

# Verminderte Kohleverstromung könnte zeitnah einen relevanten Beitrag zum deutschen Klimaschutzziel leisten

Von Felix Reitz, Clemens Gerbaulet, Christian von Hirschhausen, Claudia Kemfert, Casimir Lorenz und Pao-Yu Oei

Die deutsche Bundesregierung hat sich das Ziel gesetzt, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2020 um 40 Prozent gegenüber 1990 zu senken. Aktuelle Projektionen gehen davon aus, dass dieses Ziel nur bei Ergreifung weiterer Maßnahmen erreicht wird. Eine wichtige Rolle kommt dabei dem Stromsektor zu, dessen Emissionen zu etwa 85 Prozent in Braun- und Steinkohlekraftwerken entstehen. Große Teile der deutschen Kohlekraftwerke sind schon sehr alt und besonders CO<sub>2</sub>-intensiv. Im Rahmen des derzeit von der Bundesregierung vorbereiteten Aktionsprogramms Klimaschutz 2020 wird daher als kurzfristig wirksame Maßnahme eine frühzeitige Stilllegung von Kohlekraftwerken diskutiert. Die Gelegenheit hierfür erscheint aufgrund der derzeit bestehenden Überkapazitäten und den damit einhergehenden niedrigen Großhandelspreisen sowie hohen Stromexporten günstig.

Szenariorechnungen für das deutsche Stromsystem des Jahres 2015 zeigen, dass die Abschaltung der ältesten und CO<sub>2</sub>-intensiven Kohlekraftwerke einen substantiellen Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung leisten kann. Bei einer zusätzlichen Stilllegung von rund drei Gigawatt Steinkohle- und sechs Gigawatt Braunkohlekapazitäten ergibt sich eine CO<sub>2</sub>-Reduktion von 23 Millionen Tonnen. Hinzu kommen Einsparungen, die sich durch den bereits heute angekündigten Rückbau von rund drei GW Steinkohlekraftwerken ergeben. Gleichzeitig steigen die Großhandelsstrompreise, wodurch sich die Wirtschaftlichkeit der Stromerzeugung insbesondere von flexiblen Gaskraftwerken verbessert. Aufgrund des gestiegenen Großhandelspreises sinkt auch die EEG-Umlage.

Die deutsche Bundesregierung hat sich zum Ziel gesetzt, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2020 um 40 Prozent gegenüber 1990 zu senken. Dieses Ziel wurde bereits 2007 von der damaligen Bundesregierung formuliert; im Energiekonzept des Jahres 2010 sowie im Koalitionsvertrag der aktuellen großen Koalition von 2013 wurde es bekräftigt.<sup>1</sup> Bis zum Jahr 2050 soll eine noch deutlich weitergehende Einsparung von 80 bis 95 Prozent erreicht werden.

Aktuelle Projektionen gehen davon aus, dass das deutsche 2020-Ziel ohne weitere Maßnahmen nicht erreicht wird. Vor diesem Hintergrund erstellt die Bundesregierung derzeit das „Aktionsprogramm Klimaschutz 2020“, um die Zielmarke doch noch zu erreichen. Es stellt sich die Frage, in welchen Bereichen die zusätzlichen Emissionsminderungen erbracht werden können und welche konkreten Maßnahmen hierfür ergriffen werden müssen. Dabei könnte insbesondere der Stromsektor – neben der Industrie, dem Verkehr oder den privaten Haushalten – einen relevanten Beitrag leisten. In diesem Wochenbericht werden anhand von Szenariorechnungen die Emissionsminderungspotenziale einer vorzeitigen Abschaltung von Braun- und Steinkohlekraftwerken und die damit verbundenen Mengen- und Preiseffekte auf dem Strommarkt untersucht.<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Bundesregierung (2007): Regierungserklärung des Bundesministers für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Sigmar Gabriel. Bulletin der Bundesregierung Nr. 46-1 vom 26. April 2007; Bundesregierung (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin, 28. September 2010; CDU, CSU, SPD (2013): Deutschlands Zukunft gestalten. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. Berlin, 27. November 2013.

<sup>2</sup> Dieser Wochenbericht beruht auf Ergebnissen einer Studie, die im Auftrag der Heinrich-Böll-Stiftung und der European Climate Foundation durchgeführt wurde. Vgl. Reitz F., Gerbaulet, C., Kemfert, C., Lorenz, C., Oei, P.-Y., von Hirschhausen, C. (2014): Szenarien einer nachhaltigen Kraftwerksentwicklung in Deutschland. Berlin, DIW Berlin Politikberatung Kompakt 90.

## Aktuelle Projektionen deuten auf Verfehlen des 2020-Ziels hin

Die deutschen Treibhausgasemissionen sind zwischen 1990 und 2013 um rund 24 Prozent gesunken.<sup>3</sup> Angaben des Umweltbundesamts (UBA) zufolge sind sie im Verlauf der Finanz- und Wirtschaftskrise im Jahr 2009 auf einen Tiefstand von 913 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> gefallen.<sup>4</sup> Seitdem sind die Emissionen jedoch wieder leicht angestiegen, im Durchschnitt um etwa 1,1 Prozent jährlich. Der aktuellen Schätzung des UBA zufolge lag das Emissionsniveau des Jahres 2013 bei 951 Millionen Tonnen. Einen großen Anteil an den energiebedingten Emissionen hat die Stromerzeugung. Die Emissionen der Stromerzeugung im Jahr 2013 lagen der UBA-Schätzung zufolge bei 317 Millionen Tonnen. Mit etwa 167 Millionen Tonnen entfiel davon die Hälfte auf Braunkohleverstromung, weitere 102 Millionen Tonnen entfielen auf Steinkohle. Etwa 85 Prozent der strombedingten Emissionen entfielen demnach auf Kohlekraftwerke.

Im Gegensatz zum seit 2009 leicht steigenden Emissionstrend erwartet das Bundesumweltministerium (BMUB) einen sektorübergreifenden Emissionsrückgang bis zum Jahr 2020. In einer Projektion wird davon ausgegangen, dass die Treibhausgasemissionen bis 2020 gegenüber dem Basisjahr um ungefähr 33 Prozent sinken (Abbildung 1).<sup>5</sup> Demnach fehlen etwa sieben Prozentpunkte zur Erreichung des ausgewiesenen Ziels einer 40-prozentigen Treibhausgasreduktion. Bereits in dieser Projektion reduziert die Energiewirtschaft ihre CO<sub>2</sub>-Emissionen im Vergleich zu 2012 um etwa 70 Millionen Tonnen; dies ist mehr als die Reduktionen aller anderen Sektoren zusammen.

Das Reduktionsziel entspricht einer verbleibenden Gesamtemissionsmenge von 750 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalent im Jahr 2020. Gegenüber der Projektion müsste demnach eine Menge in der Größenordnung von 70 Millionen Tonnen im Jahr 2020 zusätzlich reduziert werden. Abbildung 1 zeigt außerdem zwei Szenarien des BMUB, die unterschiedliche Reduktionsan-

strengungen im Rahmen des Aktionsprogramms Klimaschutz beinhalten und das 2020-Ziel erreichen oder sogar übererfüllen.<sup>6</sup> Dabei muss die Energiewirtschaft, insbesondere der Stromsektor, einen substantiellen Beitrag erbringen.

## Das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020

Derzeit erarbeitet die Bundesregierung unter Federführung des Bundesumweltministeriums ein Aktionsprogramm Klimaschutz 2020. Im April 2014 wurden hierzu Eckpunkte vorgelegt.<sup>7</sup> Das vollständige Programm soll im Dezember 2014 vom Bundeskabinett beschlossen und veröffentlicht werden. Dabei werden voraussichtlich sektorale Einsparungsziele ausgegeben, die neben Landwirtschaft, Handelsgewerbe, Haushalten, Verkehrssektor und Industrie auch die Energiewirtschaft adressieren dürften.

Im Eckpunktepapier des BMUB wird die Einbettung des nationalen Klimaschutzziels (Reduktion der Treibhausgasemissionen um 40 Prozent gegenüber 1990) und der nationalen Maßnahmen in den europäischen Kontext skizziert. Dabei ist das EU-weite Reduktionsziel für Treibhausgasemissionen um 20 Prozent gegenüber 1990 von zentraler Bedeutung.<sup>8</sup> Dieses ist unterteilt in ein gesamteuropäisches Reduktionsziel im Emissionshandelsbereich (ETS) sowie in nationale Ziele für nicht vom ETS erfasste Bereiche. Dem Emissionshandel unterliegen insbesondere die Energiewirtschaft und Teile der Industrie.

Die Handlungsmöglichkeiten der Bundesregierung zur Erreichung des nationalen Klimaschutzziels lassen sich demnach drei verschiedenen Bereichen zuordnen. Erstens können verstärkte Maßnahmen im Bereich außerhalb des Emissionshandels durchgeführt werden, beispielsweise im Gebäudebereich, bei privaten Haushalten, der Landwirtschaft oder im Verkehr. Zweitens kann die Regierung auf ambitionierte Strukturreformen des Emissionshandels hinwirken. In Hinblick auf das 2020-Ziel erscheinen die Möglichkeiten hier jedoch begrenzt, da die Änderungen zu spät wirksam würden und der erwartete CO<sub>2</sub>-Preiseffekt unzureichend sein dürfte.<sup>9</sup> Drittens können ergänzende Maßnahmen im Kon-

<sup>3</sup> Umweltbundesamt (2014): Treibhausgasausstoß in Deutschland 2013, vorläufige Ergebnisse aufgrund erster Berechnungen und Schätzungen des Umweltbundesamtes. Dessau-Roßlau, März 2014.

<sup>4</sup> Ohne CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft. Maßeinheit: CO<sub>2</sub>-Äquivalente. Dabei wird die Klimawirkung anderer Treibhausgase, zum Beispiel Methan oder Lachgas, mit einem Äquivalenzfaktor auf die Klimawirkung von CO<sub>2</sub> umgerechnet.

<sup>5</sup> Für Kohlendioxid, Methan und Lachgas gilt 1990 als Basisjahr, für HFKW, FKW und Schwefelhexafluorid dagegen 1995. Schaffhausen, F. (2014): Foliensatz beim Workshop „Aktionsprogramm Klimaschutz“ des BMUB, Berlin, 6. Juni 2014. Vgl. auch Öko-Institut, IEK-STE, DIW Berlin, FhG-ISI (2013): Politikszenerarien für den Klimaschutz VI. Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030. Climate Change 04/2013. Dessau-Roßlau, März 2013. Im etwas älteren Projektionsbericht 2013, der an die europäische Kommission übermittelt wurde, wird bis 2020 gegenüber dem Basisjahr eine etwas geringere Einsparung von 32 Prozent prognostiziert.

<sup>6</sup> Vgl. Schaffhausen, F. (2014), a. a. O.

<sup>7</sup> BMUB (2014): Aktionsprogramm Klimaschutz, Eckpunkte des BMUB. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, Berlin, April 2014.

<sup>8</sup> Vgl. Europäische Kommission (2014): The 2020 climate and energy package. ec.europa.eu/clima/policies/package/index\_en.htm.

<sup>9</sup> Vgl. Oei, P.Y. et al. (2014): Kohleverstromung gefährdet Klimaschutzziele: Der Handlungsbedarf ist hoch. DIW Wochenbericht Nr. 26/2014; Acworth, W. (2014): Can the Market Stability Reserve Stabilise the EU ETS: Commentators Hedge Their Bets. DIW Roundup 23.

text der Energiewende vorgenommen werden, die sich indirekt auch auf den ETS-Bereich auswirken, insbesondere auf die Energiewirtschaft. Das BMUB geht davon aus, dass Maßnahmen in allen drei Bereichen sowie in sämtlichen Wirtschaftssektoren erforderlich sind.

Für die Energiewirtschaft werden – neben einer anspruchsvollen Reform des ETS bereits vor 2020 – mehrere zentrale Klimaschutzmaßnahmen identifiziert. Dazu gehört der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien, eine verstärkte Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung, eine Steigerung der Energieeffizienz insbesondere im Strombereich sowie ein mit der Energiewende verträglicher Entwicklungspfad des konventionellen Kraftwerksparks im Sinne eines Abbaus fossiler Stromerzeugung.

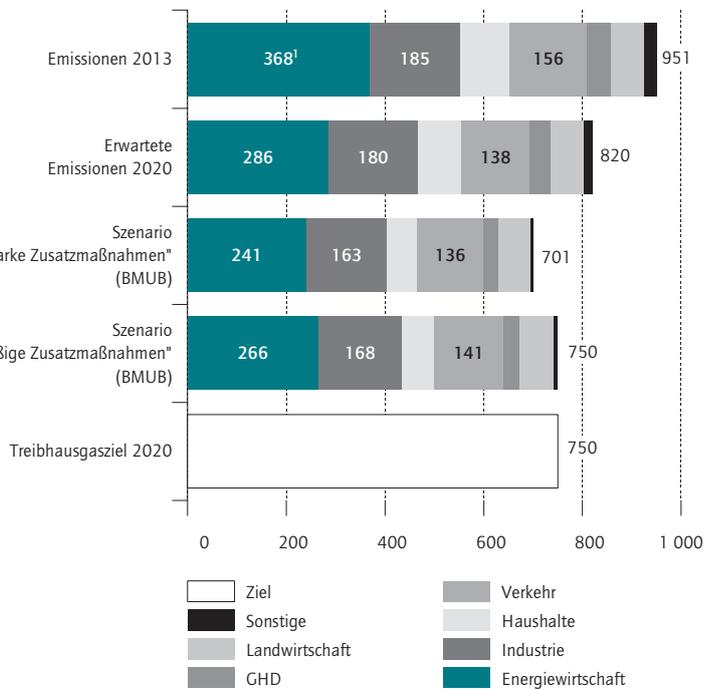
### Zukunft der Kohleverstromung entscheidend für Klimaschutzziele

Dem Stromsektor kommt im Rahmen der Energiewende eine besondere Bedeutung bei der Erreichung des nationalen Klimaschutzziels zu. Auch das vom Bundeswirtschaftsministerium Ende Oktober 2014 vorgelegte Grünbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“, welches bis zum März 2015 öffentlich konsultiert wird, thematisiert eine klimafreundliche Stromerzeugung. Das Grünbuch weist darauf hin, dass es bei der Ausgestaltung zukünftiger Marktstrukturen darum geht, die unterschiedlichen Ziele des Energiewirtschaftsgesetzes und der Energiewende möglichst umfassend zu adressieren: Neben der Versorgungssicherheit und der Kostengünstigkeit muss ein zukünftiger Kraftwerkspark daher auch explizit mit den Klimaschutzzielen kompatibel sein. So enthält das Grünbuch auch eine entsprechende Forderung, derzufolge die CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Stromerzeugung langfristig deutlich sinken müssen. Für das Jahr 2050 fordert das Grünbuch flexibel einsetzbare konventionelle Kraftwerke, die auch mit geringen Benutzungsstunden profitabel sein können und eine geringe CO<sub>2</sub>-Intensität sowie eine hohe Brennstoffausnutzung vorweisen.

Diese Forderungen werden von Kohlekraftwerken am wenigsten erfüllt. Ein Großteil der bestehenden Kohlekraftwerke weist geringe Wirkungsgrade auf und ist außerdem weniger flexibel einsetzbar als Gaskraftwerke. Braunkohlekraftwerke stellen mit einem Kohlenstoffdioxid ausstoß von durchschnittlich etwa 1,2 Kilogramm je produzierter Kilowattstunde die mit Abstand treibhausgasintensivste Stromerzeugungsform dar. Steinkohlekraftwerke sind mit durchschnittlich 0,9 kg/kWh nur unwesentlich weniger CO<sub>2</sub>-intensiv.

Abbildung 1

### Stand und Projektionen der deutschen Treibhausgasemissionen In Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalenten



<sup>1</sup> Darunter ca. 317 Millionen Tonnen im Stromsektor.

Quellen: Schafhausen, F. (2014), a. a. O.; Umweltbundesamt (2014), a. a. O.

Insbesondere im Stromsektor sind zusätzliche Emissionsreduktionen erforderlich.

Dagegen fallen bei der Erdgasverstromung nur durchschnittlich 0,4 kg/kWh an.<sup>10</sup>

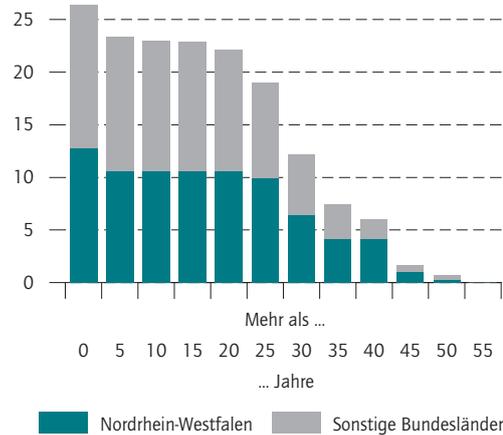
CO<sub>2</sub>-Einsparungen im Stromsektor sind auch deshalb interessant, weil hier im Vergleich zu anderen Sektoren kostengünstige Alternativen verfügbar sind. Viele Energiesystem- und Stromsektorszenarien sehen deshalb in der Dekarbonisierung des Stromsektors, also einer weitgehend CO<sub>2</sub>-neutralen Stromerzeugung, eine kostengünstige Option des Klimaschutzes. Ein bekanntes Beispiel hierfür ist die Energy Roadmap der Europäischen Kommission, die langfristig zur Erreichung

<sup>10</sup> Die durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren beziehen sich auf das Jahr 2010 bezogen auf den Stromverbrauch; vgl. Umweltbundesamt (2013): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxidemissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2012. Climate Change 07/2013. Dessau-Roßlau, Mai 2013; modernere Anlagen haben dagegen Emissionswerte von ungefähr 940 g/kWh für Braunkohle, 735 g/kWh für Steinkohle und 347 g/kWh für Erdgas-GuD-Kraftwerke; vgl. Umweltbundesamt (2009): Klimaschutz und Versorgungssicherheit. Climate Change 13/2009. Dessau-Roßlau, September 2009.

Abbildung 2

**Altersstruktur der deutschen Steinkohlekraftwerke**

Kapazität in Gigawatt



Quelle: Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (2014).

© DIW Berlin 2014

Über die Hälfte der Kraftwerksleistung ist älter als 30 Jahre.

von Klimaschutzziele eine fast vollständige Dekarbonisierung des Stromsektors vorsieht.<sup>11</sup>

Derzeit bestehen Überkapazitäten bei der Stromerzeugung in Deutschland. Diese resultieren aus dem nach wie vor hohen Bestand konventioneller Kraftwerke und dem dynamischen Zubau erneuerbarer Energien, was sich in geringen Großhandelspreisen für Strom ausdrückt. In der Folge exportieren deutsche Erzeuger immer mehr Strom ins Ausland. Im Jahr 2013 wurde nach Angaben der AG Energiebilanzen mit einem Exportsaldo von 33,8 TWh ein neuer Rekord aufgestellt; dies entspricht über fünf Prozent der deutschlandweiten Bruttoerzeugung.

Eine kontrollierte und begrenzte Abschaltung von Kohlekraftkapazitäten könnte die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Energiewirtschaft verringern. Dabei würde der Großhandelspreis für Strom steigen. In der Folge könnte sich die Profitabilität von Erdgas-basierten Kraftwerken<sup>12</sup>

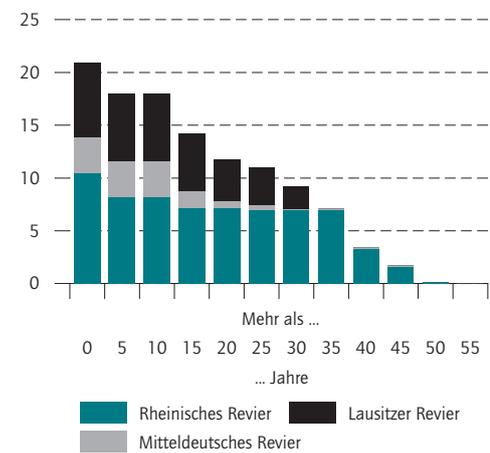
**11** Vgl. Europäische Kommission (2011): Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen. Fahrplan für den Übergang zu einer wettbewerbsfähigen CO<sub>2</sub>-armen Wirtschaft bis 2050. KOM(2011) 112, endgültig. Brüssel, 8. März 2011; andere Sektoren wie der Verkehrs- oder der Wärmesektor verfügen ebenfalls über ein hohes Einsparpotential. Um dieses Potential zu heben, müssen jedoch weitere Fortschritte, zum Beispiel bei der Entwicklung innovativer Mobilitätstechnologien oder bei der Gebäudesanierungsrate gemacht werden. Erfolge bis 2020 erscheinen jedoch vorrangig im Bereich der Stromerzeugung plausibel.

**12** Gleiches gilt grundsätzlich auch für die Profitabilität von Pumpspeichern sowie nachfrageseitiger Flexibilitätsoptionen.

Abbildung 3

**Altersstruktur der deutschen Braunkohlekraftwerke**

Kapazität in Gigawatt



Quelle: Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (2014).

© DIW Berlin 2014

Das älteste Drittel der Braunkohlekraftkapazitäten steht im Rheinischen Revier und ist über 35 Jahre alt.

verbessern. Diese sind vergleichsweise emissionsarm und können zudem flexibel im Zusammenspiel mit fluktuierenden erneuerbaren Energien betrieben werden. Eine aus umweltpolitischen Gründen forcierte Abschaltung von Kohlekraftwerken bietet sich aufgrund der vorhandenen Überkapazitäten und der niedrigen Großhandelspreise derzeit an.<sup>13</sup>

**Altersstruktur der deutschen Kohlekraftwerke heterogen**

Der deutsche Kraftwerkspark basiert seit seiner Entwicklung zu Beginn des 20. Jahrhunderts auf Kohle. Im Jahr 2013 hatte die Braunkohle nach Angaben der AG Energiebilanzen einen Anteil von etwa 25 Prozent an der Bruttostromerzeugung, Steinkohle kam auf etwa 19 Prozent.

**Über die Hälfte der Steinkohlekraftkapazitäten älter als 30 Jahre**

Abbildung 2 zeigt die Altersstruktur der deutschen Steinkohlekraftwerke. Etwa 48 Prozent der Steinkohlekraftkapazitäten liegen in Nordrhein-Westfalen, insbesondere im Ruhrgebiet, dem Zentrum der deutschen Kohlewirtschaft. Bis zum Auslaufen der Subventionen im Jahr 2018 wird in den Bergwerken des Ruhrgebiets auch noch

**13** Um die Versorgungssicherheit abzusichern könnte die Einführung einer strategischen Reserve notwendig werden. Vgl. Neuhoﬀ, K., Kunz, F., Rüter, S., Schwene, S. (2014): Koordinierte Strategische Reserve kann Stromversorgungssicherheit in Europa erhöhen. DIW Wochenbericht Nr. 30/2014.

Kasten

### Methodik der Szenariorechnungen

Für die Berechnungen wurde das Strommarktmodell ELMOD-MIP verwendet.<sup>1</sup> Das Modell optimiert den stündlichen Kraftwerkseinsatz für eine gegebene, preisunelastische Nachfrage, wobei die eingeschränkte Flexibilität von thermischen Kraftwerken berücksichtigt wird. Das Modell verfügt über eine stündliche Auflösung und wird unter Berücksichtigung der Stromerzeugung fluktuierender erneuerbarer Energien für alle Stunden des jeweiligen Szenariojahres gelöst. Von innerdeutschen Netzengpässen wird abstrahiert.

Wesentliche Eingangsparameter sind konventionelle und erneuerbare Stromerzeugungskapazitäten nach Annahmen des Netzentwicklungsplans der Übertragungsnetzbetreiber, die Stromnachfrage des Jahres 2013 sowie variable Stromerzeugungskosten und andere technisch-ökonomische Parameter. Die im Modellrahmen zu deckende Stromnachfrage beinhaltet auch die historischen Stromexporte des Jahres 2013. Somit wurde vereinfachend unterstellt, dass sich der Stromaustausch mit dem Ausland zwischen den einzelnen Szenarien nicht unterscheidet.

Das Modell berechnet den Kraftwerkseinsatz, die CO<sub>2</sub>-Emissionen und die Strompreise. Letztere spiegeln im Wesentlichen die variablen Kosten des jeweiligen Grenzkraftwerks wider.

<sup>1</sup> Vgl. Lorenz, C.L., Gerbaulet, C. (2014): New Cross-Border Electricity Balancing Arrangements in Europe. DIW Discussion Paper 1400.

Für die Modellrechnungen wurden einige stilisierte Annahmen getroffen, deren Auswirkungen auf die Modellergebnisse in weiteren Analysen untersucht werden sollten. Dazu gehören die Interaktionen im europäischen Verbundnetz. Infolge der unterstellten angebotsseitigen Veränderungen in den Szenarien dürfte es zu veränderten grenzüberschreitenden Stromflüssen, insbesondere zu einem geringeren Exportsaldo<sup>2</sup> kommen. Demnach dürften der Einsatz von Gaskraftwerken in Deutschland und der damit verbundene Preisanstieg in der Modellierung überschätzt sein. Gleichzeitig ist eine zumindest teilweise Verlagerung der in Deutschland eingesparten Emissionen in die Nachbarländer möglich. Fragen der mittelfristigen Versorgungssicherheit unterliegen Unsicherheiten und sollten genauer geklärt werden. Sie beziehen sich einerseits auf die Nutzung des innerdeutschen Übertragungsnetzes, andererseits auf die in Deutschland vorzuhaltende gesicherte Erzeugungsleistung. Auch hier sind Interaktionen im europäischen Verbundnetz relevant.

<sup>2</sup> Im Szenario S3B10 können die hohen Nettoexporte des Jahres 2013 nicht aufrechterhalten werden. Bei den auf Deutschland fokussierten Modellrechnungen ergeben sich in diesem Szenario relativ deutliche Preissteigerungen, die bei Berücksichtigung des Auslands durch verstärkte Importe abgedämpft werden dürften.

deutsche Steinkohle gefördert und in den Kraftwerken energetisch genutzt. Der Rest der Steinkohlekraftwerke befindet sich überwiegend im Saarland und an mit Schiffen gut erreichbaren Orten wie der Rheinschiene und den Küsten. Mehr als die Hälfte der Kapazität von 26,5 Gigawatt sind älter als 30 Jahre. Nach einer längeren Phase mit wenigen Zubauten kam es zuletzt vermehrt zum Neubau von Steinkohlekraftwerken.<sup>14</sup> Gegenwärtig sind ca. drei Gigawatt an Steinkohlekraftwerkskapazität in Bau, die zeitnah ans Netz gehen, weitere drei Gigawatt alter Kapazitäten sind bei der Bundesnetzagentur zur Stilllegung angemeldet.

### Braunkohlekraftwerke regional konzentriert

In Deutschland sind derzeit Braunkohlekraftwerke mit einer Gesamtleistung von knapp 21 Gigawatt in Betrieb, die sich auf die Reviere im Rheinland (rund zehn Gigawatt), in Mitteldeutschland und Helmstedt (rund drei

Gigawatt) sowie in der Lausitz (rund sieben Gigawatt) konzentrieren (Abbildung 3).<sup>15</sup> Der Zubau der Braunkohlekapazitäten erfolgte kontinuierlicher als bei der Steinkohle. Die den drei deutschen Tagebaurevieren zugeordneten Regionen weisen jedoch erhebliche Unterschiede in der Altersstruktur auf. In Nordrhein-Westfalen sind sieben Gigawatt installierter Leistung älter als 35 Jahre. Im Rheinischen Revier steht somit das älteste Drittel der deutschen Braunkohlekapazitäten. Zubau fand dort in den vergangenen Jahren nur vereinzelt statt. Kraftwerksneubauten, zum Beispiel am Standort Neurath, wo im Jahr 2012 zwei neue Kraftwerksblöcke mit einer Gesamtleistung von 2,1 Gigawatt in Betrieb genommen wurden, bilden die Ausnahme. Hingegen sind die Kraftwerke des Mitteldeutschen Reviers überwiegend jünger als 20 Jahre. Im Lausitzer Braunkohlerevier wiederum stehen sowohl neuere als auch ältere Kraftwerke. Die ältesten Blöcke des Lausitzer Reviers

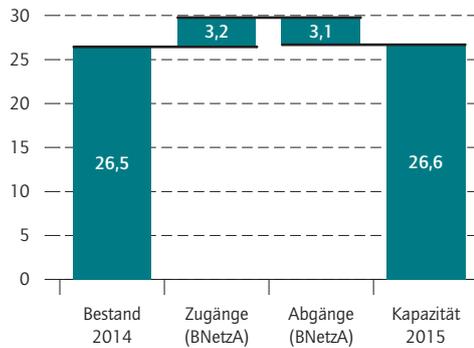
<sup>14</sup> Vgl. BNetzA (2014): Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur. Stand 16. Juli 2014.

<sup>15</sup> Vgl. BNetzA (2014), a. a. O.; für eine geografische Verortung der Reviere siehe Gerbaulet, C., Egerer, J., Oei, P.-Y., von Hirschhausen, C. (2012): Abnehmende Bedeutung der Braunkohleverstromung: Weder neue Kraftwerke noch Tagebaue benötigt. DIW Wochenbericht Nr. 48/2012.

Abbildung 4

**Änderungen der Steinkohlekapazität zwischen 2014 und 2015**

In Gigawatt



Quellen: Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (2014); eigene Annahmen.

© DIW Berlin 2014

Zu- und Abgänge gleichen sich beinahe aus.

befinden sich an den Standorten Boxberg und Jänschwalde, sie stammen noch aus den späten Siebziger und den Achtziger Jahren. Diese Kraftwerke weisen allerdings ähnlich geringe Wirkungsgrade auf wie erheblich ältere Kraftwerke westdeutscher Bauart.

**Drei Szenarien zu Kraftwerksstilllegungen**

Um die Folgen von Kraftwerksstilllegungen abschätzen zu können, wurden im Rahmen der Studie mehrere szenariobasierte Modellrechnungen durchgeführt (Kasten) und die aus unterschiedlichen Szenarien resultierenden Auswirkungen berechnet. Im Fokus standen dabei Erzeugungsmengen und CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland sowie die Auswirkungen auf die Strompreise.

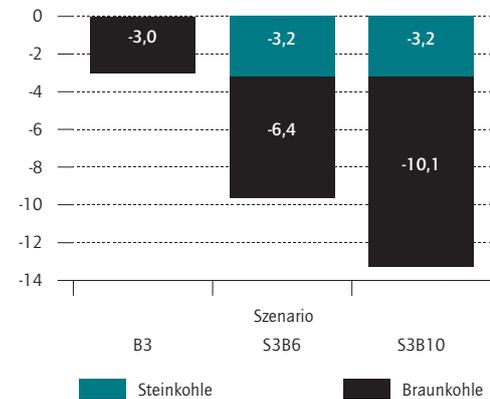
Unter Einbeziehung der bereits öffentlich angemeldeten Kraftwerksabschaltungen und der für die kommenden Jahre noch erwarteten Kraftwerkszubauten<sup>16</sup> wurden – jeweils für das Jahr 2015 – ein Basisszenario und drei weitere Szenarien definiert. Im Basisszenario wird unterstellt, dass die bei der Bundesnetzagentur zur Stilllegung angemeldeten Steinkohlekraftwerke tatsächlich vom Netz gehen; darüber hinaus erfolgen keine zusätzlichen Stilllegungen. In allen Szenarien werden außerdem drei Gigawatt an neuen Steinkohlekapazitäten hinzugefügt,

<sup>16</sup> Die Bundesnetzagentur veröffentlicht in regelmäßigen Abständen eine Liste von geplanten Kraftwerksstilllegungen und Zubauten, die auf Meldungen der Betreiber basieren. Die aktuelle Liste geht von keiner Veränderung im Bereich der Braunkohlekapazitäten aus. Im Bereich der Steinkohlekraftwerke sollen 2014 und 2015 3,2 Gigawatt hinzugebaut werden und 3,1 Gigawatt stillgelegt werden. Vgl. BNetzA (2014), a. a. O.

Abbildung 5

**Kapazitätsstilllegungen in den Szenarien**

In Gigawatt



Quelle: Eigene Annahmen.

© DIW Berlin 2014

Im mittleren Szenario werden über neun Gigawatt zusätzlich stillgelegt.

die gegenwärtig in Bau sind (Abbildung 4).<sup>17</sup> Somit ändert sich die installierte Steinkohleleistung im Vergleich zu 2014 praktisch nicht. Neben dem Basisszenario wurden drei hypothetische Entwicklungspfade definiert, die jeweils unterschiedliche zusätzliche Kraftwerksstilllegungen annehmen (Abbildung 5):<sup>18</sup>

- B3: wie Basisszenario, zusätzliche Stilllegung von etwa drei Gigawatt Braunkohle;
- S3B6: wie Basisszenario, zusätzliche Stilllegung von etwa drei Gigawatt Steinkohle und sechs Gigawatt Braunkohle;
- S3B10: wie Basisszenario, zusätzliche Stilllegung von etwa drei Gigawatt Steinkohle und zehn Gigawatt Braunkohle.

Für die zusätzlichen Kraftwerksstilllegungen wurden alte Kraftwerke mit entsprechend niedrigen Wirkungsgraden ausgewählt. Grund für diese Auswahl ist, dass diese Kraftwerke grundsätzlich vergleichsweise hohe variable Kosten, hohe spezifische Emissionen und eine geringe Flexibilität der Erzeugung aufweisen. Im Bereich der Braunkohle wurden sowohl alte Blöcke aus dem Rheinischen als auch vergleichbar ineffiziente Blöcke aus dem Lausitzer Revier aus dem Markt genommen (Tabelle 1).

<sup>17</sup> Es handelt sich hierbei um die Neubauprojekte Moorburg (2 x 830 MW), Großkraftwerk Mannheim/Block 9 (843 MW) sowie Wilhelmshaven (731 MW).

<sup>18</sup> Der Szenarioname beinhaltet die Kapazitätsstilllegungen im Bereich der Steinkohle beziehungsweise der Braunkohle in Gigawatt: S3B6 entspricht also einer Stilllegung von drei Gigawatt Steinkohle und sechs Gigawatt Braunkohle.

Tabelle

**Kraftwerksstilllegungen in den verschiedenen Szenarien**

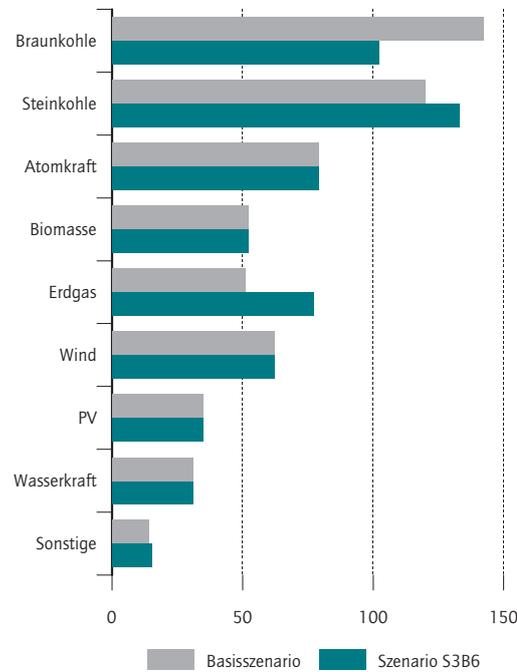
	Energieträger	Kapazität in Megawatt	Szenario				Grundlage
			Basis	B3	S3B6	S3B10	
Bremen-Hafen Block 5	Steinkohle	127	x	x	x	x	BNetzA
Gemeinschaftskraftwerk Kiel	Steinkohle	323	x	x	x	x	BNetzA
Gemeinschaftskraftwerk Veltheim Block 3	Steinkohle	303	x	x	x	x	BNetzA
Großkraftwerk Mannheim Block 3	Steinkohle	203	x	x	x	x	BNetzA
Großkraftwerk Mannheim Block 4	Steinkohle	203	x	x	x	x	BNetzA
Herne Block 2	Steinkohle	133	x	x	x	x	BNetzA
Knepper Block C	Steinkohle	345	x	x	x	x	BNetzA
Scholven Block D	Steinkohle	345	x	x	x	x	BNetzA
Scholven Block E	Steinkohle	345	x	x	x	x	BNetzA
Scholven Block F	Steinkohle	676	x	x	x	x	BNetzA
Walsum Block 7	Steinkohle	129	x	x	x	x	BNetzA
Farge	Steinkohle	350	-	-	x	x	Annahme
Gersteinwerk	Steinkohle	658	-	-	x	x	Annahme
Herne Block 3	Steinkohle	280	-	-	x	x	Annahme
Lünen Block 7	Steinkohle	324	-	-	x	x	Annahme
Scholven Block B	Steinkohle	345	-	-	x	x	Annahme
Scholven Block C	Steinkohle	345	-	-	x	x	Annahme
Voerde-West 1	Steinkohle	322	-	-	x	x	Annahme
Voerde-West 2	Steinkohle	318	-	-	x	x	Annahme
Westfalen Block C	Steinkohle	305	-	-	x	x	Annahme
Ville /Berrenrath (Hürth)	Braunkohle	52	x	x	x	x	Annahme
Boxberg Block III-N	Braunkohle	489	-	x	x	x	Annahme
Boxberg Block III-P	Braunkohle	489	-	x	x	x	Annahme
Frimmersdorf Block P	Braunkohle	284	-	x	x	x	Annahme
Frimmersdorf Block Q	Braunkohle	278	-	x	x	x	Annahme
Klingenberg	Braunkohle	164	-	x	x	x	Annahme
Niederaußem Block C	Braunkohle	294	-	x	x	x	Annahme
Niederaußem Block D	Braunkohle	297	-	x	x	x	Annahme
Weisweiler Block E	Braunkohle	312	-	x	x	x	Annahme
Weisweiler Block F	Braunkohle	304	-	x	x	x	Annahme
Jänschwalde Block A	Braunkohle	465	-	-	x	x	Annahme
Jänschwalde Block B	Braunkohle	465	-	-	x	x	Annahme
Jänschwalde Block C	Braunkohle	465	-	-	x	x	Annahme
Jänschwalde Block D	Braunkohle	465	-	-	x	x	Annahme
Jänschwalde Block E	Braunkohle	465	-	-	x	x	Annahme
Jänschwalde Block F	Braunkohle	465	-	-	x	x	Annahme
Niederaußem Block E	Braunkohle	295	-	-	x	x	Annahme
Niederaußem Block F	Braunkohle	299	-	-	x	x	Annahme
Buschhaus Block D	Braunkohle	352	-	-	-	x	Annahme
Neurath Block A	Braunkohle	277	-	-	-	x	Annahme
Neurath Block B	Braunkohle	288	-	-	-	x	Annahme
Neurath Block C	Braunkohle	292	-	-	-	x	Annahme
Neurath Block D	Braunkohle	607	-	-	-	x	Annahme
Neurath Block E	Braunkohle	604	-	-	-	x	Annahme
Niederaußem Block G	Braunkohle	653	-	-	-	x	Annahme
Niederaußem Block H	Braunkohle	648	-	-	-	x	Annahme

Quellen: Bundesnetzagentur; eigene Annahmen.

In den Szenarien werden besonders alte und CO<sub>2</sub>-intensive Kraftwerke nördlich der Mainlinie stillgelegt.

Abbildung 6

**Stromerzeugung im mittleren Szenario**  
In Terawattstunden



Quelle: Eigene Berechnungen.

© DIW Berlin 2014

Durch die Stilllegungen steigt die Stromerzeugung in Steinkohle- und Gaskraftwerken.

**Nennenswerte Effekte auf Kraftwerkeinsatz, Emissionen und Preise im mittleren Szenario**

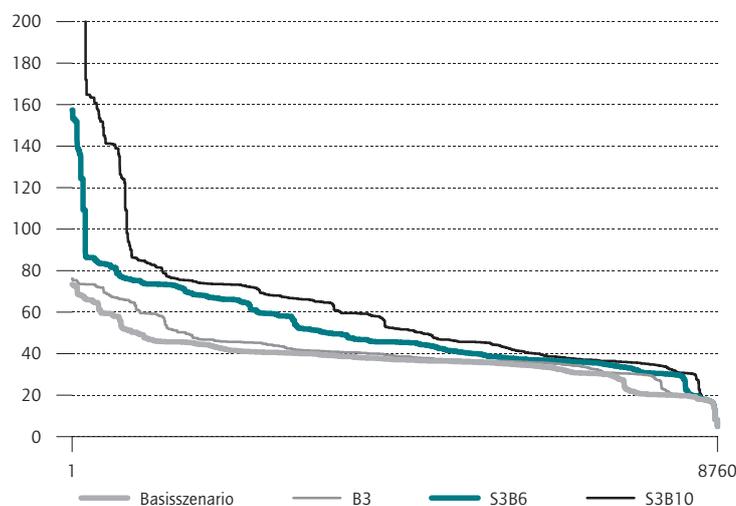
Im Folgenden werden zunächst die Modellergebnisse für das Szenario S3B6 dargestellt. Im Vergleich zum Basisszenario 2015 geht die Braunkohleverstromung deutlich um 40 TWh zurück; sie wird weitgehend durch eine Steigerung von Steinkohle- (+13 TWh) und Erdgasverstromung (+26 TWh) ersetzt (Abbildung 6). Die erhöhte Produktion der Steinkohlekraftwerke ist Resultat einer höheren Auslastung der verbliebenen Kapazitäten.

Dementsprechend verändern sich auch die Emissionen der einzelnen Brennstoffgruppen. Die höchste CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion gegenüber dem Basisszenario ergibt sich mit 46 Millionen Tonnen durch den Rückgang der Braunkohleverstromung. Die Emissionen der Steinkohle steigen um elf Millionen Tonnen. Auch die Emissionen der Erdgaskraftwerke steigen mit einem Plus von elf Millionen Tonnen leicht an. Insgesamt ergibt sich eine CO<sub>2</sub>-Reduktion von 23 Millionen Tonnen gegenüber dem Basisszenario, in dem abgesehen von offiziell angemeldeten Abgängen keine weiteren Kraftwerke stillgelegt werden. Diese Emissionsminderung entsteht allein aufgrund der zusätzlichen Kraftwerkstilllegungen. Durch die Stilllegung von ohnehin abgemeldeten Kohlekraftwerken (drei Gigawatt) werden weitere Emissionsminderungen erzielt.

Abbildung 7

**Preisdauerlinien**

In Euro pro Megawattstunde



Quelle: Eigene Berechnungen.

© DIW Berlin 2014

Durch die Stilllegung von Kraftwerksleistung ergeben sich Preisanstiege.

Abbildung 7 zeigt die Veränderung der Preisdauerlinie für das Szenario S3B6 im Verhältnis zum Basisszenario. Da durch die exogenen Kraftwerksabschaltungen vorrangig Kapazitäten mit geringen variablen Kosten außer Betrieb genommen werden, steigt der Preis in den meisten Stunden des Jahres an. Der durchschnittliche Großhandelspreis steigt gegenüber dem Basisszenario von knapp 38 Euro/MWh auf 51 Euro/MWh um gut 13 Euro/MWh beziehungsweise um ein Drittel.

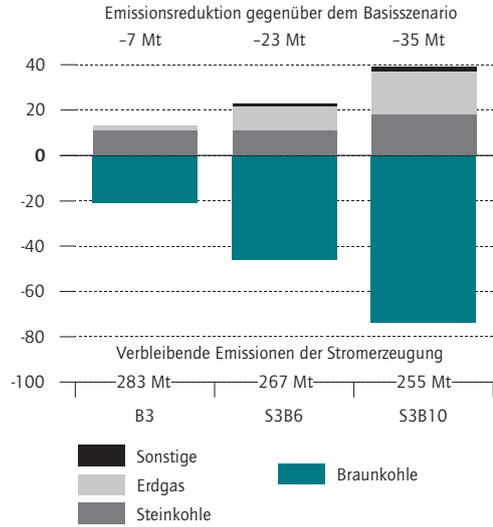
Für die Stromverbraucher ergeben sich unterschiedliche Preiseffekte: Die stromintensive Industrie ist größtenteils von EEG-Umlage, Netzentgelten und anderen Abgaben befreit. Diese Verbraucher hätten auch den höchsten prozentualen Anstieg bei den Strompreisen zu erwarten. Allerdings profitierte die energieintensive Industrie auch vom Preisverfall der letzten Jahre. So lag der durchschnittliche Strompreis an der Strombörse im Jahr 2011 noch bei über 51 Euro/MWh; nach einem kontinuierlichen Preisverfall lag er im Jahr 2013 bei weniger als 38 Euro/MWh.<sup>19</sup>

<sup>19</sup> Eigene Berechnungen basierend auf EEX-Preisdaten.

Abbildung 8

**CO<sub>2</sub>-Emissionen nach Erzeugungstechnologie**

In Millionen Tonnen



Quelle: Eigene Berechnungen.

© DIW Berlin 2014

Im mittleren Szenario werden 23 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> eingespart.

Bei den nicht-privilegierten Letztverbrauchern wie den Haushaltskunden ergibt sich der Effekt auf den Endkundenpreis einerseits aus dem Anstieg des Großhandelspreises, andererseits aus der damit verbundenen Senkung der EEG-Umlage.<sup>20</sup> Zudem beinhaltet der Endkundenpreis zahlreiche weitere Bestandteile wie Steuern, Abgaben und Netzentgelte, die den Preisanstieg auf dem Großhandelsmarkt relativieren.

**Deutlichere Effekte bei weiterer Kapazitätsstilllegung**

Die beiden anderen Szenarien zeigen dieselben Tendenzen in Bezug auf Strommengen und CO<sub>2</sub>-Einsparungen, jedoch fallen die Effekte unterschiedlich stark aus (Abbildungen 8 und 9).

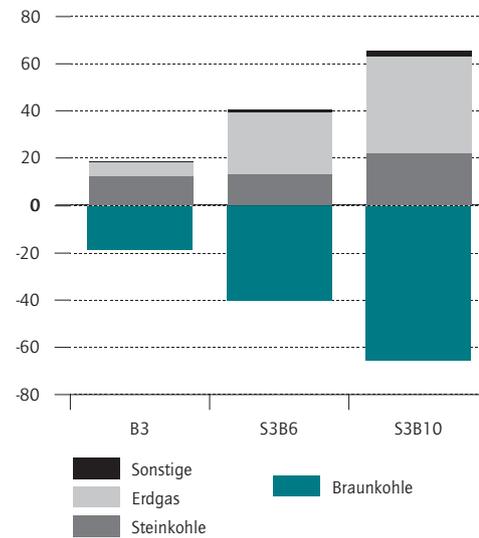
Werden nur drei GW Braunkohlekraftwerke vom Netz genommen (B<sub>3</sub>), geht die Braunkohleverstromung gegenüber dem Basisszenario um 19 TWh zurück, die Steinkohleverstromung nimmt allerdings um zwölf TWh zu. Die gesamten CO<sub>2</sub>-Einsparungen gegenüber dem Basisszenario betragen entsprechend nur etwa fünf Millionen Tonnen. Auch der Anstieg des Großhandels-

<sup>20</sup> Vgl. GlossarEintrag zur EEG-Umlage, [www.diw.de/de/diw\\_01.c.411881.de/presse/diw\\_glossar/eeg\\_umlage.html](http://www.diw.de/de/diw_01.c.411881.de/presse/diw_glossar/eeg_umlage.html).

Abbildung 9

**Stromerzeugung in allen Szenarien**

Änderungen gegenüber dem Basisszenario 2015 in Terawattstunden



Quelle: Eigene Berechnungen.

© DIW Berlin 2014

Die Richtung der Effekte ist in allen Szenarien gleich: Braunkohle wird durch Erdgas und Steinkohle ersetzt.

preises fällt mit knapp vier Euro pro Megawattstunde geringer aus.

Dagegen wären die Auswirkungen stärker, wenn neben drei Gigawatt Steinkohle zehn Gigawatt Braunkohlekapazitäten vom Markt genommen würden (S<sub>3</sub>B<sub>10</sub>). In diesem Fall ginge die Braunkohleverstromung gegenüber dem Basisszenario um 66 TWh zurück; neben der Steinkohle (+ 22 TWh) würde vor allem die Erdgasverstromung mit zusätzlich 41 TWh profitieren. Die CO<sub>2</sub>-Minderung gegenüber dem Basisszenario beträgt 35 Millionen Tonnen.

**Weitergehende Analysen erforderlich**

Für die Modellrechnungen wurden einige stilisierte Annahmen getroffen (Kasten), deren Auswirkungen auf die Modellergebnisse in weiteren Analysen untersucht werden sollten. Dazu gehören die Interaktionen im europäischen Verbundnetz. Infolge der unterstellten angebotsseitigen Veränderungen in den Szenarien dürfte es zu veränderten grenzüberschreitenden Stromflüssen, insbesondere zu einem geringeren Exportsaldo kommen. Demnach dürften der Einsatz von Gaskraftwerken in Deutschland und der damit verbundene Preisanstieg in der Modellierung überschätzt sein. Gleichzeitig ist eine teilweise Verlagerung der in Deutschland eingesparten Emissionen in die Nachbarländer möglich.

Zudem sollten Fragen der Versorgungssicherheit geklärt werden. Diese beziehen sich einerseits auf die Nutzung des innerdeutschen Übertragungsnetzes, andererseits auf die in Deutschland vorzuhaltende gesicherte Erzeugungsleistung. Auch hier sind Interaktionen im europäischen Verbundnetz relevant. Die Wechselwirkungen eines forcierten Kohleausstiegs mit dem möglichen Aufbau einer Kraftwerksreserve, wie sie im Grünbuch des Bundeswirtschaftsministeriums skizziert wird, sollte ebenfalls untersucht werden. Möglicherweise könnte es sich anbieten, einige Kraftwerke nicht dauerhaft stillzulegen, sondern in eine Reserve zu überführen.<sup>21</sup> Nicht zuletzt sind Fragen der politischen Instrumentierung von Kraftwerksstilllegungen, ordnungspolitische und rechtliche Aspekte sowie die Interaktion mit dem europäischen Emissionshandel von Interesse.

## Fazit

Die deutsche Bundesregierung hat sich das Ziel gesetzt, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2020 um 40 Prozent gegenüber 1990 zu senken. Aktuelle Projektionen gehen davon aus, dass dieses Ziel ohne weitere Klimaschutz-Maßnahmen nicht erreicht wird. Im Jahr 2020 muss voraussichtlich eine zusätzliche Menge in der Größenordnung von 70 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> reduziert werden. Dazu muss der Stromsektor – neben anderen Sektoren wie der Industrie, dem Verkehr, dem Handel oder den privaten Haushalten – einen relevanten Beitrag leisten. Mögliche Maßnahmen im Strombereich umfassen eine ambitionierte Reform des europäischen Emissionshandels, einen verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien sowie eine weitere Verbesserung der Energieeffizienz. Als kurzfristig wirksame Maßnahme

<sup>21</sup> Vgl. Neuhoff, K., Diekmann, J., Schill, W.-P., Schwenen, S. (2013): Strategische Reserve zur Absicherung des Strommarkts. wochenbericht Nr. 48/2013; sowie Neuhoff, K. et al. (2014), a. a. O.

**Felix Reitz** ist studentischer Mitarbeiter der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | freitz@diw.de

**Clemens Gerbaulet** ist Gastwissenschaftler in der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | cgerbaulet@diw.de

**Christian von Hirschhausen** ist Forschungsdirektor am DIW Berlin | chirschhausen@diw.de

könnte der konventionelle Kraftwerkspark in Deutschland angepasst werden.

Derzeit entstehen etwa 85 Prozent der strombedingten Emissionen in Braun- und Steinkohlekraftwerken. Bestehende Kohlekraftwerke weisen eine hohe CO<sub>2</sub>-Intensität sowie eine geringe Flexibilität der Stromerzeugung auf. Über die Hälfte der deutschen Steinkohlekapazitäten sind älter als 30 Jahre, auch viele Braunkohleblöcke sind sehr alt. Langfristig haben diese Kraftwerke keinen Platz mehr in einem kohlenstoffarmen, auf erneuerbaren Energien basierten Stromsystem. Im Rahmen des derzeit von der Bundesregierung vorbereiteten Aktionsprogramms Klimaschutz 2020 wird daher eine frühzeitige Stilllegung von Kohlekraftwerken diskutiert. Die Gelegenheit hierfür erscheint aufgrund der derzeit bestehen Überkapazitäten bei der Stromerzeugung in Deutschland und den damit einhergehenden niedrigen Großhandelspreisen sowie hohen Stromexporten günstig.

Szenariorechnungen für das deutsche Stromsystem des Jahres 2015 zeigen, dass die Abschaltung der ältesten und CO<sub>2</sub>-intensivsten Kohlekraftwerke einen Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung leisten kann. Bei einer zusätzlichen Stilllegung von rund drei Gigawatt Steinkohlekraftwerken und sechs Gigawatt Braunkohlekapazitäten ergibt sich eine CO<sub>2</sub>-Reduktion von 23 Millionen Tonnen. Gleichzeitig steigen die Großhandelsstrompreise, wodurch sich die Wirtschaftlichkeit der Stromerzeugung insbesondere von flexiblen Gaskraftwerken verbessert. Aufgrund des gestiegenen Großhandelspreises sinkt auch die EEG-Umlage. Noch zu klären sind Fragen der instrumentellen Ausgestaltung und deren rechtliche Konsequenzen sowie der europäischen Interaktionen von forcierten Kraftwerksstilllegungen in Deutschland.

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

**Casimir Lorenz** ist Gastwissenschaftler in der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | clorenz@diw.de

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

**REDUCTION IN COAL POWER GENERATION COULD HELP GERMANY MEET CLIMATE TARGETS**

---

**Abstract:** According to the climate target set by the German government for 2020, greenhouse gas emissions are to be reduced by 40 percent compared to 1990 levels. However, current projections indicate that this target will only be achieved if further measures are implemented. The power sector has an important role to play here, around 85 percent of its emissions are produced by lignite and hard-coal power plants. A large number of German power stations are already very old and particularly CO<sub>2</sub>-intensive. Therefore, in the context of the Climate Action Programme 2020 developed by the German government, early closure of lignite and hard coal-fired power plants is being discussed as an effective short-term measure. This appears to be a particularly favorable option due to the current overcapacities, resultant low wholesale prices, and high electricity exports.

Scenario calculations for the German power system for 2015 indicate that closing the oldest and most CO<sub>2</sub>-intensive coal-fired plants could make a substantial contribution to achieving the German government's climate targets. If additional hard-coal power stations with a total capacity of three gigawatts and lignite power stations with a capacity of six gigawatts were to be closed, this would result in a 23-million-ton reduction in CO<sub>2</sub> emissions. The shutdown of hard-coal-fired power plants with an overall capacity of around three gigawatts already announced would generate further reductions. At the same time, wholesale prices are on the increase, which makes power generation by flexible gas-driven plants in particular more cost effective. The wholesale price increase would also lead to a reduction in the EEG surcharge.

JEL: L51, L 94, Q40

**Keywords:** electricity, coal, climate policy



DIW Berlin – Deutsches Institut  
für Wirtschaftsforschung e.V.  
Mohrenstraße 58, 10117 Berlin  
T +49 30 897 89 -0  
F +49 30 897 89 -200  
[www.diw.de](http://www.diw.de)  
81. Jahrgang

#### Herausgeber

Prof. Dr. Pio Baake  
Prof. Dr. Tomaso Duso  
Dr. Ferdinand Fichtner  
Prof. Marcel Fratzscher, Ph.D.  
Prof. Dr. Peter Haan  
Prof. Dr. Claudia Kemfert  
Dr. Kati Krähnert  
Prof. Karsten Neuhoff, Ph.D.  
Prof. Dr. Jürgen Schupp  
Prof. Dr. C. Katharina Spieß  
Prof. Dr. Gert G. Wagner

#### Chefredaktion

Sabine Fiedler  
Dr. Kurt Geppert

#### Redaktion

Renate Bogdanovic  
Andreas Harasser  
Sebastian Kollmann  
Dr. Claudia Lambert  
Marie Kristin Marten  
Dr. Anika Rasner  
Dr. Wolf-Peter Schill

#### Lektorat

Dr. Sebastian Schwenen  
Benjamin Beckers

#### Pressestelle

Renate Bogdanovic  
Tel. +49-30-89789-249  
[presse@diw.de](mailto:presse@diw.de)

#### Vertrieb

DIW Berlin Leserservice  
Postfach 74, 77649 Offenburg  
[leserservice@diw.de](mailto:leserservice@diw.de)  
Tel. 01806 - 14 00 50 25,  
20 Cent pro Anruf  
ISSN 0012-1304

#### Gestaltung

Edenspiekermann

#### Satz

eScriptum GmbH & Co KG, Berlin

#### Druck

USE gGmbH, Berlin

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

Gedruckt auf 100 % Recyclingpapier.