirtschaft. Nach Bundesberggesetz

¹ Preisbasis 2010.

² Preisbasis 2010.

(BBergG) sind Bergbau treibende Unternehmen dazu verpflichtet:

- Grundabtretungspflichtige zu entschädigen (§§ 84–90)
- Vorsorge gegen Gefahren für Leben, Gesundheit und zum Schutz von Sachgütern, Beschäftigten und Dritten im Betrieb zu betreiben (§ 55)
- Vorsorge zur Wiedernutzbarmachung der Oberfläche in dem nach den Umständen gebotenen Ausmaß zu betreiben (§ 55)
- die anfallenden Abfälle ordnungsgemäß zu verwenden oder zu beseitigen (§ 55)
- den Schutz Dritter vor den durch den Betrieb verursachten Gefahren für Leben und Gesundheit auch noch nach Einstellung des Betriebes zu gewährleisten (§ 55)
- die Oberfläche in der vom einzustellenden Betrieb in Anspruch genommenen Fläche wieder nutzbar zu machen (§ 55).

Für diese (Vorsorge-)Maßnahmen müssen die Unternehmen Rückstellungen bilden. Die bergbaubedingten Rückstellungen der Vattenfall-Tochter Vattenfall Europe Mining AG betragen im Jahr 2013 rund 998 Mio. Euro (Vattenfall Europe Mining Aktiengesellschaft 2014). Die nachfolgende Abbildung zeigt die Entwicklung der bergbaubedingten Rückstellungen des Unternehmens im Zeitraum 2005–2013 sowie die jährlichen Auflösungen und Zuführungen zu den Rückstellungen. In den meisten Jahren übersteigen die Zuführungen die Auflösungen, sodass insgesamt mehr angespart als ausgezahlt wird. Bei der Interpretation der Zahlen ist zu berücksichtigen, dass sich mit der Verabschiedung des Bilanzrechtsmodernisierungsgesetzes (BilMoG) ab dem Jahr 2010 eine Änderung bei der Rechtsgrundlage für die Berechnung der Rückstellungen ergeben hat, was auch die hohen Auflösungen im Jahr 2010 erklärt.

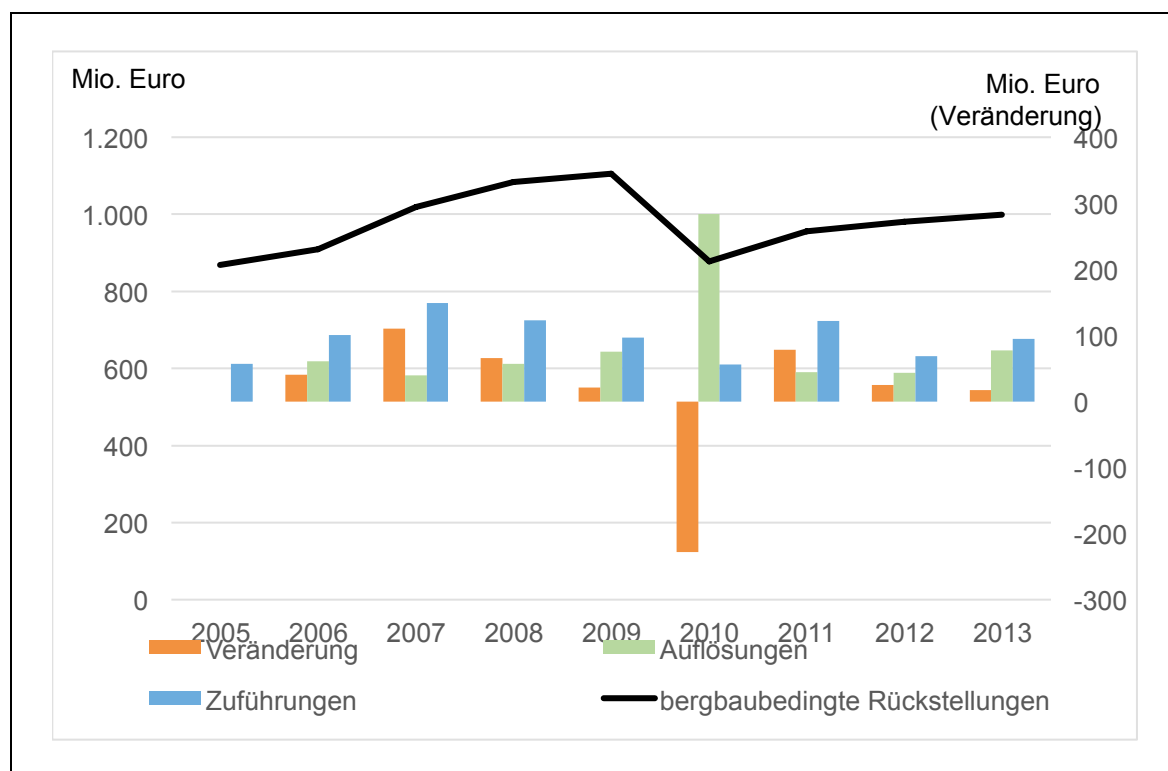


Abb. 2.7: Bergbaubedingte Rückstellungen der Vattenfall Europe Mining AG im Zeitraum 2005–2013

(Quelle: Auswertung der Jahresabschlüsse der Vattenfall Europe Mining AG auf der Plattform www.bundesanzeiger.de.)

Da es sich bei den Rückstellungen in Höhe von 998 Mio. Euro um Zahlen für das Geschäftsjahr 2013 handelt, ist davon auszugehen, dass zusätzliche Rückstellungen im Zusammenhang mit der Inbetriebnahme der geplanten Tagebaue in der Lausitz (siehe Tab. 2.5) noch nicht enthalten sind. Von Vattenfall in den vergangenen Jahren getätigte Zuführungen zu den bergbaubedingten Rückstellungen können hier einen Hinweis darauf liefern, mit welchen zusätzlichen Kosten bei den geplanten Braunkohletagebauen bspw. für Umsiedlungen zu rechnen wäre. So wurden in der Vergangenheit u. a. folgende Aufwendungen für bergbaubedingte Maßnahmen aufgeführt: 47 Mio. Euro für die Teilortsumsiedlung Trebendorf/Schleife, 9,4 Mio. Euro für die Verlegung des Flusses „Weißer Schöps“ und Kosten in Höhe von 4,5 Mio. Euro für die Verlegung des Truppenübungsplatzes Oberlausitz (Vattenfall Europe Mining Aktiengesellschaft 2009). Auch in den Folgejahren tauchen Aufwendungen für die Teilortsumsiedlung und die Flussverlegung als Teilaspekt der Zuführungen zu den Rückstellungen auf, sodass die oben aufgeführten Zahlen nur einem Teil der Kosten entsprechen dürften.

Eine Studie des FÖS zu den „Kostenrisiken für die Gesellschaft durch den deutschen Braunkohletagebau“ (Wronski und Küchler 2014) kommt zu dem Ergebnis, dass die im BBergG vorgeschriebenen Rückstellungen zum einen nicht alle Aspekte der Folgekosten des Braunkohleabbaus abdecken. So sind bspw. die psychosozialen Kosten von Umsiedelung, die Verursachung von Krankheiten durch Feinstaubbelastungen, die langfristigen Störungen des Wasserhaushalts und der Verlust von Biodiversität in den vorgeschriebenen Rückstellungen nicht oder nur teilweise enthalten und demnach den externen Kosten der Braunkohleförderung zuzuordnen. Zum anderen besteht aufgrund der mangelnden Transparenz in Bezug auf die Berechnungsgrundlagen und -modelle, mit denen Vattenfall und die anderen Bergbau treibenden Unternehmen der Braunkohlesparte die Folgekosten kalkulieren, die Gefahr, dass die getätigten Rückstellungen für die Sanierung der Abbaugebiete in der Zukunft nicht ausreichen werden. Die Autoren merken zudem kritisch an, dass der vorgeschriebene Abzinsungssatz angesichts der derzeit sehr niedrigen Realverzinsung am Kapitalmarkt als zu hoch erscheint (Wronski und Küchler 2014).

Zusammenfassend lässt sich somit feststellen, dass zwar ein Teil der Folgekosten des Braunkohleabbaus und der -verstromung von Vattenfall bzw. dem Betreiber der Tagebaue und Kraftwerke zu tragen ist. Ein Großteil der Folgekosten durch die Belastung von Mensch und Umwelt und die Klimafolgeschäden ist jedoch nicht verursachergerecht internalisiert, sondern wird der Gesellschaft angelastet. Ein schrittweiser Ausstieg Vattenfalls aus der Braunkohle und der Verzicht auf die zusätzliche Erschließung der geplanten Tagebaue in der Lausitz würden demnach mit erheblichen Einsparungen bei den Folgekosten der Braunkohle einhergehen.

3 Alternativfahrplan 2030: Investitionen in Erneuerbare Energien

Ein Transformationsfahrplan für Vattenfalls Braunkohlesparte in der Lausitz kann aus regionaler Perspektive in verschiedenster Hinsicht durch den Ausbau Erneuerbarer Energien und den Aufbau zukunftsweisender Energiedienstleistungen kompensiert werden. Als Bezugsgröße für einen Alternativfahrplan für die Region werden die durch den Ausstieg aus der Braunkohle abgebauten Arbeitsplätze herangezogen (siehe Abschnitt 2.4).

Ende 2013 waren bereits 50 % der Belegschaft in der Braunkohlewirtschaft älter als 50 Jahre und sogar mehr als 65 % über 45 Jahre alt (Statistik der Kohlenwirtschaft 2014). Bei einem Großteil

dieser Beschäftigten ist davon auszugehen, dass sie bis zum Jahr 2030 altersbedingt ausscheiden. Im Vergleichsszenario ohne Ausstieg wird bis 2030 von einem Rückgang der Beschäftigtenzahlen um rund die Hälfte ausgegangen. Die Zahl der in der vorliegenden Studie durch den Ausbau Erneuerbarer Energien zu schaffenden Arbeitsplätze liegt somit höher als die bis 2030 verbleibende Restbelegschaft in der Braunkohlewirtschaft. Auch wenn eine Übernahme der Beschäftigten ggf. qualifikations- oder auch ortsbedingt nicht vollständig möglich ist, kann davon ausgegangen werden, dass durch Umschulung ein großer Teil der derzeit noch jungen Belegschaft in den nächsten Jahrzehnten im Geschäftsfeld Erneuerbare Energien tätig werden könnte.

Nicht berücksichtigt wird an dieser Stelle die Frage der Versorgungssicherheit, die überregional zu klären ist. Zum Ausgleich fluktuierender Erneuerbarer und zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit werden aber in Zukunft verstärkt flexibel fahrbare Kraftwerke erforderlich sein. Zudem sind aus Klimaschutzsicht ein Absenken der fossilen Must-run-Kapazitäten und eine möglichst effiziente Nutzung der verbleibenden fossilen Restenergieerzeugung in überwiegend urbaner Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zu erreichen. Auch diese Zusammenhänge sprechen für den Ausstieg aus dieser Art der Verstromung (vgl. Kap. 2.2). Die Erzeugung von Wasserstoff oder Methan aus überschüssigem EE-Strom, welches sich mit der vorhandenen Erdgas-Infrastruktur gut speichern, transportieren und flexibel zur Rückverstromung, Wärmeerzeugung oder als Kraftstoff im Verkehrssektor nutzen lässt, dürfte in diesem Zusammenhang ebenfalls an Bedeutung gewinnen. Vattenfall hat gemeinsam mit dem Brandenburger Windkraftspezialisten Enertrag bereits erfolgreich eine erste entsprechende Demonstrationsanlage realisiert. Da diese Technologie sich aber noch in der Entwicklung befindet, können mögliche Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte in diesem Bereich im Rahmen der vorliegenden Studie jedoch noch nicht berücksichtigt werden.

Die Nutzung regional verfügbarer Erneuerbarer Energien kann mit vielfältigen regionalwirtschaftlich positiven Aspekten einhergehen. Mit dem Alternativfahrplan 2030 sollen neben der Klima- und Umweltschutzwirkung eines Ausstiegsfahrplans auch die ökonomischen Alternativen für die Region aufgezeigt werden. Für die Lausitz bzw. die betroffenen Bundesländer Brandenburg und Sachsen wurde für den Alternativfahrplan 2030 ein Vorschlag für ein EE-Konzept erarbeitet, welches die Kompensation der in der Braunkohlesparte abgebauten Arbeitsplätze durch Beschäftigung im EE-Bereich ermöglicht und die dafür notwendigen Investitionen in EE-Technologien aufzeigt. Betrachtet wird in dieser Studie nur die Kompensation durch den EE-Ausbau im Bereich Strom. Grundsätzlich bieten auch Ausbauaktivitäten im Bereich EE-Wärme sowie Effizienzmaßnahmen Möglichkeiten für Beschäftigung (vgl. Hirschl et al. 2010; Aretz et al. 2013; Weiß et al. 2014).

Ein Abgleich des zur Kompensation der Beschäftigten in der Braunkohleindustrie notwendigen EE-Ausbaus mit den regionalen EE-Potenzialen ist notwendig, um die Realisierungsmöglichkeiten dieses Alternativfahrplans einschätzen zu können. Bei der Ausgestaltung des Alternativfahrplans 2030 wird davon ausgegangen, dass ein relevanter Teil der notwendigen Investitionen von Vattenfall getätigt wird und somit der Schwerpunkt der Aktivitäten voraussichtlich auf größeren Projekten (bspw. Windparks und PV-Freiflächenanlagen) liegt. Darüber hinaus zeigt der Alternativfahrplan, mit welchen Wertschöpfungseffekten der angenommene EE-Ausbau im Jahr 2030 verbunden sein kann.

Für die Ermittlung der Investitionen und Arbeitsplatzeffekte kann das IÖW auf ein seit mehreren Jahren bestehendes und in einer Vielzahl an Forschungsvorhaben angewandtes Modell zur Ermittlung der Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte durch Erneuerbare Energien (WeBEE-Modell) zurückgreifen (siehe hierzu u. a. Hirschl et al. (2010) und Aretz et al. (2013)). Im Folgenden werden zunächst das WeBEE-Modell und die Vorgehensweise bei der Berechnung der Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte kurz erläutert, bevor die EE-Potenziale und der notwendige

EE-Zubau zur Kompensierung der in der Braunkohlesparte wegfallenden Arbeitsplätze in der Region dargestellt werden.

3.1 Methodische Grundlagen

Im Rahmen der Studie „Kommunale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien“ hat das IÖW im Jahr 2010 und im Auftrag der Agentur für Erneuerbare Energien (AEE) ein Modell zur Ermittlung von Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekten auf kommunaler Ebene entwickelt, im Folgenden auch als WeBEE-Modell bezeichnet (siehe Hirschl et al. (2010)). Das Modell, welches seitdem kontinuierlich weiterentwickelt wurde, umfasst mittlerweile über 50 EE-Wertschöpfungsketten, darunter allein 19 EE-Wertschöpfungsketten im Bereich der Stromerzeugung. Für diese Wertschöpfungsketten können mit dem Modell die Unternehmensgewinne, die Netto-Einkommen der Beschäftigten und die Steuereinnahmen für die Kommunen sowie auf Länder- und Bundesebene berechnet werden. Darüber hinaus ermöglicht das Modell die Ermittlung von Beschäftigungseffekten in Form von Vollzeitarbeitsplätzen.

Zentrale Grundlage für die Ermittlung der Wertschöpfung mit dem WeBEE-Modell bildet die Analyse der Investitions- und Betriebskosten der einzelnen EE-Technologien. Diese entsprechen den spezifischen Umsätzen entlang der Wertschöpfungskette einer EE-Technologie und werden auf die installierte Anlagenleistung bezogen.

Die Wertschöpfungsketten werden in vier aggregierte Wertschöpfungsstufen und die darin enthaltenen Kostenpositionen unterteilt:

- **Anlagenherstellung**
(Investitionskosten für die EE-Anlagen und einzelne Anlagenkomponenten)
- **Planung und Installation**
(Investitionsnebenkosten für Planungsbüros, Montage, tlw. Grundstückskauf etc.)
- **Anlagenbetrieb und -wartung**
(Betriebskosten für Wartungsarbeiten, Brennstoff- und Energiekosten, Versicherung, Fremdkapitalzinsen, tlw. Betriebspersonal oder Pachtzahlungen etc.)
- **Betreibergewinne**
(Gewinne der Anlagenbetreiber und darauf gezahlte Gewinnsteuern).

In der beschriebenen Methodik ist der Handel von Anlagenkomponenten oder Installations- und Wartungsmaterial in den oben genannten vier Wertschöpfungsstufen subsumiert. Jede der oben genannten Wertschöpfungsstufen lässt sich wiederum je nach Wertschöpfungskette in verschiedene Wertschöpfungsschritte untergliedern, die sich zwischen den EE-Technologien unterscheiden können. In der Wertschöpfungsstufe der Anlagenherstellung bilden bspw. die Wertschöpfungsschritte die einzelnen Anlagenkomponenten ab. In der Stufe des Anlagenbetriebs finden sich Wertschöpfungsschritte, wie z. B. die Anlagenwartung, Versicherungsbeiträge oder ggf. Personalkosten. Den einzelnen Wertschöpfungsschritten werden einzelne oder mehrere typische Wirtschaftszweige zugeordnet, für die statistische Datenquellen für ökonomische Kennzahlen verfügbar sind. Die Umsätze in den einzelnen Stufen werden durch eine Zuordnung der einzelnen Kostenpositionen der Investitions- und Betriebskosten zu den entsprechenden Wertschöpfungsschritten ermittelt. In der Literatur sind Kostenstrukturen vorwiegend relativ bezogen auf die Investitionskosten bzw. teilweise bezogen auf die Investitionsnebenkosten angegeben. Dieser prozentuale Aufbau ermöglicht die Anwendung der Kostenstrukturen auf die spezifischen Investitionskosten, die der aktuellen Literatur (Marktanalysen, Evaluierungsberichte etc.) entnommen wurden. Die Kosten bzw.

Umsätze in den Wertschöpfungsstufen „Anlagenproduktion“ und „Planung & Installation“ fallen einmalig durch die Investitionen in eine EE-Anlage an. Die Kosten bzw. Umsätze für den Betrieb werden dagegen jährlich über die gesamte Betriebsdauer der EE-Anlagen generiert.

Die Wertschöpfung setzt sich grundsätzlich aus den folgenden drei Bestandteilen zusammen:

1. die um die Gewinnsteuern bereinigten **Gewinne** der beteiligten Unternehmen
2. die **Nettoeinkommen** der beteiligten Beschäftigten und
3. die auf die Unternehmensgewinne und die Bruttoeinkommen gezahlten **Steuern**.

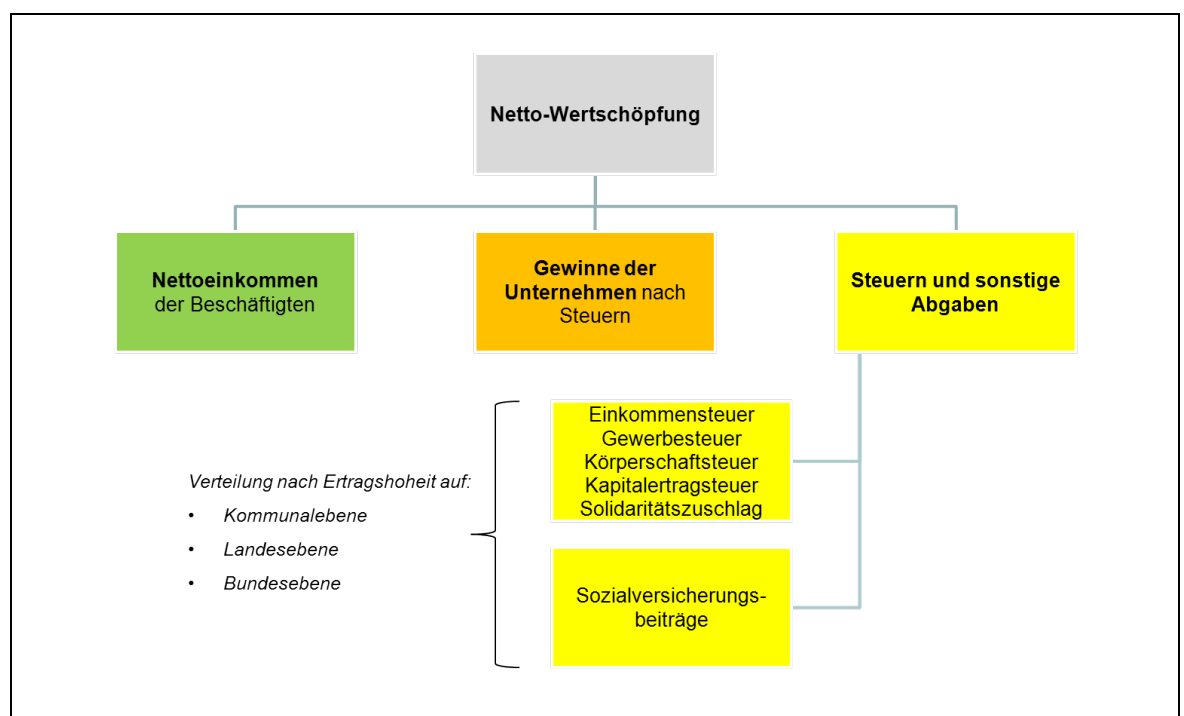


Abb. 3.1: Wertschöpfungsdefinition des WeBEE-Modells des IÖW
(Quelle: eigene Darstellung.)

Nachfolgend wird die grundlegende Vorgehensweise für die Ermittlung der Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte kurz beschrieben. Für die Ermittlung der **Vor-Steuer-Gewinne** der Unternehmen in den jeweiligen Wertschöpfungsschritten wird jeder Position eine Umsatzrentabilität zugeordnet, welche den Jahresüberschuss vor Steuern eines Unternehmens ins Verhältnis setzt zu dem in dieser Periode erzielten Umsatz. Die Umsatzrentabilität ist einer Statistik der Deutschen Bundesbank entnommen, in welcher hochgerechnete Angaben aus Jahresabschlüssen deutscher Unternehmen für die Jahre 2006 bis 2010 aufgeführt sind (Bundesbank 2012). Die durchschnittlichen Umsatzrenditen der verschiedenen Branchen werden als Mittelwert der Jahre 2006 bis 2010 errechnet. Eine Abweichung zu dem beschriebenen Vorgehen bildet die Bestimmung der Gewinne der Anlagenbetreiber. Hier erfolgt die Berechnung der Vor-Steuer-Gewinne mithilfe von durch-

schnittlichen Eigenkapitalrenditen der jeweiligen EE-Technologien, welche aus dem EEG-Erfahrungsbericht (BMU 2011) entnommen und ggf. aktualisiert werden.

Die **Einkommenseffekte** werden in Abhängigkeit vom Umsatz für die einzelnen Positionen der Wertschöpfungsstufen ermittelt. Neben den Einkommen ist auch die Beschäftigungswirkung Ergebnis dieser Methodik. Zunächst wird die Beschäftigungswirkung als Anzahl der beschäftigten Personen ermittelt. Hierzu werden aus Veröffentlichungen der Bundesagentur für Arbeit (Bundesagentur für Arbeit 2012) Angaben zur Anzahl der sozialversicherungspflichtig Beschäftigten nach Wirtschaftszweigen extrahiert. Zusätzlich werden wirtschaftszweigspezifische Umsätze erhoben (Statistisches Bundesamt 2012a). Daraus lässt sich eine Indikation für die Anzahl der sozialversicherungspflichtig Beschäftigten pro Euro Umsatz ermitteln, die, multipliziert mit dem Umsatz pro kW installierter Leistung, die spezifische Angabe der Beschäftigten (Köpfe) pro kW Leistung ermöglicht. Diese Angabe wird dann mithilfe von Sonderdatenauswertungen des Statistischen Bundesamtes in Vollzeitäquivalente (VZÄ) umgerechnet. Die Sonderauswertungen stammen zum einen aus der vierteljährlichen Verdiensterhebung im Produzierenden Gewerbe und im Dienstleistungsbereich und zum anderen aus Daten des Mikrozensus „RS 3.8 Erwerbstätige nach Wirtschaftsunterabschnitten“. Auf Basis der durchschnittlichen Bruttojahreseinkommen in dem Wirtschaftszweig des jeweiligen Wertschöpfungsschrittes können aus den Quellen des Statistischen Bundesamtes (Statistisches Bundesamt 2012b) dann die gezahlten Löhne und Gehälter in Euro pro kW ermittelt werden.

Steuereinnahmen und Einnahmen aus sonstigen Abgaben entstehen aus der Besteuerung der Unternehmensgewinne und der Einkommen der Beschäftigten. Im Rahmen der Steuern und sonstigen Abgaben auf Unternehmensgewinne wird neben der Besteuerung auf der Unternehmensebene auch die Besteuerung ausgeschütteter Gewinne betrachtet. Das Modell beinhaltet die Gewerbesteuer, die Einkommensteuer, die Körperschaftsteuer und die Abgeltungsteuer sowie den Solidaritätszuschlag, die Kirchensteuer und ggf. Krankenkassenbeiträge. Grundsätzlich ist für die Berechnung der Steuerlast eines Unternehmens die Gesellschaftsform maßgeblich. Daher wird für die im Wertschöpfungsprozess beteiligten Unternehmen auf Basis der WZ-08 eine Unterteilung in Kapital- und Personengesellschaften vorgenommen, um Unterschiede in der Unternehmensbesteuerung berücksichtigen zu können (Statistisches Bundesamt 2012c). Um die Nach-Steuer-Gewinne modellieren zu können, ist zuerst eine Abschätzung des zu versteuernden Einkommens notwendig, welches die Bemessungsgrundlage für die Steuerfestsetzung bei der Einkommensteuer und der Körperschaftsteuer darstellt. Das zu versteuernde Einkommen wird mithilfe von Angaben zu gezahlten Steuern am Vor-Steuer-Gewinn nach Bundesbank (2012), dem Vor-Steuer-Gewinn und der idealtypischen Unternehmensbesteuerung von Kapital- und Personengesellschaften berechnet. Die Gewerbesteuer wird vereinfachend auf Basis des Vor-Steuer-Gewinns errechnet. Bei den Kapitalgesellschaften (KapG) werden auf der Unternehmensebene Gewerbesteuer, Körperschaftsteuer zzgl. Solidaritätszuschlag auf die Körperschaftsteuer fällig. Im Rahmen der Personenunternehmen (PersU) findet, mit Ausnahme der Gewerbesteuer, eine Besteuerung auf Ebene der Gesellschafter statt.

Für die ausgeschütteten Gewinne wird bei den KapG die Annahme getroffen, dass 50 % der Teilhaber Privatpersonen und jeweils 25 % KapG und PersU sind. Weiterhin wird eine Ausschüttungsquote von 50 % der Nach-Steuer-Gewinne festgelegt. Privatpersonen als Anleger zahlen Abgeltungssteuer auf die ausgeschütteten Gewinne, KapG zahlen Körperschaftsteuer und Solidaritätszuschlag, und PersU zahlen Einkommensteuer, Kirchensteuer und Solidaritätszuschlag. Die Besteuerung der Personenunternehmen erfolgt unter der Aufteilung der Gesellschafter in Privatpersonen, KapG und PersU nach einer Sonderauswertung des Statistischen Bundesamtes aus der Statistik über die Personengesellschaften/Gemeinschaften 2008. Für KapG sind hier Körper-

schaftsteuer und Solidaritätszuschlag zu entrichten, für PersU und Privatpersonen fallen Einkommensteuer, Kirchensteuer und Solidaritätszuschlag an, für Privatpersonen zusätzlich noch Krankenkassenbeiträge.

Für die Steuern und sonstigen Abgaben auf die Einkommen der Beschäftigten sind die vorher berechneten Bruttojahresgehälter maßgeblich. Hier werden entsprechende Zahlungen an Einkommensteuer, Kirchensteuer, Solidaritätszuschlag und Sozialabgaben (Arbeitgeber und Arbeitnehmer) berücksichtigt.

Unter Berücksichtigung dieser Systematik kann dann der Umfang der Steuer- und Abgabenzahlungen ermittelt und der Nach-Steuer-Gewinn bzw. die Nettoeinkommen errechnet werden.

Die Kommunen profitieren im Wertschöpfungsprozess, neben den indirekten Effekten durch Gewinne und Einkommen, direkt auf zwei Wegen. Zum einen erhalten sie die Gewerbesteuer in fast vollem Umfang. Hiervon ist lediglich eine Umlage an den Bund (3,72 %) und die Länder (13,23 %) zu entrichten. Daneben partizipieren die Kommunen anteilig an der veranlagten Einkommen- (15 %) sowie der Abgeltungsteuer (12 %).

Weiterhin können mit dem WeBEE-Modell neben den kommunal relevanten Bruttowertschöpfungskomponenten auch die Bruttowertschöpfungseffekte auf Länder- und auf Bundesebene berechnet werden. Auf der Landesebene werden hierbei Einnahmen aus der Körperschaft-, Einkommen-, Abgeltung- und Gewerbesteuer berücksichtigt, auf Bundesebene werden die jeweiligen Anteile an der Körperschaft-, Einkommen-, Abgeltung- und Gewerbesteuer als auch Einnahmen durch den Solidaritätszuschlag und die Sozialabgaben der Arbeitnehmer/-innen und Arbeitgeber/-innen miteinbezogen. Dies ermöglicht eine deutschlandweite Quantifizierung der Wertschöpfungseffekte für jede dieser drei Ebenen, d. h. eine Bestimmung, welche Wertschöpfung in den deutschen Kommunen, Ländern oder in Deutschland insgesamt durch die im Modell abgebildeten EE-Technologien generiert wird.

Bei der Analyse mit dem oben beschriebenen Modell werden die Wertschöpfungsketten auf die direkt EE-relevanten Umsätze begrenzt. So wird beispielsweise die Produktion von Anlagenkomponenten in die Analyse der direkten Effekte einbezogen. Weiter vorgelagerte Umsätze und damit verbundene Wertschöpfungseffekte werden als indirekte Effekte methodisch bedingt nicht berücksichtigt. Diese Effekte können jedoch durch eine Kopplung des WeBEE-Modells mit einem erweiterten, statisch offenen IO-Modell ebenfalls ermittelt werden (siehe hierzu Aretz et al. (2013)).

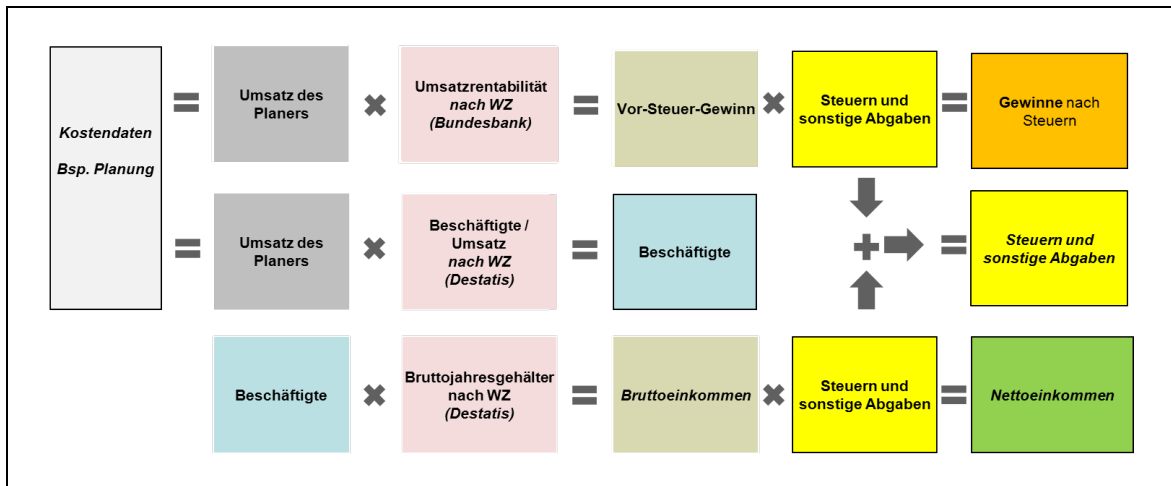


Abb. 3.2: Beispielhafte Darstellung der Wertschöpfungsberechnung im WeBEE-Modell des IÖW

(Quelle: eigene Darstellung.)

3.2 Szenariobasierte Hochrechnung für das Jahr 2030 – Vorgehensweise und Annahmen

Für die Ermittlung der Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte auf Ebene eines Bundeslandes kann das WeBEE-Modell bzw. können die Kennzahlen, welche dem Modell zugrunde liegen, an das jeweils betrachtete Bundesland angepasst werden. Die regionalspezifische Anpassung umfasst die landesspezifischen Bruttojahresgehälter nach Wirtschaftszweigen, die Durchschnitts- hebesätze der Gewerbesteuer und die Anteile der Kirchenmitglieder in den Bundesländern als Parameter für die Kirchensteuerberechnung im Modell.

Mit dem WeBEE-Modell werden für jede der betrachteten Wertschöpfungsketten die spezifischen Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte, bezogen auf eine Einheit installierte EE-Leistung, berechnet. Dies ermöglicht eine Hochrechnung der Effekte auf regionaler oder nationaler Ebene mithilfe der in einer Region, in einem Bundesland oder in Deutschland installierten und zugebauten Leistung der EE-Erzeugungsanlagen.³ Im Kontext der vorliegenden Studie bedeutet dies, dass die Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte auf den Wertschöpfungsstufen Planung & Installation, Anlagenbetrieb & Wartung sowie Betreibergewinne auf Basis des angenommenen Zubaus an installierter EE-Anlagenleistung bis 2030 berechnet werden können, welcher zur Kompensation der in der Braunkohlesparte abgebauten Arbeitsplätze erforderlich ist. Um die Effekte jeweils mit dem bundeslandspezifisch angepassten Modell ermitteln zu können, wurden die Berechnungen – ausgehend von den Potenzialen für einen weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien in den Bundesländern – für Sachsen und Brandenburg separat durchgeführt.

³ Hierbei ist zu beachten, dass die Hochrechnung auf Basis der EE-Technologien vorgenommen wird, welche im IÖW-Modell abgebildet werden. Damit wird ein Großteil der in Deutschland installierten EE-Leistung abgedeckt, jedoch ist noch nicht die ganze Bandbreite der Technologien erfasst worden.

Zusätzlich zu dem Bestand und Zubau an installierter EE-Leistung im Betrachtungsjahr 2030 müssen Annahmen zur Ansässigkeit von EE-Unternehmen und EE-Beschäftigten in den zwei Bundesländern getroffen werden, da im Regelfall nicht alle Wertschöpfungsschritte entlang der EE-Wertschöpfungsketten zu 100 % durch Akteure mit Sitz im Bundesland abgedeckt werden. Die Erfassung der regionalen Ansässigkeit von Unternehmen und Beschäftigten entlang der einzelnen EE-Wertschöpfungsketten in einem Bundesland erfordert umfangreiche Recherchen und empirische Erhebungen. Eine solch detaillierte Analyse war im Rahmen der vorliegenden Kurzstudie nicht möglich, sodass für die Berechnungen der Effekte auf den Wertschöpfungsstufen Planung & Installation sowie Anlagenbetrieb & Wartung übergreifend eine regionale Ansässigkeit von 80 % unterstellt wurde. Bereits heute sind in den Bundesländern Brandenburg und Sachsen Unternehmen angesiedelt, welche im EE-Bereich tätig sind. Mit der Annahme, dass gerade in den vom Ausstieg aus der Braunkohle betroffenen Regionen bis 2030 ein weiterer Ausbau der Kompetenzen bei EE-Dienstleistern erfolgt, ist ein Prozentsatz von 80 % regionaler Ansässigkeit als realistisch bzw. realisierbar einzuschätzen.

Bei einigen Wertschöpfungsschritten wurde eine regionale Ansässigkeit von 100 % angenommen, da hier auf Ebene eines Bundeslandes davon ausgegangen werden kann, dass diese Schritte durch lokale Akteure abgedeckt werden. Dies betrifft zum einen das Personal für den Anlagenbetrieb und zum anderen Pachtzahlungen bzw. Grundstückskauf.

Die regionale Ansässigkeit der Betreibergesellschaft und der Eigenkapitalgeber ist entscheidend für die Frage, welcher Anteil der Wertschöpfung in der Region verbleibt bzw. aus dem Land abfließt. Hierfür wurden drei Szenarien mit unterschiedlichen Annahmen in Bezug auf den Sitz der Betreiber und der Investoren in EE-Anlagen betrachtet:

- Szenario 1: geringer local content in Bezug auf die regionale Ansässigkeit der Betreibergesellschaften und der Eigenkapitalgeber (übergreifende Annahme von 20 %)
- Szenario 2: mittlerer local content in Bezug auf die regionale Ansässigkeit der Betreibergesellschaften und der Eigenkapitalgeber (übergreifende Annahme von 50 %)
- Szenario 3: hoher local content in Bezug auf die regionale Ansässigkeit der Betreibergesellschaften und der Eigenkapitalgeber (übergreifende Annahme von 80 %).

Die Effekte durch die Herstellung von EE-Anlagen und Komponenten konnten im Rahmen der Studie nicht berechnet werden, da die wirtschaftlichen Aktivitäten der Hersteller von EE-Anlagen- und Komponenten in den einzelnen Bundesländern weitestgehend unabhängig sind von der im Land zugebauten und installierten Leistung und eine Abschätzung der Wertschöpfung und Beschäftigung nur auf Basis wirtschaftlicher Kennzahlen (Umsätze, Beschäftigte) der in den Bundesländern ansässigen Unternehmen möglich ist. Auch dies erfordert umfangreiche Recherchen und empirische Erhebungen, welche im Rahmen dieser Studie nicht durchgeführt werden konnten. Der Handel mit Anlagenkomponenten, welcher auch der Stufe der Anlagenherstellung zugerechnet wird, wurde jedoch bei den Berechnungen berücksichtigt.

Für die szenariobasierte Hochrechnung ist weiterhin zu berücksichtigen, dass sich bis 2030 die Investitionskosten in den meisten Fällen aufgrund von Lernkurveneffekten verringern werden und somit die spezifischen Investitionskosten der EE-Technologien einer Degression unterworfen werden müssen. Die Kostendegression bis zum Jahr 2030 wurde auf Basis der angenommenen Kostenentwicklung in den Langfristszenarien des BMU (Nitsch et al. 2012a; Nitsch et al. 2012b) berechnet. Vereinfachend wird angenommen, dass sich die übrige Kostenstruktur nicht verändert.

Die Ermittlung der Steuern im Jahr 2030 erfolgt auf der Grundlage der im Jahr 2012 geltenden steuerlichen Gesetzgebung. Die Ermittlung der Betreibergewinne erfolgt auf Grundlage einer technologiespezifischen Eigenkapitalrentabilität. Die notwendigen Informationen hierzu sind der Literatur entnommen (u. a. EEG-Erfahrungsbericht (BMU 2011)). Vor dem Hintergrund der Vergütungskürzungen bei der Photovoltaik in den vergangenen Jahren wurde die Eigenkapitalrendite bei PV-Dachanlagen für das Jahr 2030 auf 6 % herabgesetzt.

3.3 EE-Potenziale in Brandenburg und Sachsen

Die Aufstellung eines Alternativfahrplans für eine Kompensation der in der Braunkohlesparte abgebauten Arbeitsplätze bei Vattenfall durch einen weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien in der betroffenen Region kann nur auf Grundlage der vorhandenen EE-Potenziale erfolgen. Eine detaillierte bzw. aktualisierte Analyse der EE-Potenziale konnte im Rahmen der Kurzstudie nicht durchgeführt werden, sodass bereits vorliegende Potenzialerhebungen ausgewertet wurden. Vereinfachend wurden für den Alternativfahrplan 2030 die EE-Potenziale auf Ebene der vom Ausstieg aus der Braunkohle betroffenen Bundesländer betrachtet. Eine eindeutige räumliche Zuordnung des EE-Zubaus und der damit verbundenen Beschäftigungspotenziale im EE-Bereich auf die Lausitz konnte nicht vorgenommen werden. Es ist jedoch davon auszugehen, dass bei einem Ausstieg aus der Braunkohle bis 2030 in der Lausitz ggf. zusätzliche Potenziale – insbesondere für Windenergie und Photovoltaik – auf den rekultivierten Flächen der ehemaligen Tagebaue verfügbar werden. Zudem zeigen regionalspezifische Studien wie z. B. das „Regionale Energiekonzept Lausitz-Spreewald“ (RPG Lausitz-Spreewald 2013), dass erhebliche Potenziale für einen weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien in der Region vorhanden sind.⁴ Der nachfolgende Abschnitt gibt einen Überblick über die EE-Potenziale in Brandenburg und Sachsen im Strombereich.

3.3.1 Brandenburg

Im Jahr 2012 hat das IÖW im Auftrag von Greenpeace im Rahmen der Studie „Erneuerbare Energien Potenziale in Brandenburg 2030. Erschließbare technische Potenziale sowie Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte – eine szenariobasierte Analyse“ (Bost et al. 2012a) die erschließbaren EE-Potenziale bis zum Jahr 2030 im Land Brandenburg ermittelt. Die Studie hat gezeigt, dass sowohl im Bereich Wind- und Solarenergie als auch im Hinblick auf EE-Wärme noch erhebliche Potenziale bestehen. Die Analyse der Potenziale erfolgte für zwei Szenarien: im „Szenario EE-50BK“ wurde davon ausgegangen, dass die Braunkohleverstromung bis 2030 um 50 % zurückgefahren wird; im „Szenario EE-0BK“ ein kompletter Ausstieg aus der Braunkohleverstromung bis 2030 angenommen. Wie sich bei Letzterem die bis 2030 erschließbaren Potenziale im Strombereich darstellen, wird im Folgenden aufgeführt.

Für die Ermittlung des **Windkraftpotenzials** in Brandenburg wurden von Bost et al. (2012a) verschiedene Studien ausgewertet. Demnach liegt das ohne Restriktionen nutzbare Windkraftpotenzial im Land zwischen 34,5 GW bzw. 55,3 GW. Im Szenario EE-0BK wurde angenommen, dass bis

⁴ Obwohl die Regionale Planungsgemeinschaft (RPG) Lausitz-Spreewald eine von insgesamt fünf RPG in Brandenburg ist, entspricht das mit einem Zeithorizont bis 2030 erschließbare regionale Potenzial im Bereich Wind rund einem Drittel der laut Bost et al. (2012a) bis 2030 erschließbaren Windkraftpotenziale im Szenario EE-0BK in Brandenburg. Bei PV hat das im Energiekonzept ausgewiesene Potenzial sogar die gleiche Größenordnung wie die von Bost et al. (2012a) für Brandenburg insgesamt im Szenario EE-0BK dargestellten PV-Potenziale bis 2030.

2030 15 GW installierte Windleistung erreicht werden, wovon rund 5,4 GW auf das Repowering von Altanlagen zurückzuführen sind. Mit Stand 2014 waren im Land Windenergieanlagen (WEA) mit einer Leistung von knapp 5,5 GW installiert (AEE 2015), sodass derzeit noch erhebliche Potenziale für einen weiteren Ausbau bzw. das Repowering von WEA bestehen.

Im Bereich der solaren Energiegewinnung gibt es laut Bost et al. (2012a) für **Photovoltaikanlagen** auf Dachflächen ein Potenzial von insgesamt 3.561 MWp. Auf den für Photovoltaik (PV) verfügbaren Freiflächen könnte je nach Potenzialstudie zudem eine Leistung von 2.190 MWp bzw. 6.667 MWp installiert werden. Damit ergibt sich für Brandenburg ein PV-Potenzial von insgesamt 5.751 MWp bzw. 10.228 MWp. Für den PV-Ausbau im Szenario EE-0BK wurde angenommen, dass bis 2030 6.113 MWp PV-Leistung installiert sind, die sich zu 36 % auf Dachflächen und zu 64 % auf Freiflächenanlagen aufteilen. Mit Stand 2014 waren in Brandenburg PV-Anlagen mit rund 2,9 GW am Netz (AEE 2015).

Die Potenzialbetrachtung im Bereich **Biomasse** beschränkte sich in der Studie von Bost et al. (2012a) auf die endogenen Potenziale, da Biomasseimporte nicht zu den Brandenburger EE-Potenzialen gehören und zudem aus sozial-ökologischer Sicht kritisch zu bewerten sind. Da der Ausbau der Biomasseverstromung im Land bereits weit vorangeschritten ist, wurde in der IÖW-Studie bis spätestens 2020 von einer vollständigen Erschließung des Biomasse-Potenzials ausgegangen (Bost et al. 2012b). Die zusätzlichen Potenziale bestehen dabei im Bereich Biogas: für das Jahr 2030 wurde hier von Bost et al. (2012a) eine installierte Leistung von knapp 400 MW angenommen. Laut Fachverband Biogas (2014) waren Ende 2013 in Brandenburg Biogasanlagen mit einer Leistung von insgesamt 192 MW installiert.

Laut Bost et al. (2012b) ist das Potenzial für **Wasserkraft** in Brandenburg aufgrund mangelnder Höhendifferenzen und langsamer Fließgeschwindigkeiten vorhandener Fließgewässer relativ gering. Im Szenario EE-0BK wird von einer vollständigen Erschließung der bestehenden Potenziale bis 2030 ausgegangen (rund 14 MW).

Derzeit gibt es in Brandenburg noch keine Tiefengeothermie-Projekte zur Stromerzeugung. Gemäß der Auswertung der EE-Potenziale für Brandenburg von Bost et al. (2012a) bestehen im Land jedoch auch Potenziale für die Stromerzeugung aus **Tiefengeothermie**: für den Zeithorizont bis 2030 wird ein möglicher Ausbau von 850 MW aufgeführt. Für das Szenario EE-0BK haben die Autoren eine 10%ige Erschließung dieses Potenzials bis 2030 in Brandenburg angenommen (85 MW).

Die nachfolgende Tabelle (Tab. 3.1) gibt einen Überblick über den derzeitigen EE-Ausbaustand in Brandenburg, die oben erläuterten Potenziale im Bereich EE-Stromerzeugung sowie den im Szenario EE-0BK angenommenen Ausbaugrad bis 2030 und die ungenutzten Potenziale, welche für einen zukünftigen Ausbau der EE im Land zur Verfügung stehen.

Tab. 3.1: EE-Potenziale im Bereich Strom im Land Brandenburg

(Quellen: siehe Quellenangaben im Text. k. A.: keine Angaben.)

EE-Technologie	Technische EE-Potenziale	EE-Ausbau im Szenario EE-0BK	genutzte EE-Potenziale (Stand 2013/14)	ungenutztes EE-Potenzial	ungenutztes Potenzial gegenüber EE-Ausbau im Szenario EE-0BK
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
Windenergie an Land	55.000,0	15.079,0	5.456,6	49.543,4	9.622,4
davon Neuanlagen	k. A.	9.666,1	5.314,8	k. A.	4.351,3
davon Repowering	k. A.	5.412,4	141,8	k. A.	5.270,7
Photovoltaik	10.228,0	6.112,5	2.921,0	7.307,0	3.191,5
davon Dachflächen	3.561,0	2.216,5	689,2	2.871,8	1.527,4
davon Freiflächen	6.667,0	3.896,0	2.231,8	4.435,2	1.664,2
Biomasse (Biogas)	359,0	359,0	370,0	16,3	167,0
Wasserkraft	k. A.	13,9	5,0	k. A.	9
tiefe Geothermie	850,0	85,0	0,0	850,0	85,0

3.3.2 Sachsen

Für das Bundesland Sachsen waren keine aktuellen Studien bzw. Potenzialerhebungen mit einem vergleichbaren Detailgrad verfügbar. Die EE-Potenziale konnten demnach nur überschlägig auf Grundlage der verfügbaren Dokumente und Quellen abgeschätzt werden, welche nachfolgend aufgelistet sind.

- Daniels et al. (2008): Grüne Ausbaustudie 2020 – Perspektiven für Erneuerbare Energien in Sachsen. Ermittlung der technischen Potenziale der Erneuerbaren Energieträger in Sachsen sowie deren wirtschaftliche Umsetzungsmöglichkeiten für die Stromerzeugung bis zum Jahr 2020
- Sächsisches Staatsministerium für Umwelt und Landwirtschaft (2009): Hintergrundpapier zu den Zielen der künftigen Klimaschutz- und Energiepolitik des Freistaates Sachsen
- Sächsisches Staatsministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr und Sächsisches Staatsministerium für Umwelt und Landwirtschaft (SMWA und SMUL 2013): Energie- und Klimaprogramm Sachsen
- Bofinger et al. (2012): Studie zum Potenzial der Windenergienutzung an Land
- AEE (2015): Website föderal-erneuerbar. Bundesländerportal der Agentur für Erneuerbare Energien zu Erneuerbaren Energien

Laut einer Studie im Auftrag des BWE (Bofinger et al. 2012) zum Potenzial der Windenergienutzung an Land besteht in Sachsen für die Windenergie ein maximales Potenzial (d. h. Potenzial für Windenergie auf Flächen ohne Restriktionen) von 24 GW – dies entspricht bei 2.027 Volllaststunden (Bofinger et al. 2012) einer möglichen Stromerzeugung von knapp 48.650 GWh/a. Bei einer Nutzung von 1 % der Fläche in Sachsen ergibt sich laut Bofinger et al.

(2012) ein Potenzial von 4,9 GW installierter Windleistung. Die Zielsetzung der Sächsischen Staatsregierung im Energie- und Klimaprogramm von 2012 sieht bis 2022 eine Steigerung der Stromerzeugung auf 2.200 GWh/a vor (SMWA und SMUL 2013), was einer installierten Leistung von rund 1,09 GW entspricht und bereits 2014 mit einer installierten Windleistung von 1,07 GW (AEE 2015) nahezu erreicht wurde. Da die Ziele der Sächsischen Staatsregierung nur einen Zeithorizont bis 2022 haben, wird für den Alternativfahrplan 2030 auf das Potenzial laut Bofinger et al. (2012) zurückgegriffen.

Die Vereinigung zur Förderung der Nutzung Erneuerbarer Energien VEE Sachsen e. V. hat im Jahr 2008 im Auftrag der Landtagsfraktion von BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN in Sachsen eine Studie zur „Ermittlung der technischen Potenziale der Erneuerbaren Energieträger in Sachsen sowie deren wirtschaftliche Umsetzungsmöglichkeiten für die Stromerzeugung bis zum Jahr 2020“ erarbeitet. Da für das Land Sachsen keine Potenzialanalysen aktuelleren Datums identifiziert werden konnten, musste die Abschätzung der Potenziale für Photovoltaik und Biomasse auf Basis dieser Studie erfolgen. Es kann davon ausgegangen werden, dass eine aktuelle Bewertung der EE-Potenziale vor dem Hintergrund des heutigen Stands der Technik teilweise zu einer anderen Potentialeinschätzung kommen würde, sodass die im Folgenden aufgeführten Potenziale im Bereich PV und Biomasse lediglich als Orientierungswerte dienen können.

Daniels et al. (2008) weisen für **PV-Dachanlagen und PV-Freiflächenanlagen** ein „technisch realistisches Solarpotenzial“ von insgesamt 5.360 MWp aus, wovon laut den Autoren der Studie 3.680 MWp auf Freiflächen und 1.680 MWp auf Dachflächen installiert werden können. Aus Sicht der Sächsischen Staatsregierung können bis 2022 rund 1.800 GWh/a Strom aus solarer Strahlungsenergie bereitgestellt werden (SMWA und SMUL 2013), was unter Annahme einer Volllaststundenzahl von 1.000 h/a (Kost et al. 2013) einer Leistung von 1.800 MWp entspricht. Im Jahr 2014 waren in Sachsen bereits PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 1.574 MWp am Netz (AEE 2015). Auch bei der Photovoltaik wird für den Alternativfahrplan 2030 das Potenzial nach Daniels et al. (2008) als Datengrundlage verwendet, da die Ziele nach SMWA und SMUL (2013) sich nur auf das Jahr 2022 beziehen.

Die Potenzialstudie im Auftrag der Grünen aus dem Jahr 2008 weist für Biogas ein Potenzial von rund 2.500 GWh/a (ohne Klärschlämme) und für feste Biomasse von rund 2.700 GWh/a (ohne Getreidestroh) aus (Daniels et al. 2008). Damit ergibt sich insgesamt eine mögliche Stromerzeugung aus fester und gasförmiger **Biomasse** von knapp 5.180 GWh/a bzw. einer installierbaren Leistung von 660 MW.⁵ Die Sächsische Staatsregierung hält vor dem Hintergrund bereits vorhandener Nutzungskonkurrenzen und der Begrenztheit der zur Verfügung stehenden landwirtschaftlichen Fläche zur Erzeugung von Biomasse bis 2022 einen Anstieg der Stromerzeugung aus Biomasse auf 1.800 GWh/a für realistisch (SMWA und SMUL 2013). Ende 2013 waren in Sachsen Biogasanlagen mit einer Gesamtleistung von 92,2 MW und Biomasse(heiz)kraftwerke mit einer kumulierten Leistung von 95,0 MW in Betrieb Netz (AEE 2015). Im Energie- und Klimaprogramm weist die Sächsische Staatsregierung bereits auf die Begrenztheit der Flächen für den Biomasseanbau und existierende Nutzungskonkurrenzen hin. Im Alternativfahrplan finden die Biomassepotenziale deswegen keine Berücksichtigung d. h. es wird kein weiterer Ausbau der Biomasse im Land angenommen.

⁵ Biogasanlagen: Annahme von 7.500 h/a, Biomasse(heiz)kraftwerke: Annahme von 8.00 h/a.

Mit Stand Ende 2014 gab es in Sachsen **Wasserkraftwerke** mit einer Gesamtleistung von knapp 130 MW (DGS 2015). Aus Sicht der Sächsischen Staatsregierung ist das Potenzial der Wasserkraftnutzung damit aus gewässerökologischen Gründen ausgeschöpft (SMWA und SMUL 2013).

Mit Blick auf die zukünftige Nutzung der **Tiefengeothermie** für die Stromerzeugung schreiben Daniels et al. (2008), dass Sachsen flächendeckend auf einem geothermisch nutzbaren Wärmekissen sitzt, dessen Tiefe und Füllung jedoch nicht quantifiziert werden können. Ähnlich äußert sich die Sächsische Staatsregierung, nach der derzeit nicht absehbar ist, wann und in welchem Umfang in Sachsen Strom aus Tiefengeothermie erzeugt werden kann (SMWA und SMUL 2013).

Tab. 3.2: EE-Potenziale im Bereich Strom im Land Sachsen

(Quellen: siehe Quellenangaben im Text. k. A.: keine Angaben.)

EE-Technologie	Technische EE-Potenziale	bis 2030 erschließbare EE-Potenziale	genutzte EE-Potenziale (Stand 2013/14)	ungenutztes EE-Potenzial	ungenutztes EE-Potenzial gegenüber bis 2030 erschließbaren Potenzialen
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
Windenergie an Land	24.000,0	4.900,0	1.066,0	22.934,0	3.834,0
Photovoltaik	k. A.	5.360,0	1.574,0	k. A.	3.786,0
davon Dachflächen	k. A.	1.680,0	798,4	k. A.	881,6
davon Freiflächen	k. A.	3.680,0	775,6	k. A.	2.904,4
Biomasse	k. A.	667,7	187,2	k. A.	480,5
davon Biogas	k. A.	328,8	92,2	k. A.	236,6
davon feste Biomasse (HKW)	k. A.	338,9	95,0	k. A.	243,9
Wasserkraft	k. A.	127,5	127,5	0,0	0,0
tiefe Geothermie	k. A.	0,0	0,0	k. A.	0,0

3.4 Ergebnisse Alternativfahrplan 2030

Vor dem Hintergrund der oben aufgeführten EE-Potenziale in den vom Ausstieg aus der Braunkohle betroffenen Bundesländern Sachsen und Brandenburg wurde der Alternativfahrplan 2030 für den Ausbau Erneuerbarer Energien und den Kompetenzaufbau bei Energiedienstleistungen erarbeitet. Dieser stellt eine mögliche Variante für einen weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien und die dafür notwendigen Investitionen dar, mit der eine Kompensation der in der Braunkohlesparte abgebauten Arbeitsplätze durch Beschäftigung im EE-Bereich zu erreichen ist.

Gemäß den Ausführungen in Abschnitt 2.4 wird davon ausgegangen, dass bei einem Weiterbetrieb der Tagebaue und Kraftwerke in der Lausitz rund 4.100 Beschäftigte (bzw. 3.900 Vollzeitbeschäftigte) im Jahr 2030 in der Braunkohleindustrie beschäftigt wären. Davon sind rund 60 % den Kraftwerken und Abbaugeländen im Land Brandenburg und rund 40 % in Sachsen zuzuordnen. In dieser Größenordnung müssen demnach Beschäftigungsalternativen im EE-Bereich geschaffen werden. Sollte der nationale „Klimabeitrag“ wie vom Bundeswirtschaftsministerium vorgeschlagen ab

2017 eingeführt werden, ist für den Fall des Weiterbetriebs der Tagebaue und Kraftwerke durch den neuen Eigner ein gegenüber dem hier als Referenz zugrunde gelegten Szenario „Bundesregierung 2011“ der Studie „Bedeutung der Braunkohle in Ostdeutschland“ (Prognos 2011) ggf. mit einem zusätzlichen Rückgang der Stromerzeugung aus Braunkohle und damit auch einer weitergehenden Reduktion der Arbeitsplätze zu rechnen. In diesem Fall würden der EE-Ausbau und die dafür notwendigen Investitionen geringer ausfallen als im folgenden Abschnitt dargestellt.

Wie aus Tab. 3.1 und Tab. 3.2 ersichtlich, bestehen insbesondere bei den Technologien Wind und Photovoltaik noch Potenziale für einen weiteren Ausbau bis 2030. In Tab. 3.3 und Tab. 3.4 ist der für eine Kompensation der Arbeitsplätze in der Braunkohlesparte erforderliche Ausbau Erneuerbarer Energien in Brandenburg und Sachsen bis 2030 dargestellt sowie zu welchem Anteil die oben aufgeführten EE-Potenziale dafür ausgeschöpft werden.

Tab. 3.3: EE-Ausbau im Land Brandenburg im Alternativfahrplan 2030

(Quellen: eigene Berechnungen.)

EE-Technologie	ungenutztes Potenzial gegenüber EE-Ausbau im Szenario EE-0BK	notwendige Erschließung des Potenzials zur Kompensation der BK-Arbeitsplätze	notwendiger EE-Ausbau 2015–2030 zur Kompensation der BK-Arbeitsplätze
	[MW]	[%]	[MW]
Windenergie an Land	9.622,4		7.216,5
davon Neuanlagen	4.351,3	75%	3.263,5
davon Repowering	5.270,7	75%	3.953,0
Photovoltaik	3.191,5		1.290,8
davon Dachflächen	1.527,4	14%	209,1
davon Freiflächen	1.664,2	65%	1.081,7
Biomasse (Biogas)	167,0	0%	0,0
Wasserkraft	8,9	0%	0,0
tiefe Geothermie	85,0	5%	4,3

Tab. 3.4: EE-Ausbau im Land Sachsen im Alternativfahrplan 2030
(Quellen: eigene Berechnungen.)

EE-Technologie	ungenutztes EE-Potenzial gegen- über bis 2030 erschließbaren Potenzialen	notwendige Erschließung des Potenzials zur Kompensation der BK-Arbeitsplätze	notwendiger EE- Ausbau 2015–2030 zur Kompensation der BK-Arbeitsplätze
	[MW]	[%]	[MW]
Windenergie an Land	3.834,0	80%	3.067,2
Photovoltaik	3.786,0		2.442,8
davon Dachflächen	881,6	30%	264,5
davon Freiflächen	2.904,4	75%	2.178,3
Biomasse	480,5	0%	0,0
Wasserkraft	0,0	0%	0,0
tiefe Geothermie	0,0	0%	0,0

Tab. 3.5 zeigt, welche Beschäftigungseffekte (Vollzeitäquivalente) durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien gemäß Alternativfahrplan im Jahr 2030 generiert werden und mit welchem Investitionsbedarf der angenommene EE-Ausbau im Alternativfahrplan 2030 verbunden ist. Die Berechnungen für den Alternativfahrplan 2030 zeigen, dass mit den Annahmen zur Ausschöpfung der Potenziale in Brandenburg und Sachsen und den getroffenen Annahmen zur regionalen Ansässigkeit von Unternehmen entlang der EE-Wertschöpfungsketten (siehe Abschnitt 2.4.1) die Zahl von 3.900 Vollzeitbeschäftigten, die bei einem Ausstieg aus der Braunkohle bis 2030 abgebaut würden, kompensiert werden kann. Wie die technologiespezifischen Ausbauzahlen erwarten lassen, ist der Großteil der Beschäftigungseffekte im Jahr 2030 in den Technologiebereichen Wind und Photovoltaik angesiedelt.

Wie bereits in Abschnitt 3.3 erläutert, ist es trotz regionaler Potenziale für einen EE-Ausbau ggf. nicht möglich, die gesamte Zahl der wegfallenden Arbeitsplätze durch den EE-Ausbau direkt in der Lausitz zu kompensieren, sondern nur auf Ebene der betroffenen Bundesländer. In Brandenburg könnte entsprechend den im Regionalen Energiekonzept für die Region Lausitz-Spreewald (RPG Lausitz-Spreewald 2013) dargestellten Potenzialen rund die Hälfte der erforderlichen Windenergieanlagen und die gesamte PV-Leistung zugebaut werden.

Mit Blick auf die notwendigen Investitionen für den EE-Ausbau im Zeitraum 2015 bis 2030 ergibt sich ein Investitionsbedarf von knapp 16 Mrd. Euro. Mit 12,7 Mrd. Euro entfällt ein Großteil davon auf Investitionen in Windenergieanlagen (Neuanlagen und Repowering). Ein weiterer Schwerpunkt sind Investitionen in PV-Anlagen (3,3 Mrd. Euro), wovon ein Großteil dem Zubau an PV-Freiflächenanlagen zuzuordnen ist.

Tab. 3.5: Investitionsbedarf in EE-Technologien im Alternativfahrplan 2030 und Arbeitsplatzeffekte im Jahr 2030 nach Technologiebereichen

(Quellen: eigene Berechnungen. VZÄ = Vollzeitäquivalente.)

EE-Technologie	Beschäftigungseffekte im Jahr 2030 durch den EE-Ausbau im Alternativfahrplan 2030		Investitionsbedarf 2015–2030 im Alternativfahrplan 2030		
	Brandenburg	Sachsen	Brandenburg	Sachsen	Gesamt
	[VZÄ]		[Mio. Euro]		
Windenergie an Land	1.906	828	8.904,2	3.784,6	12.688,8
Photovoltaik	409	772	1.131,7	2.134,7	3.266,4
Biomasse	0	0	0,0	0,0	0,0
Wasserkraft	0	0	0,0	0,0	0,0
Geothermie	2	0	11,2	0,0	11,2
Summe	2.317	1.600	10.047,1	5.919,3	15.966,4

Die nachfolgenden Tabellen (Tab. 3.6 bis Tab. 3.8) zeigen, mit welchen Wertschöpfungseffekten der angenommene EE-Ausbau im Alternativfahrplan 2030 verbunden sein kann. Wie in Abschnitt 3.2 dargelegt, wurde für die Ansässigkeit der Betreibergesellschaften und der Eigenkapitalgeber drei unterschiedliche Szenarien betrachtet, um die regionalwirtschaftliche Bedeutung eines hohen local content bei diesen Akteuren aufzuzeigen.

Tab. 3.6: Direkte Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte im Jahr 2030 durch den EE-Ausbau im Alternativfahrplan – geringer local content

(Quelle: eigene Berechnungen unter Annahme einer regionalen Ansässigkeit der Betreibergesellschaften und der Eigenkapitalgeber von 20 % und einem linearen Zubau im Zeitraum 2015–2030.)

EE-Technologie	Gewinne nach Steuern	Nettoeinkommen durch Beschäftigung	Kommunalsteuern gesamt	WS Kommunal	Landesteuern gesamt	WS Landesebene
	[Mio. Euro]					
Windenergie	122,7	77,7	64,3	264,7	27,0	291,7
Photovoltaik	33,4	31,8	6,1	71,4	7,3	78,6
Bioenergie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Wasserkraft	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tiefe Geothermie	0,2	0,1	0,0	0,3	0,0	0,3
Gesamt	156,3	109,6	70,4	336,4	34,3	370,6

Tab. 3.7: Direkte Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte im Jahr 2030 durch den EE-Ausbau im Alternativfahrplan – mittlerer local content

(Quelle: eigene Berechnungen unter Annahme einer regionalen Ansässigkeit der Betreibergesellschaften und der Eigenkapitalgeber von 50 % und einem linearen Zubau im Zeitraum 2015–2030.)

EE-Technologie	Gewinne nach Steuern	Nettoeinkommen durch Beschäftigung	Kommunalsteuern gesamt	WS Kommunal	Landesteuern gesamt	WS Landesebene
	[Mio. Euro]					
Windenergie	212,6	77,7	87,2	377,5	34,5	412,0
Photovoltaik	59,5	31,8	11,3	102,6	10,5	113,1
Bioenergie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Wasserkraft	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tiefe Geothermie	0,3	0,1	0,0	0,5	0,0	0,5
Gesamt	272,4	109,6	98,5	480,6	45,0	525,6

Tab. 3.8: Direkte Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte im Jahr 2030 durch den EE-Ausbau im Alternativfahrplan – hoher local content

(Quelle: eigene Berechnungen unter Annahme einer regionalen Ansässigkeit der Betreibergesellschaften und der Eigenkapitalgeber von 80 % und einem linearen Zubau im Zeitraum 2015–2030.)

EE-Technologie	Gewinne nach Steuern	Nettoeinkommen durch Beschäftigung	Kommunalsteuern gesamt	WS Kommunal	Landesteuern gesamt	WS Landesebene
	[Mio. Euro]					
Windenergie	302,5	77,7	110,1	490,3	42,0	532,3
Photovoltaik	85,6	31,8	16,5	133,9	13,7	147,6
Bioenergie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Wasserkraft	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tiefe Geothermie	0,5	0,1	0,1	0,7	0,1	0,7
Gesamt	388,6	109,6	126,7	624,9	55,8	680,6

Im Szenario 1 (geringer local content) kann mit dem angenommenen EE-Ausbau im Alternativfahrplan 2030 in den Bundesländern Sachsen und Brandenburg eine direkte Wertschöpfung in Höhe von 360 Mio. Euro im Jahr 2030 erzielt werden. Davon entfallen 42 % auf die Gewinne der Unternehmen nach Steuern, 30 % auf die Nettoeinkommen der Beschäftigten und 28 % auf die Steuern, welche den Haushalten der Kommunen und der Länder zufließen. Mit der Annahme einer regionalen Ansässigkeit der Betreibergesellschaften und der Eigenkapitalgeber von 80 % im Szenario 3 summieren sich die Wertschöpfungseffekte auf Landesebene auf rund 681 Mio. Euro und liegen damit etwa 90 % über den Effekten im Szenario 1. Die Unternehmensgewinne nach Steuern machen in diesem Fall 57 % der Wertschöpfung auf Landesebene aus, die Nettoeinkommen nach Steuern 16 % und die Steuern an die Kommunen und die Länder 27 %. Die Ergebnisse für Szenario 2 (mittlerer local content) liegen erwartungsgemäß zwischen Szenario 1 und 3. Der Vergleich der Ergebnisse für die Szenarien macht deutlich, welche Bedeutung die Ansässigkeit der Betreiber und der Eigenkapitalgeber für den Verbleib der generierten Wertschöpfung in der Region hat. Die

Einbindung lokaler Akteure – allen voran den Bürgerinnen und Bürgern vor Ort – ist somit nicht nur mit Blick auf die Akzeptanz der Erneuerbaren Energien, sondern auch aus regionalwirtschaftlicher Sicht von essenzieller Bedeutung.

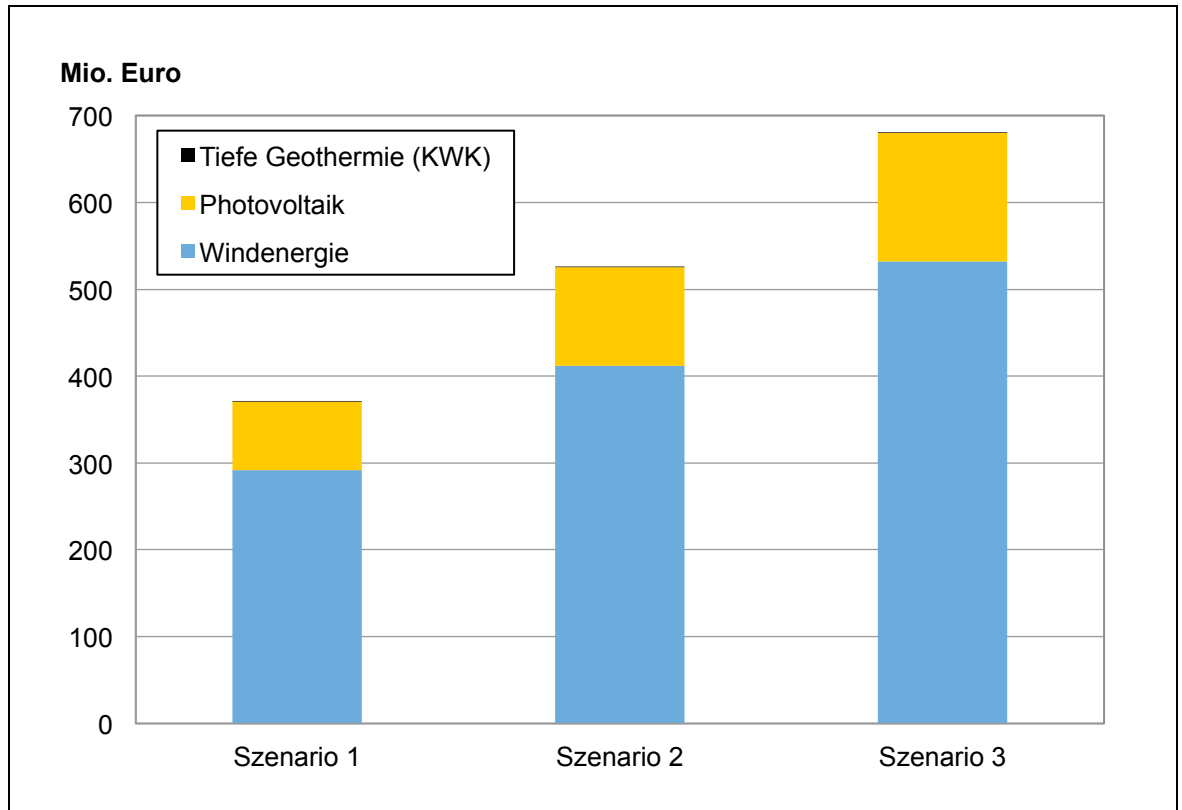


Abb. 3.3: Direkte Wertschöpfungseffekte auf Landesebene im Jahr 2030 durch den EE-Ausbau im Alternativfahrplan 2030 nach Technologiebereichen und Local-content-Szenarien

(Quellen: eigene Berechnungen.)

Für den EE-Ausbau im Alternativfahrplan ist bis 2030 ein erheblicher Investitionsbedarf notwendig, der von Vattenfall und anderen Akteuren in der Region gestemmt werden muss. Werden – sofern möglich – die Komponenten und/oder EE-Anlagen von Herstellern aus Brandenburg und Sachsen bezogen bzw. die Planungs- und Installationsarbeiten von dort ansässigen Unternehmen durchgeführt, kommt dies gleichzeitig der regionalen Wirtschaft zugute. Zudem gilt es zu bedenken, dass im Falle eines Weiterbetriebs der Kraftwerke durch den neuen Eigner auch die Erschließung der geplanten Tagebaue und ggf. die Instandsetzung der Braunkohlekraftwerke mit Investitionen verbunden wären.

Der Ausbau Erneuerbarer Energie kann eine Prioritätenverschiebung einleiten, mit der die Lausitz wieder eine Perspektive zurückgewinnt. Somit kann es gelingen, die Lausitz insgesamt als lebenswerte und starke Region zu erhalten. Für den unumgänglichen Strukturwandel hält eine Studie des Ifo-Instituts Dresden ein baldiges Handeln für dringend geboten. Die Studie kommt zu dem Schluss, dass „die Chancen hierfür sinken, je länger notwendige Anpassungen herausgezögert werden.“ (Ragnitz et al. 2013).

4 Fazit

Ziel der vorliegenden Kurzstudie war es aufzuzeigen, wie ein klima- und sozialverträglicher Transformationsfahrplan für den Ausstieg Vattenfalls aus der Braunkohleverstromung in Deutschland bis zum Jahr 2030 aussehen könnte. Dafür wurde zunächst ein Ausstiegsfahrplan aus der Braunkohleverstromung und dessen (regional)ökonomische Vor- und Nachteile aufgezeigt. Um den Ausstieg sozialverträglich zu gestalten und insbesondere den Arbeitsplatzabbau aufzufangen, wurde anschließend ein Alternativfahrplan entwickelt, der aufzeigt, wie dieser Abbau durch den Ausbau Erneuerbarer Energien zumindest zahlenmäßig kompensiert werden könnte.

Der Ausstiegsfahrplan wird bis zum Jahr 2020 maßgeblich von Vattenfalls Klimaschutzziele bestimmt. Um diese zu erreichen, sind hohe CO₂-Reduktionen erforderlich, die sich durch Reduktion der Auslastung der Kraftwerke entsprechend dem vom Bundeswirtschaftsministerium geplanten Klimabeitrag und die Abschaltung zweier Kraftwerksblöcke erreichen lassen. Danach ist der Fahrplan geprägt von einer möglichst gleichmäßigen Reduktion bis zum vollständigen Ausstieg aus der Braunkohleverstromung im Jahr 2030. Allerdings ist davon auszugehen, dass die neueren Kraftwerke Boxberg IV und Lippendorf möglichst lange betrieben würden, sodass die Reduktion in den letzten zwei Jahren wieder besonders steil ausfällt. Ohne die gegenwärtig unwahrscheinlich erscheinende CC(T)S/CCU-Technik sind die Klimaschutzziele Brandenburgs für das Jahr 2030 voraussichtlich nur mit einem Ausstieg aus der Braunkohleverstromung zu erreichen. Gleichzeitig leistet der Ausstiegsfahrplan einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der bundesdeutschen Klimaschutzziele. Die bis Anfang 2013 genehmigten Kohlevorkommen wirken in diesem Fahrplan zu keiner Zeit limitierend.

Aus ökonomischer Sicht wurde zum einen der durch den Ausstieg zu erwartende Verlust an Arbeitsplätzen in der Region betrachtet. Zum anderen wurden Folgekosten des Braunkohleabbaus und der -verstromung betrachtet und die Reduktion ausgewählter Folgekosten im Falle eines Ausstiegs berechnet. Im Falle eines Ausstiegs ist bis 2030 ein vollständiger Abbau der Arbeitsplätze in den Tagebauen und Braunkohlekraftwerken Vattenfalls zu erwarten. Aber auch im Falle eines Weiterbetriebs der Kraftwerke und Abbaugelände wird basierend auf Prognos (2011; 2012) bis 2030 mit einem 50%igen Rückgang der direkt in der Braunkohleindustrie Beschäftigten gerechnet. Aufgrund der Altersstruktur der Beschäftigten der Braunkohlewirtschaft ist anzunehmen, dass die Zahl der altersbedingt bis 2030 ausscheidenden Mitarbeiter/-innen eher höher liegt, sodass ein entsprechender Rückgang sozialverträglich gestaltet werden kann.

Bei einem Ausstieg aus der Braunkohleverstromung fallen im Ergebnis rund 4.100 Arbeitsplätze weg. Die ermittelten ökologischen Folgekosten resultieren aus dem Abbau und der Verstromung der Braunkohle. Auch wenn es Ansätze zur Internalisierung der Folgekosten gibt (bspw. werden Abbaufolgen zumindest teilweise durch Rückstellungen der Unternehmen kompensiert), handelt es sich bei dem Großteil um externe Effekte, die von der Gesellschaft getragen werden. Durch einen Ausstieg können externe Kosten in erheblicher Höhe vermieden werden. So liegen allein die Umweltkosten der Emissionen durch die Verstromung bei einem Ausstieg um 82,7 Mrd. Euro geringer als bei einem Weiterbetrieb, wenn von einem Umstieg auf Erneuerbare Energien entsprechend des Alternativfahrplans 2030 ausgegangen wird.

Es gibt unterschiedliche Möglichkeiten, dem Arbeitsplatzabbau durch den Ausstieg aus der Braunkohlewirtschaft zu begegnen. In der vorliegenden Studie wurde untersucht, inwiefern eine regionale EE-Stromerzeugung die Arbeitsplätze ersetzen kann. Die Berechnungen kommen zu dem Ergebnis, dass in den betroffenen Bundesländern ausreichend Potenziale für einen weiteren EE-

Ausbau zur Verfügung stehen, um die weggefallenen Arbeitsplätze in Summe zu kompensieren. Dabei zeigen regionalspezifische Potenzialstudien, dass es insbesondere in der Lausitz erhebliche EE-Potenziale gibt. Zudem wurden an dieser Stelle andere Möglichkeiten der Investition in eine nachhaltige Energiewirtschaft und der damit verbundenen Schaffung von Arbeitsplätzen durch z.B. die Bereiche EE-Wärme, Ausbau von Wärmenetzen, Energieeffizienz oder Energie-Dienstleistungen sowie neue Technologien wie Power-to-Heat, Power-to-Gas oder Power-to-X nicht berücksichtigt.

Eine intensive Zusammenarbeit Vattenfalls mit den unterschiedlichen Gruppen und Initiativen in der Lausitz, die sich für eine Transformation der Energiewirtschaft und den Ausstieg aus der Braunkohlewirtschaft einsetzen, ist wünschenswert, um die Energiewende vor Ort und die Erschließung der aufgezeigten Potenziale zukünftig gemeinsam voranzutreiben. Explizit für einen Strukturwandel in der Lausitz treten z. B. die Bürgerinitiative „Bürger für die Lausitz – Klinger Runde“ und die Lausitzer Allianz, die insbesondere die Interessen der Sorben vertritt, ein. Lokale Initiativen, die sich aktiv für den Ausbau Erneuerbarer Energien als Alternative zur Braunkohle und eine Veränderung der Energiepolitik einsetzen, sind z. B. Pro Guben e. V., KRABAT – Energiepark Proschim oder Bündnis Heimat und Zukunft in Brandenburg. Kommunen und Landkreise der Planungsregion Lausitz-Spreewald haben sich zur Energieregion Lausitz zusammengeschlossen und setzen sich auch für den Ausbau Erneuerbarer Energien und eine nachhaltige Entwicklung der Region ein, ohne aber die Braunkohleverstromung infrage zu stellen.

Die 2013 erstellte Studie „Industrie- und Wirtschaftsregion Lausitz: Bestandsaufnahme und Perspektiven“ des Ifo-Instituts Dresden kommt zu dem Ergebnis, dass intensive Bemühungen notwendig sind, um die wirtschaftliche Zukunft der Lausitz zu sichern (Ragnitz et al. 2013). Obwohl es bereits einzelne Akteure gibt, die diesbezüglich aktiv sind, existiert für die Lausitz bisher kein konkreter Plan für eine ökologische und sozialverträgliche Wirtschaftstransformation, der den Ausstieg aus der Braunkohlewirtschaft mitdenkt. In der vorliegenden Kurzstudie konnte ein Grundgerüst für einen solchen Transformationsprozess entwickelt werden. Es wurde aufgezeigt, dass die Arbeitsplätze, die im Jahr 2030 noch in der Braunkohlewirtschaft erwartet werden, ebenfalls durch einen intensiven Ausbau der Erneuerbaren Energien (und ohne Berücksichtigung weiterer Zukunftsfelder) bereitgestellt werden können. Vattenfall und andere regionale Akteure könnten durch ihre Investitionen dazu beitragen, dass eine klima- und sozialverträgliche Transformation der Energiewirtschaft in der Lausitz stattfindet. Damit würde das Unternehmen zu einem Vorreiter für die Energiewende und trüge zu einer sozialverträglichen und ökologischen Alternative für die Region und seine derzeitigen Beschäftigten bei. Die Chancen für die Lausitz sind vorhanden, sie sinken aber, je länger an den alten auf Braunkohleverstromung basierenden Strukturen festgehalten wird.

5 Literaturverzeichnis

- AEE [Agentur für Erneuerbare Energien] (2015): Bundesländer mit neuer Energie. In: *Föederal erneuerbar*. <http://www.foederal-erneuerbar.de/startseite> (Zugegriffen 20. März 2015).
- Aretz, Astrid, Katharina Heinbach, Bernd Hirschl und André Schröder [Institut für ökologische Wirtschaftsforschung] (2013): *Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte durch den Ausbau Erneuerbarer Energien*. Hamburg. http://www.greenpeace.de/fileadmin/gpd/user_upload/themen/energie/20130902-Greenpeace-Studie-Wertschoepfung.pdf.
- BMU [Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit] (2011): Erfahrungsbericht 2011 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz. http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_erfahrungsbericht_2011_entwurf.pdf (Zugegriffen 8. Juli 2011).
- BMU und BMWi (2010): *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU); Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BWi). http://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?__blob=publicationFile&v=5.
- BMWi [00000] (2014): Energiedaten (Stand: August 2014). <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/Binaer/energie-daten-gesamt,property=blob,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.xls> (Zugegriffen 19. August 2014).
- BNetzA [Bundesnetzagentur] (2014): *Kraftwerksliste Bundesnetzagentur (bundesweit; alle Netz- und Umspannebenen)*. 29. Oktober.
- Bofinger, Stefan, Doron Callies, Michael Scheibe, Yves-Marie Saint-Drenan und Kurt Rohrig (2012): *Potenzial der Windenergienutzung an Land*. Kurzfassung. Berlin.
- Bost, Mark, Timo Böther, Bernd Hirschl, Sebastian Kreuz, Anna Neumann und Julika Weiß (2012a): *Erneuerbare Energien Potenziale in Brandenburg 2030*. Berlin: Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW). http://www.ioew.de/publikation_single/Erneuerbare_Energien_Potenziale_in_Brandenburg_2030/.
- Bost, Mark, Timo Böther, Bernd Hirschl, Sebastian Kreuz, Anna Neumann und Julika Weiß [00002] (2012b): *Erneuerbare Energien Potenziale in Brandenburg 2030*. Berlin: Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW). http://www.ioew.de/publikation_single/Erneuerbare_Energien_Potenziale_in_Brandenburg_2030/.
- Boulouchos, Konstantinos (2014): Verzerrter Strommarkt: Sind die Erneuerbaren daran schuld? Zukunftsblog Energie. In: *ETH Zürich*. 8. Juli. <https://www.ethz.ch/de/news-und-veranstaltungen/eth-news/news/2014/07/verzerrter-strommarkt-sind-die-erneuerbaren-dara-schuld.html>.
- Brauner, Günther (2013): Flexibilisierung der thermischen Kraftwerke für die Energiewende. Netzregelung und Betriebsführung, 11. Juni, München. http://publik.tuwien.ac.at/files/PubDat_225342.pdf.
- Bundesagentur für Arbeit (2012): Arbeitsmarkt in Zahlen – Beschäftigungsstatistik: Sozialversicherungspflichtig Beschäftigte nach Wirtschaftszweigen (WZ 2008) Deutschland.
- Bundesbank (2012): Hochgerechnete Angaben aus Jahresabschlüssen deutscher Unternehmen von 2006 bis 2011.
- Daniels, Wolfgang, Hans-Peter Grafe, Antje Koppen, Eckhard Kreibich, Uwe Mixdorf, Hans-Jürgen Schlegel, Peter Volkmer, Volkmar Weise, Dieter Winkler und Gerd Wolf (2008): *Ermittlung der technischen Potenziale der erneuerbaren Energieträger in Sachsen sowie deren wirtschaftliche Umsetzungsmöglichkeiten für die Stromerzeugung bis zum Jahr 2020*. Dresden: Vereinigung zur Förderung der Nutzung Erneuerbarer Energien VEE Sachsen.
- DGS [Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie] (2015): EnergyMap – Bundesland Sachsen. In: *EnergyMap.info*. <http://www.energymap.info/energieregionen/DE/105/121.html> (Zugegriffen 15. April 2015).
- EC [European Commission] (2014a): List of Stationary Installations in the Union Registry. In: *Emissions Trading System (EU ETS)*. 27. Februar. http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/registry/documentation_en.htm.
- EC [European Commission] (2014b): Verified Emissions for 2013. In: *Emissions Trading System (EU ETS)*. 1. April. http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/registry/documentation_en.htm.
- EnergieAgentur NRW (2013): Flexibilität von Kraftwerken. Für Netzstabilität und Versorgungssicherheit. April. <https://broschueren.nordrheinwestfalendirekt.de/herunterladen/der/datei/bro-kwt-flexibilitaet-final2-pdf/von/flexibilitaet-von-kraftwerken-fuer-netzstabilitaet-und-versorgungssicherheit/vom/energieagentur/1405>.

- Erdmann, Georg (2013): Kurzgutachten zur energiewirtschaftlichen Planrechtfertigung im Entwurf des Braunkohlenplans „Tagebau Welzow-Süd räumlicher Teilabschnitt II“.
- Fachverband Biogas (2014): Branchenzahlenprognose für die Jahre 2014 und 2015.
- Gerbaulet, Clemens, Jonas Egerer, Pao-Yu Oei und Christian von Hirschhausen (2012a): *Abnehmende Bedeutung der Braunkohleverstromung: Weder neue Kraftwerke noch Tagebaue benötigt*. DIW Wochenbericht. Berlin: DIW, 28. November. http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.412252.de/12-48-4.pdf.
- Gerbaulet, Clemens, Jonas Egerer, Pao-Yu Oei, Judith Paeper und Christian von Hirschhausen (2012b): *Die Zukunft der Braunkohle in Deutschland im Rahmen der Energiewende*. Politikberatung kompakt. Berlin: DIW.
- Grüne Liga (2015): *Arbeitsplatzeffekte der Lausitzer Braunkohlewirtschaft*. Hintergrundpapier. http://www.lausitzerbraunkohle.de/Texte/hintergrund_arbeitsplaetze.pdf (Zugegriffen 12. April 2015).
- Hilmes, Uwe und Nicolai Herrmann (2014): *Der „ideale Kraftwerkspark“ der Zukunft; Flexibel, klimafreundlich, kosteneffizient – Maßstab für einen optimierten Entwicklungspfad der Energieversorgung bis 2040; Energiewirtschaftliche Untersuchung*. Berlin: ener-vis energy advisors GmbH.
- Hirschhausen, Christian von, Johannes Herold und Oei, Pao-Yu (2012): CCTS-Technologie ein Fehlschlag: Umdenken in der Energiewende notwendig. In: *DIW-Wochenbericht* 6/2012: 3–9.
- Hirschhausen, Christian von und Pao-Yu Oei (2013a): *Gutachten zur energiepolitischen Notwendigkeit der Inanspruchnahme der im Teilfeld II des Tagebau Welzow-Süd lagernden Kohlevorräte unter besonderer Berücksichtigung der Zielfunktionen der Energiestrategie 2030 des Landes Brandenburg*. Politikberatung kompakt. Berlin: DIW.
- Hirschhausen, Christian von und Pao-Yu Oei (2013b): *Gutachten zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit der Fortschreibung des Braunkohlenplans „Tagebau Nochten“*. Gutachten. Berlin: DIW.
- Hirschl, Bernd, Astrid Aretz, Andreas Prah, Timo Böther, Katharina Heinbach, Daniel Pick und Simon Funcke [00040] (2010): *Kommunale Wertschöpfung durch erneuerbare Energien*. Schriftenreihe des Instituts für ökologische Wirtschaftsforschung (Hrsg.). Nr. 196/10. Berlin. http://www.ioew.de/uploads/tx_ukioewdb/IOEW_SR_196_Kommunale_Wertsch%C3%B6pfung_durch_Erneuerbare_Energien.pdf.
- IER (2012): *Energiewirtschaftliche Bedeutung der Braunkohlenutzung in Deutschland*. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart.
- Kost, Christoph, Johannes N. Mayer, Jessica Thomsen, Niklas Hartmann, Charlotte Senkpiel, Simon Philipps, Sebastian Nold, Simon Lude und Thomas Schlegl (2013): *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*. Studie. Freiburg: Fraunhofer Institut für solare Energiesysteme. <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf> (Zugegriffen 3. April 2014).
- Kunz, Friedrich, Gerbaulet, Clemens und Christian von Hirschhausen (2013): Mittelfristige Strombedarfsdeckung durch Kraftwerke und Netze nicht gefährdet. In: *DIW Wochenbericht* (18. September).
- Land Berlin und Vattenfall (2009): Klimaschutzvereinbarung zwischen dem Land Berlin und Vattenfall. 8. Oktober. http://www.stadtentwicklung.berlin.de/umwelt/klimaschutz/aktiv/vereinbarung/download/vattenfall-ks_senguv.pdf.
- LUGV [Brandenburgisches Landesamt für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz] (2014): *Klimagasinventur 2013 für das Land Brandenburg*. Oktober. http://www.lugv.brandenburg.de/media_fast/4055/klimagas_2013.pdf.
- MWE [Ministerium für Wirtschaft und Europaangelegenheiten des Landes Brandenburg] (2012): *Energiestrategie 2030 des Landes Brandenburg*. 21. Februar. http://www.energie.brandenburg.de/media/bb1.a.2865.de/Energiestrategie_2030.pdf.
- Nitsch, Joachim, Thomas Pregger, Tobias Naegler, Dominik Heide, Diego Luca de Tena, Franz Trieb, Yvonne Scholz, et al. (2012a): *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*. Schlussbericht. Stuttgart, Kassel, Teltow.
- Nitsch, Joachim, Thomas Pregger, Tobias Naegler, Dominik Heide, Diego Luca de Tena, Franz Trieb, Yvonne Scholz, et al. (2012b): *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*. Datenanhang II zum Schlussbericht. Stuttgart, Kassel, Teltow.
- Oei, Pao-Yu, Claudia Kemfert, Felix Reitz und Christian von Hirschhausen (2014): *Braunkohleausstieg – Gestaltungsoptionen im Rahmen der Energiewende*. Politikberatung kompakt. Berlin: DIW. http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.471589.de/diwwkompakt_2014-084.pdf.

- Prognos (2005): *Energie- und regionalwirtschaftliche Bedeutung der Braunkohle in Ostdeutschland*. Endbericht. Berlin.
- Prognos (2011): *Bedeutung der Braunkohle in Ostdeutschland*.
http://www.prognos.com/fileadmin/pdf/publikationsdatenbank/Prognos_Studie_Braunkohle_Ostdeutschland_2011_Langfassung.pdf.
- Prognos (2012): *Untersuchung der energiestrategischen und regionalwirtschaftlichen Auswirkungen der im Rahmen der systematischen Weiterentwicklung der Energiestrategie des Landes Brandenburg untersuchten Szenarien in zwei Leistungspaketen*. Berlin.
- Pyc, Ireneusz (2013): VDE-Studie: Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke – Szenarien bis 2020 22. November.
<https://www.vde.com/de/regionalorganisation/bezirksvereine/suedbayern/facharbeit%20regional/akenergietechnik/document/s/vortrag%2021-11-2013%20flexible%20kraftwerke.pdf>.
- Ragnitz, Joachim, Jan Kluge, Robert Lehmann und Felix Rösel (2013): *Industrie- und Wirtschaftsregion Lausitz: Bestandsaufnahme und Perspektiven*. Endbericht zum Forschungsvorhaben im Auftrag der Wirtschaftsinitiative Lausitz e.V. (WiL). Dresden: ifo Institut Niederlassung Dresden.
- RPG Lausitz-Spreewald [Regionale Planungsgemeinschaft Lausitz-Spreewald] (2013): *Regionales Energiekonzept Lausitz-Spreewald*. Kurzfassung. Cottbus.
- Schuster, René (2007): *Zur Zukunft der Lausitzer Braunkohle: Kohlebedarf des konventionellen Kraftwerkparks sowie Folgen für den Klimaschutz und die Inanspruchnahme von Siedlungen*. Cottbus: Fraktion die Linke.
- SMUL [Sächsisches Staatsministerium für Umwelt und Landwirtschaft] (2009): Hintergrundpapier zu den Zielen der künftigen Klimaschutz und Energiepolitik des Freistaates Sachsen.
- SMWA und SMUL [Sächsisches Staatsministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr, Sächsisches Staatsministerium für Umwelt und Landwirtschaft] (2013): *Energie- und Klimaprogramm Sachsen 2012*. Dresden.
- Statistik der Kohlenwirtschaft (2015): Beschäftigte im Braunkohlenbergbau. Stand: 03/15. <http://www.kohlenstatistik.de/19-0-Braunkohle.html> (Zugegriffen 17. April 2015).
- Statistisches Bundesamt (2012a): Statistisches Jahrbuch – Deutschland und Internationales.
- Statistisches Bundesamt (2012b): Verdienste und Arbeitskosten – Arbeitnehmerverdienste 2011.
- Statistisches Bundesamt (2012c): Finanzen und Steuern – Umsatzsteuerstatistik (Vorankündigungen) 2010.
- Stroedter, Jörg (2015): *Zwischenbericht der Enquete-Kommission „Neue Energie für Berlin – Zukunft der energiewirtschaftlichen Strukturen“*. Abgeordnetenhaus von Berlin, 9. Februar. <http://www.parlament-berlin.de/adoss/17/IIIPlen/vorgang/d17-2100.pdf>.
- UBA [Umweltbundesamt] (2012a): *Ökonomische Bewertung von Umweltschäden: Methodenkonvention 2.0 zur Schätzung von Umweltkosten (inklusive Anhang A und B)*. Dessau-Roßlau.
- UBA [Umweltbundesamt] (2012b): *Schätzung der Umweltkosten in den Bereichen Energie und Verkehr. Empfehlungen des Umweltbundesamtes*. Dessau-Roßlau.
- UBA [Umweltbundesamt] (2014): *Kraftwerke in Deutschland (ab 100 Megawatt elektrischer Leistung)*. August.
- Vattenfall (2009): 24/7/365. Vattenfall Europe AG.
http://corporate.vattenfall.de/globalassets/deutschland/finanzberichte/vattenfall_europe_24_7_365.pdf.
- Vattenfall (2013): *Eine neue Energielandschaft. Geschäftsbericht 2012 inklusive Nachhaltigkeitsbericht*.
- Vattenfall (2014): *Fortgesetzte Positionierung für den Energiemarkt von morgen. Geschäfts- und Nachhaltigkeitsbericht 2013*.
- Vattenfall Europe Mining Aktiengesellschaft (2009): Jahresabschluss zum Geschäftsjahr vom 01.01.2008 bis zum 31.12.2008.
- Vattenfall Europe Mining Aktiengesellschaft (2014): Jahresabschluss zum Geschäftsjahr vom 01.01.2013 bis zum 31.12.2013. Bericht über das Geschäftsjahr 2013 vom 1. Januar bis 31. Dezember 2013.
- VDE (2012): *Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke – Szenarien bis 2020*. ETG – Energietechnische Gesellschaft im VDE.
- Weiß, Julika, Andreas Prah, Anna Neumann, André Schröder, Kjell Bettgenhäuser, Andreas Hermelink, Ashok John und Bernhard v. Manteuffel [00000] (2014): *Kommunale Wertschöpfungseffekte durch energetische Gebäudesanierung (KoWeG)*. Berlin.
- Wronski, Rupert und Swantje Küchler (2014): *Kostenrisiken für die Gesellschaft durch den deutschen Braunkohletagebau*. Berlin.

Ziehm, Cornelia (2014): *Neue Braunkohlentagebaue und Verfassungsrecht – Konsequenzen aus dem Garzweiler-Urteil des Bundesverfassungsgerichts*. Deutsche Umwelthilfe (DUH).