

**WWW.PROGNOSEFORUM.DE**

---

Prognoseforum GmbH (HRB 401279): Gerbergasse 1 D-72458 Albstadt e-mail: info@prognoseforum.eu

**Kurzgutachten zu den  
CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Braunkohleverstromung im Lausitzer Revier  
und deren Verträglichkeit mit den deutschen Klimazielen**

Potsdam, den 04. Juni 2015

Prof. Dr. Georg Erdmann

## **Inhalt**

<b>1</b>	<b>Ausgangslage</b> .....	<b>1</b>
1.1	<i>Zielverfehlung bei den nationalen Treibhausgas-Reduktionszielen</i> .....	1
1.2	<i>Zielerfüllung beim europäischen Treibhausgas-Ziel</i> .....	2
1.3	<i>Eckpunktepapier des BMWi vom 27. März 2015</i> .....	3
<b>2</b>	<b>Gegenstand des vorliegenden Kurzgutachtens</b> .....	<b>6</b>
<b>3</b>	<b>Geleisteter Klimabeitrag der Braunkohleverstromung in den neuen Bundesländern</b> .....	<b>7</b>
3.1	<i>Entwicklung der Treibhausgas-Emissionen in Deutschland</i> .....	7
3.2	<i>CO<sub>2</sub>-Emissionen der Braunkohle-Kraftwerke in den neuen Bundesländern</i>	8
<b>4</b>	<b>Voraussichtliche Entwicklung der Braunkohle in den neuen Bundesländern bis zum Jahr 2050</b> .....	<b>11</b>
4.1	<i>Methodische Vorbemerkungen</i> .....	11
4.2	<i>Kraftwerks-Dispatch entsprechend der Merit Order</i> .....	11
4.3	<i>Entwicklung der erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten</i> .....	12
4.4	<i>Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Preise</i> .....	12
4.5	<i>Investitionen in steuerbare Stromerzeugungskapazitäten</i> .....	13
4.6	<i>Entwicklung der Volllaststunden von Braunkohlekraftwerken</i> .....	14
4.7	<i>Teillast-Wirkungsgrade von Braunkohlekraftwerken der Lausitz</i> .....	17
4.8	<i>Stilllegung der Braunkohleblöcke in den neuen Bundesländern</i> .....	17
<b>5</b>	<b>Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen von Braunkohlekraftwerken in den neuen Bundesländern</b> .....	<b>19</b>
<b>6</b>	<b>Weitere Potentiale von Braunkohlekraftwerken zur Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen</b> .....	<b>22</b>
<b>7</b>	<b>Quellen</b> .....	<b>24</b>

## 1 Ausgangslage

### 1.1 Zielverfehlung bei den nationalen Treibhausgas-Reduktionszielen

Dem ersten Fortschrittsbericht der Bundesregierung vom Dezember 2014 zufolge dürfte das nationale Treibhausgasreduktionsziel von 40 Prozent bis 2020 gegenüber 1990 verfehlt werden. Die Bundesregierung rechnet damit, dass die bisher beschlossenen und umgesetzten Maßnahmen nur eine Reduktion um 33 bis 34 Prozent bewirken werden, mit einer Unsicherheit von einem Prozent nach oben und nach unten (BMW i 2014, Seite 123).

Das nationale Treibhausgas-Reduktionsziel für 2020 wurde von der Bundesregierung erstmals im Koalitionsvertrag aus dem Jahr 2009 formuliert und vier Jahre später im Koalitionsvertrag von 2013 erneut bestätigt. Im Energiekonzept der Bundesregierung vom 28. September 2010 wird es mit konkreten Maßnahmen unterlegt. Dazu gehörte insbesondere die Verlängerung der Kernenergie-Laufzeiten.<sup>1</sup>

Schon vor dem Jahr 2010 hatte die Bundesregierung immer wieder nationale Treibhausgas-Reduktionsziele vorgegeben. Keines davon konnte erreicht werden.

- Aus dem Jahr 1990 stammt der Beschluss, die CO<sub>2</sub>-Emissionen in den alten Bundesländern gegenüber dem Basisjahr 1987 um 25 Prozent bis 2005 zu reduzieren. Realisiert wurden 3,7 Prozent
- 1991 wurde dieses politische Ziel auf die neue Situation des wiedervereinigten Deutschland umgemünzt. Nun sollten bis 2005 die gesamtdeutschen CO<sub>2</sub>-Emissionen gegenüber 1987 um 25 bis 30 Prozent verringert werden. Auch dieses Ziel wurde mit -21 Prozent verfehlt
- 1995 wurde erneut das Klimaschutzziel geändert: Die CO<sub>2</sub>-Emissionen sollten jetzt bis 2005 um -25 Prozent gesenkt werden, nun allerdings bezogen auf das Basisjahr 1990. Erreicht wurden 19 Prozent

Dem nationalen Reduktionsziel für das Jahr 2020 scheint ein ähnliches Schicksal bevorzustehen. Dem Energiekonzept 2010 zufolge ist dieses Ziel aber ein Zwischenziel auf dem angestrebten Treibhausgas-Reduktionspfad bis zum Jahr 2050:

- 40 Prozent Reduktion bis 2020
- 55 Prozent Reduktion bis 2030
- 70 Prozent Reduktion bis 2040
- 80 bis 95 Prozent Reduktion bis 2050

---

<sup>1</sup> Die heute drohende Zielverfehlung hat unter anderem etwas damit zu tun, dass die Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke schon 2011 im Nachgang zur Fukushima-Katastrophe zurückgenommen wurde, ohne gleichwertige alternative Optionen der Emissionsminderung festzulegen.

Im Energiekonzept 2010 werden diese Zielangaben wie folgt charakterisiert und eingeordnet (Bundesregierung 2010, Seite 4):

„Damit soll nicht eine Punktlandung angestrebt werden. Das wäre mit den erwartbaren vielfältigen wirtschaftlichen und technischen Entwicklungen nicht zu vereinbaren. Vielmehr gibt der Entwicklungspfad allgemein und in den verschiedenen Sektoren Auskunft darüber, ob im Verlauf der tatsächlichen Entwicklung die Ziele erreicht werden“.

Diese Aussage liefert Hinweise, die bei der aktuellen Diskussion zur nationalen Zielverfehlung zu berücksichtigen sind.

## **1.2 Zielerfüllung beim europäischen Treibhausgas-Ziel**

Im Unterschied zu den nationalen Zielen konnten die internationalen Verpflichtungen im Rahmen der Europäischen Union erfüllt werden. Das gilt sowohl für das Kyoto-Protokoll von 1997, welches die Europäische Union zu einer Reduktion von Treibhausgasen im Umfang von 8 Prozent zwischen 1990 und der Periode 2008-2012 verpflichtete. In diesem Kontext sollte Deutschland eine Emissionsreduktion von 21 Prozent erreichen. Dieses Reduktionsziel wurde erreicht und sogar leicht übertroffen.

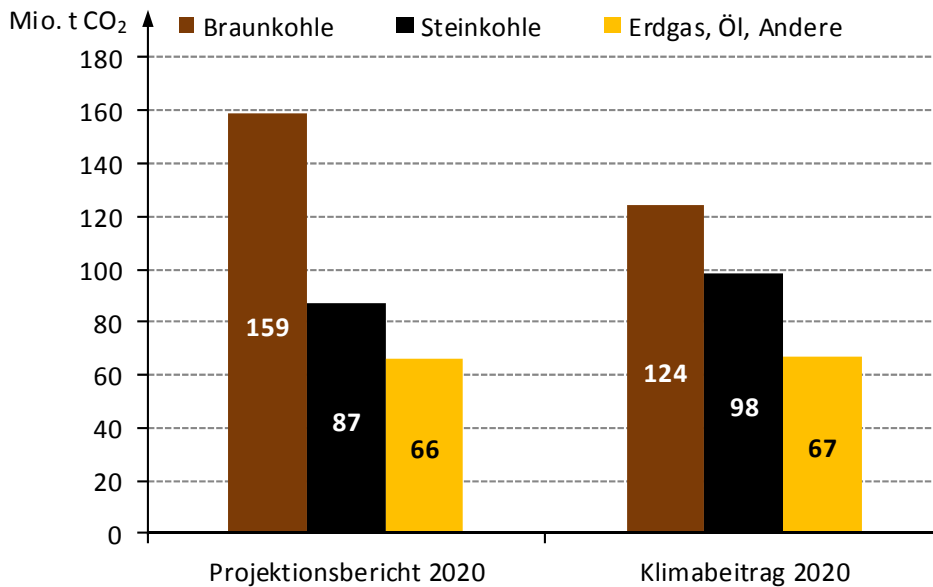
Auch das für 2020 festgelegte Ziel von 20 Prozent Emissionsreduktion gegenüber 1990 dürfte die Europäische Union nach heutiger Einschätzung erreichen. Dies liegt insbesondere am europäischen Emissionshandel. Zwar gelten die Preise der Emissionsrechte vielen als zu niedrig, doch steht dem der Erfolg des Emissionshandelssystems nicht entgegen. Vielmehr sind die aktuell tiefen CO<sub>2</sub>-Preise Ausdruck dafür, dass der politisch vorgegebene Reduktionspfad bis zum Jahr 2020 eingehalten werden sollte. Ansonsten müssten einige Anlagenbetreiber spätestens im Jahr 2012 Strafzahlungen in Höhe von 100 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> für jedes fehlende Emissionsrecht zahlen. Dies hätte schon in den Jahren zuvor ein entsprechendes CO<sub>2</sub>-Preisniveau zur Folge. Die derzeit tiefen CO<sub>2</sub>-Preise sind also Ausdruck der Erwartung, dass die vorgegebene Zahl an Emissionsberechtigungen über die Handelsperiode 2013 bis 2020 die tatsächlichen Emissionen entsprechend der verifizierten Emissionsberichte übersteigen wird.

Normalerweise müsste die europäische und deutsche Klimapolitik dieses Zwischenergebnis als einen beachtlichen Etappenerfolg werten, doch das Gegenteil ist der Fall. Das europäische Emissionshandelssystem wurde im Jahr 2005 originär als Mengensteuerung eingeführt – und nicht als ein fiskalisches Preissteuerungskonzept. Die sich in den letzten Jahren häufenden europapolitischen Interventionen mit dem Ziel, den CO<sub>2</sub>-Preis politisch zu beeinflussen, unterlaufen das Konzept. Schlimmer noch: Weil die Eingriffe mitten in der laufenden Handelsperiode erfolgen, machen sie das Emissionshandelssystem zu einem Spielball einer erratischen Politik und zerstören dessen Berechenbarkeit für die betroffenen Unternehmen.

### 1.3 Eckpunktepapier des BMWi vom 27. März 2015

Trotz des eigentlich großartigen Erfolgs der Klimaschutzpolitik sowie der oben zitierten Aussage von Bundeswirtschaftsminister Gabriel vom 26. März 2015 im Deutschen Bundestag interpretiert die Bundesregierung die drohende Verfehlung des 40-Prozent-Ziels als ein großes Problem. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie arbeitet an einem Paket von neuen Maßnahmen, mit denen das nationale 40-Prozent Ziel im Jahr 2020 doch noch erreicht werden kann. Soweit die geplanten Maßnahmen den Strommarkt betreffen, wurden sie im Eckpunktepapier vom 27. März 2015 (BMWi 2015b) erstmals der Öffentlichkeit vorgestellt.

Zentrales Element soll die Einführung eines neuen „Klimabeitrages“ für fossile Kraftwerke sein, mit dessen Hilfe weitere 22 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> im Elektrizitätssektor eingespart werden sollen, und zwar zusätzlich zum Projektionsbericht von Öko-Institut und Prognos (2015). Bei den 22 Mio. Tonnen handelt es sich um eine quantitative Reduktionsvorgabe, die bereits am 3. Dezember 2014 von der Bundesregierung festgelegt worden war. Dieser Klimabeitrag soll nicht nur das Klimaziel für das Jahr 2020 unterstützen, sondern auch einen Anreiz schaffen, dass fossile Kraftwerke in Zeiten hoher Einspeisung erneuerbarer Energien heruntergefahren werden.

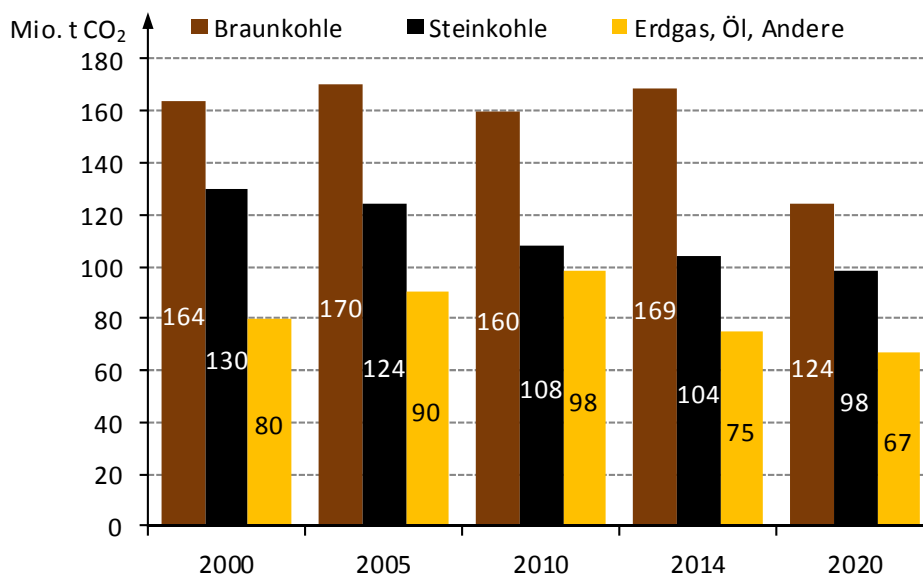


Datenquelle: Öko-Institut und Prognos 2015

Abbildung 1: Abschätzung der Auswirkungen des Klimabeitrags auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Kraftwerke in Deutschland im Jahr 2020

Laut Projektionsbericht soll mit dem „Klimabeitrag“ erreicht werden, dass die CO<sub>2</sub>-Emissionen der deutschen Braunkohlekraftwerke im Jahr 2020 statt

159 Mio. Tonnen („Projektionsbericht“) nur noch 124 Mio. Tonnen („Klimabeitrag 18 Euro/t“) betragen (Abbildung 1). Das wäre eine Reduktion von 35 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> und damit deutlich mehr als die angestrebten 22 Mio. Tonnen. Das könnte fast den Eindruck entstehen lassen, als ginge es beim „Klimabeitrag“ nicht um den Klimaschutz, sondern um eine gezielte politische Maßregelung gegen die Braunkohleverstromung und die entsprechenden Standort-Regionen.



Datenquelle: Öko-Institut und Prognos 2015

Abbildung 2: Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Kraftwerke in Deutschland unter Berücksichtigung des „Klimabeitrags“ im Jahr 2020

Abbildung 1 verdeutlicht im Detail, wie sich der „Klimabeitrag“ nach den Berechnungen der Gutachter auf die brennstoffspezifische Elektrizitätserzeugung auswirken könnte. Abbildung 2 zeigt den mit dem „Klimabeitrag“ angestrebten Verlauf der elektrizitätsbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland im Vergleich zur Emissionsentwicklung seit dem Jahr 2000. Auffällig ist der ziemlich abrupte Strukturbruch bei der Braunkohleverstromung zwischen 2015 und 2020.

Dass der „Klimabeitrag“ zu einer einseitigen Belastung der Braunkohle führen würde, beruht auf dem technologieneutralen Emissionsfreibetrag (pro Gigawatt Kraftwerksleistung):

- In den ersten 20 Jahren nach Inbetriebnahme ist der Freibetrag unbegrenzt. Entsprechend sind diese Anlagen nicht betroffen
- Ab dem 21. Jahr sinkt der Freibetrag linear von 7 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> pro Gigawatt auf 3 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> pro Gigawatt im 41. Jahr.
- Ab dem 41. Jahr beträgt der jährliche Freibetrag unverändert 3 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> pro Gigawatt

Durch den Emissionsfreibetrag sollen Gaskraftwerke zu großen Teilen von der „Klimaabgabe“ freigestellt werden. In jedem Fall würde Braunkohle relativ stärker als Steinkohle und Gas belastet werden. Wegen der dabei drohenden Kapazitätsengpässe müssten die Steinkohlekraftwerke im Jahr 2020 sogar stärker als ohne den „Klimabeitrag“ betrieben werden und sie würden entsprechend mehr CO<sub>2</sub>-Emissionen verursachen.

Der „Klimabeitrag“ soll erstmals im Jahr 2017 erhoben werden. Glaubt man den Berechnungen der Gutachter, würde innerhalb kürzester Zeit rund ein Fünftel der deutschen Braunkohle vom Markt verdrängt.<sup>2</sup> Doch dieser Strukturwandel wäre nicht das Resultat von Marktkräften, sondern das Ergebnis eines politischen Eingriffs, der die entsprechenden Regionen in kürzester Zeit vor kaum beherrschbare wirtschaftliche und soziale Auswirkungen stellen würde.

---

<sup>2</sup> Für die Lausitz würde sich damit der dramatische Zusammenbruch der Braunkohleförderung aus den Wendejahren wiederholen.

## **2 Gegenstand des vorliegenden Kurzgutachtens**

Vor dem Hintergrund der Diskussion wurde der Unterzeichner von der Landesregierung des Freistaats Sachsen mit der Erarbeitung eines Gutachtens beauftragt, welches insbesondere die folgenden Fragestellungen beantworten soll:

- Welchen Beitrag hat die Braunkohleverstromung im Lausitzer Revier (insbesondere durch die Modernisierung des Kraftwerksparks) zur Erreichung der deutschen Klimaziele geleistet?
- Wie wird sich der Braunkohleeinsatz im Lausitzer Revier einschließlich des Aufschlusses der Abbaugebiete Nochten 2 und Welzow Süd, Teil II, bis zum Jahr 2050 voraussichtlich entwickeln?
- Steht das Ziel der Bundesregierung, die Treibhausgasemissionen in Deutschland bis 2050 um 80 Prozent gegenüber dem Wert von 1990 zu reduzieren, dieser voraussichtlichen Entwicklung des Braunkohleeinsatzes im Lausitzer Revier entgegen?
- Welche Potenziale hat die Braunkohleverstromung, um noch stärker zur Erreichung des Treibhausgas-Emissionsziels beizutragen?

Die Ausführungen des vorliegenden Gutachtens dienen dem Ziel, wissenschaftlich begründete Antworten auf diese Fragen zu geben. Verantwortlich zeichnet Prof. Dr. Georg Erdmann. Er ist Inhaber des Lehrstuhls für Energiesysteme an der Technischen Universität Berlin sowie unter anderem Mitglied in der von der Bundesregierung bestellten unabhängigen Expertenkommission zur wissenschaftlichen Begleitung des Energiewende-Monitorings.



### 3 Geleisteter Klimabeitrag der Braunkohleverstromung in den neuen Bundesländern

#### 3.1 Entwicklung der Treibhausgas-Emissionen in Deutschland

Zwischen 1990 und 2013 haben sich die Treibhausgas-Emissionen in Deutschland um 23,8 Prozent reduziert. Für das Jahr 2014 geht das Umweltbundesamt von einem weiteren Rückgang auf 912 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalente oder 4,3 Prozent gegenüber 2013 aus. Demnach wäre jetzt ein Reduktionsziel von 27 Prozent gegenüber 1990 erreicht. Die Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland seit 1990 ist in Abbildung 3 dargestellt. Man erkennt, dass sich die Emissionsreduktion seit dem Jahr 2000 verlangsamt hat. Der Ausreißer 2009 ist auf die Finanz- und Wirtschaftskrise in Folge der Lehmann-Insolvenz zurückzuführen, der Rückgang 2014 auf die sehr milden Winter 2013/4 und 2014/5.

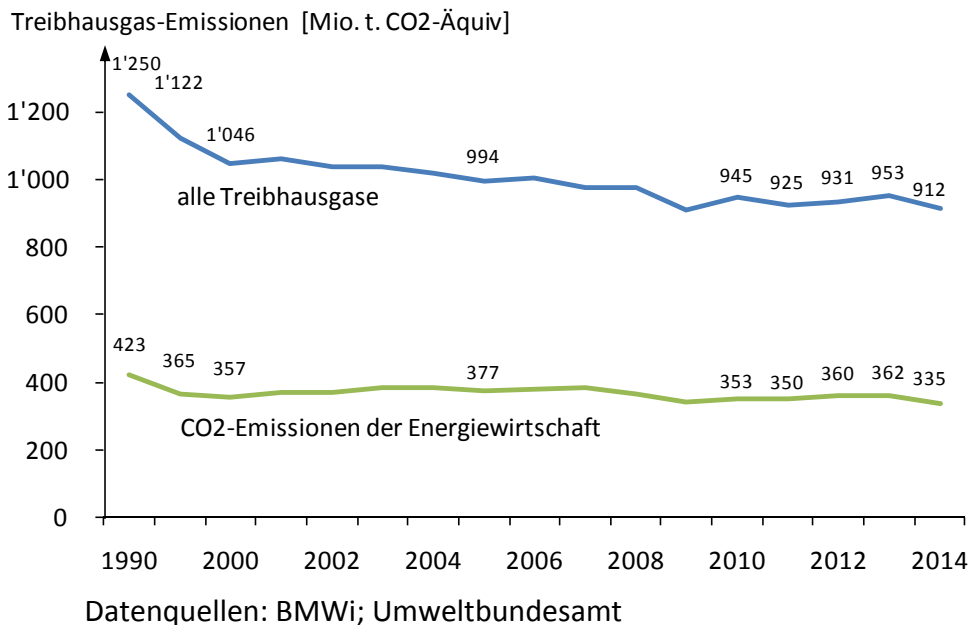


Abbildung 3: Treibhausgasemissionen in Deutschland

Die vom Umweltbundesamt für das Jahr 2014 geschätzten energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen liegen bei 752 Mio. Tonnen und damit um etwa 23,3 Prozent unter dem Niveau von 1990. Dies deutet darauf hin, dass sich die Emissionen anderer Treibhausgase stärker zurückgebildet haben als beim quantitativ wichtigsten Treibhausgas CO<sub>2</sub>. Der überproportionale Rückgang gilt vor allem für die Methan-Emissionen, die seit 1990 um nicht weniger als 55 Prozent gesunken sind.<sup>3</sup>

<sup>3</sup> Dafür gibt es einen simplen Grund: Werden Methan-Emissionen vermieden, dient das dem Klimaschutz und es wird Methan (CH<sub>4</sub>) – praktisch äquivalent mit Erdgas – gewonnen und für die energetische Verwendung nutzbar. Der damit verbundene Klimavorteil beruht darauf, dass Me-

Nur ein Teil der CO<sub>2</sub>-Emissionen beruhen auf der Elektrizitätserzeugung. Andere Emissionsquellen sind Industrie und Gewerbe (Prozesswärme, Eigenstromerzeugung), private Haushalte (Hausbrand) und der Verkehr (Verbrennung von Kraftstoffen). Die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der deutschen Energiewirtschaft konnten zwischen 1990 und 2014 um 88 Mio. Tonnen oder um rund 21 Prozent reduziert werden. Im Jahr 2014 sind es laut einer aktuellen Schätzung des Bundesumweltamts vom 3. März 2015 insgesamt 335 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> (vgl. Abbildung 3).

### 3.2 CO<sub>2</sub>-Emissionen der Braunkohle-Kraftwerke in den neuen Bundesländern

Ein bedeutender Reduktionsbeitrag wurde von den Braunkohlekraftwerken in den neuen Bundesländern erbracht. Zwischen 1990 und 2014 sanken die CO<sub>2</sub>-Emissionen hier um 45 Mio. Tonnen oder 40 Prozent. Ohne diesen Reduktionsbeitrag der heute dem Vattenfall-Konzern zuzurechnenden Kraftwerke hätte Deutschland die international zugesagten Reduktionsziele für die Kyoto-Periode 2008–2012 nicht erreicht.

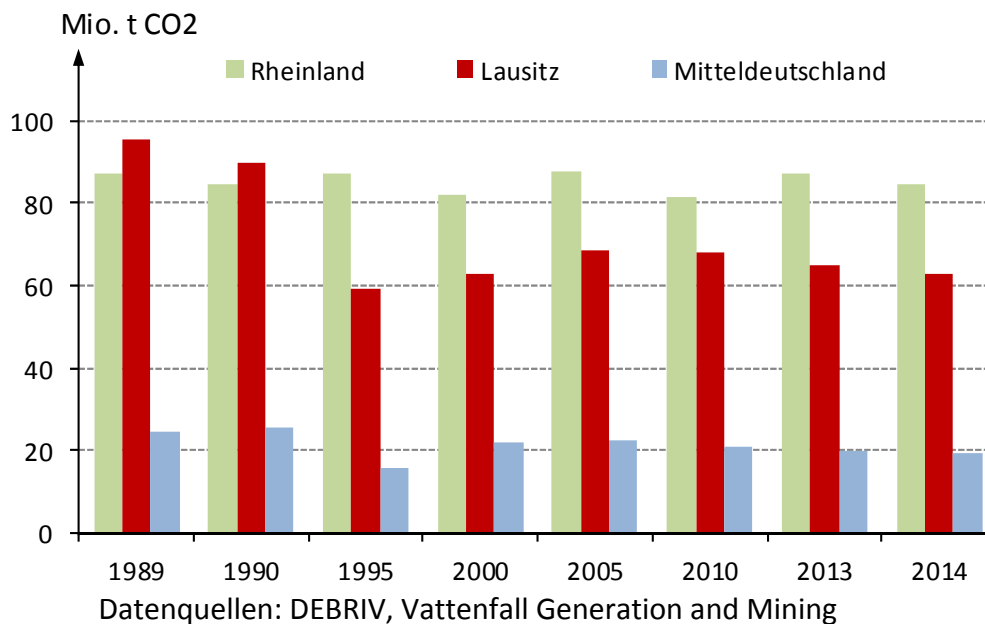


Abbildung 4: CO<sub>2</sub>-Emissionen der Braunkohleverstromung

Der beachtliche Beitrag zur Emissionsminderung ist auf das umfassende Sanierungs- und Modernisierungsprogramm nach der Wende zurückzuführen. Seit 1990 wurden in der Lausitz insgesamt 8.750 MW Braunkohlenkraftwerksleistung stillgelegt und 4.095 MW effiziente Braunkohlenkraftwerksleistung neu errichtet.

than 21-mal klimawirksamer ist als CO<sub>2</sub>. Es ist also klimapolitisch vorteilhaft, Methan zu verbrennen anstelle es unverbrannt in die Atmosphäre entweichen zu lassen.

Darüber hinaus wurden rund 4.000 MW Braunkohlenkraftwerksleistung mit moderner Umwelttechnik nachgerüstet und entsprechend aufgewertet.

Von Beginn an unterstützte die Bundespolitik dieses Investitionsprogramm im Interesse der ökonomischen und sozialen Stabilisierung der Braunkohle-Regionen in den neuen Bundesländern.

Tabelle 2 präsentiert eine detaillierte Darstellung der derzeit in den neuen Bundesländern vorhandenen 13 Kraftwerksblöcke mit ihren technischen Parametern. Mit Ausnahme des erst 2012 ans Netz gegangenen Boxberg-Block R werden alle anderen Braunkohlekraftwerke in den neuen Bundesländern im Jahr 2020 bereits das Alter von 20 Jahren erreicht oder überschritten haben. Doch abgesehen von den sechs noch zu DDR-Zeiten errichteten Blöcken in Jänschwalde liegen die Nettowirkungsgrade zumeist bei 40 Prozent und darüber. Solche Kraftwerksblöcke gehören dann immer noch zu den weltweit effizientesten Kohlekraftwerken.

Tabelle 1: Braunkohlekraftwerke in den neuen Bundesländern im Jahr 2014

	Einheit	Boxberg				Jänschwalde						Schwarze Pumpe		Lippendorf
		Block N	Block P	Block Q	Block R	Block A	Block B	Block C	Block D	Block E	Block F	Block A	Block B	Block R
Jahr der Inbetriebnahme		1995	1995	2000	2012	1981	1982	1984	1985	1987	1989	1997	1998	2000
<b>Elektrische Leistung</b>														
Elektrische Nennleistung (brutto)	MW <sub>el</sub>	500	500	900	675	500	500	500	500	500	500	800	800	920
Elektrische Nennleistung (netto)	MW <sub>el</sub>	465	465	858	635	465	465	465	465	465	465	750	750	875
Mögliche Jahresvolllaststunden (Strom)	h	7'500	7'500	7'500	7'500	7'500	7'500	7'500	7'500	7'500	7'500	7'500	7'500	7'500
Mögliche Stromerzeugung	GWh/a	3'750	3'750	6'750	5'063	3'750	3'750	3'750	3'750	3'750	3'750	6'000	6'000	6'900
<b>Wärmeleistung</b>														
Wärme-Nennleistung	MW <sub>th</sub>	125	125	125	0	458	458	458	458	458	458	721	721	230
Mögliche Jahresvolllaststunden (Wärme)	h	2'470	2'470	2'470		2'470	2'470	2'470	2'470	2'470	2'470	2'470	2'470	2'470
Mögliche Wärmeerzeugung	GWh/a	309	309	309		1'132	1'132	1'132	1'132	1'132	1'132	1'781	1'781	568
<b>Weitere technische Daten</b>														
Dampfleistung je Kessel	t/h	815	815	2'423		815	815	815	815	815	815	2'420	2'420	2'420
Frischdampfparameter	bar / C°	172 / 535	172 / 535	266 / 545		172 / 535	172 / 535	172 / 535	172 / 535	172 / 535	172 / 535	268 / 547	268 / 547	268 / 554
Zwischendampfparameter	bar / C°	41 / 540	41 / 540	58 / 581		43 / 540	43 / 540	43 / 540	43 / 540	43 / 540	43 / 540	55 / 565	55 / 565	52 / 583
Brennstoff (Rohbraunkohle)	t/h	280	280	820	660	290	290	290	290	290	290	780	780	709
Brennstoff für Zünd- und Stützfeuer		Heizöl EL	Heizöl EL	Heizöl EL		Heizöl HES	Heizöl HES	Heizöl HES	Heizöl HES	Heizöl HES	Heizöl HES	Heizöl EL	Heizöl EL	Heizöl EL
Brennstoffausnutzungsgrad (indirekt, Nennzeit)	%	35.8	35.8	41.6	43.1	36.5	36.5	36.8	36.8	35.5	35.9	46.0	44.2	44.5
Abnahmewirkungsgrad <sup>1)</sup>	%	35.8	35.8	42.9		35,7-36,3	35,7-36,3	35,7-36,3	35,7-36,3	35,7-36,3	35,7-36,3	41.2	41.2	42.9
Nettowirkungsgrad <sup>2)</sup> (indirekt, Betriebszeit)	%	35.8	35.8	40.9	43.1	36.0	36.0	35.9	35.9	35.5	35.2	40.0	39.8	41.9

<sup>1)</sup> Einschließlich Wärmeauskopplung

<sup>2)</sup> Mit Erzeugung nutzbarer Wärme steigt der Nettowirkungsgrad über diesen Wert; konkret hängt er von der Zuordnung der Wärmelieferung zum jeweiligen Block ab

Quelle: Vattenfall Europe

## **4 Voraussichtliche Entwicklung der Braunkohle in den neuen Bundesländern bis zum Jahr 2050**

### **4.1 Methodische Vorbemerkungen**

Alle Aussagen zur Entwicklung der Braunkohle in den neuen Bundesländern beruhen auf einer Reihe von Annahmen, die nachfolgend erläutert werden. Sie stimmen überein mit den Aussagen und Überlegungen, die der Unterzeichner 2013 in einem Gutachten für das Sächsische Staatsministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr erarbeitet hatte (ERDMANN 2013). Gegenstand des damaligen Gutachtens war die Überprüfung der Annahmen der energiewirtschaftlichen Planrechtfertigung im Entwurf des Braunkohlenplans „Tagebau Nochten, Abbaugebiet 2“. Wenn sich in dem jetzt vorgelegten Gutachten herausstellt, dass die Emissionen der Braunkohlekraftwerke in den neuen Bundesländern unter diesen Annahmen mit den langfristigen Treibhausgaszielen der Bundesregierung kompatibel erweisen, führt dies zu der Schlussfolgerung, dass auch der Aufschluss der beiden aktuell im Stadium der Planrechtfertigung stehenden Tagebaue Welzow Süd, Abbaugebiet II und Nochten 2 mit den Klimazielen kompatibel sind.

### **4.2 Kraftwerks-Dispatch entsprechend der *Merit Order***

Die bestehenden Braunkohlekraftwerke in Deutschland werden mit dem beschlossenen und teilweise bereits vollzogenen Ausstieg aus der Kernkraft in der *Merit Order* begünstigt. Dies liegt daran, dass die Grenzkosten dieser Erzeugungstechnologie unterhalb der Grenzkosten aller anderen steuerbaren Stromerzeugungsanlagen liegen – mit Ausnahme der Kernkraft.

Gleichzeitig verdrängt die zunehmende Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Quellen vorwiegend Erzeugungskapazitäten mit vergleichsweise hohen Grenzkosten. Dies trifft vor allem die Gaskraftwerke. Sie werden zunehmend seltener eingesetzt. Auch sind einige Gaskraftwerke schon ganz vom Markt verschwunden, wohingegen Braunkohlekraftwerke vorerst noch wirtschaftlich betrieben werden können.

Dies drückt sich entsprechend auch in den Erzeugungsstatistiken aus. Nach ersten Berechnungen des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW 2015) ist der Anteil der Braunkohle an der Stromerzeugung zwischen 2010 und 2014 von 23,2 % auf 25,46 % leicht angestiegen. Im Gegensatz dazu hat sich der Stromerzeugungsanteil von Erdgas in diesem Zeitraum auf etwa 10 Prozent praktisch halbiert.

### 4.3 Entwicklung der erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten

Um die langfristigen Perspektiven der konventionellen Elektrizitätserzeugung zu begutachten, muss unter anderem der Ausbau der erneuerbaren Elektrizitätserzeugung abgeschätzt werden. Leitschnur dafür sind hier die Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung 2010 sowie des Koalitionsvertrags aus 2013. Diese werden konkretisiert im aktuellsten Netzentwicklungsplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Tabelle 2 zeigt die wesentlichen Entwicklungen, wie sie für die nachfolgenden Berechnungen Verwendung finden.

Tabelle 2: Erzeugungskapazitäten in Deutschland aus erneuerbaren Quellen

	2010	2020	2030	2040
	GW			
Windkraft onshore	27	45	64	64
Windkraft offshore	0	5	10	35
Photovoltaik	18	54	65	65
Biomasse	5	8	9	10

Quellen: Eigene Abschätzungen auf Basis des überarbeiteten Netzentwicklungsplans vom 26. November 2012 (ÜNB 2013)

### 4.4 Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Preise

Eine wesentliche Determinante der Braunkohleentwicklung ist die künftige Entwicklung der europäischen CO<sub>2</sub>-Preise. Hier kann zunächst festgestellt werden, dass sich die meisten publizierten CO<sub>2</sub>-Preiserwartungen der letzten Jahre als drastische Fehlprognosen erwiesen haben. Ein prominentes Beispiel ist die BMU-Leitstudie (BMU 2010). Bis zum Jahr 2020 werden dort Preise zwischen 20 und 40 Euro/t erwartet (Seite 19). Doch das aktuelle CO<sub>2</sub>-Preisniveau liegt bei weniger als einem Drittel des unteren Wertes dieser Preisspanne. Derartige Fehleinschätzungen können als Indiz dafür gewertet werden, dass die Wissenschaftler den noch jungen Markt für CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte in seiner Funktionsweise und seinen Treibern noch nicht wirklich verstanden haben. Entsprechend sind die Modelle zur Voraussage der CO<sub>2</sub>-Preisentwicklung unzureichend und nicht brauchbar. Demzufolge sollte man auch skeptisch sein gegenüber publizierten Preisprognosen, die für den Zeitraum bis 2050 eine Preisspanne von 40 bis 60 Euro/t angeben.

Damit moderne Braunkohlekraftwerke in der *Merit Order* von CO<sub>2</sub>-ärmeren Erzeugungsanlagen, etwa GuD-Kraftwerken, verdrängt werden, müsste der Preis der europäischen CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte auf mehr als 50 Euro/t steigen. Dies gilt für die aktuellen Weltmarktpreise für Erdgas und Steinkohle. Würden sich die Erdgaspreise um 30 Prozent erhöhen, würden moderne Braunkohlekraftwerke selbst bei einem CO<sub>2</sub>-Preisanstieg von bis zu 75 Euro/t in der *Merit Order* vor den GuD-Kraftwerken bleiben.

Für ein solch aggressives CO<sub>2</sub>-Preisniveau gibt es unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen des CO<sub>2</sub>-Emissionshandels keine Anhaltspunkte. Die aktuellen Regeln sehen mehrjährige Emissionshandelsperioden vor, wobei die laufende Handelsperiode bis zum Jahr 2020 reicht. Am Ende einer jeden Handelsperiode ist der Markt für Emissionsrechte entweder *long* – in diesem Fall gibt es insgesamt genügend Emissionsrechte, um alle Verpflichtungen gegenüber der Emissionshandelsstelle zu erfüllen –, oder aber der Markt ist *short*; dann stehen nicht genügend Emissionsrechte zur Verfügung, um den gesamten Bedarf zu decken, und einige Anlagenbetreiber müssten (zusätzlich zur Vorlage von Emissionsrechten der nachfolgenden Handelsperiode) die in der EU-Emissionshandelsrichtlinie 2003/87/EG vorgesehene Strafzahlung von 100 Euro/t auf sich nehmen. Im ersten Fall ist der CO<sub>2</sub>-Preis zum Ende der jeweiligen Handelsperiode tendenziell niedrig, im zweiten entspricht er der Summe aus Strafzahlung von 100 Euro/t und dem Emissionspreis der nachfolgenden Handelsperiode (siehe näheres in EU 2003, Artikel 16).

Doch dieser zweite Fall ist aus vielen Gründen unwahrscheinlich, unter anderem deshalb, weil die Anlagenbetreiber während der jeweiligen Handelsperiode genügend Zeit und Möglichkeiten zur Reduktion ihrer Emissionen nutzen können, um die am Ende der Handelsperiode eventuell drohenden Strafzahlungen zu umgehen. Daher wird der Markt für Emissionsrechte gegen Ende der jeweiligen Handelsperiode perspektivisch *long* sein.<sup>4</sup>

Die damit verbundenen tiefen Preise können jedoch als klares Indiz für den Erfolg des Instruments „Emissionsrechtehandel“ gewertet werden. Dieses Instrument wurde nämlich nicht eingeführt, um ein bestimmtes CO<sub>2</sub>-Preisziel zu erreichen, sondern um die ehrgeizigen europäischen CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele zu erreichen. Wenn das gelingt, müssen der Markt für Emissionsrechte *long* und der entsprechende CO<sub>2</sub>-Preis tief sein.<sup>5</sup> Beim aktuellen CO<sub>2</sub>-Marktdesign ist ein dauerhaft hohes CO<sub>2</sub>-Preisniveau demzufolge unrealistisch. Diese Einschätzung wurde durch den CO<sub>2</sub>-Preisverlauf während der abgeschlossenen Handelsperioden 2005-2007 und 2008-2012 eindrucksvoll bestätigt.

#### **4.5 Investitionen in steuerbare Stromerzeugungskapazitäten**

Den aktuellen Rahmenbedingungen auf den europäischen Elektrizitätsmärkten zufolge ist es unwahrscheinlich, dass in absehbarer Zeit Investitionen in steuerbare Stromerzeugungskapazitäten erfolgen, deren Grenzkosten unterhalb der

---

<sup>4</sup> Ausführlicher wird dieser Gedanke in ERDMANN/ ZWEIFEL (2008), Kapitel 13 ausgeführt.

<sup>5</sup> Die erforderliche Zahl der von den Anlagenbetreibern am Ende der Handelsperiode einzureichenden Emissionsrechte resultiert aus den Emissionsberichten der Betreiber, die von unabhängigen Gutachtern verifiziert werden müssen. Es könnte sein, dass diese Gutachter nicht überall in Europa hinreichend sachverständig und akribisch sind. Sollten dadurch allfällige Fehler in den Emissionsberichten unentdeckt bleiben, könnte der Emissionshandel die Zielerreichung verfehlen. Aktuell liegen dazu keine Hinweise oder Untersuchungen vor.

Grenzkosten moderner Braunkohleblöcke liegen. Bei den aktuell diskutierten Investitionen in so genannte Backup-Technologien handelt es sich überwiegend um Gaskraftwerke, deren Grenzkosten (bei den heute absehbaren CO<sub>2</sub>-Preisen) deutlich über denen moderner Braunkohlekraftwerke liegen. Zu erwähnen sind die noch im Bau befindlichen Steinkohlekraftwerke, doch auch deren Grenzkosten liegen über den Grenzkosten moderner Braunkohlekraftwerke. Unter den erläuterten Perspektiven für die CO<sub>2</sub>-Preise dürften rein marktwirtschaftliche Prozesse keine Verdrängung bestehender Braunkohleblöcke herbeiführen.

Dies wäre nur durch neue politische Eingriffe (Klimabeitrag, Kapazitätsmarkt, ...) möglich. Nachfolgend soll die Entwicklung der durch die Braunkohle bedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen in den neuen Bundesländern analysiert werden unter der Annahme, dass über den bestehenden Emissionshandel hinaus keine zusätzlichen politischen Maßnahmen zur Behinderung der Braunkohleverstromung ergriffen werden. Entsprechend werden nachfolgend auch keine eventuell zusätzlich einzuführenden Maßnahmen zu Lasten der Braunkohle diskutiert. In Bezug auf die Kraftwerke in den neuen Bundesländern wären diese aus klimapolitischen Gründen auch gar nicht notwendig, wenn die von diesen Anlagen ausgehenden CO<sub>2</sub>-Emissionen den langfristigen Klimaschutzzielen der Bundesregierung nicht im Wege stehen.

#### 4.6 Entwicklung der Volllaststunden von Braunkohlekraftwerken

Ein wichtiger Aspekt für die CO<sub>2</sub>-Emissionen von Braunkohlekraftwerken ist die Entwicklung der Volllaststunden. Auch bedingt durch den Kernenergieausstieg hatten die Braunkohlekraftwerke der Lausitz zuletzt überwiegend hohe Volllaststunden. Tabelle 3 zeigt dies ebenso wie die durchaus bemerkenswerte Streuung zwischen verschiedenen Standorten und Jahren.

Tabelle 3: Volllaststunden der Braunkohlekraftwerke in der Lausitz

	Boxberg	Jänschwalde	Schwarze Pumpe	Lippendorf (Block R)
Installierte Leistung [MW]	2'575	3'000	1'600	920
Netto-Stromerzeugung im Jahr 2014 [TWh]	17,8	21,0	10,9	6,2
Volllaststunden				
2012	7'631	7'770	7'823	6'555
2013	7'616	8'069	7'098	6'850
2014	7'394	7'554	7'284	7'037

ohne Heat/Bewag, ohne Anteil Südpartner Lippendorf; Quelle Vattenfall Europe Mining & Generation, Stand: 13.01.2015

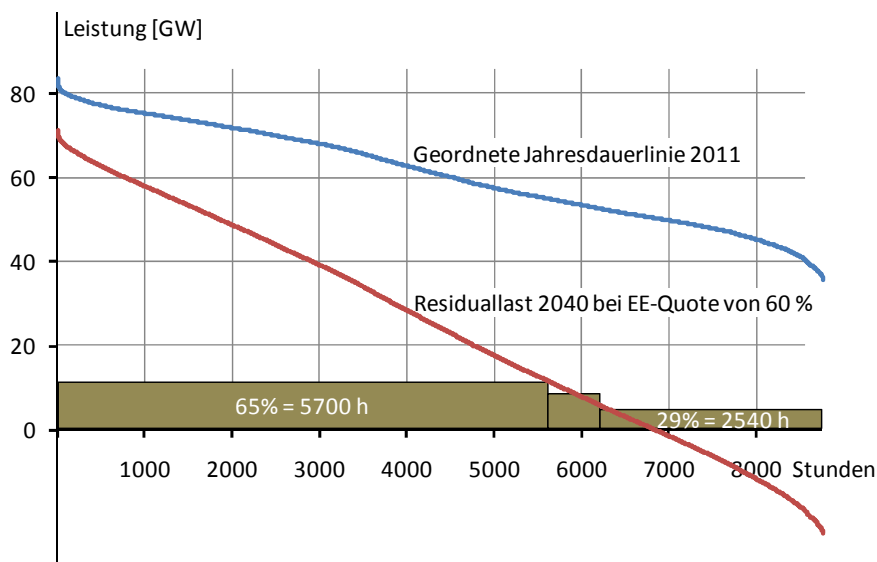
Die Einschätzung der weiteren Entwicklung bei den Volllaststunden erfolgt nach dem in Abbildung 5 skizzierten Vorgehen. Hier sind exemplarisch die für das Jahr



2040 erwartete Jahresdauerlinie sowie die Residuallastlinie dargestellt. Die Differenz zwischen beiden entspricht der regenerativen Elektrizitätserzeugung, die zu diesem Zeitpunkt – dem Energiekonzept zufolge – einen Anteil von 60 Prozent erreichen soll.

Damit verbunden dürfte die Residuallast im Jahr 2040 an rund 2000 Stunden negativ werden. In diesen Stunden könnte mehr regenerative Elektrizität in das deutsche Stromnetz eingespeist werden als zeitgleich von den Stromkunden in Deutschland nachgefragt wird. Bei Vorhandensein entsprechender Infrastrukturen werden die überschüssigen Mengen durch Stromexporte oder durch die Beladung von Stromspeichern genutzt.

Auf der anderen Seite müssen die unterhalb der Residuallastlinie nachgefragten Elektrizitätsmengen durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellt werden. Dies gilt jedenfalls für diejenigen Elektrizitätsmengen, die nicht aus Stromspeichern entnommen werden können.



Quelle: Eigene Berechnungen wie erläutert

Abbildung 5: Simuliertes Einsatzprofil moderner Braunkohleblöcke im Jahr 2040

Dank ihrer Stellung in der *Merit Order* ist zu erwarten, dass moderne Braunkohlekraftwerke auch im Jahr 2040 noch in vielen Betriebsstunden eingesetzt werden, um die nach Abzug der regenerativen Erzeugung noch verbleibende Residualnachfrage zu decken. Doch wie bei den meisten anderen thermischen Kraftwerken können auch sie bei Stromüberschüssen nicht vollständig abgestellt werden, sondern werden zu diesen Zeiten in Minimallast betrieben. Entsprechend Abbildung 5 gelangt man für 2040 auf

- 5700 Stunden pro Jahr (65 %) mit Volllastbetrieb
- 2540 Stunden pro Jahr (29 %) mit Minimallastbetrieb von 40 %
- 520 Stunden pro Jahr ( 6 %) mit Teillastbetrieb zwischen 40 und 100 %, im Mittel 70 %

Die effektiven Betriebsstunden der Braunkohleblöcke reduzieren sich durch Unterbrechzeiten, insbesondere für Wartungs- und Unterhaltsarbeiten. Wird dafür eine Zeitspanne von durchschnittlich einem Monat pro Jahr angenommen, so errechnen sich für das Jahr 2040 die folgende Struktur der effektiven Jahresbetriebsstunden:

8030 h/a	100%	Einsatzbereitschaft (11 Monate)
5220 h/a	65%	Volllastbetrieb
2330 h/a	29%	Teillastbetrieb 40 %
480 h/a	6%	Teillastbetrieb 70%

Aus diesen Überlegungen folgt, dass bei modernen Braunkohleblöcken auch mittelfristig mit hohen Betriebszeiten gerechnet werden kann. Wegen des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Elektrizitätserzeugung werden die Kraftwerksblöcke jedoch zunehmend im Teillastbetrieb gefahren, womit sich der effektive Kraftwerkseinsatz sowie die jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen bis zum endgültigen Betriebsende schrittweise verringern.

Werden die jeweiligen Betriebsstunden mit ihren zugehörigen Teillasten gewichtet, so errechnen sich für das Jahr 2040 rund 6490 Braunkohle-Jahresvolllaststunden. Für den Zeitraum bis 2040 kann ein stetiger Rückgang der Jahresvolllaststunden unterstellt werden, wobei dieser Rückgang erst ab dem Jahr 2022 beginnt – dem endgültigen Ende der Kernenergienutzung in Deutschland. Tabelle 4 präsentiert weitere Aussagen zu diesem Komplex.

Tabelle 4: Volllaststunden der Kraftwerke in der Lausitz

Zeitraum von ... bis	Anteil Volllast %	Volllaststunden h/a
2012 - 2015	90%	7595
2016 - 2020	90%	7595
2021 - 2025	85%	7374
2026 - 2030	80%	7154
2031 - 2035	75%	6933
2036 - 2040	70%	6713
2041 - 2045	65%	6492
2046 - 2050	60%	6272

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis vorstehender Annahmen

Folglich kann auch mittelfristig mit hohen Betriebszeiten von modernen Braunkohleblöcken gerechnet werden. Wegen des weiteren Ausbaus der Erneuerbaren Elektrizitätserzeugung werden die Kraftwerksblöcke jedoch zunehmend im Teil-

lastbetrieb gefahren, womit sich der effektive Kraftwerkseinsatz sowie die jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen bis zum endgültigen Betriebsende schrittweise verringern.

#### 4.7 Teillast-Wirkungsgrade von Braunkohlekraftwerken der Lausitz

Der Brennstoffnutzungsgrad der Kraftwerksblöcke hängt vom jeweiligen Lastzustand ab. Tabelle 5 zeigt die entsprechenden Verhältnisse bei den Kraftwerksblöcken Boxberg und Schwarze Pumpe. Demnach sinkt der Nettowirkungsgrad bei einer Lastabsenkung auf 70 % Teillast um rund 3 Prozent (Boxberg) bzw. 2 Prozent (Schwarze Pumpe). Bei einer Lastabsenkung auf 40 Prozent sinkt der relative Brennstoffnutzungsgrad in Boxberg um 9 Prozent, in den Kraftwerken Schwarze Pumpe um 12 Prozent.

*Tabelle 5: Nettowirkungsgrade in Abhängigkeit vom Lastzustand*

	Boxberg N + P	Boxberg Q	Boxberg R	Schwarze Pumpe
Volllast	35,8 %	41,9 %	43,7 %	40,6 %
70 % Teillast	34,8 %	40,7 %	42,5 %	39,8 %
40 % Teillast	32,4 %	37,7 %	39,3 %	35,7 %

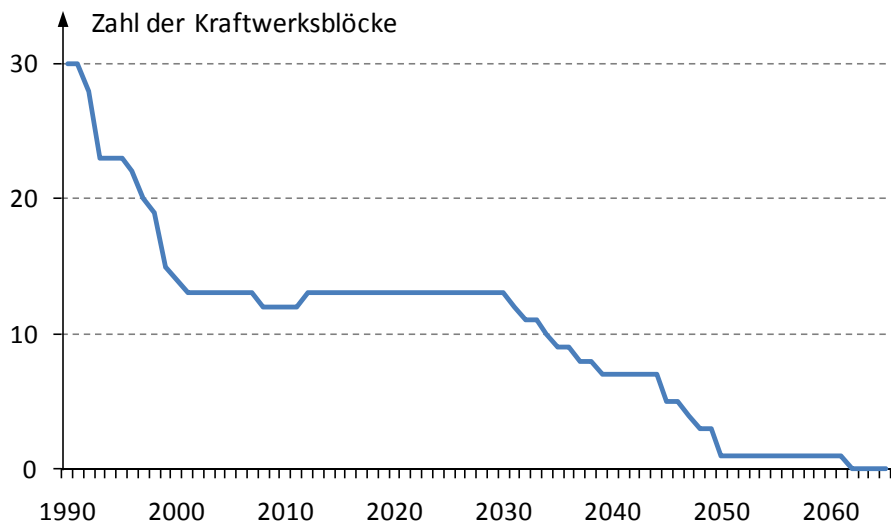
Quelle: Interpolation von Angaben der Vattenfall Europe

Werden die jeweiligen Betriebsstunden mit ihren zugehörigen Teillasten gewichtet, so errechnen sich für das Jahr 2040 rund 6490 Jahresvolllaststunden. Für den Zeitraum bis 2040 kann ein stetiger Rückgang der Jahresvolllaststunden unterstellt werden, wobei dieser Rückgang erst ab dem Jahr 2022 – dem vorgesehenen endgültigen Ende der Kernenergienutzung in Deutschland – beginnt.

#### 4.8 Stilllegung der Braunkohleblöcke in den neuen Bundesländern

Schließlich braucht es eine Annahme über den erwarteten Zeitpunkt der endgültigen Stilllegung der Braunkohleblöcke in den neuen Bundesländern. Nach Abschluss des Kraftwerke-Erneuerungsprogramms ist der entsprechende Kraftwerkspark heute vergleichsweise modern. Unterstellt man Laufzeiten von durchschnittlich 55 Betriebsjahren, kommt es in den neuen Bundesländern erst wieder in den 2030er Jahren zur Stilllegung von Braunkohleblöcken. Abbildung 6 verdeutlicht dies.

Der letzte Braunkohleblock (Boxberg Block R) wird voraussichtlich erst im Jahr 2062 vom Netz genommen. Damit wäre die Braunkohleverstromung in den neuen Bundesländern beendet, sofern es bis dahin keine Investitionen in neue Kraftwerksblöcke geben wird.



Quelle: Eigene Berechnungen

Abbildung 6: Zahl der Kraftwerksblöcke des Vattenfall-Konzerns

## 5 Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen von Braunkohlekraftwerken in den neuen Bundesländern

Gefährdet die Braunkohleverstromung in den neuen Bundesländern unter diesen Annahmen und Überlegungen das Ziel der Bundesregierung, die Treibhausgasemissionen in Deutschland bis 2050 um mindestens 80 Prozent gegenüber dem Wert von 1990 zu reduzieren? Mit den vorstehend erläuterten Systemzusammenhängen kann diese Frage gutachterlich beantwortet werden.

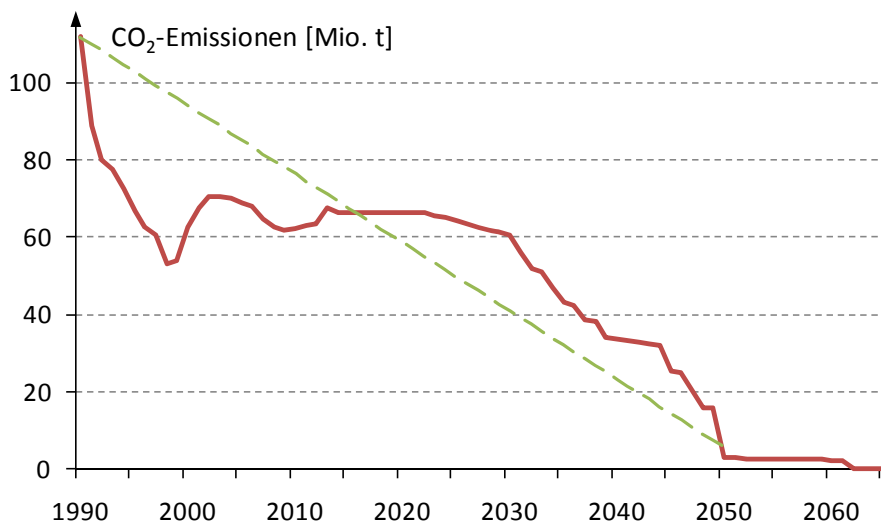
Die Berechnung behandelt nur die CO<sub>2</sub>-Emissionen, auch weil sich die aktuelle öffentliche Diskussion auf dieses quantitativ wichtigste Klimagas konzentriert und dabei die Entwicklungstrends der anderen Klimagase vernachlässigt.

Bis zum Jahr 2014 beruhen die mit dem Betrieb der ostdeutschen Braunkohlekraftwerke verbundenen jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen auf den an die Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt gemeldeten und verifizierten Emissionen. Für die Jahre zwischen 2015 und 2065 erfolgt die Berechnung der jährlichen Emissionen auf Basis der blockspezifischen Emissionen des Jahres 2014. Diese werden proportional um den Rückgang der Volllaststunden gemäß Tabelle 4 sowie den Einfluss des Teillastbetriebs auf den Nettowirkungsgrad gemäß Tabelle 5 jährlich angepasst, bis der jeweilige Block das unterstellte maximale Alter von 55 Betriebsjahren erreicht hat und stillgelegt wird.

Es werden keine neuen politischen Maßnahmen unterstellt, die den Betrieb von Braunkohlekraftwerken in Deutschland zusätzlich zum Ausbau der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien sowie zusätzlich zum bestehenden europäischen Emissionshandel in seiner aktuellen bzw. vom Umweltausschuss des EU-Parlaments am 24. Februar 2015 beschlossenen reformierten Struktur (*Backloading* und Marktstabilisierungsreserve ab 2019) behindern. Selbstverständlich wird die bis 2030 vorgesehene Reduktion der Emissionsrechte berücksichtigt und bis zum Jahr 2050 fortgeschrieben.

Abbildung 7 zeigt die Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen, die unter diesen Annahmen mit der absehbaren Braunkohleverstromung in den neuen Bundesländern verbunden ist. Man erkennt den kräftigen Emissionsrückgang in den Jahren unmittelbar nach der Wende. Derzeit befinden wir uns in einer Plateau-Phase mit nur leicht sinkenden Emissionen als Folge perspektivisch sinkender Volllaststunden. Den getroffenen Annahmen zufolge wird diese Phase bis zum Jahr 2030 anhalten. Ab 2030 wird es dann wieder zu einem beschleunigten Absinken der CO<sub>2</sub>-Emissionen kommen, weil dann die bestehenden Braunkohleblöcke endgültig stillgelegt werden müssen.

Bis dahin sind Wirtschaft und Bevölkerung in den Braunkohlerevieren aufgerufen, neue Wertschöpfungspotentiale und Arbeitsplätze aufzubauen, um den Übergang in das Zeitalter nach der Braunkohle sozialverträglich zu bewältigen.



Quelle: Eigene Berechnungen wie erläutert

Abbildung 7: CO<sub>2</sub>-Emissionen der Braunkohlekraftwerke des Vattenfall-Konzerns

Abbildung 7 zeigt außerdem eine gestrichelte Trendlinie. Sie entspricht einem Rückgang der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 95 Prozent bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Ausgangsjahr 1990. Demnach wird das bekanntlich ehrgeizige Treibhausgasziel von mindestens 80 Prozent gegenüber 1990 im Bereich der ostdeutschen Braunkohlekraftwerke erreicht und sogar übertroffen. Dies gilt selbst dann, wenn die CO<sub>2</sub>-Preise niedrig bleiben und der Braunkohle keine weiteren Lasten aufgebürdet werden.

Allerdings ist der Reduktionspfad nichtlinear. Vorübergehend, nämlich zwischen 2020 und 2040, dürften die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Braunkohlekraftwerke in den neuen Bundesländern oberhalb des linearen Trends liegen. Dies ist letzten Endes eine Konsequenz des derzeit geringen Alters der vorhandenen Braunkohleblöcke, verhindert aber nicht die drastischen Emissionsminderungen bis zum Jahr 2050.

Temporäre Abweichungen von einem linearen Zielpfad müssen als kompatibel mit dem Energiekonzept 2010 der Bundesregierung angesehen werden. Dort heißt es nämlich zur Einordnung der quantitativen Ziele für den Zeitraum bis 2050 (Seite 4):

„Damit soll nicht eine Punktlandung angestrebt werden. Das wäre mit den erwartbaren vielfältigen wirtschaftlichen und technischen Entwicklungen nicht zu vereinbaren. Vielmehr gibt der Entwicklungspfad allgemein und in den verschiedenen Sektoren Auskunft darüber, ob im Verlauf der tatsächlichen Entwicklung die Ziele erreicht werden“.

Angesichts der Tatsache, dass die Braunkohleverstromung in den neuen Bundesländern kein Hemmnis für das Erreichen der langfristigen CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele

darstellt, gibt es aus gutachterlicher Sicht keinen erkennbaren Grund für politische Interventionen zulasten der Betreiber von Braunkohlekraftwerken und ihren Mitarbeitern, Zulieferern und der Standortgemeinden. Allein die Tatsache, dass in den kommenden Jahren ein vorübergehend unterproportionaler Emissionsrückgang zu erwarten ist, kann keine ausreichende Begründung dafür sein, einer vom Strukturwandel gezeichneten Region eine heute noch wesentliche ökonomische Grundlage zu entziehen.

## 6 Weitere Potentiale von Braunkohlekraftwerken zur Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen

Die vorstehenden Aussagen zu den CO<sub>2</sub>-Emissionen beschränken sich auf den Betrieb von Braunkohlekraftwerken und blenden die mit dem Braunkohleabbau verbundenen Emissionen aus. Diese Vorketten-Emissionen sind zumindest proportional zu der in den Kraftwerken eingesetzten Braunkohlemenge und die damit verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen. Mit der Emissionsreduktion der Kraftwerke sinken entsprechend auch die Emissionen aus den Vorketten.

Plausibler ist allerdings die Aussage, dass sich die Vorketten-Emissionen überproportional zur geförderten Braunkohlemenge zurückgebildet haben, weil der Braunkohletagebau in den neuen Bundesländern seit dem Jahr 1990 einen dramatischen Produktivitätsfortschritt erlebt hatte. Dieser Wandel hatte in erster Linie Auswirkungen auf die Beschäftigung. Während Ende der 1980er Jahre noch fast 140'000 Menschen in der Braunkohlenindustrie der DDR beschäftigt waren, sind es im Jahr 2010 nur noch gut 11'500 Personen (Prognos 2011). Neben diesem beschäftigungsbezogenen Produktivitätsfortschritt dürfte es im ostdeutschen Braunkohletagebau seit 1990 wohl auch einen emissionsbezogenen Produktivitätsfortschritt gegeben haben, der allerdings mangels entsprechender Daten nur geschätzt werden kann. Für die weitere Entwicklung der Vorketten-Emissionen bis zum Jahr 2050 müsste ein Bergbaumodell erstellt werden, welches unter anderem auf Lagerstättenparameter und absehbare technische Entwicklungen zurückgreifen müsste. Die Entwicklung eines solchen Modells überschreitet den Auftrag des vorliegenden Gutachtens.

Andere Treibhausgas-Minderungspotentiale könnten sich aus der Entwicklung von *Clean Coal*-Technologien ergeben, darunter *Carbon Capture and Storage* (CCS) bzw. *Carbon Capture and Use* (CCU). Es handelt sich um denkbare Zukunftskonzepte, die heute noch nicht marktreif und unter den aktuellen Rahmenbedingungen auch noch nicht einsetzbar sind. Doch angesichts der global sehr umfangreichen Kohlevorkommen dürfte ein anspruchsvoller internationaler Klimaschutz kaum gelingen, wenn es hier keine technischen Fortschritte geben wird. Viele Länder insbesondere in Asien, Afrika und Südamerika sehen in der Nutzung ihrer Kohlevorkommen eine mögliche Quelle für die wirtschaftliche Entwicklung. Klimakompatibel wäre das nur unter Nutzung von *Clean Coal*-Technologien. Auch wenn fortgeschrittene Industrieländer derartige Technologien nur eingeschränkt nutzen wollen, müssen sie auf dem Gebiet der Technologieentwicklung eine Führungsrolle übernehmen, was bedeutet, die entsprechenden Technologien auch praktisch zu erproben.

Ein dritter Bereich möglicher Emissionsminderungen besteht darin, die mit der Braunkohleverstromung verbundenen Nebenprodukte und Sekundärrohstoffe vermehrt zur Substitution von Erzeugnissen zu verwenden, die heute nur mit erheblichen CO<sub>2</sub>-Emissionen hergestellt werden können. Ein Beispiel ist die Ze-



mentherstellung, wo der Klinkeranteil durch Kalkstein in Kombination mit Flugasche ersetzt werden kann. Unter dem Schlagwort *Green Concrete* gibt es internationale Initiativen zur Entwicklung klinkerarmer und damit CO<sub>2</sub>-reduzierter Beton-Baustoffe (HEINZ *et al.* 2011). Grundsätzlich spielen neben dem Klimaschutz immer auch produkttechnische Anforderungen eine Rolle, die im modernen Baugeschehen verlangt und durch Baustoffnormen definiert werden (Hydratation, Dichtigkeit, Festigkeit, Dauerhaftigkeit). Doch hat die aktuelle Diskussion über die Zukunft der Kohleindustrie in Deutschland bei den Zementherstellern Zweifel über die künftige Verfügbarkeit der entsprechenden Sekundärrohstoffe aufkommen lassen (HEINZ 2014).

Die Ausführungen zu den weiteren CO<sub>2</sub>-Minderungspotentialen der Braunkohleverstromung können keine sorgfältige Analyse ersetzen; diese steht noch aus. Doch deuten die vorstehenden Überlegungen das Potential für eine klimafreundliche Nutzung der Braunkohle an. Nach den Regeln von Marktwirtschaft und Wettbewerb wird dieses aktuell, sobald andere, kostengünstigere Optionen zur CO<sub>2</sub>-Reduktion ausgeschöpft sind.

Die aktuellen und wohl auch für die absehbare Zukunft erwarteten CO<sub>2</sub>-Preise verhindern momentan ein größeres Engagement zugunsten entsprechender Innovationen. Das Bundeswirtschaftsministerium und andere nationalstaatliche Akteure sollten aber bei ihren am Kurzfristziel für 2020 orientierten Klimaschutzbemühungen darauf achten, dass entsprechende Innovationsstrategien in Deutschland grundsätzlich möglich bleiben. Andernfalls könnten langfristig beträchtliche Nachteile nicht nur für den Klimaschutz drohen.

## 7 Quellen

BDEW (2015) Entwicklung der Energieversorgung 2014, veröffentlicht am 10. März 2015. Berlin: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft

BMU (2010) Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. „Leitstudie 2010“ ([www.fvee.de/fileadmin/politik/bmu\\_leitstudie2010.pdf](http://www.fvee.de/fileadmin/politik/bmu_leitstudie2010.pdf))

BMWi (2014) Die Energie der Zukunft. Erster Fortschrittsbericht zur Energiewende. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin ([www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/fortschrittsbericht,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf](http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/fortschrittsbericht,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf))

BMWi (2015a) Bundesminister Gabriel stellt Eckpunktepapier Strommarkt vor - Konzeptvorschläge zur Weiterentwicklung des Strommarkts, „Klimaschutzbeitrag“ und zur zukünftigen Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung ([www.bmwi.de/DE/Themen/energie.did=698532.html](http://www.bmwi.de/DE/Themen/energie.did=698532.html))

BMWi (2015b) Der nationale Klimaschutzbeitrag der deutschen Stromerzeugung. Ergebnisse der Task Force „CO<sub>2</sub>-Minderung“. Berlin ([www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/C-D/der-nationale-klimaschutzbeitrag-der-deutschen-stromerzeugung.pdf](http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/C-D/der-nationale-klimaschutzbeitrag-der-deutschen-stromerzeugung.pdf))

BNetzA (2012) Szenariorahmen der Bundesnetzagentur für den Netzentwicklungsplan Strom 2012 nach § 12a EnWG ([www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Szenariorahmen/Genehmigung%20des%20Szenariorahmens%20zum%20NEP%202012.pdf](http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Szenariorahmen/Genehmigung%20des%20Szenariorahmens%20zum%20NEP%202012.pdf))

Bundesregierung (2010) Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung vom 28. September 2010 ([www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf](http://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf))

DEHST (2007) Zuteilungsverordnung 2012. Berlin: Deutsche Emissionshandelsstelle. Veröffentlicht im Bundesgesetzblatt I Nr. 40 vom 17. August 2007 ([www.dehst.de/SharedDocs/Downloads/Archiv/Zuteilung\\_2008-2012/Anhang01\\_Stoffliste.pdf](http://www.dehst.de/SharedDocs/Downloads/Archiv/Zuteilung_2008-2012/Anhang01_Stoffliste.pdf))

ERDMANN, G., ZWEIFEL, P. (2008) Energieökonomik. Theorie und Anwendungen. Berlin: Springer-Verlag

ERDMANN, G. (2013) Annahmen der energiewirtschaftlichen Planrechtfertigung im Entwurf des Braunkohlenplans „Tagebau Nochten, Abbaugbiet 2“. Gutachten

im Auftrag des Sächsischen Staatsministeriums für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr. Dresden

EU (2003) Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft. Amtsblatt der Europäischen Union L 275, 23-45

HEINZ, D. *et al.* (2011) Praxisgerechte flugaschereiche Betone mit Hochleitungsfließmitteln. BWI-BetonWerk International 15 (Nr.5), Seite 36-45

HEINZ, D. (2014) Zemente und Zusatzstoffe – aktuelle Entwicklungen. Centrum Baustoffe und Materialprüfung der Technischen Universität München ([mediatum.ub.tum.de/doc/1230818/1230818.pdf](http://mediatum.ub.tum.de/doc/1230818/1230818.pdf))

Öko-Institut / Prognos (2015) Das CO<sub>2</sub>-Instrument für den Stromsektor: Modellbasierte Hintergrundanalysen. 13. April 2015 ([www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/S-T/strommarkt-praesentation-das-co2-instrument-fuer-den-stromsektor.pdf](http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/S-T/strommarkt-praesentation-das-co2-instrument-fuer-den-stromsektor.pdf))

Prognos (2011) Bedeutung der Braunkohle in Ostdeutschland. Studie im Auftrag der Vattenfall AG. Berlin ([corporate.vattenfall.de/globalassets/deutschland/geschaeftsfelder/studie\\_2011\\_bedeutung\\_der\\_braunkohle\\_in\\_ostdeutschland.pdf](http://corporate.vattenfall.de/globalassets/deutschland/geschaeftsfelder/studie_2011_bedeutung_der_braunkohle_in_ostdeutschland.pdf))

SMWA (2013) Energie- und Klimaprogramm Sachsen 2012 vom 12. März 2013 ([www.smwa.sachsen.de/set/431/Energie\\_und\\_Klimaprogramm\\_Sachsen\\_2012\\_20130312\\_v2.pdf](http://www.smwa.sachsen.de/set/431/Energie_und_Klimaprogramm_Sachsen_2012_20130312_v2.pdf))

UBA (2013) Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2012. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt ([www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/461/publikationen/climate\\_change\\_07\\_2013\\_icha\\_co2emissionen\\_des\\_dt\\_strommixes\\_webfassung\\_barrierefrei.pdf](http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/461/publikationen/climate_change_07_2013_icha_co2emissionen_des_dt_strommixes_webfassung_barrierefrei.pdf))

ÜNB (2013) Netzentwicklungsplan Strom. Zweiter überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber ([www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/NEP2012\\_2/NEP2012\\_2\\_Kapitel\\_1\\_bis\\_8.pdf](http://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/NEP2012_2/NEP2012_2_Kapitel_1_bis_8.pdf))