

DIE BEENDIGUNG DER ENERGETISCHEN NUTZUNG VON KOHLE IN DEUTSCHLAND

EIN ÜBERBLICK ÜBER ZUSAMMENHÄNGE,
HERAUSFORDERUNGEN UND LÖSUNGSOPTIONEN



IMPRESSUM

HERAUSGEBER

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin)

Mohrenstraße 58, 10117 Berlin

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH

Döppersberg 19, 42103 Wuppertal

Ecologic Institut gemeinnützige GmbH

Pfalzburger Strasse 43/44, 10717 Berlin

Energiewirtschaftliche Aspekte

Pao-Yu Oei, Hanna Brauers, Philipp Herpich, Christian von Hirschhausen (DIW Berlin), Andreas Prahl (Ecologic Institut)

Klimawandel und klimapolitische Ziele

Timon Wehnert, Anja Bierwirth, Manfred Fishedick, Jenny Kurwan, Florian Mersmann, Anna Peters, Sascha Samadi (Wuppertal Institut), Pao-Yu Oei (DIW Berlin), Andreas Prahl, Katharina Umpfenbach (Ecologic Institut)

Technische Machbarkeit einer Energieversorgung ohne Kohle

Timon Wehnert, Anja Bierwirth, Manfred Fishedick, Stefan Lechtenböhrer, Arjuna Nebel, Anna Peters, Sascha Samadi, Oliver Wagner (Wuppertal Institut), Hanna Brauers, Casimir Lorenz (DIW Berlin)

Strukturwandel und Transformationskosten

Pao-Yu Oei, Hanna Brauers, Isabel Teichmann, Claudia Kernfert (DIW Berlin), Timon Wehnert (Wuppertal Institut)

Instrumente zur Reduzierung der energetischen Nutzung von Kohle

Katharina Umpfenbach, Andreas Prahl (Ecologic Institut), Pao-Yu Oei (DIW Berlin)

Layout

Beáta Welk Vargová, Olaf Bruhn, Lena Aebli (Ecologic Institut)

Datum

September 2018

Danksagung

Martin Kittel, Leonard Göke (DIW Berlin und TU Berlin), Mitarbeiter/innen der Forschungsgruppe CoalExit der TU Berlin, Benjamin Görlach, Stephan Sina, Melanie Kemper, Mona Freundt und Franka Pätzke (Ecologic Institut)

Diese Veröffentlichung wurde durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit aus Mitteln des Energie- und Klimafonds, Kapitel 6092 Titel 68602, finanziert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt ausschließlich bei den Autorinnen und Autoren. Die Inhalte der Publikation und vertretenen Positionen spiegeln nicht notwendigerweise die Position des BMU wider.

INHALT

EINLEITUNG	6
1 ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE ASPEKTE	
1.1 Kohlekraftwerkspark und Tagebaue.....	11
1.2 Kostenstrukturen von Kohleverstromung und -tagebauen.....	20
1.3 Preisbildung am Strommarkt und Wettbewerb von Kohle und Erdgas	22
1.4 Energiewirtschaftliche Argumente für eine Reduzierung der Kohleverstromung	25
1.5 Monitoring zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit	30
2 KLIMAWANDEL UND KLIMAPOLITISCHE ZIELE	
2.1 Folgen des Klimawandels in Deutschland und weltweit.....	34
2.2 Internationale Klimaschutzziele und Leitprinzip eines verfügbaren Emissionsbudgets	37
2.3 Globale Entwicklungen bei der Kohleverstromung.....	39
2.4 Umsetzung der Klimaziele in Deutschland.....	42
2.5 Pfade zur Reduktion der Kohleverstromung in Deutschland	46
3 TECHNISCHE MACHBARKEIT EINER ENERGIEVERSORGUNG OHNE KOHLE	
3.1 Das Energiesystem von morgen.....	52
3.2 Der Ausbau erneuerbarer Energien und der Stromnetze.....	56
3.3 Die Rolle von Erdgas und synthetischem Gas.....	60
3.4 Bedeutung von Speichertechnologien.....	63
3.5 Versorgungssicherheit im Bereich Strom	65
3.6 Transformation im Bereich der Erzeugung von Wärme aus Kohle.....	69
4 STRUKTURWANDEL UND TRANSFORMATIONSKOSTEN	
4.1 Regionale Wirtschaft in den Braunkohleregionen.....	75
4.2 Beschäftigungseffekte	80
4.3 Möglichkeiten für einen erfolgreichen Strukturwandel	83
4.4 Kosten und Nutzen des Kohleausstiegs.....	87
4.5 Sicherung der Renaturierungskosten der Tagebaue	90
5 INSTRUMENTE ZUR REDUZIERUNG DER ENERGETISCHEN NUTZUNG VON KOHLE	
5.1 Bestehende Instrumente	95
5.2 CO ₂ -Mindestpreis und andere Preisinstrumente	100
5.3 Stilllegung von Kraftwerkskapazitäten.....	104
5.4 Begrenzung der jährlichen Produktion der Kohlekraftwerke.....	108
5.5 Instrumentenkombinationen.....	110
LITERATURVERZEICHNIS UND ANHANG	112

ABBILDUNGEN

Abb. 1.1.1: Standorte der Kohlekraftwerke in Deutschland	12
Abb. 1.1.2: Struktur der Braunkohlekraftwerke in Deutschland	13
Abb. 1.1.3: Struktur der Steinkohlekraftwerke in Deutschland	14
Abb. 1.1.4: Kohleförderung und -kraftwerke im Rheinischen Revier (2017)	17
Abb. 1.1.5: Kohleförderung und -kraftwerke im Lausitzer Revier (2017)	18
Abb. 1.1.6: Kohleförderung und -kraftwerke im Mitteldeutschen Revier (2017)	19
Abb. 1.3.1: Merit Order in Deutschland 2015.....	23
Abb. 1.3.2: Kurzfristige Erzeugungskosten von Steinkohle-, Braunkohle-, konventionellen Gas- und GuD-Kraftwerken	23
Abb. 1.4.1: Entwicklung von deutschen Stromexporten und -importen sowie des Börsenstrompreises.....	28
Abb. 2.1.1: Globale Jahresmittelwerte der bodennahen Lufttemperatur 1860 bis 2005	34
Abb. 2.2.1: Das Emissionsbudget – entscheidend für die Klimawirkung sind die Emissionen innerhalb eines Zeitraums	38
Abb. 2.3.1: CO ₂ -Intensität der Stromerzeugung der EU Länder im Vergleich	40
Abb. 2.3.2: Braunkohlenutzung weltweit – Top Ten der Länder mit der höchsten Braunkohlenutzung in Mt pro Jahr, 2015.....	41
Abb. 2.4.1: Entwicklung der THG-Emissionen in Deutschland von 1990 bis 2016 und Reduktionspfad entlang der Klimaschutzziele bis 2050.....	43
Abb. 2.4.2: Entwicklung der THG-Emissionen in Deutschland von 1990 bis 2016 nach Sektoren und Klimaschutzziele 2020/2030.....	44
Abb. 2.5.1: Entwicklung der Bruttostromerzeugung aus Braun- und Steinkohle (in TWh).....	47
Abb. 3.1.1: Phasen der Energiewende - Transformation des Energiesystems und Ausbau erneuerbarer Energien.....	53
Abb. 3.1.2: Systemelemente einer digitalisierten Energiewirtschaft	55
Abb. 3.2.1: Nettostromerzeugung und -verbrauch nach Energieträgern im Jahr 2017 sowie nach verschiedenen Szenarien in den Jahren 2030 und 2050 (in TWh, ohne Pumpspeicherstrom, inkl. Nettoimport).....	57
Abb. 3.4.1: Vergleich verschiedener Energiespeicher: Speicherkapazität und Ausspeicherdauer	64
Abb. 3.5.1: Netzanforderungen an Kraftwerke zur Primär- und Sekundärregelleistung sowie Minuten- und Stundenreserve	67
Abb. 4.1.1: Bruttowertschöpfungsanteil des Sektors BEW auf Landkreisebene der Braunkohlereviere und -regionen.....	78
Abb. 4.1.2: Braunkohleförderung und Zahl der Beschäftigten in der Braunkohleindustrie.....	79
Abb. 4.4.1: Spezifische Umweltkosten (inkl. Gesundheitskosten) und erzielbare Börsenstrompreise der Braun- und Steinkohleverstromung im Vergleich.....	89
Abb. 5.0.1: Mögliche Instrumentenbausteine zur Reduzierung der energetischen Nutzung von Kohle	93
Abb. 5.1.1: Prognosen zu Zertifikatspreisen im ETS bis 2030 und Bandbreite der historischen Fuel Switch-Preise für alte Kohlekraftwerke zu GuD-Kraftwerken von 2003 bis 2018	97

TABELLEN

Tab. 1.1.1: Anzahl und Leistung der Braun- und Steinkohlekraftwerke im Betrieb (öffentliche Versorgung und Industriekraftwerke)	11
Tab. 1.1.2: Angemeldete* Kraftwerksstilllegungen und Kraftwerke in der Netzreserve bis 2020 inkl. Eintritt in die Sicherheitsbereitschaft	16
Tab. 1.4.1: Mögliche Geschwindigkeit der Leistungsanpassung fossiler Kraftwerkstypen zwischen Mindest- und Volllast	26
Tab. 2.4.1: Deutschlands Klimaschutzziele bis zum Jahr 2050 (Referenzjahr 1990)	42
Tab. 2.4.2: Ziele für sektorale Emissionsreduktionen bis 2030 gemäß Klimaschutzplan 2050	42
Tab. 2.5.1: Daten für einen Kohleausstieg in verschiedenen mit dem Klimaabkommen von Paris kompatiblen Klimaszenarien	48
Tab 3.6.1: Leistung von Kohlekraftwerken, KWK-Anlagen und Wärmebereitstellung	70
Tab. 4.1.1: Sozioökonomische Kennzahlen der Braunkohleregionen für das Jahr 2015	79
Tab. 4.2.1: Aktuelle Beschäftigte im Braunkohlebergbau und in den Braun- und Steinkohlekraftwerken.....	81
Tab. 4.2.2: Kohleausstiegsbedingter Rückgang der direkt Beschäftigten in der Braunkohleindustrie*	82
Tab. 4.2.3: Beschäftigungsentwicklungen im Braunkohlebergbau	82
Tab. 4.4.1: Emissionen von ausgewählten Luftschadstoffen im Jahr 2016.....	89
Tab. 5.1.1: Grenzwerte der Jahresmittelwerte für Stickstoffoxid- und Quecksilberemissionen für bestehende Großfeuerungsanlagen mit mehr als 1500 Betriebsstunden pro Jahr, gültig ab dem Jahr 2021	99

BOXEN

Box 1.2: Auswirkungen einer Reduzierung der Kohleverstromung in Deutschland auf Stromimporte	29
Box 2.1: Deutschland - Vorreiter im Klimaschutz?.....	41
Box 2.2: Kohlenstoffsequestrierung/Carbon Capture and Storage (CCS).....	46
Box 3.1: Systemdienstleistungen.....	68
Box 3.2: Energieträgerwechsel Kraft-Wärme-Kopplung - Beispiel Wuppertal.....	71
Box 5.1: Aufhebung des „Wasserbetteffekts“	96
Box 5.2: Der CO ₂ -Mindestpreis in Großbritannien.....	102

EINLEITUNG

Liebe Leser/innen,

am 26. Juni dieses Jahres ist erstmals die von der Bundesregierung eingesetzte Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ zusammengetreten. Sie soll bis Ende 2018 einen Aktionsplan zur schrittweisen Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung (einschließlich eines Abschlussdatums) vorlegen sowie Vorschläge zu wirtschaftlichen, sozialen, strukturpolitischen und die Renaturierung betreffenden Begleitmaßnahmen entwickeln. Das Mandat benennt als Schwerpunkte des Auftrags der Kommission

- die Schaffung einer konkreten Perspektive für neue, zukunftssichere Arbeitsplätze in betroffenen Regionen,
- die Entwicklung eines Instrumentenmixes, der wirtschaftliche Entwicklung, Strukturwandel, Sozialverträglichkeit, gesellschaftlichen Zusammenhalt und Klimaschutz zusammenbringt,
- die Identifizierung notwendiger Investitionen in den vom Strukturwandel betroffenen Regionen und Wirtschaftsbereichen, die ergänzend zu bestehenden Förderinstrumenten aus einem Fonds insbesondere aus Mitteln des Bundes gefördert werden sollen,
- die Formulierung von Maßnahmen zur Erreichung des für den Energiesektor für das Jahr 2030 beschlossenen Treibhausgasminderungsziels, insbesondere von Maßnahmen im Bereich der Kohleverstromung, einschließlich einer umfassenden Folgenabschätzung sowie
- die Formulierung von Maßnahmen für einen Beitrag der Energiewirtschaft, um die Lücke zum für das Jahr 2020 beschlossenen Minderungsziel, die Senkung der Treibhausgasemissionen in Deutschland um 40 % gegenüber dem Niveau von 1990, so weit wie möglich zu reduzieren.

Relevante Fragen rund um die Möglichkeiten und Erfordernisse der Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung werden seit mehreren Jahren diskutiert. Dabei sind eine Fülle von Strategien, Analysen und Argumenten entwickelt worden, wie die Reduzierung und Beendigung der energetischen Nutzung von Kohle auf der Zeitachse umgesetzt und strukturpolitisch flankiert werden könnte. Der vorliegende „Kohle-Reader“ greift die vorliegenden Analysen auf und gibt einen Überblick über den Diskussionsstand. Er soll über Fakten und Zusammenhänge informieren, das Für und Wider für einzelne Handlungsoptionen benennen und dazu den jeweiligen wissenschaftlichen Hintergrund aufzeigen. Er hat den Anspruch wissenschaftlich-neutral zu sein und er soll in Sprache und Darstellung prägnant und für die nicht zuvor im Detail mit den Themen befassten Leser/innen gut verständlich sein, ohne unzulässig zu verkürzen oder zuzuspitzen.

Kapitel 1 widmet sich den relevanten energiewirtschaftlichen Aspekten einer Reduzierung und perspektivischen Beendigung der Kohleverstromung. Dies umfasst ausgehend von der Beschreibung des Kohlekraftwerksparks einschließlich der Braunkohletagebaue eine Übersicht über Kostenstrukturen und Preisbildung bis hin zu den Implikationen der Kohleverstromung für die Wirtschaftlichkeit von Gaskraftwerken oder Risiken für zukünftige Netzengpässe. Es schließt mit der Darstellung des geltenden Regelungsregimes für Anlagenstilllegungen, im Hinblick auf die Gewährleistung von Versorgungssicherheit sowie der Pflichten von Übertragungsnetzbetreibern und Bundesnetzagentur zum Monitoring der Systemsicherheit im Hinblick auf mögliche kritische Grenzsituationen und Interventionsmöglichkeiten.

Kapitel 2 stellt den klimapolitischen Rahmen für die energetische Nutzung von Kohle dar. Es werden die Folgen des Klimawandels skizziert, die Pariser Klimaziele und internationale Trends bei der Kohlenutzung dargestellt und Eckpunkte für die Reduktion der Kohleverstromung in Deutschland abgeleitet.

Kapitel 3 gibt einen Überblick über die technischen Aspekte einer Energieversorgung ohne Kohle. Erfordernisse wie Flexibilisierung und Energieeffizienz, die Gestaltung des Ausbaus der erneuerbaren Energien und der Stromnetze, Erdgas als Brückentechnologie und die Rolle von Speichern werden aufgegriffen. Es stellt überdies Spielräume und Lösungsoptionen dar, um die Versorgungssicherheit bei Strom und Wärme aufrechtzuerhalten.

Kapitel 4 betrachtet die Transformationskosten eines Kohleausstiegs. Ausgehend von einem Überblick über die regionale Wirtschaft in den Braunkohleregionen werden Beschäftigungseffekte und Möglichkeiten für einen erfolgreichen Strukturwandel aufgezeigt. Thematisiert werden darüber hinaus die Auswirkungen der Transformation auf den Börsenstrompreis und die Kosten der Renaturierung der Tagebaue.

Im abschließenden Kapitel 5 werden mögliche Instrumente zur Reduzierung der energetischen Nutzung von Kohle beschrieben.

Ergänzt wird der Reader durch eine Kohlekraftwerkliste, die neben technischen Eigenschaften auch die Emissionen aller deutschen Braun- und Steinkohlekraftwerke mit mehr als 50 MW elektrischer Kapazität ausweist.

Bei der Gestaltung der Energiewende handelt es sich um eine komplexe Transformationsaufgabe. Ausgehend von der Vielzahl von Fragen und Problemen ergeben sich nach heutigem Kenntnisstand eine Reihe von recht klar konturierten Puzzlestücken, die in unterschiedlicher Weise zusammengesetzt werden können. Wir hoffen, mit dem „Kohle-Reader“ einen Beitrag zu leisten, die verfügbaren Möglichkeiten und ihre Implikationen transparent zu machen und hierdurch eine sachliche Diskussion um die Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung befördern zu können. Vor diesem Hintergrund wünschen wir eine informative, interessante Lektüre.

Prof. Dr. Claudia Kemfert

Deutsches Institut für
Wirtschaftsforschung

Prof. Dr. Manfred Fishedick

Wuppertal Institut für Klima,
Umwelt, Energie

Dr. Camilla Bausch

Ecologic Institut

ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE ASPEKTE

ZUSAMMENFASSUNG

In Deutschland waren Ende August 2018 ca. 21 GW Netto-Nennleistung Braunkohle- sowie ca. 24 GW Steinkohlekraftwerke in Betrieb. Braunkohle hatte im Jahr 2017 einen Anteil von 23 % und Steinkohle einen Anteil von 14 % an der Bruttostromerzeugung. Damit rückt die Frage nach der Bedeutung von Braun- und Steinkohle für die Versorgungssicherheit ins Zentrum der Debatte um eine Reduzierung der Kohleverstromung. Aktuelle Entwicklungen im deutschen Strommarkt sind u. a. der Strompreisverfall zum Nachteil von Gaskraftwerken, als Folge des Zuwachses von erneuerbaren Energien. Dies legt nahe, dass eine Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung nicht nur klimapolitisch notwendig, sondern auch energiewirtschaftlich sinnvoll ist.

Zur Einordnung der aktuellen Diskussion über die Reduzierung der Kohleverstromung in den energiewirtschaftlichen Gesamtkontext werden nachfolgend zunächst der bestehende Kohlekraftwerkspark und die Tagebaustrukturen beschrieben (Kap. 1.1). Es folgt eine Darstellung der Kostenstruktur der Kohleverstromung (Kap. 1.2) sowie der Preisbildung und Wettbewerbssituation am Strommarkt (Kap. 1.3). Anschließend werden energiewirtschaftliche Argumente für eine Reduzierung der Kohleverstromung dargestellt, insbesondere Auswirkungen auf Gaskraftwerke, auf Investitionen in die Transformation des Energiesystems sowie auf Netzengpässe und den notwendigen Netzausbau (Kap. 1.4). Im letzten Abschnitt werden das geltende Regelungsregime zu Kraftwerksstilllegungen sowie zum Monitoring der Systemsicherheit und Interventionsmöglichkeiten beschrieben (Kap. 1.5).

KOHLEKRAFTWERKSPARK UND TAGEBAUE

Die deutschen Braunkohlekraftwerke und -tagebaue konzentrieren sich im Rheinland, der Lausitz und dem Mitteldeutschen Revier. Die Steinkohlekraftwerke sind hingegen breit in Deutschland verteilt, liegen jedoch hauptsächlich in den alten Bundesländern. Das durchschnittliche Alter des Kohlekraftwerksparks beträgt derzeit 30 bis 35 Jahre. Aufgrund ihrer brennstoff- und feuerungsspezifischen Eigenschaften weisen Stein- und Braunkohlekraftwerke deutlich geringere Wirkungsgrade und höhere Emissionswerte auf als Erdgaskraftwerke. Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) – in der Regel mit Steinkohle befeuert – nutzen neben Strom auch Wärme, wodurch ein hoher Gesamtwirkungsgrad von 85 bis 90 % erreicht werden kann.

KOSTENSTRUKTUREN VON KOHLEVERSTROMUNG UND -TAGEBAUEN

Ein Großteil der Steinkohle- und Gaskraftwerke kann derzeit nicht mit den niedrigen Braunkohlekosten konkurrieren. Viele Steinkohlekraftwerke schreiben daher, trotz relativ niedriger Kosten der Steinkohleimporte, Verluste oder können ihre Betriebskosten nur durch zusätzliche Erträge aus dem Wärmegeschäft decken. Im Vergleich zu Steinkohle- weisen moderne Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke (GuD-Kraftwerke) oft geringere Kosten auf, wohingegen offene Gasturbinen-Kraftwerke aufgrund ihrer deutlich höheren Kosten ohnehin nur für die Deckung von Bedarfsspitzen verwendet werden. Gaskraftwerke werden jedoch trotz ihrer verhältnismäßig hohen Flexibilität und niedrigen CO₂-Emissionen nur selten eingesetzt, denn ihre Betriebskosten liegen zwar teilweise unter denen von Steinkohleanlagen – jedoch noch immer deutlich über denen von Braunkohlekraftwerken.

Im Vergleich zu Steinkohle- und Gaskraftwerken weisen gegenwärtig Braunkohlekraftwerke insbesondere aufgrund der niedrigen Brennstoffkosten (und ohne Berücksichtigung aller externen Kosten) die niedrigeren Kosten auf. Durch die hierdurch resultierende hohe Auslastung können die meisten Braunkohlekraftwerke ihre laufenden Betriebskosten decken. Bei benötigten Neuinvestitionen kann ein Weiterbetrieb von Kraftwerksblöcken allerdings unwirtschaftlich werden, wenn die damit verbundenen Kosten die beim weiterhin erwartbar niedrigen Großhandelspreis geringen Gewinne überschreiten. Eine Besonderheit für die Kostenstruktur bei der Braunkohle ergibt sich durch die

Integration von Kraftwerken und Tagebauen. Da innerhalb der Braunkohlereviere alle Kraftwerke und Tagebaue eines Reviers weitgehend miteinander verbunden sind (eine Ausnahme bildet der Tagebau Inden, der nur mit dem Kraftwerk Weisweiler verbunden ist), können einzelne Revierabschnitte grundsätzlich unabhängig vom Weiterbetrieb anderer betrieben bzw. stillgelegt werden.

PREISBILDUNG AM STROMMARKT UND WETTBEWERB VON KOHLE UND ERDGAS

Die Preisbildung für Strom am Spotmarkt folgt der sog. Merit Order. Dabei bieten alle Teilnehmer am Strommarkt Strom in mindestens der Höhe ihrer sog. Grenzkosten an. Die Grenzkosten orientieren sich in der Regel an den jeweiligen variablen Stromerzeugungskosten. Die Anlagen werden in der Reihenfolge ihrer Gebote (beginnend mit den niedrigsten) bezuschlagt bis die gesamte Stromnachfrage gedeckt ist. Der Börsenstrompreis ergibt sich aus den Kosten des teuersten Kraftwerks, das noch zur Nachfragedeckung benötigt wird.

In Deutschland wird die Merit Order typischerweise angeführt von den erneuerbaren Energien, gefolgt von Atomkraft und dann den fossilen Energieträgern. Die Wettbewerbssituation zwischen den fossilen Energieträgern hängt neben dem Wirkungsgrad eines Kraftwerks, v. a. von den Rohstoffpreisen und dem CO₂-Zertifikatspreis im europäischen Emissionshandel ab. Dadurch kann sich das Wettbewerbsverhältnis von Braun-, Steinkohle und Erdgas aufgrund steigender CO₂-Preise und schwankender Brennstoffpreise ändern (vgl. auch Kap. 5.1). Bei einer langfristigen Erhöhung des CO₂-Preises auf ca. 20 bis 50 Euro/t CO₂ wird angenommen, dass der Betrieb von Braunkohlekraftwerken teurer wird als der von anderen fossilen Kraftwerkstypen.

ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE ARGUMENTE FÜR EINE REDUZIERUNG DER KOHLEVERSTROMUNG

Gaskraftwerke können aufgrund ihrer hohen Flexibilität und gleichzeitig geringen CO₂-Intensität für eine Übergangszeit die fluktuierenden erneuerbaren Energien gut ergänzen (vgl. Kap. 3.3). Braunkohlekraftwerke und ältere Steinkohlekraftwerke können sich durch ihre geringe Flexibilität dagegen nur in geringem Maße der fluktuierenden Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie anpassen. Zwar ist auch bei bestehenden Braun- und Steinkohleanlagen eine flexiblere Fahrweise möglich, diese führt jedoch zu stärkerem Materialverschleiß und somit höheren Kosten der Anlagen. Gaskraftwerke in Deutschland leiden derzeit allerdings unter einer geringen Auslastung von ca. 30 %, weshalb viele Anlagen bereits stillgelegt wurden. Stein- und Braunkohlekraftwerke haben Auslastungen von ca. 40 % und 75 %. Die derzeit hohen deutschen Stromexporte, mit ihrem großen Anteil an Kohlestrom, führen auch in Nachbarländern zu einer geringen Auslastung von Gaskraftwerken. Bei einem Kohleausstieg in Deutschland würde sich die Auslastung von nationalen und internationalen Gaskraftwerken und damit auch deren Rentabilität erhöhen.

Der durch einen Kohleausstieg induzierte leichte Anstieg des Börsenstrompreises führt zudem dazu, dass zusätzlich notwendige Investitionen in den Bereichen Nachfragemanagement sowie Speicher und Effizienztechnologien angereizt werden. Bislang wird das erhebliche technische Potenzial insbesondere in der Industrie für flexiblere Nachfrageänderungen noch nicht ausgenutzt. Größere Preisspreizungen und Spitzenpreise können außerdem weitere Signale für Investitionen in die Entwicklung und den Einsatz von Power-to-X Anwendungen, synthetischen Kraftstoffen und verschiedenen Batterietechnologien sowie Energieeffizienzmaßnahmen setzen. Mögliche Abwanderungseffekte der energieintensiven Industrien aus Deutschland sind aufgrund von nur leichten erwarteten Börsenstrompreisveränderungen nicht zu befürchten (vgl. Kap. 1.4).

Eine Reduzierung der Kohleverstromung kann darüber hinaus die Netzsituation in Deutschland vor allem dort entlasten, wo aktuell eine hohe kontinuierliche Einspeisung von Kohlekraftwerken mit

einer hohen Einspeisung von Erneuerbaren zusammen trifft. Die geringe Flexibilität insbesondere von Braunkohleanlagen (sog. konventionelle Mindesterzeugung) stellt eine Belastung für das Stromnetz dar. Insofern kann eine Reduzierung der Stromproduktion aus diesen Anlagen zur Entspannung bei Netzengpässen führen. Die bisher zur Entwicklung der Stromhandelsbilanz vorgelegten Studien zeigen, dass Deutschland selbst bei einem Komplettausstieg aus der Kohle bis zum Jahr 2030 allenfalls geringer Nettoimporteur werden würde.

MONITORING ZUR GEWÄHRLEISTUNG VON VERSORGUNGSSICHERHEIT

In Deutschland existiert ein umfangreiches Regelungsregime, mit dem sichergestellt wird, dass Versorgungssicherheit gewährleistet ist und Kraftwerksstilllegungen nicht zu Lücken in der Versorgungssicherheit führen.

So muss eine beabsichtigte Kraftwerksstilllegung 12 Monate vor dem geplanten Termin bei der Bundesnetzagentur (BNetzA) angezeigt werden. Die Systemrelevanz des Kraftwerkes wird dann vom jeweils zuständigen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) geprüft. Ist sie gegeben, ist das Kraftwerk weiter in Bereitschaft zu halten. Der Betreiber bekommt die durch die Bereitschaft entstehenden Kosten erstattet. Aktuell sind 26 zur Stilllegung angezeigte Kraftwerksblöcke mit einer Netto-Nennleistung von etwa 6,9 GW als systemrelevant eingestuft. Zwei Drittel dieser Anlagen werden mit Erdgas oder Mineralöl befeuert. Die verbleibenden 2,3 GW stellen sieben Steinkohlekraftwerke.

In Deutschland werden zudem verschiedene Reserven sowie Lastmanagementoptionen vorgehalten. Die verschiedenen Reserven sowie Lastmanagementoptionen besitzen eine Gesamtkapazität von 11,3 GW. Außerdem gibt es die sog. Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft (bis 2019 2,7 GW, dann schrittweise Reduzierung und Auslaufen bis 2022). Angesichts der geringen Flexibilität dieser Anlagen ist ihr Einsatz allerdings unwahrscheinlich. Die ÜNB sind überdies zu einer jährlich durchzuführenden Systemanalyse verpflichtet, in der mögliche kritische Grenzsituationen des Stromversorgungssystems (extreme Last-, Erzeugungs- und Netzannahmen) zu untersuchen sind. ÜNB bzw. BNetzA können weitere gesicherte Leistung beschaffen, indem Kraftwerke in eine Reserve überführt oder Kraftwerke als netztechnische Betriebsmittel zugebaut werden. Als weitere Option können Grenzkuppelleitungen ins europäische Ausland ausgebaut werden.

1.1 KOHLEKRAFTWERKSPARK UND TAGEBAUE

- » In Deutschland sind 21 GW Braun- und 24 GW Steinkohlekraftwerke in Betrieb (Netto-Nennleistung).
- » Braunkohlekraftwerke sind aufgrund der Integration mit den Tagebauanlagen regional stark konzentriert. Sie finden sich im Rheinland, in der Lausitz und im Mitteldeutschen Revier. Steinkohlekraftwerke sind v. a. in den alten Bundesländern breit verteilt.
- » Bei der Bundesnetzagentur sind aktuell Stilllegungen von ca. 5,6 GW angekündigt (3,8 GW Steinkohle und 1,8 GW Braunkohle (als Teil der Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft)).

In Deutschland waren Ende Juli 2018 Braunkohlekraftwerke im Umfang von ca. 21 GW, sowie Steinkohlekraftwerke von knapp 24 GW in Betrieb. Braunkohle hatte in 2017 einen Anteil von 23 % an der Bruttostromerzeugung und Steinkohle einen Anteil von 14 % (ca. 150 TWh Braunkohle und ca. 90 TWh Steinkohle) (AG Energiebilanzen e.V. 2018). Die Standorte der deutschen Kohlekraftwerke sind in Abb. 1.1.1 dargestellt. Gleichzeitig sind diese für 153 Mio. t CO₂ (Braunkohle) und 87 Mio. t CO₂ (Steinkohle) verantwortlich. Dies entspricht ca. 26 % der deutschen CO₂-Emissionen im Jahr 2016 (UBA 2017a, 2018a). Außerdem emittieren Kohlekraftwerke weitere Schadstoffe wie Schwefeloxide, Stickstoffoxide, Ruß und Staub, sowie toxische Metalle wie Quecksilber, Blei, Arsen und Cadmium (UBA 2017a), welche die menschliche Gesundheit sowie Luft, Böden und Gewässer belasten (SRU 2017) (vgl. Kap. 4.4).

Kohlekraftwerke hatten in 2017 einen Anteil von 37 % an der Bruttostromerzeugung.

Kohlekraftwerke sind für 26 % aller deutschen CO₂-Emissionen verantwortlich.

Tab. 1.1.1: Anzahl und Leistung der Braun- und Steinkohlekraftwerke im Betrieb (öffentliche Versorgung und Industriekraftwerke)

		SUMME		KLEINE ANLAGEN* > 50 MW & < 100 MW		GROSSE ANLAGEN > 100 MW	
		ANZAHL	LEISTUNG [GW]	ANZAHL	LEISTUNG [GW]	ANZAHL	LEISTUNG [GW]
STEINKOEHLE		67	23,8	12	0,8	55	23,0
AKTIVE KRAFTWERKE	INBETRIEBNAHME VOR 1990	40	11,3	10	0,6	30	10,7
	INBETRIEBNAHME AB 1990	15	8,6	1	0,1	14	8,6
IN DER NETZRESERVE		7	2,3	1	0,1	6	2,2
ZUR STILLLEGUNG ANGEMELDET		5	1,5	0	0	5	1,5
AKTIVE KRAFTWERKE	BRAUNKOEHLE	44	20,5	6	0,5	38	20,0
	INBETRIEBNAHME VOR 1990	21	8,7	2	0,1	19	8,6
	INBETRIEBNAHME AB 1990	15	9,0	4	0,3	11	8,7
SICHERHEITSBEREITSCHAFT	BEREITS ÜBERFÜHRT	3	0,9	0	0	3	0,9
	WIRD NOCH ÜBERFÜHRT	5	1,8	0	0	5	1,8
SUMME BRAUNKOEHLE UND STEINKOEHLE		111	44,2	18	1,3	93	43,0

Quellen: Eigene Darstellung basierend auf BNetzA (2018a) und Tab. 1.1.2.




*Anmerkung: Zusätzlich sind in Deutschland Kohlekraftwerke mit einer jeweiligen installierten Leistung von unter < 50 MW vorhanden. Die dazugehörigen Steinkohlekraftwerke summieren sich auf eine Gesamtleistung von 0,4 GW (15 Kraftwerksblöcke), die dazugehörigen Braunkohlekraftwerke auf 0,4 GW (15 Kraftwerksblöcke). Durch Rundungen können sich an einzelnen Stellen Summenungenauigkeiten ergeben.

In Deutschland sind 23,8 GW Steinkohlekapazitäten installiert. Davon entfallen 23 GW auf 55 große Anlagen (>100 MW) und 0,8 GW auf 27 kleine Anlagen (<100 MW).

20,5 GW Braunkohlekraftwerke lassen sich in 20 GW und 38 große Anlagen und 0,5 GW in 6 kleinen Anlagen unterteilen.

Abb. 1.1.1. Standorte der Kohlekraftwerke in Deutschland

Kohlekraftwerkskapazitäten:

-  Braunkohle
-  Steinkohle
-  Stilllegung bzw. Übergang in Sicherheitsbereitschaft bis spätestens 2020 geplant*

1.234 summierte Kapazitäten mehrerer Kraftwerke in MW

*Geplant bedeutet, dass die Betreiber den Stilllegungswunsch bei der BNetzA angekündigt haben.



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf BNetzA (2018a, 2018c) und Tab. 1.1.2

Braunkohlekraftwerke

Die Braunkohleindustrie in Deutschland verteilt sich auf das Rheinische, Lausitzer und Mitteldeutsche Revier.

Braunkohlekraftwerke sind aufgrund der Integration mit den Tagebauanlagen regional stark konzentriert. In Deutschland liegt der Schwerpunkt im Rheinischen Revier (10 GW). Darüber hinaus verfügen das Mitteldeutsche Revier über knapp 3 GW und das Lausitzer Revier über 7 GW Braunkohlekapazität. Im Herbst 2016 endete nach über 140 Jahren die Braunkohleförderung im Helmstedter Revier. Im Rheinischen Revier ist mit 79 TWh_{el} auch die produzierte Strommenge größer als in der Lausitz (49 TWh_{el}) und in Mitteldeutschland (17 TWh_{el}) (Stand 2015). Die Braunkohlereserven in den genehmigten Braunkohleplänen betragen zum Ende des Jahres 2015 4,2 Mrd. t (DIW Berlin u. a. 2018). Darüber hinaus belaufen sich die wirtschaftlich gewinnbaren Reserven, die derzeit noch nicht genehmigt sind, auf weitere 36,3 Mrd. t Braunkohle (Öko-Institut 2017b).

Die Braunkohle-Anlagen gehören fast vollständig den beiden Unternehmen RWE und EPH. Nur in Lippendorf und Schkopau sind auch EnBW bzw. Uniper beteiligt.

Die Braunkohletagebaue und -kraftwerke im Rheinischen Revier werden von RWE betrieben. In den neuen Bundesländern betreibt das tschechische Unternehmen EPH (Energetický a průmyslový holding) über verschiedene Tochterfirmen die Unternehmen LEAG (Lausitz Energie Bergbau AG), Mibrag (Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH) und Saale Energie, welchen alle Tagebaue und ein Großteil der Kraftwerke gehören (DIW Berlin 2017c).

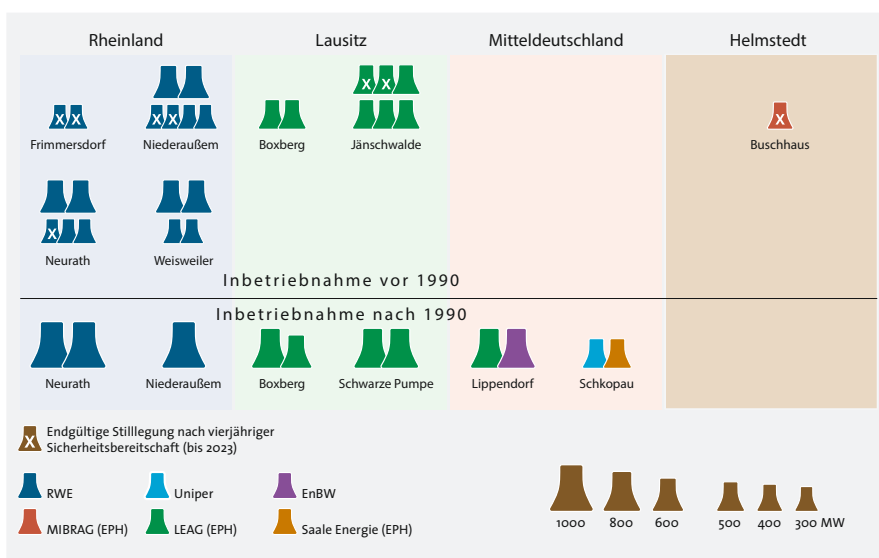
Ungefähr die Hälfte der Braunkohlekapazitäten ist vor 1990 gebaut worden und weist niedrigere Wirkungsgrade auf.

Der Braunkohlekraftwerkspark in Deutschland weist deutliche Unterschiede in der Alters- und Effizienzstruktur auf (vgl. auch Abb. 1.1.2). Das durchschnittliche Alter des Braunkohlekraftwerksparks beträgt derzeit etwa 35 Jahre (UBA 2017a). Es verläuft

eine klare Trennung zwischen den alten und den neuen Bundesländern: Während außer den drei neuen Blöcken in Neurath und Niederaußem alle Kraftwerksblöcke in Nordrhein-Westfalen vor 1976 erbaut wurden, kommen in den neuen Bundesländern seit der Wiedervereinigung modernisierte Anlagen zum Einsatz. Der Kraftwerkspark in den neuen Bundesländern ist deshalb im Durchschnitt moderner und effizienter als der in Nordrhein-Westfalen. Neuere Kraftwerke weisen Wirkungsgrade zwischen ca. 43 % auf und sind zudem im Betrieb flexibler als ältere Kraftwerke (UBA 2017a). Deren durchschnittliche Wirkungsgrade lagen 1990 noch bei ca. 34 % (UBA 2017e).

In der Abb. 1.1.2 werden alle Braunkohlekraftwerke dargestellt, die eine elektrische Leistung von mindestens 100 MW besitzen. Die aufsummierten CO₂ Emissionen von Kraftwerken unter 100 MW ist als gering zu bewerten (vgl. Anhang, Tab. 1).

Abb. 1.1.2: Struktur der Braunkohlekraftwerke in Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (BNetzA (2018a); Öko-Institut (2017b))

Braunkohlekraftwerke in den neuen Bundesländern sind im Durchschnitt moderner und effizienter als in Nordrhein-Westfalen.

Steinkohlekraftwerke und -förderung

Die Standorte der Steinkohlekraftwerke sind über ganz Deutschland verteilt und haben eine Vielzahl von unterschiedlichen Betreibern. Historisch gewachsen konzentrieren sie sich in den früheren Steinkohleabbauregionen in Nordrhein-Westfalen und im Saarrevier sowie, bedingt durch die Anlieferung von Importkohle, entlang des Rheins und an der Nordseeküste.

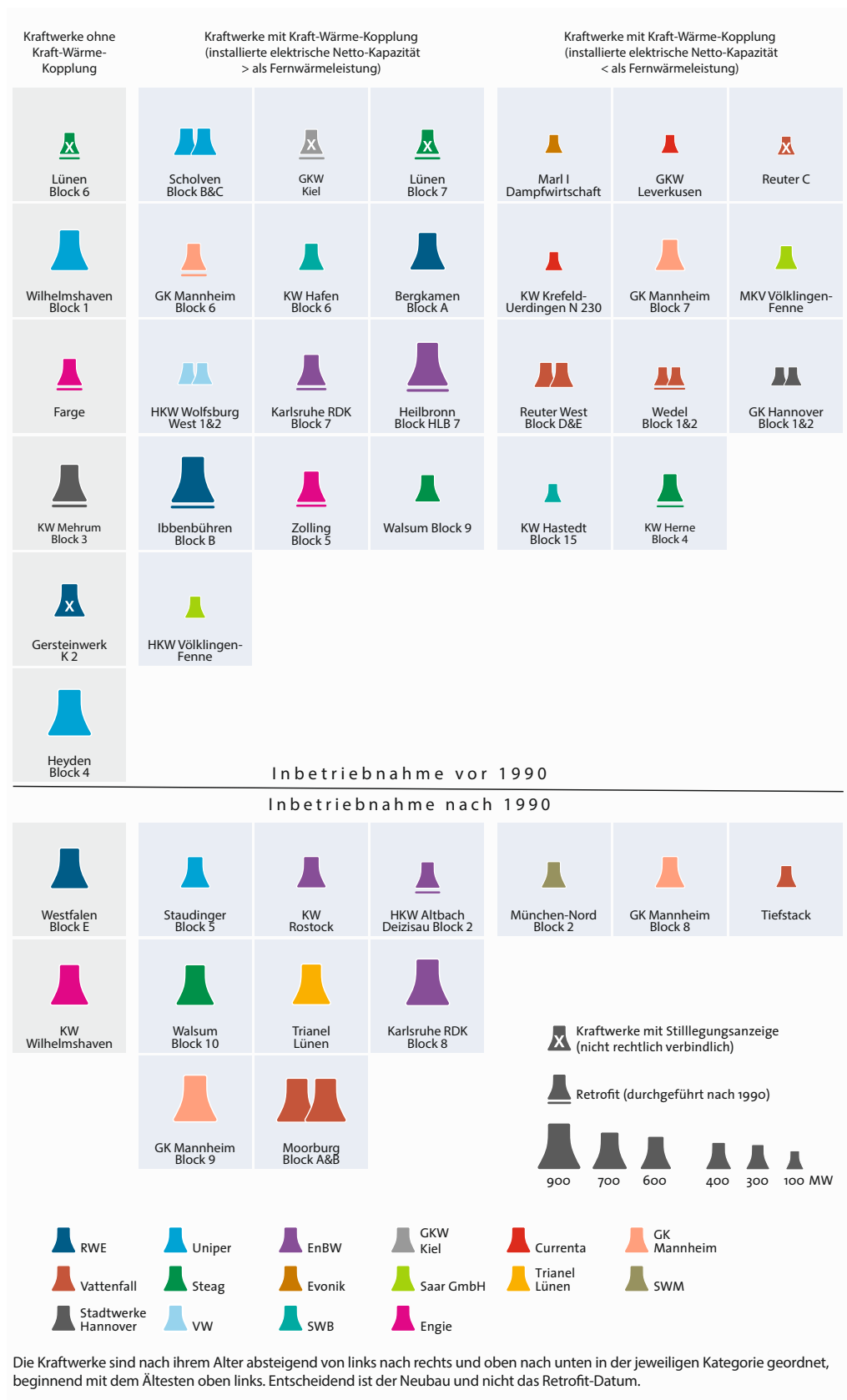
Betreiber und Standorte von Steinkohlekraftwerken sind diverser als bei der Braunkohle.

Bereits im Jahr 2007 wurde das Auslaufen der Steinkohleförderung zum Ende des Jahres 2018 von Bundes- und Landesregierungen sowie den Bergbauunternehmen aus wirtschaftlichen Beweggründen beschlossen. Zu diesem Zeitpunkt waren noch ungefähr 30.000 Beschäftigte in acht Steinkohlezechen tätig (Statistik der Kohlewirtschaft 2017a, 2017c). Die zwei derzeit verbleibenden Steinkohlebergwerke sind Ibbenbüren und Prosper-Haniel (DIW Berlin u. a. 2018). Deutschland verfügt über Steinkohlegesamtressourcen von etwa 83 Mio. t, von denen bis Ende 2018 voraussichtlich ca. 12 Mio. t gewinnbar sind. 2015 wurden 55,5 Mio. t Steinkohle importiert. Etwa ein Drittel der Importe stammt dabei aus Russland, gefolgt von Importen aus den USA, Kolumbien, Australien, Polen und Südafrika (UBA 2017a).

Auch die Steinkohlekraftwerke in Deutschland unterscheiden sich deutlich in ihrer Alters- und Effizienzstruktur (vgl. Abb. 1.1.3). Das durchschnittliche Alter des Steinkohlekraftwerksparks beträgt dabei ca. 30 Jahre (UBA 2017a). Ältere Kraftwerke wie Wedel oder Lünen besitzen einen Wirkungsgrad von lediglich 36 %, moderne Kraftwerksblöcke wie Block 9 in Mannheim erzielen dagegen Werte von 46 %.

Das durchschnittliche Alter des Steinkohlekraftwerksparks beträgt ca. 30 Jahre.

Abb. 1.1.3: Struktur der Steinkohlekraftwerke in Deutschland



Die Kraftwerke sind nach ihrem Alter absteigend von links nach rechts und oben nach unten in der jeweiligen Kategorie geordnet, beginnend mit dem Ältesten oben links. Entscheidend ist der Neubau und nicht das Retrofit-Datum.

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf BNetzA (2018a). Die Aufteilung der Kategorien erfolgt auf Basis des Alters und der KWK-Nutzung gemäß der BNetzA Liste, der Fernwärmeleistung gemäß UBA-Kraftwerksliste und Annahmen zu angemeldeten Stilllegungen entsprechend der Stilllegungstabelle 1.1.2. Die dargestellten Retrofits beziehen sich auf essentielle Ertüchtigungen der Anlagen (bspw. Kessel- oder Turbinenaustausch); für eine genauere Differenzierung verschiedener Retrofits, bspw. auf Basis der prozentualen Zusatzinvestitionen, sind keine ausreichenden öffentlichen Daten bekannt.

Die Mehrheit der Steinkohlekraftwerke steht in der Nähe von Ballungsräumen und produziert neben Strom auch Wärme (sog. Kraft-Wärme-Kopplung, KWK; vgl. Abb. 1.1.1 und Abb. 1.1.3). KWK-Anlagen können dadurch einen Brennstoffausnutzungsgrad von 85 bis 90 % erreichen (vgl. Kap. 3.6). Für einen Großteil der Anlagen ist Strom jedoch der wichtigere Output; die zusätzliche Fernwärmeleistung liegt dann niedriger als die installierte elektrische Kapazität.

Die Auskopplung von Wärme durch Kraft-Wärme-Kopplung spielt bei Steinkohlekraftwerken eine wichtige Rolle.

Im Bau und in Planung befindliche Kohlekraftwerksblöcke

Der Steinkohlekraftwerksblock Datteln 4 (1,1 GW), welcher ursprünglich 2011 in Betrieb genommen werden sollte, ist noch nicht ans Netz angeschlossen. Der Bau verzögerte sich aufgrund zahlreicher (Umwelt-)Klagen, sowie technischer Probleme aufgrund eines neuartigen Stahls (T24), der höhere Temperaturen und damit Wirkungsgrade ermöglichen sollte. Es ist unklar, wann der Block ans Netz geht, anvisiert wird derzeit das Jahr 2020.

Es ist unklar ob und wann neue Kohlekraftwerke in Deutschland ans Netz angeschlossen werden.

Darüber hinaus befindet sich derzeit ein Steinkohlekraftwerksprojekt für einen Industriepark in Stade (900 MW) in Planung, über dessen tatsächliche Errichtung nach Angaben des Betreibers 2019 entschieden werden soll. Seit Anfang der 2010er Jahre gibt es darüber hinaus Pläne zum Bau eines neuen Braunkohlekraftwerks mit optimierter Anlagentechnik (BoAplus) (1,2 GW) am Standort Niederaußem.

Geschlossene Kohlekraftwerke und geplante Kraftwerksstilllegungen

Unter den derzeitigen Bedingungen auf dem Strommarkt mit geringen Strompreisen entscheiden immer mehr Betreiber ihre Kraftwerke bereits vor dem Erreichen der technisch möglichen Laufzeit stillzulegen. Seit 2011 wurden 51 Kohleblöcke mit einer elektrischen Nennleistung von insgesamt 10.600 MW endgültig stillgelegt. Zusätzlich wurden 3 Braunkohleblöcke mit 900 MW in die Sicherheitsbereitschaft überführt und vier weitere Kohleblöcke mit weiteren insgesamt 300 MW vorläufig stillgelegt (BMWi 2018b).

Seit 2010 wurden 10,6 GW Kohlekraftwerkskapazitäten von den Betreibern stillgelegt. Zudem wurden Braunkohlekraftwerke mit einer Leistung von 900 MW in die Sicherheitsbereitschaft überführt.

Innerhalb der nächsten zwei Jahre könnten weitere ca. 3,8 GW Steinkohlekraftwerke vom Netz gehen. Hier ist eine Anmeldung der Stilllegung bei der BNetzA erfolgt, sie kann von den Betreibern aber auch wieder zurückgenommen oder von der BNetzA vorläufig abgelehnt werden. Darüber hinaus werden seit 2016 bis 2019 insgesamt 2,7 GW Braunkohlekraftwerke schrittweise in die sog. Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft überführt (vgl. Kap. 5.3), womit sie die regelmäßige Produktion einstellen und nur noch für jeweils vier Jahre als Reserve am Netz gehalten werden. Tab. 1.1.2 listet die derzeit geplanten Stilllegungen auf.

Bis 2020 werden insgesamt 2,7 GW Braunkohlekraftwerkskapazitäten zunächst in die Sicherheitsbereitschaft überführt und dann aus dem Markt genommen. 3,8 GW Steinkohlekraftwerke sind zur Stilllegung bei der Bundesnetzagentur angemeldet.

Tab. 1.1.2: Angemeldete* Kraftwerksstilllegungen und Kraftwerke in der Netzreserve bis 2020 inkl. Eintritt in die Sicherheitsbereitschaft

ENERGIETRÄGER	STANDORT	BLOCK	STILLLEGUNG	NETTO KAPAZITÄT (MW)	ALTER
STEINKOHLE	KW LÜNEN	LÜNEN 6	31.12.2018	149	56
STEINKOHLE	KW LÜNEN	LÜNEN 7	31.12.2018	324	49
STEINKOHLE	GEMEINSCHAFTSKRAFTWERK KIEL		2019	323	48
STEINKOHLE	REUTER	REUTER C	2019	124	49
STEINKOHLE	GERSTEINWERK	K2	2019	614	34
STEINKOHLE	WEIHER	WEIHER III	NETZRESERVE, FRÜHESTE STILLLEGUNG 2019	655	42
STEINKOHLE	KRAFTWERK WALHEIM	WAL1	NETZRESERVE BIS SPÄTESTENS 31.MÄRZ 2020	96	54
STEINKOHLE	KRAFTWERK WALHEIM	WAL2	NETZRESERVE BIS SPÄTESTENS 31.MÄRZ 2020	148	51
STEINKOHLE	HKW HEILBRONN	HLB 5	NETZRESERVE BIS SPÄTESTENS 31.MÄRZ 2020	125	53
STEINKOHLE	HKW HEILBRONN	HLB 6	NETZRESERVE BIS SPÄTESTENS 31. MÄRZ 2020	125	52
STEINKOHLE	HKW ALTBACH/DEIZISAU	ALT HKW 1	NETZRESERVE BIS SPÄTESTENS 31.MÄRZ 2020	433	33
STEINKOHLE	KW BEXBACH	BEX	NETZRESERVE, FRÜHESTE STILLLEGUNG 2019	726	35
ANLAGEN DER SICHERHEITSBEREITSCHAFT					
BRAUNKOHLE	BUSCHHAUS		30.09.2020	352	33
BRAUNKOHLE	FRIMMERSDORF	P	30.09.2021	284	52
BRAUNKOHLE	FRIMMERSDORF	Q	30.09.2021	278	48
BRAUNKOHLE	NIEDERAUSSEM	E	30.09.2022	295	48
BRAUNKOHLE	NIEDERAUSSEM	F	30.09.2023	299	47
BRAUNKOHLE	NEURATH	C	30.09.2022	292	45
BRAUNKOHLE	JÄNSCHWALDE	F	30.09.2022	465	29
BRAUNKOHLE	JÄNSCHWALDE	E	30.09.2023	465	31
			SUMME	6572	

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf BNetzA (2018d), (2018c); Steag (2018a); Uniper (2018); Mark-E (2018); Ruhrnachrichten (2018); Wuppertaler Rundschau (2018); S&P Global Platts (2018); Vattenfall (2015); Steag (2018b); Kraftwerke >50MW

Anmerkungen:* Angemeldet bedeutet, dass die Betreiber den Stilllegungswunsch bei der BNetzA angekündigt haben. Eine Stilllegung ist jedoch nicht rechtsverbindlich und kann von den Betreibern auch wieder zurückgenommen werden. Die folgenden Kraftwerke, die in der BNetzA Stilllegungs-Liste noch für eine Stilllegung angezeigt werden, sind laut lokalen Zeitungsberichten bereits stillgelegt: Kraftwerk Werdohl-Elverlingsen (310 MW), HKW Elberfeld (Wuppertal; 85 MW), Kraftwerk Ens Dorf (389 MW), HKW I in Duisburg (95 MW) (Westfalenpost 2018; Westdeutsche Zeitung 2018; WAZ 2018; Saarbrücker Zeitung 2017).

Braunkohle Tagebaustrukturen

Im Rheinischen Revier sind alle Kraftwerke und Tagebaue miteinander verbunden. Die einzige Ausnahme bildet das Kraftwerk Weisweiler mit dem angrenzenden Tagebau Inden.

Bei der Braunkohleindustrie besteht die Besonderheit der Einheit zwischen Tagebauen und Kraftwerken. Die Kohle der Tagebaue wird über Förderbänder, Eisenbahnlinien, Kohlemischplätze und -lagerstätten innerhalb der Reviere zu den angeschlossenen Kraftwerken transportiert. Verschiedene lokale Zwischenlager gewährleisten einen kontinuierlichen Betrieb. Eine längere Pufferung/Lagerung gibt es jedoch aufgrund der Gefahr der Selbstentzündung der Kohle nicht.

Das Rheinische Revier (Abb. 1.1.4) besteht aus den Tagebauen Garzweiler und Hambach, die insbesondere die Kraftwerke Neurath, Niederaußem und Frimmersdorf (letzteres ist Teil der Braunkohle-Sicherheitsreserve) sowie kleinere Kraftwerke wie Fortuna-Nord, Frechen, Ville-Berrenrath, Goldenberg und Merkenich über Bahnen beliefern (Gerbaulet u. a. 2012). Damit ist der Tagebaubetrieb technisch unabhängig vom Weiterbetrieb bestimmter Kraftwerke. Das Kraftwerk Weisweiler wird ausschließlich vom Tagebau Inden beliefert (DIW Berlin u. a. 2018)

Im Lausitzer Revier (Abb. 1.1.5) wird der Betrieb von ursprünglich fünf Tagebauen (Cottbus Nord, Jänschwalde, Welzow-Süd TF 2, Nochten 2, Reichwalde) durch die Schließung der Tagebaue Cottbus Nord im Dezember 2015 und Jänschwalde in spätestens fünf Jahren auf drei Tagebaue reduziert. Alle Kraftwerke sind durch eine Kohleverbindungsbahn an die Tagebaue angeschlossen. Das Großkraftwerk Jänschwalde wird hauptsächlich durch die Tagebaue Jänschwalde und Welzow-Süd versorgt. Das Braunkohlekraftwerk Schwarze Pumpe wird durch Welzow-Süd und mit kleineren Mengen aus Reichwalde und Nochten beliefert. Boxberg wird sowohl aus Nochten als auch aus Reichwalde mit Kohle versorgt (Gerbaulet u. a. 2012).

Im Lausitzer und Mitteldeutschen Revier sind jeweils alle Kraftwerke und Tagebaue miteinander verbunden.

Das mitteldeutsche Braunkohlerevier (Abb. 1.1.6) besteht aus dem Tagebau Profen, welcher das Kraftwerk Schkopau sowie kleinere Abnehmer in Deuben, Mumsdorf und Wähilitz versorgt. Der Tagebau Vereinigtes-Schleenhain beliefert das Großkraftwerk Lippendorf. Beide Tagebaue beliefern zudem kleinere Kraftwerke in Chemnitz, Dessau und Könnern (Gerbaulet u. a. 2012). Des Weiteren gibt es den kleineren Tagebau Amsdorf mit dazugehörigem Kraftwerk, in dem Braunkohle zur Herstellung von Rohmontanwachs gefördert wird (DIW Berlin 2014a).

Abb. 1.1.4: Kohleförderung und -kraftwerke im Rheinischen Revier (2017)

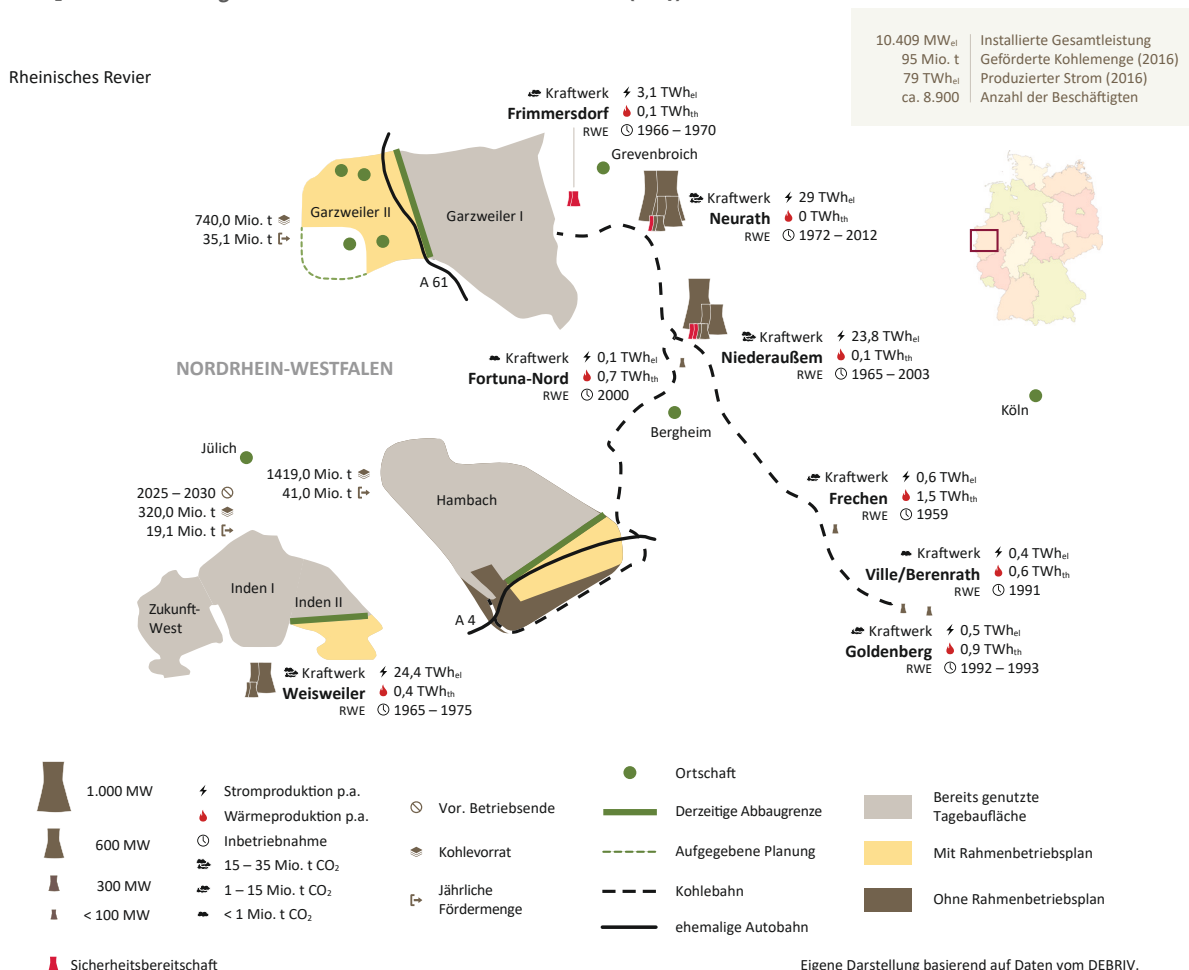


Abb. 1.1.5: Kohleförderung und -kraftwerke im Lausitzer Revier (2017)

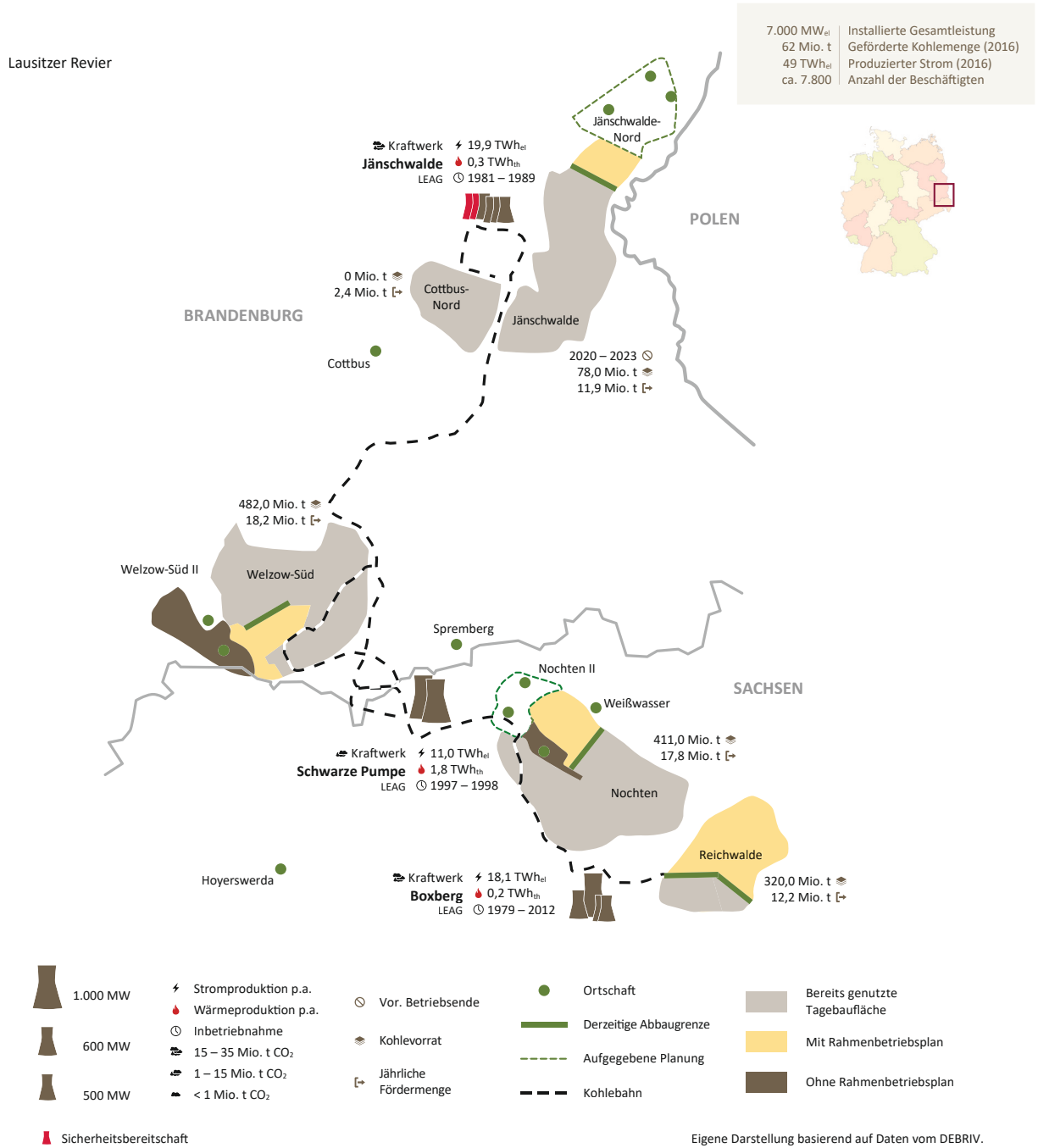
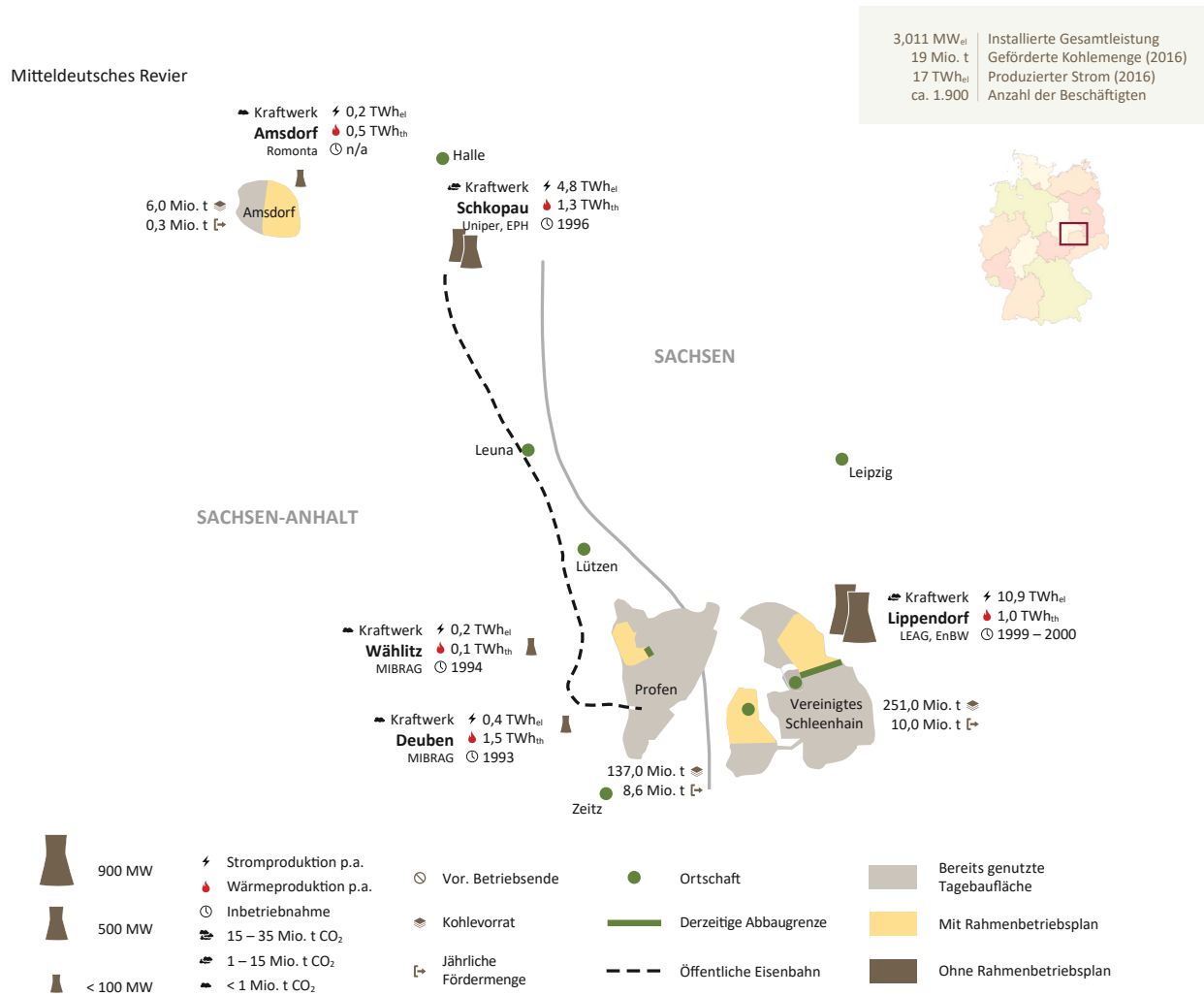


Abb. 1.1.6: Kohleförderung und -kraftwerke im Mitteldeutschen Revier (2017)



Eigene Darstellung basierend auf Daten vom DEBRIV.

1.2 KOSTENSTRUKTUREN VON KOHLERSTROMUNG UND -TAGEBAUEN

- » Im Wettbewerb zwischen den fossilen Energieträgern verfügt die Braunkohle – bei Vernachlässigung von weiteren Umwelteffekten – über erhebliche Kostenvorteile gegenüber Steinkohle- oder Erdgasanlagen.
- » Aufgrund der derzeitigen Börsenstrompreise decken Steinkohlekraftwerke derzeit allenfalls ihre variablen Kosten, bei einem weiteren Anstieg des CO₂-Preises ist selbst dies nicht mehr gewährleistet.
- » Der Betrieb der Tagebaue belastet die Braunkohleverstromung mit einem hohen Anteil von Fixkosten. Bei den derzeitigen Preisstrukturen werden beginnend bei CO₂-Preisen von ca. 15 Euro/t die Betriebskosten der Tagebaue nicht mehr vollständig gedeckt.

Die Verstromung von Stein- und Braunkohle ist in beiden Fällen kapitalintensiv, jedoch unterscheiden sich die Kostenstrukturen deutlich.

Kostenstrukturen der Verstromung von Braunkohle

Braunkohlekraftwerke weisen sehr geringe variable Kosten auf. Die Investitionskosten der Braunkohlekraftwerke sind bereits größtenteils amortisiert.

Braunkohlekraftwerke weisen sehr geringe variable Kosten auf. Dazu gehören CO₂-Kosten, Kosten für Hilfs- und Betriebsstoffe wie beispielsweise der Kalkstein-einsatz für die Rauchgasreinigung oder der produktionsabhängige Teil der Rekultivierungskosten (Öko-Institut 2017b). Die Investitionskosten sowohl der Tagebaue als auch der meisten Braunkohlekraftwerke sind seit langem amortisiert.

Bei einem Anstieg der variablen Kosten, u.a. durch den derzeitigen Anstieg der CO₂ Zertifikatspreise auf über 20 Euro pro Tonne, kann ein Weiterbetrieb von Kraftwerksblöcken allerdings unwirtschaftlich werden

Im Rahmen der Studie „Die deutsche Braunkohlewirtschaft“ wurde ein Index zur Bewertung der wirtschaftlichen Perspektiven der Braunkohlereviere entwickelt („LignIX“, Öko-Institut (2017b)). Der Indikator berücksichtigt sowohl die variablen Kosten, als auch die Kosten von Tagebauen und Kraftwerken (Personalkosten, Wartung und Instandhaltung, kleine und große Revisionen, Versicherung, Brennstoffkosten, Kosten für Umsetzungen und Erweiterungen der bergbaulichen Ausrüstungen, Kosten für die Rekultivierung). Unter Berücksichtigung der erwarteten Großhandelsstrompreise lassen sich daraus Tendenzen in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit ableiten. Danach können aufgrund ihrer hohen Auslastung die meisten Braunkohlekraftwerke im Jahr 2018 ihre laufenden Betriebskosten noch decken. Hierbei profitieren die Betreiber von den in den letzten Jahren bereits erworbenen CO₂-Emissionszertifikaten für rund 5 Euro/t (Bloomberg 2018). Bei einem Anstieg der variablen Kosten, u. a. durch den derzeitigen Anstieg der CO₂-Zertifikatspreise auf über 20 Euro/t, kann ein Weiterbetrieb von Kraftwerksblöcken allerdings unwirtschaftlich werden. Zusätzliche Kosten können z. B. durch technische Kraftwerksnchrüstungen zur Verlängerung der Lebensdauer oder zur Einhaltung der neuen Grenzwerte für Industrieemissionen (vgl. Kap. 5.1) und durch den Aufschluss neuer Tagebauabschnitte entstehen.

Der „Dominoeffekt“

Da innerhalb der Reviere Kraftwerke und Tagebaue miteinander verbunden sind, ist der Weiterbetrieb einzelner Kraftwerke oder Tagebauabschnitte nicht zwangsläufig durch die Schließung einzelner anderer Anlagen gefährdet.

Teilweise wird unter dem Begriff „Dominoeffekt“ die Sorge beschrieben, dass beim Abschalten einzelner Braunkohlekraftwerksblöcke das gesamte Kohlerevier unrentabel wird und somit stillgelegt werden muss. Diese Extremannahme würde bedeuten, dass kein schrittweiser Ausstiegspfad, sondern lediglich ein Zeitpunkt gewählt werden kann, an dem dann das gesamte Revier abgeschaltet wird. Da innerhalb der Braunkohlereviere jedoch alle Kraftwerke und Tagebaue miteinander verbunden sind, ist der Betrieb einzelner Kraftwerke oder Tagebauabschnitte grundsätzlich unabhängig vom Weiterbetrieb bestimmter anderer Kraftwerke oder Tagebauabschnitte möglich. Eine Ausnahme bildet der Tagebau Inden mit dem Kraftwerk Weisweiler, das nicht mit den anderen Tagebauen im Rheinischen Revier verbunden ist (vgl. Abb. 1.1.4).

Zutreffend ist aber, dass der sehr fixkostenintensive Tagebaubetrieb nur bei einer Mindestfördermenge gewinnbringend ist. Ab wann ein Tagebau unrentabel wird ist von vielen Faktoren abhängig und kann daher nicht pauschal bestimmt werden. Braunkohletagebaue und -kraftwerke werden oft gemeinsam von einem integrierten Unternehmen betrieben. Der Betrieb der Tagebaue geht dementsprechend als ein Teil der Fixkosten in die Verstromung von Braunkohle ein. Diese Fixkosten, die unabhängig von der Auslastung der Kraftwerke anfallen, müssen durch Deckungsbeiträge aus dem Stromverkauf erwirtschaftet werden. Das Öko-Institut hat in einer Studie errechnet, dass bei derzeitigen Preisstrukturen bei einem CO₂-Preis von ca. 15 Euro/t die mittelfristig abzubauenen fixen Betriebskosten der Tagebaue (wie vermeidbare Kosten für Umsiedlungen oder Tagebaugroßgeräte) nicht mehr gedeckt werden. Ab ca. 25 Euro/t CO₂ können auch die kurzfristig abzubauenen Betriebskosten der Tagebaue (z. B. Brennstoffkosten und andere Hilfs- und Betriebsstoffe) sowie die abzubauenen Fixkosten der Kraftwerke nur noch knapp gedeckt werden (Öko-Institut 2018b). Ab welchem CO₂-Preis dann Stilllegungsentscheidungen getroffen werden hängt u. a. auch von der Effizienz einzelner Kraftwerksblöcke, den Brennstoffpreisen anderer Energieträger und strategischen Entscheidungen von Betreibern ab.

Kostenstrukturen der Verstromung von Steinkohle

Im Gegensatz zur Braunkohle steht die Steinkohlewirtschaft in Deutschland bereits heute unter erheblichem wirtschaftlichem Druck. Steinkohlekraftwerke weisen zwar geringere Kapitalkosten als Braunkohlekraftwerke auf, haben jedoch wesentlich höhere Brennstoffkosten. Aufgrund des daraus resultierenden Preisnachteils gegenüber der Braunkohle haben Steinkohlekraftwerke letztlich eine deutlich geringere Auslastung. Viele Steinkohlekraftwerke schreiben daher heute bereits Verluste oder können ihre Betriebskosten nur durch zusätzliche Erträge aus dem Wärmege­schäft decken. Da diese wirtschaftliche Perspektive sich voraussichtlich auch in den nächsten Jahren nicht verbessern wird, mussten viele Betreiber bereits hohe Abschreibungen für neu erbaute Kraftwerke vornehmen (IEEFA 2017; Öko-Institut 2017b).

Schon bei einem CO₂-Preis von ca. 15 Euro/t werden die fixen Betriebskosten der Tagebaue nicht mehr gedeckt. Ab ca. 25 Euro/t CO₂ können die Fixkosten der Kraftwerke nur noch knapp gedeckt werden.

Die Steinkohlewirtschaft steht derzeit unter starkem wirtschaftlichem Druck. Steinkohlekraftwerke haben insbesondere wesentlich höhere Brennstoffkosten als Braunkohlekraftwerke.

1.3 PREISBILDUNG AM STROMMARKT UND WETTBEWERB VON KOHLE UND ERDGAS

- » Die Einsatzreihenfolge (Merit Order) der Anbieter am deutschen Strommarkt folgt der Höhe ihrer Grenzkosten (Kosten, die für die Produktion einer zusätzlichen kWh Strom entstehen). Sie wird angeführt von erneuerbaren Energien, gefolgt von Atomkraft und den fossilen Energieträgern.
- » Der jeweilige Wirkungsgrad der Kraftwerke sowie internationale Rohstoff- und CO₂-Preise beeinflussen den Wettbewerb zwischen den fossilen Energieträgern Braunkohle, Steinkohle, Erdgas und Öl.
- » Bei CO₂-Preisen von 20 bis 50 Euro/t CO₂ befinden sich Braunkohlekraftwerke derzeit in Konkurrenz mit Steinkohle- und Erdgaskraftwerken.
- » Effiziente Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke haben Grenzkosten in einer vergleichbaren Höhe wie Steinkohlekraftwerke; konventionelle Gaskraftwerke werden dagegen aufgrund ihrer deutlich höheren Brennstoffkosten nur für die Deckung von Bedarfsspitzen angefragt.
- » Der weitere Ausbau von erneuerbaren Energien führt wegen ihrer geringen Grenzkosten mittelfristig zu weiter sinkenden Börsenstrompreisen.

Die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke in der Merit Order

Zur Deckung der Stromnachfrage werden Stromerzeugungsanlagen in der Reihenfolge ihrer Gebote, der sog. Merit Order bezuschlagt. Der Börsenstrompreis ergibt sich aus dem letzten bezuschlagten Gebot.

Die Preisbildung am Spotmarkt für Strom folgt der sog. Merit Order. Dabei bieten alle Teilnehmer am Strommarkt Strom in mindestens der Höhe ihrer Grenzkosten an. Unter Grenzkosten versteht man die Kosten, die für eine zusätzliche Produktionseinheit entstehen. Bei Strom ist das z. B. eine zusätzliche kWh. Zur Deckung der stündlichen Stromnachfrage werden Stromerzeugungsanlagen in der Reihenfolge ihrer Gebote (beginnend mit dem niedrigsten Gebot), der Merit Order, bezuschlagt bis die gesamte Stromnachfrage gedeckt ist. Der Börsenstrompreis, den alle zu einem Zeitpunkt bezuschlagten Anbieter für ihren Strom erhalten, folgt dem letzten Gebot, welches noch einen Zuschlag erhält (sog. Grenzkraftwerk).

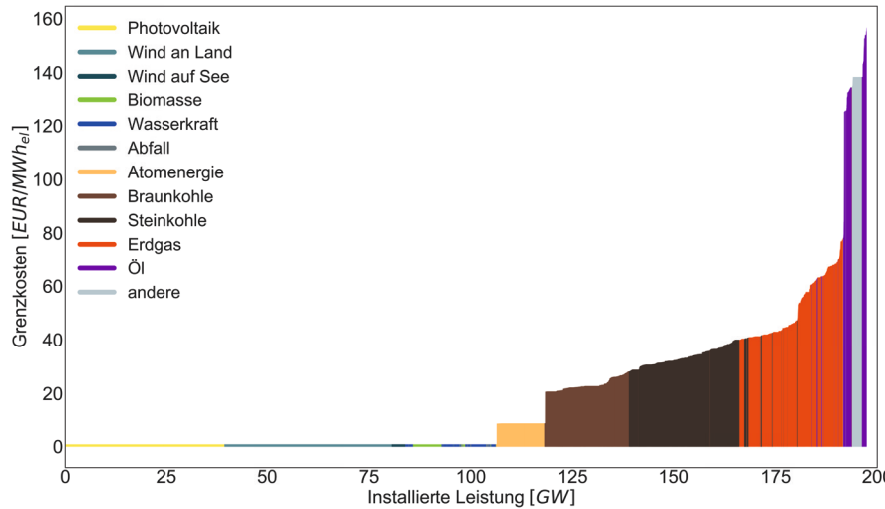
Wind- und Solar-Anlagen, die weder Brennstoffe benötigen noch CO₂ ausstoßen, haben Grenzkosten von null. Zudem gilt für erneuerbare Energien der Einspeisevorrang zur vorrangigen Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms. Alle weiteren Kosten, die über die direkten Produktionskosten hinausgehen, wie z. B. Investitionskosten oder fixe Kosten des Kraftwerksbetriebs, sind nicht Teil der Grenzkosten, da sie unabhängig von der produzierten Strommenge sind. Sie fließen somit nicht in das Gebot mit ein. Umwelteffekte der Stromerzeugung werden im Rahmen der Grenzkosten nur mit einbezogen, wenn der Betreiber hierfür auch direkte Zahlungen aufwenden muss. Dies geschieht für CO₂-Emissionen durch die Zertifikate im Rahmen des EU-Emissionshandels (vgl. Kap. 5.1).

Zusätzliche Kosten für das Abschalten und Wieder-Hochfahren von Kohlekraftwerken können zu negativen Preisen führen.

In Ausnahmefällen kann es für Betreiber von konventionellen Kraftwerken auch wirtschaftlich sein, Strom unterhalb der Grenzkosten anzubieten, da die Alternative des Abschaltens und danach wieder Hochfahrens zu höheren Kosten führen würde (höherer Verschleiß der Anlagen, kollidierende vertragliche Bindungen im Bereich Wärme oder Systemdienstleistungen). Aus dieser Inflexibilität von konventionellen Kraftwerksanlagen resultiert eine sog. konventionelle Mindesterzeugung im Stromsystem, die in der Vergangenheit auch zu negativen Strompreisen geführt hat (vgl. Kap. 1.4 - Flexibilität von Kohle- und Erdgaskraftwerken).

Die Merit Order wird entsprechend der jeweils gegebenen Grenzkosten typischerweise angeführt von den erneuerbaren Energien, gefolgt von Atomkraft und den fossilen Energieträgern (vgl. Abb. 1.3.1). In den letzten Jahren hat sich durch den Zuwachs der Erneuerbaren die Merit Order zu Lasten der konventionellen Energieträger verschoben. Die teuersten Technologien kommen nunmehr seltener zum Einsatz. Durch diesen „Merit Order Effekt“ ist der Börsenstrompreis deutlich gesunken.

Abb. 1.3.1: Merit Order in Deutschland 2015



Quelle: DIW Berlin (2017b)

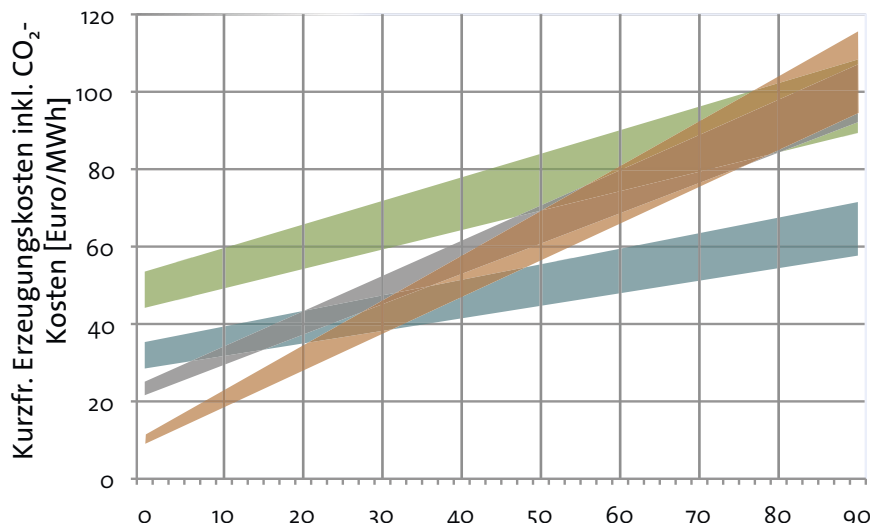
Die Merit Order wird von den erneuerbaren Energien angeführt, gefolgt von Atomkraft und den fossilen Energieträgern Braunkohle, Steinkohle und Erdgas.

Wettbewerb zwischen den fossilen Energieträgern innerhalb der Merit Order

Die Einsatzreihenfolge innerhalb der fossilen Energieträger (Braunkohle, Steinkohle, Erdgas) hängt neben dem Wirkungsgrad eines Kraftwerks insbesondere von den deutschen und internationalen Rohstoffpreisen sowie dem aktuellen CO₂-Zertifikatspreis ab. Bereits in den letzten Jahren haben sich modernere und effizientere Gaskraftwerke in der Merit Order (nach links) vor ältere, ineffizientere Steinkohlekraftwerke geschoben. Abb. 1.3.2 zeigt den Vergleich durchschnittlicher kurzfristiger Erzeugungskosten der Kraftwerke in den letzten drei Jahren schematisch auf.

Moderne Gaskraftwerke schieben sich beim aktuellen CO₂-Preis im Europäischen Emissionshandel in der Merit Order vor die Steinkohlekraftwerke.

Abb. 1.3.2: Kurzfristige Erzeugungskosten von Steinkohle-, Braunkohle-, konventionellen Gas- und GuD-Kraftwerken



Anmerkungen: Für die Berechnungen wurden für Braunkohle Wirkungsgrade zwischen 35 % und 43 % sowie 37 % bis 43 % für Steinkohle angenommen. Für GuD-Kraftwerke und konventionelle Gasturbinen bewegt sich der angenommene Wirkungsgrad zwischen 50 % und 62 % bzw. 33 % und 40 %. Die verwendeten Brennstoffpreise sind für Gas und Steinkohle der Durchschnitt über die letzten drei Jahre der vom BAFA veröffentlichten Preise (Bundesamt für Wirtschaft und Außenkontrolle (2018b, 2018a)). Für Braunkohle wurde ein Brennstoffpreis von 4 Euro/MWh angenommen und die Emissionsfaktoren der Brennstoffe entsprechen Angaben des Umweltbundesamtes (UBA 2017d).

Ab CO₂-Zertifikatspreisen von 20-50 Euro/t CO₂ kommt es zu verstärktem Wettbewerb auch zwischen Braunkohle- und Gaskraftwerken.

Anzunehmen ist, dass sich Energiekonzerne gegen das Risiko von steigenden CO₂-Preisen abgesichert haben, indem sie für Jahre im Voraus CO₂-Emissionszertifikate zu günstigen Preisen gekauft haben.

Kapazitätsinstrumente zielen auf eine zweistufige Erlösstruktur ab, wo neben den verkauften Strommengen auch die gesicherte Bereitstellung von Stromerzeugungskapazität bezahlt wird.

Die Bundesregierung hat sich auf ein Energy-Only-Marktdesign festgelegt. Gründe sind die hohen Kosten, Probleme bei der Administrierbarkeit sowie die erwartete Förderung von Überkapazitäten bei der Einführung von Kapazitätsinstrumenten.

Bei einem CO₂-Preis unterhalb von 20 Euro/t und Vernachlässigung anderer negativer Umwelteffekte verfügt die Braunkohle über die niedrigsten Kosten. Ab CO₂-Zertifikatspreisen von 20 bis 50 Euro/t CO₂ befinden sich die Grenzkosten der Braunkohle in einer Konkurrenzsituation mit anderen fossilen Energieträgern. Effiziente GuD-Kraftwerke weisen zum Teil bereits jetzt – bei einem Stand des CO₂-Preises von ca. 20 Euro (August 2018) – niedrigere Kosten als Steinkohlekraftwerke auf; konventionelle Gaskraftwerke werden dagegen aufgrund ihrer deutlich höheren Brennstoffkosten nur für die Deckung von Bedarfsspitzen angefragt. Der fast vierfache Preisanstieg der CO₂-Emissionen im Vergleich zum Vorjahr (von nur ca. 5,50 Euro/t CO₂ im August 2017), den höchsten Preisen seit 7 Jahren, wird auch auf die Reformen des Emissionshandelssystems zurück geführt. Anzunehmen ist, dass sich Energiekonzerne wie RWE gegen das Risiko von steigenden CO₂-Preisen abgesichert haben, indem sie für Jahre im Voraus CO₂-Emissionszertifikate zu günstigen Preisen gekauft haben (Bloomberg 2018). Dementsprechend werden sich die neuen Emissionshandelspreise erst mittelfristig auf die Merit-Order in Deutschland auswirken.

Box 1.1: Kapazitätsinstrumente

Energieversorgungsunternehmen sind darauf angewiesen, neben ihren variablen Kosten auch ihre Fixkosten zu decken, die unabhängig von ihrer Auslastung anfallen. Dies gilt sowohl für konventionelle Kraftwerke als auch für erneuerbare Energien. Grundsätzlich sind für die Deckung von variablen und fixen Kosten und zur Absicherung von zu jedem Zeitpunkt ausreichenden Kapazitäten unterschiedliche Preismodelle denkbar (Beckers und Hoffrichter 2014; Matthes u. a. 2015). Idealtypisch wird zwischen folgenden beiden Organisationsmodellen unterschieden:

~ Im bestehenden „Energy-only“ System erzielen die Unternehmen ihre Erlöse aus dem Verkauf von Strom, der an einer Großhandelsbörse gehandelt wird. Erneuerbaren Energien ist bislang ausreichender Erlös durch den Einspeisevorrang sowie andere Fördermechanismen garantiert. Konventionelle Kraftwerke müssen Strom zu Preisen anbieten, die langfristig die gesamten variablen und fixen Kosten decken können. Braunkohlekraftwerke und Atomkraftwerke werden aufgrund ihrer derzeit vergleichsweise geringen Grenzkosten bisher fast durchgehend in der Merit-Order abgerufen. Durch diese hohe Auslastung erwirtschaften sie trotz schwankender Börsenstrompreise über das Jahr ausreichend Erträge, um ihre sog. Vollkosten (variable Kosten und Fixkosten) zu decken. Spitzenlastkraftwerke, wie z. B. Gasturbinen mit vergleichsweise hohen Grenzkosten, werden nur in den wenigen Stunden eines Jahres abgerufen, in denen ein Engpass zur Deckung der gesamten Stromnachfrage besteht. In diesen Stunden sind ausreichend hohe Preisspitzen notwendig, damit die Kraftwerke dennoch ihre gesamten Vollkosten decken können.

~ Dagegen zielt das System „Kapazitätsinstrumente“ auf eine zweistufige Erlösstruktur ab. Neben dem Erlös aus den veräußerten Strommengen sollen einige Unternehmen zusätzlich die gesicherte Bereitstellung von Stromerzeugungskapazität bezahlt bekommen. Dies kann durch die Ausschreibung der Bereitstellung von bestimmten Mengen gesicherter Leistung durch die ÜNB geschehen. Die Unternehmen werden hierbei dafür vergütet, dass sie den ÜNB zusichern im Bedarfsfall Kapazität bereitstellen zu können. Die zusätzlichen Kosten können über den Strompreis auf die Endverbraucher umgelegt werden.

Die Bundesregierung hat sich aufgrund der hohen Kosten eines solchen Mechanismus und der erwartbaren Förderung von Überkapazitäten sowie absehbaren Problemen bei der Administrierbarkeit auf ein Energy-Only-Marktdesign festgelegt (BMW i (2015), Germanwatch (2012), hierzu kritisch der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW 2017)).

1.4 ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE ARGUMENTE FÜR EINE REDUZIERUNG DER KOHLEVERSTROMUNG

- » Die technische Inflexibilität von Kohlekraftwerken führt bei zunehmend wachsenden Anteilen von erneuerbaren Energien zu Strompreisverfall bis hin zu negativen Strompreisen und zusätzlicher Belastung für das Stromnetz.
- » Maßnahmen zur Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung erhöhen die Auslastung der CO₂-ärmeren, flexibleren Gaskraftwerke.
- » Der durch solche Maßnahmen induzierte leichte Anstieg des Börsenstrompreises reizt zusätzliche notwendige Investitionen in Nachfragemanagement, Speicher- und Effizienztechnologien an. Größere Preisspreizungen und punktuell höhere Spitzenpreise können Signale für Investitionen in Power-to-X Anwendungen, synthetische Kraftstoffe und verschiedene Batterietechnologien setzen, bei einer nur geringfügigen Mehrbelastung der Verbraucher.
- » Ein Rückgang der Kohleverstromung führt zur Reduzierung von Netzengpässen, da derzeit Erneuerbare mit konventionellen Energieträgern um Netzkapazitäten konkurrieren.
- » Stromexporte, die mit ihrem hohen Anteil an Kohle-, insbesondere Braunkohlestrom, auch Gaskraftwerke in europäischen Nachbarländern belasten, würden durch eine Reduzierung der Kohleverstromung verringert. Inländischer Kohlestrom würde nur sehr geringfügig durch ausländischen Kohle- und Atomstrom ersetzt.

Flexibilität von Kohle- und Erdgaskraftwerken

Aufgrund des steigenden Anteils fluktuierender erneuerbarer Energien im deutschen und europäischen Strommix steigen die Flexibilitätsanforderungen im zukünftigen Stromversorgungssystem (vgl. Kap. 3.1). Dabei gilt im Grundsatz, dass Anlagen, die mit Festbrennstoffen befeuert sind, deutlich unflexibler sind, als Anlagen, die mit flüssigen oder gasförmigen Brennstoffen befeuert sind. Insbesondere die Flexibilität von Braunkohlekraftwerken wird durch ihre langsamen Startvorgänge und ihre hohen Mindestlasten eingeschränkt (Öko-Institut 2017b). Zudem spielt auch hier – wie auch bei der Effizienz der Anlagen – das Errichtungsjahr eine erhebliche Rolle (siehe Tab. 1.4.1).

Die vergleichsweise hohe technische Inflexibilität von Kohlekraftwerken verhindert eine schnelle Reaktion auf Änderungen bei der Erzeugung von erneuerbarem Strom. Es verhindert insbesondere auch das Abschalten von nicht benötigter Kraftwerkskapazität (sog. konventionelle Mindestenerzeugung). Dies führt zu Preisverfall bis hin zu negativen Strompreisen (im Jahr 2017 für 146 Stunden, 2011 für 15 Stunden), einer zusätzlichen Belastung des Stromnetzes und damit verbunden zu Zusatzkosten für das Gesamtsystem (Consentec 2016).

Bei der konventionellen Mindestenerzeugung, welche zu ungefähr 70 % auf Braunkohle- und Atomkraftwerke entfällt, lassen sich die „systemdienliche Mindestenerzeugung“ und der „konventionelle Erzeugungssockel“ unterscheiden. Die „systemdienliche Mindestenerzeugung“ umfasst die für das Stromsystem benötigten Komponenten zur Bereitstellung von positiver und negativer Redispatch- sowie Regelleistung (zu den Begriffen unten im Abschnitt „Entlastung bei Netzengpässen“ bzw. in Kap. 3.5) und wird von der BNetzA (2017) für Deutschland im Jahr 2015 auf 3 bis 5 GW angegeben. Der „konventionelle Erzeugungssockel“ umfasst dagegen weitere 19 bis 24 GW, die auf betriebstechnische Gründe (lange Anfahrzeiten und Mindestbetriebszeiten), betriebswirtschaftliche Gründe (zusätzliche Kosten durch das Runter- und Hochfahren von Anlagen) oder die wärmebedingte Einspeisung infolge von KWK (hierauf entfallen 7 bis 8 GW) zurückzuführen sind.

Aufgrund der zunehmenden Volatilität der Stromerzeugung durch den steigenden Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien steigen auch die Flexibilitätsanforderungen im zukünftigen Stromversorgungssystem.

Die technische Inflexibilität von Kohlekraftwerken führt bei wachsenden Anteilen von erneuerbaren Energien zu Strompreisverfall bis hin zu negativen Strompreisen und zusätzlicher Belastung für das Stromnetz

Der „konventionelle Erzeugungssockel“ umfasst 19 bis 24 GW, die auf betriebstechnische bzw. betriebswirtschaftliche Gründe (Anfahrzeiten, Mindestbetriebszeiten, Verschleiß) sowie wärmebedingte Einspeisung infolge von Kraft-Wärme-Kopplung zurückzuführen sind.

Tab. 1.4.1: Mögliche Geschwindigkeit der Leistungsanpassung fossiler Kraftwerkstypen zwischen Mindest- und Vollast

Erdgaskraftwerke sind flexibler als Stein- und Braunkohlekraftwerke.

KRAFTWERKSTYP	MÖGLICHE GESCHWINDIGKEIT DER LEISTUNGSANPASSUNG ZWISCHEN MINDEST- UND VOLLAST (IN % DER NENNLEISTUNG PRO MINUTE)	KALTSTARTFÄHIGKEIT*	WARMSTARTFÄHIGKEIT*
ÄLTERE BRAUNKOHELEKRAFTWERKE	1-2 %	8-10 STUNDEN	4-6 STUNDEN
ÄLTERE STEINKOHELEKRAFTWERKE	1,5-4 %	5-10 STUNDEN	2,5-3 STUNDEN
NEUE BRAUNKOHELEKRAFTWERKE	2-6 %	5-8 STUNDEN	1,25-4 STUNDEN
NEUE STEINKOHELEKRAFTWERKE	3-6 %	3-6 STUNDEN	80 MINUTEN – 2,5 STUNDEN
OFFENE GASTURBINEN	10-15 %	5-11 MINUTEN	5-11 MINUTEN
GAS-UND-DAMPFTURBINENKRAFTWERKE (ERDGASBETRIEBEN)	4-8 %	2-4 STUNDEN	30-90 MINUTEN

Quelle: Prognos und Fichtner (2017)

***Anmerkung:** Kaltstartfähigkeit bedeutet, dass sich das Kraftwerk vorher für mehr als 48 Stunden außer Betrieb befunden hat. Durch die größeren Temperaturdifferenzen kommt es zu einer höheren thermischen Beanspruchung von Kraftwerksteilen, weshalb das Kraftwerk langsamer hochgefahren werden muss. Die Angaben zur Warmstartfähigkeit beziehen sich auf Kraftwerke, die zuvor für weniger als 8 Stunden außer Betrieb waren.

Es bestehen zahlreiche technische Möglichkeiten, um die Flexibilität der Kohlekraftwerke zu erhöhen. Eine flexible Fahrweise führt aber zu höheren Kosten und Verschleiß der Anlagen.

Es bestehen zahlreiche technische Möglichkeiten, um die Flexibilität der Kraftwerke zu erhöhen. Hierdurch haben auch viele Kohlekraftwerke in den letzten Jahren ihre Flexibilität verbessern können. Auch wenn sich die Fahrweise von Kohlekraftwerken (insb. Steinkohle) stärker als in Vorjahren an die Stromerzeugung der Erneuerbaren anpassen kann, bleiben sie deutlich unflexibler als gasbefeuerte Anlagen (Öko-Institut 2017b). Zudem führt eine flexiblere Fahrweise bei den Kohlekraftwerken zu einer stärkeren thermischen Belastung und somit zu steigenden Betriebs- und Wartungskosten, sowie einer Verringerung der Lebensdauer einzelner Komponenten (Prognos und Fichtner 2017). Außerdem hat sie eine Verringerung der Effizienz zur Folge, da die elektrischen Wirkungsgrade im Teillastbetrieb sinken (Öko-Institut 2017b). Größere Nachrüstungen sind mit zum Teil beträchtlichen Investitionskosten verbunden (Glensk und Madlener 2016).

Höhere Marktanteile für flexible Erdgaskraftwerke als „Partner der Erneuerbaren“

Gaskraftwerke konnten in den vergangenen Jahren häufig nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden.

Aufgrund der niedrigen Börsenstrompreise liefen Gaskraftwerke in 2017 im Durchschnitt nur ca. 2.700 Stunden im Jahr (Braunkohle kam fast auf das Zweieinhalbfache mit mehr als 6.600 Stunden; Steinkohlekraftwerke liefen im Durchschnitt 3.600 Stunden). Unter diesen Bedingungen war es für Gaskraftwerke (und auch für Steinkohlekraftwerke) schwer, die über die variablen Kosten hinausgehenden Deckungsbeiträge für die Fixkosten zu erwirtschaften. Daher wurden eine Vielzahl von Erdgaskraftwerken in den letzten Jahren stillgelegt bzw. haben ihre geplante Stilllegung angezeigt (BNetzA 2018c).

Es ist davon auszugehen, dass ein Kohleausstieg zu einer stärkeren Auslastung von Gaskraftwerken führt.

Durch ihre vergleichsweise höhere Flexibilität und gleichzeitig geringe CO₂-Intensität könnten Gaskraftwerke jedoch für eine Übergangszeit fluktuierende erneuerbare Energien gut ergänzen (vgl. Kap. 3.3). Studien gehen davon aus, dass ein Kohleausstieg zu einer stärkeren Auslastung von Gaskraftwerken führt (ewi 2016; PwC 2016; enervis

energy advisors 2015; DIW Berlin 2014a). Das energiewirtschaftliche Institut Köln (ewi 2016) hat berechnet, dass ein Kohleausstieg für die Betreiber von Gaskraftwerken zu einem zusätzlichen Ertrag von ca. 2,4 Mrd. Euro und für erneuerbare Energien zu einem zusätzlichen Ertrag von 5,1 Mrd. Euro führt.

Wirtschaftliche Anreize für weitere Technologien

Ein beschleunigter Kohleausstieg könnte kurzfristig einen leichten Börsenstrompreisanstieg bewirken (DIW Berlin 2014e; PwC 2016) (vgl. Kapitel 4.4). Mögliche Abwandlungseffekte der energieintensiven Industrien aus Deutschland sind aufgrund der zu erwartenden Börsenstrompreisveränderungen nicht zu befürchten (Germeshausen und Löschel 2015; Agora Energiewende 2014b; SRU 2017; DIW Berlin 2014c). Ein leichter Anstieg des Börsenstrompreises kann für das künftige Stromsystem dringend benötigte Investitionen anreizen. Dies betrifft neben CO₂-ärmeren Kraftwerkstechnologien auch die Weiterentwicklung von Speichertechnologien, Nachfragemanagementoptionen und Energieeffizienzmaßnahmen. So findet derzeit u. a. aufgrund zu niedriger Preisspitzen oder einer zu geringen Preisspreizung Lastmanagement im industriellen Bereich kaum statt, obwohl hierfür erhebliches technisches Potenzial beispielsweise in den Branchen Aluminiumelektrolyse/Luftzerlegung, Elektrostahl und der Papier- und Pappeherstellung besteht (UBA 2015b). Auch Investitionen in Speichertechnologien außerhalb von Eigenversorgungslösungen werden erst dann angereizt, wenn durch Preisspreizungen entsprechende Signale gesetzt werden. Insbesondere für die Entwicklung und den Einsatz von Power-to-Gas oder synthetischen Kraftstoffen sind höhere Strompreise als Investitionsanreiz notwendig (Agora Energiewende 2014a; Agora Energiewende und Agora Verkehrswende 2018). Zudem können Power-to-Heat Anlagen aber auch verschiedene Batterietechnologien von höheren Strompreisen profitieren (Agora Energiewende 2017b). Höhere Preise können außerdem Anreize zu mehr Energieeffizienz sowohl für Haushalte als auch für industrielle Verbraucher bieten (DIW Berlin 2018a).

Ein Kohleausstieg kann benötigte Investitionen in den Bereichen erneuerbare Energien, Speichertechnologien, Nachfragemanagementoptionen und Energieeffizienzmaßnahmen anreizen.

Entlastung bei Netzengpässen und Netzausbaubedarf

Der Transport von Strom unterliegt physikalischen Gesetzen. So nimmt Strom immer den Weg des geringsten Widerstandes zu den Verbrauchszentren, was in den meisten Fällen dem kürzesten Weg entspricht. An Standorten, an denen neben erhöhter Einspeisung von erneuerbaren Energien auch große konventionelle Anlagen wie Atomkraftwerke oder Kohlekraftwerke ins Netz einspeisen, führt dies häufig zu Netzengpässen (BNetzA 2018b). Die ÜNB müssen dann Systemstabilitätsmaßnahmen wie die Abregelung von Erneuerbaren (Einspeisemanagement) und sog. Redispatch durchführen. Redispatch bedeutet, dass Stromerzeugungsanlagen, die vor dem Netzengpass liegen abgeregelt werden, und Anlagen, die hinter dem Netzengpass liegen, die Versorgung übernehmen. Die dadurch anfallenden Kosten beliefen sich im Jahr 2017 auf rund 1,4 Mrd. Euro (BNetzA 2018b). Eine Analyse des BMWi und der BNetzA (2017) zeigt, dass eine Reduzierung der Kohleverstromung die Netzsituation in Deutschland entlasten kann, wodurch die Versorgungssicherheit gestärkt und Kosten für Systemdienstleistungen eingespart werden können.

Netzengpässe entstehen insbesondere auch dort, wo neben erneuerbaren Energien große konventionelle Anlagen wie Atomkraftwerke oder Kohlekraftwerke Strom einspeisen.

Die technische Inflexibilität bestehender konventioneller Kraftwerksanlagen verstärkt dieses Problem, da Kraftwerke nicht komplett abgeschaltet werden können. Der Netzbetreiber 50Hertz, in dessen Versorgungsgebiet neben der Lausitz auch das Mitteldeutsche Kohlerevier fällt, hat für den zukünftigen Netzausbaubedarf daher auch verschiedene Sensitivitäten u. a. zur Geschwindigkeit des Kohleausstiegs mit einbezogen. Die Ergebnisse zeigen, dass ein beschleunigter Braunkohleausstieg zu einem 5 % niedrigeren Netzausbaubedarf führt, ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden (50Hertz 2016).

50Hertz geht davon aus, dass ein beschleunigter Braunkohleausstieg zu einem 5 % niedrigeren Netzausbaubedarf führt.

Deutschlands Stromexporte sind in den letzten Jahren stark angestiegen und betragen ungefähr 10 % des eigenen Verbrauchs.

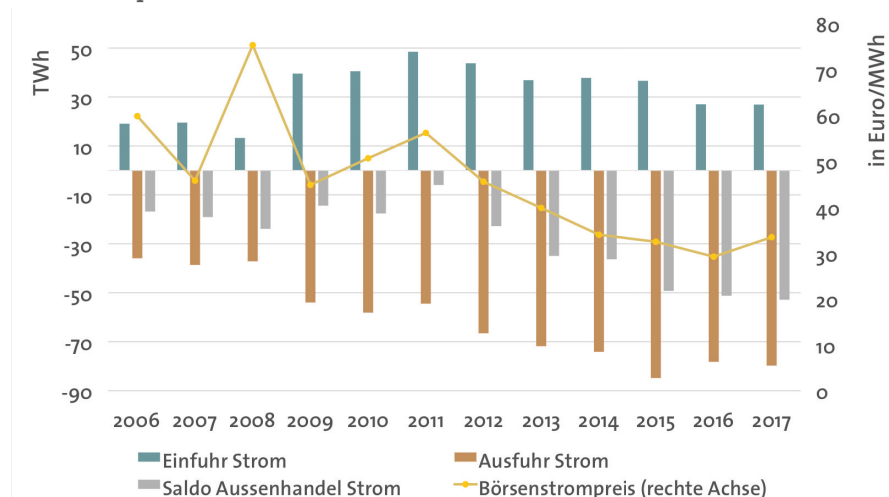
Der deutsche Stromexport mit seinem hohen Anteil an Kohle-, und insbesondere Braunkohlestrom, belastet Gaskraftwerke in europäischen Nachbarländern.

Auswirkungen auf den Energiemix in den Nachbarländern

In Deutschland ist der Nettostromexport, d. h. die Differenz zwischen Exporten und Importen, in den letzten Jahren kontinuierlich gestiegen. Im Jahr 2017 waren es knapp 60 TWh, was ungefähr 10 % des deutschen Stromverbrauchs entspricht (vgl. auch Abb. 1.4.1) (Fraunhofer ISE 2018a; Agora Energiewende 2018). Der Anstieg ist auf die vergleichsweise niedrigen Preise an der deutschen Strombörse zurückzuführen (Prognos und Öko-Institut 2017). Der durchschnittliche Preis der Stromausfuhr lag im Jahr 2017 bei 35,57 Euro/MWh, während der Preis für Einfuhr bei 38,31 Euro/MWh lag (Fraunhofer ISE 2018a).

Der deutsche Stromexport mit seinem hohen Anteil an Kohle-, insbesondere Braunkohlestrom (era 2017), belastet auch die europäischen Nachbarländer (energiate 2017). Im Ergebnis werden Gaskraftwerke nicht nur in Deutschland, sondern auch in Nachbarländern wie Österreich, den Niederlanden und Italien aus dem Markt gedrängt. Diese Effekte könnten sich durch den Ausbau von Stromleitungen von Deutschland nach Norwegen, die Niederlande, Belgien, Dänemark und Österreich noch verstärken (Agora Energiewende 2017c).

Abb. 1.4.1: Entwicklung von deutschen Stromexporten und -importen sowie des Börsenstrompreises



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Fraunhofer ISE (2018a, 2018b)

Box 1.2: Auswirkungen einer Reduzierung der Kohleverstromung in Deutschland auf Stromimporte

Deutschland würde bei einer Reduzierung von Kohlekraftwerken zunächst nur weniger Kohlestrom exportieren und nicht automatisch Atomstrom aus Frankreich oder Kohlestrom aus Polen importieren (Energy Brainpool 2017; PwC 2016). Es sind verschiedene Studien vorgelegt worden, wonach Deutschland selbst bei einem Komplettausstieg aus der Kohle bis 2030 allenfalls in geringem Maße Nettoimporteur würde bzw. eine ausgeglichene Strombilanz aufweisen könnte (Öko-Institut 2018b; Agora Energiewende 2017c; DIW Berlin 2015b). Nach einer Analyse könnte Deutschland sogar Nettostromexporteur bleiben (Energy Brainpool 2017a).

Stromimporte sind für Abnehmerländer nur dann lohnend, wenn die Stromproduktion im eigenen Land teurer ist. Daher verdrängt günstiger deutscher Kohlestrom derzeit vor allem emissionsärmere Gaskraftwerke im Ausland. Bei einem Rückgang der deutschen Kohlestromerzeugung ist im europäischen Ausland also hauptsächlich mit einer höheren Stromproduktion von Gaskraftwerken, und nicht von derzeit ausgelasteten Atom- oder Braunkohlekraftwerken, zu rechnen. Modellergebnisse zeigen, dass eine Reduzierung der Kohleverstromung in Deutschland auch im Jahr 2030 nicht zu einer erhöhten Nutzung von Atomkraft in Frankreich und nur zu einer minimalen Erhöhung der Kohleverstromung in europäischen Nachbarländern führt. Die reduzierte deutsche Kohleverstromung würde in Europa zudem zu einer deutlich erhöhten Auslastung und einem deutlich erhöhten Ausbau der erneuerbaren Energien Anlagen führen (DIW Berlin 2018b).

Ein Kohleausstieg würde zu einer Reduktion der deutschen Stromexporte führen, aber nicht notwendigerweise zum Import von Atomstrom aus Frankreich oder Kohlestrom aus Polen.

1.5 MONITORING ZUR GEWÄHRLEISTUNG VON VERSORGUNGSSICHERHEIT

- » Ein Genehmigungsverbehalt für Stilllegungen (Prüfung durch Bundesnetzagentur) und Reservekapazitäten tragen dafür Sorge, dass eine hinreichend gesicherte Leistung in Deutschland auch bei umfangreichen Stilllegungen von Kohlekraftwerken bereitgestellt werden kann.
- » Die Übertragungsnetzbetreiber sind zu einer jährlich durchzuführenden Systemanalyse verpflichtet, in der mögliche kritische Grenzsituationen des Stromversorgungssystems (extreme Last-, Erzeugungs- und Netzannahmen) zu untersuchen sind.

In Deutschland existiert ein umfangreiches Regelungsregime, mit dem sichergestellt wird, dass Versorgungssicherheit gewährleistet ist und Kraftwerksstilllegungen nicht zu Lücken in der Versorgungssicherheit führen.

Monitoring von Kraftwerksstilllegungen

Eine beabsichtigte Kraftwerksstilllegung muss 12 Monate vorher der Bundesnetzagentur angezeigt werden. Im Falle der Feststellung der Systemrelevanz, sind Kraftwerke in Bereitschaft zu halten. Der Betreiber erhält die dadurch entstehenden Kosten erstattet.

Im Falle einer beabsichtigten Stilllegung eines Kraftwerks muss dies nach § 3 b Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) 12 Monate vor dem dafür anvisierten Termin der BNetzA angezeigt werden. Diese übergibt den Stilllegungsantrag zunächst an die ÜNB, welche die Systemrelevanz des Kraftwerkes prüfen. Im Falle der Feststellung der Systemrelevanz kann eine Stilllegung verhindert werden; die Kraftwerke sind dann zunächst für 24 Monate in Bereitschaft zu halten. Dieser Zeitraum kann beliebig häufig um weitere 24 Monate verlängert werden. Der Betreiber erhält die durch die Aufrechterhaltung der Bereitschaft entstehenden Kosten erstattet (nach § 13 c EnWG). Die Kosten werden auf die Netzentgelte umgelegt. Aktuell sind 26 Kraftwerksblöcke mit einer Netto-Nennleistung von etwa 6,9 GW als systemrelevant eingestuft. Mit 13 Kraftwerksblöcken wird die Mehrheit dieser Anlagen mit einer Gesamtkapazität von 3,0 GW mit Erdgas betrieben. Sieben Kraftwerksblöcke mit einer Kapazität von 2,3 GW werden mit Steinkohle befeuert. Hinzu kommen sechs Kraftwerksblöcke, die mit Mineralölprodukten befeuert werden mit 1,6 GW.

Reserven

Vorgesehen ist zudem die Einrichtung verschiedener Reserven sowie Lastmanagement (EnGW §13 b, d, e, f und § 11 Abs. 3):

Weitere Sicherheit bieten verschiedene Reserven sowie Lastmanagement.

- Die Netzreserve hat den Zweck für das Winterhalbjahr genügend flexible Erzeugungskapazität für die netzdienliche Engpassbewirtschaftung vorzuhalten. Sie beinhaltet sowohl Redispatchkapazitäten, als auch Maßnahmen zur Spannungshaltung oder zum Wiederaufbau der Versorgung nach einem Ausfall im Inland oder Ausland. Die Netzreserve zielt vor allem auf die Behebung von Netzengpässen von Norden nach Süden ab.
- Ferner sollen den ÜNB ab 2020 Netzstabilitätsanlagen als besondere netztechnische Betriebsmittel für Behebungen von Störungen im deutschen Übertragungsnetz zur Verfügung gestellt werden.
- Neben der Absicherung von netzseitigen Störungen, sorgt die sog. Kapazitätsreserve ab 2019 für außergewöhnliche und unvorhergesehene Situationen vor. Diese würde beispielweise greifen, wenn auf deutschen Strommärkten Stromerzeugung und Stromverbrauch nicht ausgeglichen werden könnten. Um das Volumen der strategischen Reserven zu minimieren, wird die Kapazitätsreserve auf Geheiß der Europäischen Kommission mit der Netzreserve verschränkt. Kraftwerke können sich gleichzeitig für beide Sicherheitsmechanismen qualifizieren, sofern sie an einem netzdienlichen Standort liegen.

- Zusätzlich können die ÜNB sog. abschaltbare Lasten kontrahieren und im Bedarfsfall gegen eine Vergütung ihre Stromlieferung reduzieren, um auf Erzeugungs- oder Netzengpässe reagieren zu können. Anbieter von abschaltbaren Lasten sind z. B. Industriebetriebe, die im Mittel-, Hoch- oder Höchstspannungsnetz angeschlossen sind. Die Vergütung ist für Betriebe lohnend, bei denen die Produktion durch eine kurzzeitige Verringerung oder Abschaltung ihres Strombezuges nicht oder nur insignifikant gestört wird.
- Im Falle angebotsseitiger Engpässe durch extreme und längerfristig absehbare Wettersituationen kann zudem als letzte Absicherung der Stromversorgung die Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft aktiviert werden, in der vorläufig stillgelegte Braunkohlekraftwerke vorgehalten werden. Angesichts der bestehenden Kraftwerksüberkapazitäten und der geringen Flexibilität dieser Anlagen ist ihr Einsatz in der Phase der Sicherheitsbereitschaft allerdings unwahrscheinlich (UBA (2017a), dazu Kapitel 5.3).

Die verschiedenen Reserven sowie Lastmanagementoptionen besitzen – ohne die Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft – eine Gesamtkapazität von 11,3 GW, bestehend aus der Netzreserve (6,6 GW für das Winterhalbjahr 2018/19), netzstabilisierenden Anlagen (1,2 GW ab 2020), Kapazitätsreserve (2 GW) und abschaltbaren Lasten (1,5 GW). Die Gesamtkapazität der Reserven kann sich aufgrund der Verschränkung von Netz- und Kapazitätsreserve um maximal 2 GW verringern, sofern sich Kraftwerke für beide Sicherheitsmechanismen qualifizieren.

Die Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft umfasst derzeit 0,9 GW und wird bis 2019 auf maximal 2,7 GW anwachsen. Sie wird dann bis zum Jahr 2023 absinken und auslaufen. Angesichts der geringen Flexibilität von Braunkohleanlagen ist ihr Einsatz allerdings unwahrscheinlich.

Interventionsmöglichkeiten

Bei einer absehbaren Unterdeckung bestehen für die BNetzA bzw. die ÜNB kurz- und mittelfristig wirkende Handlungsoptionen:

- Ausweitung der Kapazitätsreserve nach § 13 e EnWG
- Zubau von Kraftwerken (z. B. Gasturbinen) als besondere netztechnische Betriebsmittel (kurzfristig umsetzbar, in § 11 Abs. 3 EnWG angelegt)

Durch Anpassung des Gesetzes über den Bundesbedarfsplan (BBPlG) wäre zudem der Ausbau der Grenzkuppelleistungen ins europäische Ausland möglich.

Die Dimensionierung der einzelnen Sicherheitsmechanismen fußt auf einer jährlich durchzuführenden Systemanalyse, in der die ÜNB mögliche kritische Grenzsituationen des Stromversorgungssystems untersuchen. Diesen Analysen werden verschiedene extreme Last-, Erzeugungs- und Netzannahmen zugrunde gelegt. Die Analyse wird zum einen für die kurzfristige Perspektive der jeweils kommenden Winterperiode, also der Zeitraum im Jahr, in dem die höchste Stromnachfrage besteht, vorgenommen. Außerdem wird sie langfristig für mindestens ein weiteres der darauffolgenden vier Betrachtungsjahre durchgeführt und durch die BNetzA bestätigt.

Deutschland besitzt Reservekapazitäten und Nachfragemanagementoptionen von ca. 11,3 GW

Bei einer absehbaren Unterdeckung bestehen für die Bundesnetzagentur verschiedene Möglichkeiten gesicherte Leistung zu beschaffen, wie die Ausweitung der Kapazitätsreserve oder der Zubau von Gaskraftwerken.

Bundesnetzagentur und Übertragungsnetzbetreiber nehmen regelmäßig Systemanalysen vor, um kritische Grenzsituationen des Stromversorgungssystems zu untersuchen. Dabei werden extreme Last-, Erzeugungs- und Netzannahmen zugrunde gelegt.

KLIMAWANDEL UND KLIMAPOLITISCHE ZIELE

ZUSAMMENFASSUNG

Treiber für den Umbau der Energieversorgung in Deutschland und weltweit ist der menschengemachte globale Klimawandel durch die Emission von Treibhausgasen (THG) und die in Reaktion darauf entwickelten internationalen und nationalen Klimaschutzziele.

In diesem Kapitel werden die Folgen des Klimawandels beschrieben (Kap. 2.1), die internationalen Klimaziele und das Konzept eines begrenzten CO₂-Emissionsbudgets erläutert (Kap. 2.2) sowie internationale Trends bei der Kohlenutzung beschrieben (Kap. 2.3). Es werden dann Ziele und Stand des Klimaschutzes in Deutschland dargestellt (Kap. 2.4) und der klimapolitische Rahmen für die Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung in Deutschland abgeleitet (Kap. 2.5).

TREIBHAUSGASNEUTRALITÄT BIS MITTE DES JAHRHUNDERTS

Der derzeit beobachtete Klimawandel ist in seiner Stärke nachweislich menschengemacht. Seine Folgen werden weltweit direkt oder indirekt Auswirkungen auf alle Bereiche des Lebens und Wirtschaftens haben. Die volkswirtschaftlichen Kosten eines ungebremsten Klimawandels sind deutlich höher als die Kosten eines frühzeitigen Klimaschutzes.

Mit dem Pariser Klimaabkommen wurde vereinbart, den Anstieg der durchschnittlichen Erdtemperatur auf deutlich unter 2 °C über dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen und Anstrengungen zu unternehmen, diesen Temperaturanstieg auf 1,5 °C zu halten. Der deutsche Klimaschutzplan formuliert zur Umsetzung der Klimaziele von Paris das Leitbild der weitgehenden THG-Neutralität bis Mitte des Jahrhunderts, d. h. die nahezu vollständige Vermeidung der energiebedingten THG-Emissionen bis 2050, das wichtigste THG hier ist CO₂.

Studien, u. a. im Auftrag des Bundesverbandes der Deutschen Industrie (BDI), zeigen, dass ein bis 2050 auf 80 % THG-Minderung zielender Pfad für Deutschland mindestens kostenneutral wäre. Für das 95 %-Ziel wird es von zentraler Bedeutung sein, mit internationalen Partnern Bündnisse einzugehen, etwa um Kosten für neue Technologien zu senken. Allerdings müssen bereits die kurz- und mittelfristigen Klimaschutzmaßnahmen so ausgelegt sein, dass das 95 %-Ziel bis 2050 erreichbar bleibt.

UMSTELLUNG DER ENERGIEVERSORGUNG – NATIONAL UND GLOBAL

Während Deutschland lange Zeit als Vorreiter im globalen Klimaschutz galt, sind in den letzten Jahren die THG-Emissionen in Deutschland nicht mehr gesunken. Nach aktuellen Prognosen wird das Klimaziel für das Jahr 2020 (40 % THG-Reduktion gegenüber 1990) deutlich verfehlt. Der Anteil des Kohlestroms ist in Deutschland höher als in den USA. Deutschland ist mit Abstand der größte Nutzer von Braunkohle weltweit. In anderen Ländern wird Kohlenutzung hingegen massiv gedrosselt. So hat Großbritannien in den letzten fünf Jahren den Anteil von Kohlestrom von 39 % auf 2 % zurückgefahren und auch in China, dem weltweit größten Nutzer von Kohlestrom, ist der Wachstumstrend der letzten Jahrzehnte gebrochen.

Dabei ist die Frage, wie schnell und wie weitgehend Deutschland seine Abhängigkeit von der Kohle reduzieren kann, von großer Bedeutung für Fortschritte beim Klimaschutz weltweit. Denn viele Länder schauen auf die Energiewende in Deutschland. Wenn es einem technologisch führenden und wohlhabenden Land wie Deutschland nicht gelingt zu zeigen, dass und wie eine Transformation des Energiesystems hin zu sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien möglich ist, dann dürfte dies den Glauben an die Umsetzbarkeit der Pariser Klimaziele erschüttern und Klimaschutzanstrengungen in vielen Ländern erheblich erschweren.

MITTELFRISTIG – DAS 2030 ZIEL

Das deutsche Klimaziel für 2030 sieht eine Minderung der THG-Emissionen insgesamt um mindestens 55 % gegenüber dem Jahr 1990 vor. Der deutsche Klimaschutzplan bricht das Klimaziel für 2030 auf die verschiedenen Sektoren herunter. Gemäß Klimaschutzplan soll die Energiewirtschaft hier einen Minderungsbeitrag von 61 % bis 62 % leisten. Für die Stromproduktion müssen die hierfür notwendigen Einsparungen im Wesentlichen aus der Reduktion von Kohlestrom kommen. Eine Reduzierung bei Erdgas ist kurz- bis mittelfristig nicht sinnvoll, da Gas weniger CO₂-intensiv ist und Gaskraftwerke flexibler als Kohlekraftwerke betrieben werden können, um auf die fluktuierende Stromerzeugung aus Sonne und Wind zu reagieren. Es ist daher davon auszugehen, dass der Anteil von Gas im Strommix bis 2030 sogar steigen wird. Analysen zeigen, dass vor diesem Hintergrund die jährlich produzierte Menge Kohlestrom zur Erreichung des für 2030 gesetzten Ziels bis 2030 um mindestens 60 % gegenüber heute sinken muss. Szenarien, die auf eine Reduktion der THG um 95 % bis zum Jahr 2050 zielen und damit den oberen Rand des Zielkorridors der Bundesregierung für 2050 abbilden, zeigen, dass bis zum Jahr 2030 sogar eine Minderung der Kohleverstromung um ca. 70 % bis 85 % notwendig wäre.

STILLEGUNG DES LETZTEN KOHLEKRAFTWERKS UND KURZFRISTIGE MINDERUNGSBEITRÄGE

Die Diskussion um etwaige Ausstiegspfade aus der energetischen Nutzung von Kohle muss überdies berücksichtigen, dass es aus klimaphysikalischer Sicht einen großen Unterschied macht, ob Kraftwerke früher oder später innerhalb eines gesetzten Zeitraums stillgelegt werden. Entscheidend ist das Emissionsbudget das über einen Zeitraum in Anspruch genommen wird. Das bedeutet, dass sich durch eine ambitionierte, kurzfristige Reduktion Spielräume ergeben, letzte Kraftwerke länger am Netz zu halten. Andererseits muss, je länger man mit Maßnahmen zur Reduzierung wartet, der spätere Rückgang umso steiler sein.

Für die „Klimaschutzlücke“ aus dem Verfehlen des für das Jahr 2020 gesetzten Ziels ergibt sich daraus gleichermaßen, dass diese so schnell wie möglich geschlossen werden sollte. Nach aktuellem Trend würde das 2020-Klimaziel um 8 Prozentpunkte verfehlt werden. Diese Differenz entspricht etwa 100 Mio. t CO₂. Im Vergleich zu anderen Sektoren können in der Energiewirtschaft durch die Reduktion der Kohleverstromung größere CO₂-Einsparpotenziale relativ kurzfristig realisiert werden.

2.1 FOLGEN DES KLIMAWANDELS IN DEUTSCHLAND UND WELTWEIT

- » Das Klima ändert sich bereits heute: Die globalen Mitteltemperaturen sind seit vorindustriellen Zeiten um mehr als 1 °C gestiegen. Der derzeit beobachtete Klimawandel ist in seiner Stärke nachweislich menschengemacht.
- » Weltweite Folgen sind u. a. Extremwetterereignisse wie Starkregen, Stürme, Hitzewellen oder Dürren. Darüber hinaus steigt der Meeresspiegel und die Meere versauern.
- » Daraus resultieren viele negative Folgen für Ökosysteme, die menschliche Gesundheit, Infrastruktur, Städte, Landwirtschaft, Tourismus und Energieproduktion. Diese Folgen beschränken sich nicht auf den globalen Süden, sondern sind auch in Deutschland zu spüren.
- » Darüber hinaus können die indirekten Folgen des Klimawandels Deutschland und Europa betreffen: Hungerkatastrophen können internationale Konflikte verstärken und zu erhöhter Migration führen; lokale Extremwetterereignisse können zu Beeinträchtigungen des Welthandels führen.
- » Die volkswirtschaftlichen Kosten eines ungebremsen Klimawandels sind deutlich höher als die Kosten eines frühzeitigen Klimaschutzes.

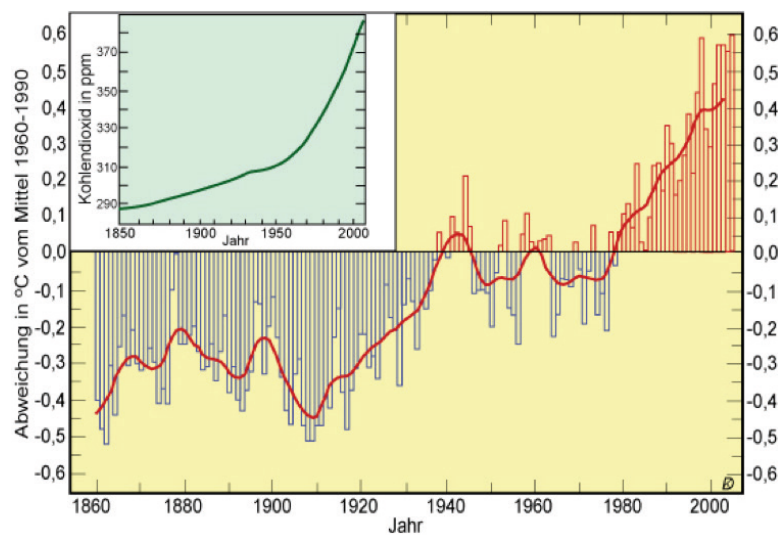
Kein Zweifel am menschengemachten Klimawandel

Ursache des Klimawandels ist der menschengemachte Treibhauseffekt durch erhöhte Treibhausgasemissionen.

Das Klima der Erde ist seit jeher von langfristigen Schwankungen geprägt. Im Laufe von Jahrtausenden wechselten sich im globalen Mittel wärmere und kältere Zeiten ab. Eine Reihe von Phänomenen verursachen diese natürlichen Schwankungen, z. B. unterschiedliche Grade der Sonnenaktivität, Naturkatastrophen wie Vulkanausbrüche oder Veränderungen in der Wärmezirkulation der Ozeane. Der Anstieg der THG in der Atmosphäre und damit einhergehende Erwärmung der globalen Mitteltemperatur der letzten 100 Jahre lässt sich hingegen nicht allein durch natürliche Ursachen erklären. Der derzeit stattfindende Klimawandel ist nachweislich menschengemacht und Resultat des verstärkten Treibhauseffekts, der durch die seit der Industrialisierung ausgestoßenen THG hervorgerufen wird (IPCC 2014). Hierüber sind sich praktisch alle Klimaexperten einig, wobei das Maß der Zustimmung steigt, je höher die Expertise der Wissenschaftler ist (Cook u. a. 2016).

Es besteht ein klarer Zusammenhang zwischen CO₂-Anteil in der Atmosphäre und Anstieg der mittleren globalen Lufttemperatur.

Abb. 2.1.1: Globale Jahresmittelwerte der bodennahen Lufttemperatur 1860 bis 2005.



Quelle: (Kasang o. J.) basierend auf IPCC (2007)

Abb 2.1.1 stellt die globale mittlere Temperatur eines Jahres der mittleren Temperatur über einen Zeitraum von 30 Jahren gegenüber (die mittlere Temperatur der Jahre 1960 bis 1990 als Basisperiode). Relevant im Bezug auf die Erderwärmung und ihre Auswirkungen ist dabei nicht allein der Absolutwert, sondern vor allem auch die Veränderung der globalen mittleren Temperatur. Abgesehen von kurzfristigen Schwankungen in einzelnen Jahren zeigt die Entwicklung der jährlichen Durchschnittstemperaturen in den vergangenen 100 Jahren einen klar ansteigenden Trend und damit eine Entwicklung, die mit der der THG-Emissionen übereinstimmt (kleines Bild links oben).

2016 war im globalen Mittel mit ca. 1,1 °C über vorindustriellen Temperaturen das wärmste Jahr seit Beginn der Temperaturaufzeichnungen (Jones 2017). Die 20 wärmsten Jahre seit Beginn der Aufzeichnungen liegen alle in der Periode seit 1990 (UBA 2018d). Dabei ist der Temperaturanstieg an Land generell höher als in den Meeren. In einzelnen Regionen kann die Erderwärmung weit über dem globalen Mittel liegen. Beispielsweise stiegen die Temperaturen in der Arktis in den vergangenen 100 Jahren doppelt so schnell wie im globalen Durchschnitt (UBA 2013b).

2016 war mit ca. 1,1 °C über vorindustriellen Temperaturen das wärmste Jahr seit Beginn der Aufzeichnungen. Die 20 wärmsten Jahre seit Beginn der Aufzeichnungen liegen alle in der Periode seit 1990.

Auswirkungen des Klimawandels

Der Klimawandel wird das Leben auf der Erde massiv verändern, denn das Klima prägt entscheidend mit, wo und wie sich menschliche Zivilisation und Ökosysteme entfalten. Es geht nicht nur um graduelle Temperaturveränderungen, sondern um eine grundlegende Umwälzung klimatischer Grundstrukturen (Schleussner u. a. 2016), vor allem der etablierten Wetterlagen, die für vorhersehbare Nahrungsmittelproduktion unabdingbar sind. Die Folgen des Klimawandels werden direkt oder indirekt Auswirkungen auf alle Bereiche des Lebens und Wirtschaftens haben. Zu den direkten Auswirkungen gehören:

Klimawandel bedeutet nicht nur graduelle Veränderungen, sondern eine grundlegende Umwälzung klimatischer Grundstrukturen, vor allem der etablierten Wetterlagen, die für eine vorhersehbare Nahrungsmittelproduktion unabdingbar sind.

- **Extremwetterereignisse:** Es ist bereits jetzt zu beobachten, dass es durch die globale Erwärmung zu mehr Extremwetterereignissen kommt – dazu gehören Hitzewellen, vermehrt auftretende Stürme, aber auch längere Dürreperioden und Starkregen.
- **Gesundheit:** Starke Hitze belastet den Kreislauf, vor allem von älteren und chronisch kranken Menschen, und kann tödliche Folgen haben. Änderungen der Klimazonen führen auch dazu, dass Krankheitsüberträger, wie z.B. die der Malaria, sich in Regionen ausbreiten können, in denen sie bisher nicht vorkamen.“ (Stöver 2015).
- **Wasserversorgung:** Eine Erhöhung der Temperatur von über 1,5 °C wird drastische Folgen u. a. für die Mittelmeerregion haben. So wird davon ausgegangen, dass ab einer Erhöhung der Temperatur um 1,5 °C die Niederschläge um 10 bis 20 % sinken (Iglesias u. a. 2006), welches enormen Einfluss auf die Verfügbarkeit von Wasser im ganzen mediterranen Raum hat.
- **Meeresspiegel:** Bei einer Erhöhung der globalen Erwärmung von 1,5 °C auf 2 °C wird angenommen, dass der Meeresspiegel bis 2100 um weitere 10 cm auf 50 cm relativ zum Jahr 2000 steigen wird. Unmittelbar betroffen sind bei einem Anstieg von bis zu einem Meter u. a. die Malediven, das Nil-Delta in Ägypten, die Stadt Shanghai und viele weitere Inselstaaten (Schröter 2013; Germanwatch 2002). Betroffen sind aber auch viele andere dicht besiedelte Küstenregionen, etwa im Nordosten Amerikas und Teilen Asiens (Munich RE o. J.).
- **Urbane Räume und Infrastruktur:** Mehr als die Hälfte der Weltbevölkerung lebt in Städten und diese liegen sehr häufig an Flüssen oder Meeren. Durch den Anstieg des Meeresspiegels und extremes Wetter entstehen direkte Gefahren für die Bevölkerung, die städtische Infrastruktur und Unternehmen, wie die amerikanischen Hurrikane der vergangenen Jahre plastisch verdeutlichen (Mooney 2017). Aber auch Städte, die nicht direkt an Küsten liegen, werden mit Klima-

folgen, besonders in Form anhaltender hoher Hitze, zu kämpfen haben (Rosenzweig u. a. 2015).

- Landwirtschaft: Durch den Klimawandel werden sich die Vegetationsperioden verschieben. Extreme Wetterbedingungen können ganze Ernten gefährden. Manche Regionen werden nicht wie bisher für die Nahrungsmittelproduktion genutzt werden können, wie zum Beispiel der Süden des Mittelmeerraums. Eingewanderte Schädlinge können zu Ertragseinbußen und vermehrtem Einsatz von Schädlingsbekämpfungsmitteln führen, was wiederum mögliche negative Auswirkungen auf die Gesundheit hat.
- Tourismus: Es steht zu erwarten, dass durch den Klimawandel in vielen Gebieten völlig veränderte klimatische Bedingungen herrschen. Dies wird insbesondere für die Wirtschaftsleistung von touristisch geprägten Regionen stark negative Auswirkungen bedeuten.
- Energieproduktion: Längere Wärmeperioden bedrohen die Versorgungssicherheit durch fossile und nukleare Kraftwerke, denn große Kraftwerke benötigen zur Kühlung große Mengen Wasser, die typischerweise aus Flüssen entnommen werden. Hierzu darf das Flusswasser jedoch eine bestimmte Maximaltemperatur nicht überschreiten.

Die Folgen des Klimawandels sind nicht linear. Eine höhere Erwärmung kann Entwicklungen auslösen, die nicht mehr aufgehalten werden können.

Dabei steigen die Folgen des Klimawandels nicht linear an, sondern nehmen mit höherer Erwärmung überproportional zu. Hinzu kommt, dass bestimmte Effekte des Klimawandels irreversibel sind und Entwicklungen auslösen, die nicht mehr aufgehalten werden können (sog. Kippunkte) wie etwa Methanfreisetzung durch tauende Permafrostgebiete (PIK 2007).

Zusätzlich zu den direkten Folgen, die sich aus wandelnden klimatischen Verhältnissen ergeben, lassen sich eine Reihe von indirekten Folgen ableiten, u. a.:

- Konflikte und möglicherweise Kriege um Nahrungsmittel und Wasser (Anton 2017),
- Migration infolge von Nahrungsmittelknappheit und Konflikten um Wasserressourcen sowie aufgrund von Klimakatastrophen (Pinzler 2017),
- Wirtschaftskrisen und Beeinträchtigungen des Welthandels durch wiederkehrende Wetterkatastrophen (Jahn 2015; van Asselt 2017; Darby 2015).

Ein Großteil der klimatischen Veränderungen und der negativen Folgen sind in Ländern des globalen Südens zu erwarten. Diese Länder haben gleichzeitig die geringsten ökonomischen und technischen Kapazitäten, um sich anzupassen. Aber auch in Deutschland sind Folgen des Klimawandels bereits spürbar, wie vermehrt auftretende Hitzeperioden, Stürme, Überflutungen durch Starkregen oder Trockenheiten. Soweit Folgen nicht unmittelbar in Europa auftreten, ist vor dem Hintergrund einer steigenden Globalisierung zu erwarten, dass hieraus starke wirtschaftliche und soziale Auswirkungen für Europa und Deutschland erwachsen (Wirtschaft, Migration).

Kosten des Klimawandels

Die Kosten des Klimawandels sind deutlich höher als die Kosten des Klimaschutzes.

Je stärker die Folgen des Klimawandels ausfallen, desto höher werden die volkswirtschaftlichen Kosten sein. Der ehemalige Chefökonom der Weltbank, Sir Nicholas Stern, bezifferte die Kosten einer globalen Erwärmung von 2 °C bis 3 °C auf 5 bis 20 % des globalen Bruttoinlandsprodukts (BIP). Diese Kosten des Nichtstuns liegen damit deutlich über den errechneten Kosten effektiven Klimaschutzes, die Stern auf 1 % des BIP pro Jahr schätzte (Stern 2006). Je länger mit der Bekämpfung des Klimawandels und mit Anpassungsmaßnahmen an nicht mehr vermeidbare Folgen gewartet wird, desto höher werden die Kosten ausfallen. Umgekehrt können früh begonnene Klimaschutzmaßnahmen in Deutschland sogar in Summe ökonomische Vorteile bewirken (Fraunhofer ISI u. a. 2012).

2.2 INTERNATIONALE KLIMASCHUTZZIELE UND LEITPRINZIP EINES VERFÜGBAREN EMISSIONSBUDGETS

- » Das Klimaabkommen von Paris erfordert, dass die Treibhausgasemissionen weltweit spätestens in der zweiten Hälfte dieses Jahrhunderts auf Null gesenkt werden.
- » Entscheidend für den Klimaschutz sind nicht die Treibhausgasemissionen zu einem bestimmten Zeitpunkt, sondern die Summe der Emissionen über einen Zeitraum (Betrachtung des Emissionsbudgets).

Pariser Klimaziele

2015 wurde im Abkommen von Paris das Ziel vereinbart „den Anstieg der durchschnittlichen Erdtemperatur deutlich unter 2 °C über dem vorindustriellen Niveau [zu halten] und Anstrengungen [zu unternehmen], um den Temperaturanstieg auf 1,5 °C über dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen“ (UNFCCC 2015, Art. 2).

Zur Umsetzung der Pariser Klimaziele haben mit Stand März 2018 169 Länder Minderungspläne (Nationally Determined Contributions - NDCs), beschlossen und bei der UNFCCC eingereicht (UNFCCC 2018). Die aktuellen NDCs führen vorraussichtlich zu einer Klimaerwärmung über 3 °C (CAT 2018). Nach Abschätzungen des UN-Umweltprogramms müssten die globalen THG-Emissionen bis 2030 um weitere 22 % bis 38 % über die bestehenden Absichtserklärungen der Staaten hinaus reduziert werden, wenn die Pariser Klimaziele eingehalten werden sollen.

Nach den im Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) untersuchten Szenarien gilt eine Begrenzung auf maximal 2 °C Erwärmung nur dann als erreichbar, wenn die globalen (Netto-)THG-Emissionen vor 2100 auf Null gesenkt werden (IPCC 2014). Für die Einhaltung des 1,5 °C Ziels ist es notwendig, die globalen Emissionen zwischen 2055 und 2075 auf Null zu senken. Dabei gehen die meisten Szenarien, die mit dem 1,5 °C Ziel kompatibel sind, und auch viele 2 °C Szenarien, davon aus, dass in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts „negative Emissionen“ erfolgen (Rogelj u. a. 2018). Solche sog. negativen Emissionen wären technisch durch ein direktes Entziehen von THG aus der Atmosphäre (direct air capture) oder der Abscheidung und Einlagerung von CO₂-Emissionen aus THG-neutralen Quellen (Kohlenstoffsequestrierung bei Bioenergie) möglich. Die hierfür benötigten technologischen Verfahren sind jedoch entweder noch nicht kommerziell verfügbar, mit hohen Kosten verbunden oder führen zu Nutzungskonkurrenzen (z.B. Nahrungsmittelproduktion) (Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, und IZES 2018; Heck u. a. 2018; Smith u. a. 2016).

Neben diesen langfristigen Zielen ist es notwendig, dass die globalen Emissionen auch kurzfristig reduziert werden, um das insgesamt zur Verfügung stehende Emissionsbudget nicht zu überschreiten. Die globalen energiebedingten CO₂-Emissionen müssen zwischen 2020 und 2030 ihr Maximum erreicht haben und danach zurückgehen (Rogelj u. a. 2018; IEA 2017d, 78; UNEP 2017; IPCC 2014).

Emissionsbudgets

Klimaschutzziele werden häufig als Minderungsziel zu einem bestimmten Zeitpunkt formuliert. So hat sich zum Beispiel Deutschland zum Ziel gesetzt, den THG-Ausstoß bis zum Jahr 2030 gegenüber 1990 um mindestens 55 % zu reduzieren. Aus politischer Sicht handelt es sich um eine nachvollziehbare Art der Zielformulierung, weil „x % Reduktion bis 20xx“ sowohl einfach zu kommunizieren als auch gut zu überprüfen ist. Aus klimaphysikalischer Sicht ist ein solches Ziel aber nicht ausreichend. Denn für das Ausmaß der Erderwärmung sind nicht die Emissionen zu einem bestimmten Zeitpunkt entscheidend, sondern die gesamten Emissionen über einen Zeitraum. Daher sprechen viele Klimaexpert/innen von einem maximal zur Verfügung ste-

Zur Einhaltung der Klimaziele von Paris müssen die globalen Treibhausgasemissionen in der zweiten Jahrhunderthälfte auf Null sinken.

Für das Ausmaß der Erderwärmung sind nicht die Emissionen zu einem bestimmten Zeitpunkt, sondern die kumulierten Emissionen über einen Zeitraum entscheidend.

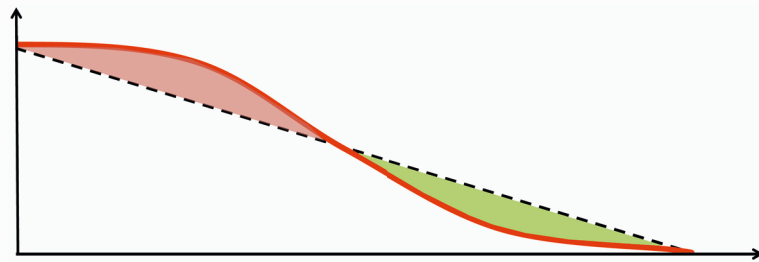
henden „Emissionsbudget“.

Das Konzept des Emissionsbudgets verdeutlicht, dass ein zurückhaltender Klimaschutz heute dazu führt, dass die THG-Emissionen in der Zukunft deutlich stärker sinken müssen (vgl. erste Kurve in Abb. 2.2.1). Andersherum können ambitionierte Maßnahmen zu einem frühen Zeitpunkt Spielräume für weniger drastische Reduk-

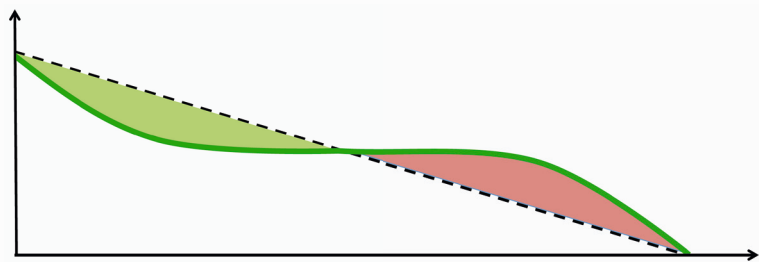
Abb.2.2.1: Das Emissionsbudget – entscheidend für die Klimawirkung sind die Emissionen innerhalb eines Zeitraums

Mehr-Emissionen (rote Fläche) müssen durch äquivalente Minder-Emissionen (grüne Fläche) ausgeglichen werden, um das verfügbare Emissionsbudget (Fläche unter der gestrichelten Linie) einzuhalten.

Verzögerter Klimaschutz führt zu höheren Anforderungen in der Zukunft



Eine frühzeitige Reduktion der THG Emissionen ermöglicht Spielräume in der Zukunft



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf SRU (2017)

tionspfade in der Zukunft eröffnen (vgl. zweite Kurve in Abb. 2.2.1).

Um das 2 °C Ziel einzuhalten, dürfen weltweit bis 2100 noch 785 Gt CO₂ emittiert werden. Aktuell betragen die weltweiten CO₂-Emissionen ca. 35 Gt CO₂ pro Jahr.

Gemäß IPCC dürfen zwischen den Jahren 1870 und 2100 global maximal ca. 2.900 Gt CO₂ emittiert werden, um die Erderwärmung unter 2 °C zu halten. Bis 2011 sind bereits mehr als 1.900 Gt CO₂ ausgestoßen worden (IPCC 2014) und zwischen 2012 und 2017 weitere 215 Gt (eigene Rechnung basierend auf Global Carbon Project 2017; World Bank 2018). Um das 2 °C Ziel noch einzuhalten, müssen daher die kumulierten Emissionen zwischen den Jahren 2018 und 2100 auf unter 785 Gt CO₂ bleiben. Werden 1,5 °C angestrebt, beträgt das Emissionsbudget lediglich 180 Gt CO₂ (basierend auf Rogelj et al. 2018). Vor dem Hintergrund, dass aktuell die CO₂-Emissionen weltweit ca. 35 Gt pro Jahr betragen, wird deutlich, dass eine unmittelbare Reduktion der Emissionen nötig ist.

Kohlekraftwerke sind für 45 % der globalen Treibhausgasemissionen verantwortlich.

Im Jahr 2015 entfielen 14,5 Gt CO₂ und somit 45 % der globalen energiebedingten CO₂-Emissionen auf die Gesamtheit aller Kohlekraftwerke weltweit (IEA 2017a, 2018d). Werden alle bestehenden, im Bau befindlichen und fest geplanten Kohlekraftwerke bis an das Ende ihrer technischen Lebensdauer betrieben, würden sie insgesamt ca. 234 Gt CO₂ emittieren (CoalSwarm, Sierra Club, und Greenpeace 2017). Damit wird deutlich, dass die Klimaziele nur erreicht werden können, wenn CO₂-Emissionen aus Kohlekraftwerken deutlich reduziert werden.

2.3 GLOBALE ENTWICKLUNGEN BEI DER KOHLEVERSTROMUNG

- » Nach einer langen Phase der Expansion ist im Kohlesektor weltweit eine Trendwende zu beobachten. So ist auch in China, dem weltweit größten Kohlenutzer, der Wachstumstrend der letzten Jahrzehnte gebrochen.
- » Bis auf Deutschland und Spanien sind alle westeuropäischen Länder entweder bereits aus der Kohle ausgestiegen oder bereiten den Ausstieg vor. Großbritannien hat in den letzten fünf Jahren den Anteil von Kohlestrom von 39 % auf 2 % zurückgefahren.
- » Der Anteil des Kohlestroms ist in Deutschland höher als in den USA. Deutschland ist mit Abstand der größte Nutzer von Braunkohle weltweit.

Wachstumstrend der Kohle gebrochen

Nach fast zwei Jahrzehnten eines starken Wachstums ist im globalen Kohlesektor seit 2015 eine Trendwende zu beobachten: Der Kohlebergbau verzeichnete 2015, 2016 und 2017 den größten Rückgang seit 1971. Die Nachfrage nach Kohle sank kontinuierlich um jeweils 2 % gegenüber dem Vorjahr und es wurden deutlich weniger neue Kraftwerke gebaut (IEA 2017c). Verantwortlich für diese Entwicklung sind vor allem China, Europa und die USA. So ging die Kohleförderung in den USA 2016 um geschätzte 17 % gegenüber dem Vorjahr zurück (IEA 2017c) und Indien und China legten 2016 zusammen über 100 geplante Kraftwerksprojekte still (CoalSwarm, Sierra Club und Greenpeace 2017). Weltweit sank die Anzahl der begonnenen Kraftwerksneubauten in den vergangenen zwei Jahren jeweils um 29 % im Vergleich zum Vorjahr. Gleichzeitig wurden im letzten Jahrzehnt vermehrt Kraftwerke stillgelegt (CoalSwarm, Sierra Club und Greenpeace 2017).

Ein zukünftiges Wachstum der Kohlenachfrage, das noch vor einigen Jahren als gesichert galt, wird inzwischen angezweifelt: So hat China, das Land mit dem weltweit größten Kohleverbrauch, sich in seinem Beitrag zum Pariser Übereinkommen verpflichtet, bis 2030 den Höhepunkt seiner Emissionen aus Kohlekraftwerken zu erreichen. Die Internationale Energie Agentur (IEA) geht sogar davon aus, dass China den Höchststand des Kohleverbrauchs bereits jetzt erreicht hat (IEA 2016; vgl. auch Green und Stern 2017).

Auch die Zukunft der Kohle in den USA ist ungewiss: Obgleich die Trump-Regierung der Kohleindustrie ihre volle Unterstützung zugesagt hat, stellt Erdgas die Wettbewerbsfähigkeit von Kohlestrom zunehmend in Frage (IEA 2017c). Der Anteil der Kohle am Strommix der USA ist von 53 % im Jahr 2000 auf 34 % im Jahr 2015 zurückgegangen (IEA 2018c).

Selbst in Indien und Südostasien, die lange Zeit als Hoffnungsträger für Kohleexporteure galten, kann inzwischen ein weiteres Wachstum der Kohlenachfrage nicht mehr als gesichert gelten. Gründe dafür sind rapide sinkende Kosten für erneuerbare Energien und Proteste gegen Luftverschmutzung (IEA 2017d).

In der EU wurden zwischen 1990 und 2007 jährlich etwa 1.000 TWh Strom aus Kohle erzeugt. Zwischen 2007 und 2015 ist die Erzeugung auf 826 TWh gesunken (IEA 2018b). Damit sank der Kohleanteil an der Stromerzeugung von 30 % auf 26 %. Dabei zeigen sich deutliche Unterschiede zwischen ost- und westeuropäischen Ländern: Alle west- und nordeuropäischen Staaten – bis auf Spanien und Deutschland – sind entweder bereits aus der Kohleförderung und -nutzung ausgestiegen oder steigen innerhalb der nächsten zehn Jahre aus (UNEP 2017). Hervorzuheben ist hier Großbritannien, das seinen Kohlestromanteil innerhalb nur weniger Jahren von 39 % (2012) auf 2 % (2017) gesenkt hat (CoalSwarm, Sierra Club und Greenpeace 2017). Die Niederländische Regierung verkündete im Mai 2018, die Verwendung von Kohle zur Stromerzeugung im kommenden Jahrzehnt zu verbieten und zwei ihrer fünf Kohlekraftwerke bis Ende 2024 stillzulegen, wenn sie nicht die Brennstoffe

Die weltweite Nachfrage nach Kohle geht deutlich zurück.

Die Internationale Energie Agentur geht davon aus, dass China den Höchststand des Kohleverbrauchs bereits jetzt erreicht hat.

Der Anteil der Kohle am Strommix der USA ist von 53 % im Jahr 2000 auf 34 % im Jahr 2015 zurückgegangen.

Großbritannien hat seinen hohen Anteil von Kohle innerhalb von fünf Jahren von 39 % (2012) auf 2 % (2017) gesenkt.

Die Niederlande werden bis 2030 alle Kohlekraftwerke schließen.

wechsell (Meijer 2018). Die Mehrzahl der mittel- und osteuropäischen Länder hält hingegen an der heimischen Kohleproduktion fest (UNEP 2017).

Setzen sich die aktuellen Trends fort, werden ab dem Jahr 2022 jedes Jahr mehr Kohlekraftwerke stillgelegt als neu gebaut, so dass der globale Kohlekraftwerkspark zu schrumpfen beginnt (CoalSwarm, Sierra Club und Greenpeace 2017).

Kohleausstiegs-Allianz

35 Staaten und Regionen haben sich zur Powering Past Coal Alliance zusammengeschlossen und sich zu einem Kohleausstieg bis spätestens 2030 verpflichtet.

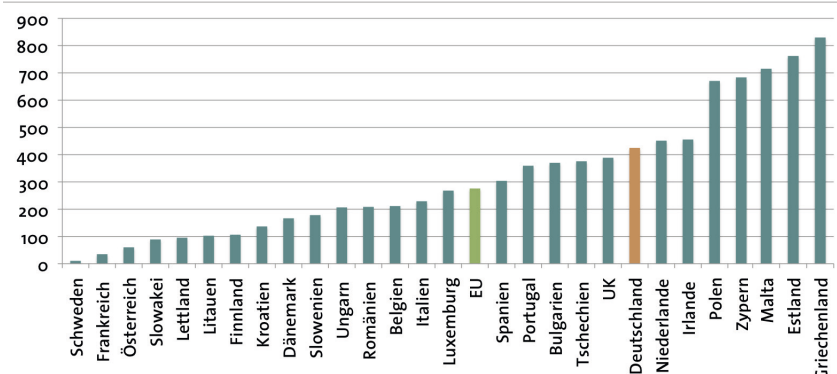
Unter Führung von Großbritannien und Kanada gründete sich 2017 die Powering Past Coal Alliance mit dem Ziel, den weltweiten Kohleausstieg zügig voranzutreiben, um die Erderwärmung deutlich zu begrenzen. Dafür müssen der Allianz zufolge alle OECD-Länder bis 2030 und alle Nicht-OECD Länder bis 2050 aus der Kohleverstromung aussteigen. Im Dezember 2017 vereinte die Initiative bereits mehr als 35 Staaten und Regionen, die sich zu einem Kohleausstieg bis spätestens 2030 verpflichtet haben. Darüber hinaus gehören ihr 24 Unternehmen und Organisationen an, die zukünftig nicht mehr in Kohlekraftwerke ohne Kohlenstoffsequestrierung (Carbon Capture and Storage, CCS) investieren werden. Zu den Mitgliedern zählen neben Großbritannien und Kanada u. a. Mexiko, Neuseeland, mehrere US-Bundesstaaten sowie die europäischen Länder Österreich, Belgien, Dänemark, Finnland, Frankreich, Irland, Italien, Lettland, Lichtenstein, Litauen, Luxemburg, die Niederlande, Portugal, Schweden und die Schweiz (Powering Past Coal Alliance 2017). Auch wenn der Allianz viele Länder angehören, in denen Kohle ohnehin eine untergeordnete Rolle spielt, so sind doch einige Länder dabei (wie etwa die Niederlande und Großbritannien), für deren Strommix Kohle bisher eine wichtige Rolle gespielt hat.

Kohlenutzung in Deutschland im internationalen Vergleich

Wie Abb. 2.3.1 darstellt, ist die CO₂-Intensität der Stromproduktion in Deutschland mit 425 g CO₂/kWh deutlich höher als der Durchschnitt der EU Staaten (276 g CO₂/kWh). Nur fünf EU Staaten (Bulgarien, Estland, Griechenland, Polen, Tschechien) weisen einen höheren Anteil an Kohlestrom auf (IEA 2018b; World Bank 2018). Einen großen Einfluss hat der hohe Anteil der besonders CO₂-intensiven Braunkohle. Mit 20 % der globalen Fördermenge ist Deutschland mit Abstand der größte Braunkohlenutzer weltweit (vgl. Abb. 2.3.2). Die Fördermenge beträgt etwa das Zweieinhalbfache von anderen großen Förderländern wie Russland, Australien, Polen und der USA.

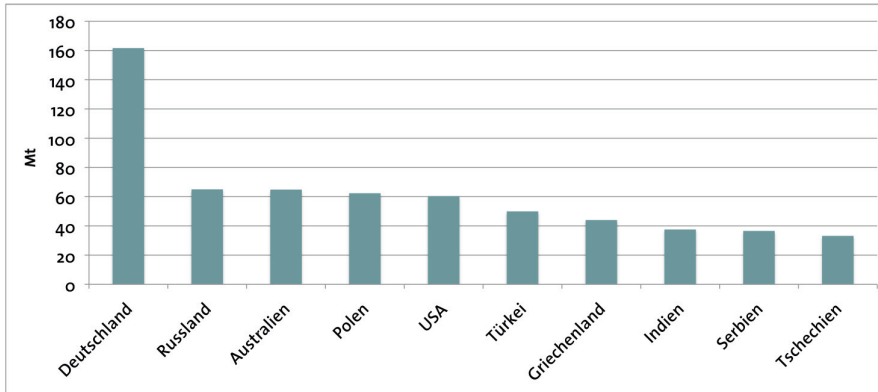
Abb. 2.3.1: CO₂-Intensität der Stromerzeugung der EU Länder im Vergleich

Die CO₂-Intensität der deutschen Stromerzeugung liegt über dem europäischen Mittel.



Quelle: EEA (2016)

Abb. 2.3.2: Braunkohlenutzung weltweit – Top Ten der Länder mit der höchsten Braunkohlenutzung in Mt pro Jahr, 2015



Deutschland ist der größte Nutzer von Braunkohle weltweit.

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf IEA (2018)

Box 2.1: Deutschland - Vorreiter im Klimaschutz?

Deutschland galt lange Zeit als ein Vorreiter im globalen Klimaschutz. Die Förderung der erneuerbaren Energien in Deutschland (und anderen Vorreiterländern) hat zu massiven Senkungen der Technologiekosten geführt und damit die globale Verbreitung von Wind- und Solarenergienutzung überhaupt erst ermöglicht. Der Begriff „Energiewende“ ist zu einem weltweit genutzten Fachbegriff geworden.

Doch in den letzten Jahren hat sich die internationale Wahrnehmung geändert. Längst ist nicht mehr vom Vorreiter die Rede (Vahlenkamp u. a. 2018). Kritisiert wird, dass Deutschland zwar lange als Klimaschutzchampion galt, die THG-Emissionen aber seit einigen Jahren nicht mehr sinken und Deutschland mit ca. 44 % einen höheren Anteil Kohlestrom aufweist als etwa die USA mit ca. 34 % (World Bank 2018; IEA 2018a). Im von McKinsey erstellten globalen Energiewende-Index hat Deutschland bei vielen Indikatoren relativ gute Noten, belegt aber insgesamt nur Platz 12 unter den betrachteten europäischen Ländern. Im globalen Vergleich ist Deutschland vor allem beim Indikator „Struktur des Energiesystems“ weit abgeschlagen: Es belegt hier Platz 110 von 114 Ländern. Grund hierfür ist vor allem der hohe Anteil des Kohlestroms, der zu einer hohen CO₂-Intensität des deutschen Strommixes führt (vgl. Abb. 2.3.1).

Die Wirkung des Klimaschutzes in Deutschland geht weit über die tatsächlich eingesparten Tonnen an CO₂ hinaus, denn die deutsche „Energiewende“ wird international genau beobachtet. Wenn ein reiches, hochindustrialisiertes Land wie Deutschland keine weitergehenden Maßnahmen zur THG-Reduktion umsetzt und seine Klimaschutzziele verfehlt – so wird häufig argumentiert – wie sollen es dann andere, überwiegend wirtschaftlich schwächere Länder schaffen?

Klimaschutz in Deutschland kommt insofern eine wichtige Vorbildfunktion für die technische, energiewirtschaftliche und ökonomische Machbarkeit einer „Energiewende“ allgemein zu und trägt damit über die eigenen Grenzen hinaus zur Senkung der globalen Emissionen bei.

Eine erfolgreiche Energiewende kann den Klimaschutz global voranbringen.

2.4 UMSETZUNG DER KLIMAZIELE IN DEUTSCHLAND

- » Deutschland hat seit dem Jahr 1990 seine Treibhausgasemissionen um knapp 28 % reduziert.
- » Seit 2014 sind die Treibhausgasemissionen allerdings kaum noch gesunken. Das 2020-Ziel von 40 % wird absehbar deutlich verfehlt.
- » Zur Umsetzung der Pariser Klimaziele soll sich Deutschland nach dem Klimaschutzplan der Bundesregierung am Ziel der weitgehenden Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2050 orientieren.
- » Die kurz- bis mittelfristigen Klimaschutzmaßnahmen müssen so ausgerichtet sein, dass eine langfristige Emissionsreduktion von 95 % bis zum Jahr 2050 erreichbar bleibt.
- » Für die Erreichung der kurz- und mittelfristigen Klimaziele kommt der Energiewirtschaft eine Schlüsselrolle zu. Ohne die Dekarbonisierung der Stromversorgung können auch andere Sektoren nicht erfolgreich dekarbonisiert werden.

Deutschlands Klimaschutzziele

Auf Basis internationaler Klimaschutzverpflichtungen hat sich Deutschland bereits 1995 sein erstes nationales Klimaziel gesetzt und schon 2007 wurde beschlossen die THG-Emissionen bis zum Jahr 2020 um mindestens 40 % (gegenüber 1990) zu senken. Seitdem hat Deutschland seinen Klimaschutzbemühungen in einer Reihe von Zielen und konkreten Maßnahmen Ausdruck verliehen (BMUB 2007; Bundesregierung 2010). Im Jahr 2016 wurde im Klimaschutzplan die weitgehende THG-Neutralität bis zur Mitte des Jahrhunderts als Leitbild verankert (BMUB 2016). Außerdem wurden eigenständige Ziele für die einzelnen Sektoren (Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude, Verkehr und Landwirtschaft) für das Jahr 2030 formuliert. Das Ziel für die Energiewirtschaft beträgt 61 bis 62 % Minderung gegenüber 1990.

Tab. 2.4.1: Deutschlands Klimaschutzziele bis zum Jahr 2050 (Referenzjahr 1990)

	2020	2030	2050
DEUTSCHE KLIMAZIELE	MINDESTENS -40 %	MINDESTENS -55 %	-80 BIS -95 %

Quelle: BMUB (2016)

Tab. 2.4.2: Ziele für sektorale Emissionsreduktionen bis 2030 gemäß Klimaschutzplan 2050

SEKTOREN	PROZENTUALE REDUZIERUNG 2030 (GGÜ. 1990)
ENERGIEWIRTSCHAFT	61 – 62 %
GEBÄUDE	66 – 67 %
VERKEHR	40 – 42 %
INDUSTRIE	49 – 51 %
LANDWIRTSCHAFT	31 – 34 %
TEILSUMME	54 – 56 %
SONSTIGE	87 %
GESAMTSUMME	55 – 56 %

Quelle: BMUB (2016)

Klimaschutzbilanz

Deutschland hat in den letzten Jahrzehnten im Klimaschutz viel erreicht. In den letzten Jahre stagnieren die Erfolge jedoch. Im Jahr 2017 betrug die THG-Emissionen ca. 905 Mio. t CO₂-Äq. Dies entspricht einer Minderung von 28 % gegenüber 1990. Seit 2014 sind die THG-Emissionen jedoch kaum noch gesunken (vgl. Abb. 2.4.1).

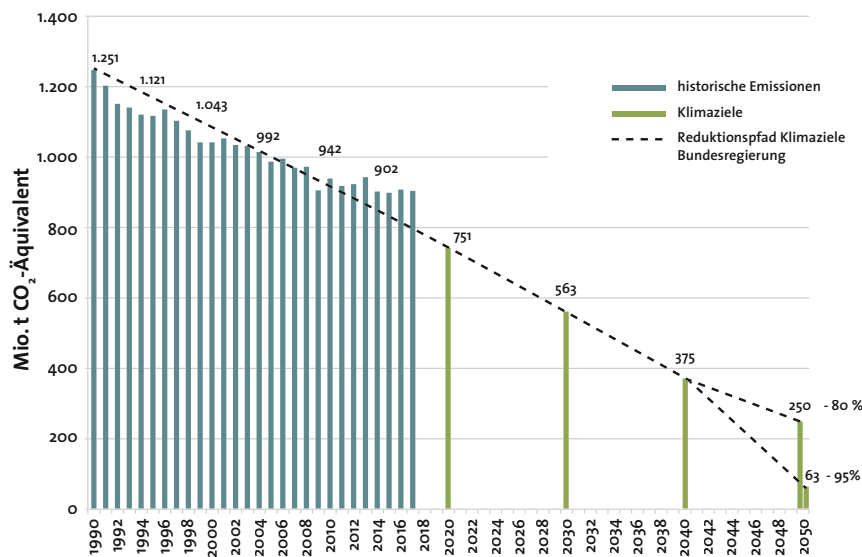
Um das 2020-Ziel von 40 % Emissionsminderung gegenüber 1990 zu erreichen, wurde von der Bundesregierung bereits im Dezember 2014 das „Aktionsprogramm Klimaschutz 2020“ (BMUB 2014) beschlossen. Trotz dieser Maßnahmen ist jedoch absehbar, dass das 2020-Klimaziel verfehlt wird. Nach dem aktuellen Klimaschutzbericht der Bundesregierung wird von einer Zielverfehlung um rund 8 Prozentpunkte ausgegangen (BMU 2018). Dies entspricht einem jährlichen Fehlbetrag von etwa 100 Mio. t CO₂.

Aus Sicht des Klimaschutzes sind jedoch nicht die Emissionen in einem einzelnen Zieljahr, sondern die Gesamtemissionen über einen Zeitraum entscheidend (Budgetansatz, vgl. Kap. 2.2). Wenn also das 2020-Klimaziel verfehlt wird, so genügt es nicht, als nächstes das 2030-Ziel anzustreben. Vielmehr sind umfangreiche und kurzfristig wirksame Maßnahmen notwendig, um so schnell wie möglich auf den ursprünglichen Zielpfad zurückzukehren.

Deutsche Klimaziele im Verhältnis zu Paris

Eine stringentere Umsetzung des Leitbildes der THG-Neutralität bis zur Mitte des Jahrhunderts erfordert eine Minderung der THG-Emissionen um 95 % bis 2050 und damit eine Orientierung am oberen Rand des Zielkorridors, den die Bundesregierung in ihrem „Energiekonzept“ im Jahr 2010 für die Minderung der THG-Emissionen definiert hat. Der durch die Zwischenziele der Bundesregierung beschriebene Reduktionspfad – 55 % THG-Reduktion bis 2030 und 70% Reduktion bis 2040 – läuft nicht auf eine 95 %-Reduktion der THG hinaus (vgl. Abb. 2.4.1). Hierfür müsste das Minderungsziel für das Jahr 2030 eher bei 58 bis 59 % liegen. Vor diesem Hintergrund wurde bereits die Forderung erhoben, die Zwischenziele anzupassen (DENA 2018).

Abb.2.4.1: Entwicklung der THG-Emissionen in Deutschland von 1990 bis 2016 und Reduktionspfad entlang der Klimaschutzziele bis 2050.



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf historischen Daten (UBA 2018g) und Klimazielen für 2020, 2030, 2040 und 2050 (BMWi 2017c)

Die deutschen Emissionen sind seit 2014 kaum gesunken. Das Klimaziel 2020 wird voraussichtlich um 8 Prozentpunkte verfehlt (32 statt 40%).

Die Klimaziele für 2020, 2030 und 2040 laufen nicht auf einen linearen Pfad einer Treibhausgasreduktion von 95 % bis zum Jahr 2050 hinaus.

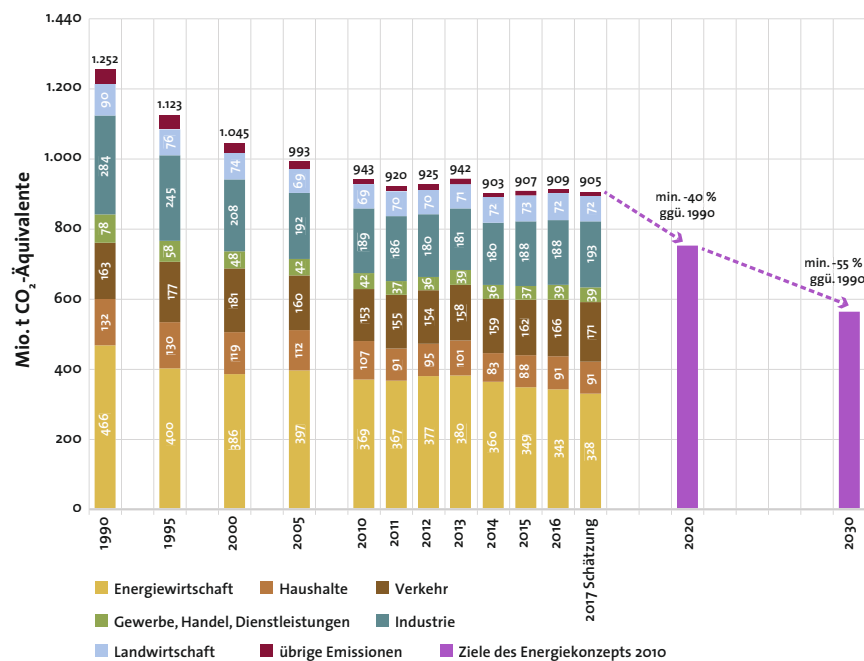
Eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um 80 % bis 2050 ist volkswirtschaftlich mindestens kostenneutral. Für eine Reduktion um 95 % ist es von zentraler Bedeutung, internationale Bündnisse einzugehen, etwa um Kosten für neue Technologien zu senken.

Aktuelle Studien, u. a. auch im Auftrag des Bundesverbandes der deutschen Industrie, zeigen, dass eine Einhaltung der aktuellen deutschen Klimaziele auf dem 80 %-Pfad für die Volkswirtschaft aufgrund der ausgelösten Innovations- und Investitionsimpulse mindestens kostenneutral wäre oder sogar positive Wirkungen entfalten kann (BCG und Prognos 2018). Für das deutlich ambitioniertere Ziel einer Reduktion um 95 % ist es von zentraler Bedeutung, mit internationalen Partnern Bündnisse zum Klimaschutz einzugehen, etwa um mit diesen gemeinsam die Kosten für neue Technologien zu senken. In jedem Fall ist es notwendig, die kurz- und mittelfristigen Klimaschutzmaßnahmen so auszurichten, dass langfristig das 95 %-Ziel bis 2050 erreichbar bleibt.

Entwicklung der Treibhausgasemissionen nach Sektoren

Betrachtet man die THG-Emissionen nach Sektoren (vgl. Abb. 2.4.2) so zeigt sich, dass die Energiewirtschaft bis heute mit Abstand der Sektor mit den absolut höchsten Emissionen ist. Ihr Anteil liegt bei 36 %. Es folgen die Sektoren Industrie (21 %), Verkehr (19 %), Haushalte (10 %), Landwirtschaft (8 %), Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (5 %) und Abfall und Abwasser (1 %).

Abb.2.4.2: Entwicklung der THG-Emissionen in Deutschland von 1990 bis 2016 nach Sektoren und Klimaschutzziele 2020/2030.



Quelle: UBA (2017h)

Die Entwicklung seit 1990 ist in den Sektoren sehr unterschiedlich:

- In der gesamten Energiewirtschaft lag die Minderung bei rund 30 %. Die THG-Emissionen der Stromerzeugung gingen dagegen nur um 22 % zurück (UBA 2018e).
- In Industrie (-32 %) und im Gebäudebereich (-38 %) kommen die Minderungen dem Gesamtziel von 40 % bis 2020 am nächsten, wobei besonders in der Industrie viele Erfolge auf Strukturveränderungen nach der Wiedervereinigung zurückzuführen sind. In den letzten Jahren stagnieren die Emissionen in diesen Sektoren.
- Im Verkehrsbereich konnte dagegen keine Minderung erreicht werden – hier sind die Emissionen seit 1990 sogar um 5 % gestiegen. Die in den letzten Jahrzehnten in dem Sektor erzielten technologischen Fortschritte sind durch Nachfragesteigerungen (Anzahl und Motorkraft) überkompensiert worden.

Die bisherige Treibhausgas-minderung im Energiesektor gegenüber dem Jahr 1990 liegt bei rund 30 %, in der Stromerzeugung bei 22 %.

In den Sektoren Industrie und Gebäude sind die höchsten Emissionsminderungen zu verzeichnen, aber sie stagnieren in den letzten Jahren.

Im Verkehr liegen die Treibhausgasemissionen heute über denen von 1990.

Minderungspotenziale in den verschiedenen Sektoren

Würde man den energiepolitischen Rahmen so belassen, wie er heute ist, so ist zu erwarten, dass Deutschland sein Klimaziel für das Jahr 2050 verfehlt. Analysen gehen davon aus, dass bis 2050 statt der angestrebten THG-Neutralität nur THG-Reduktionen zwischen 61 % und 65 % (gegenüber 1990) erreicht werden (BCG und Prognos 2018; Prognos, EWI, und GWS 2014).

Insofern wird es darauf ankommen, in allen Sektoren die vorhandenen Minderungspotenziale zu heben. Allerdings bestehen in einigen Sektoren gerade kurzfristig erhebliche Umsetzungsbarrieren (Prognos, EWI, und GWS 2014): Im industriellen Bereich etwa ist die marktförmige Entwicklung und Umsetzung neuer Technologien und Prozesse (z. B. wasserstoffbasierte Stahlerzeugung) notwendig. In der Landwirtschaft und Landnutzung stehen nur begrenzt technische Lösungen zur Verfügung - Klimaschutz erfordert hier letztlich auch veränderte Ernährungs- und Konsumgewohnheiten von Verbraucher/innen.

Bei der Stromerzeugung sind Emissionsminderungen hingegen auch kurzfristig erreichbar. Erneuerbare Energien können einen kontinuierlich höheren Anteil an der Energieversorgung übernehmen (vgl. Kap. 3.2). Fast 60 % der Kohlekraftwerke sind heute bereits älter als 30 Jahre. Ein knappes Drittel ist sogar bereits vor über 40 Jahren in Betrieb gegangen (vgl. Kap. 1.1). Zudem besteht in Deutschland seit Jahren ein erheblicher Überschuss bei der Stromerzeugung. In 2017 entsprach der Exportüberschuss mit 55 TWh fast einem Zehntel des Bruttostromverbrauchs. Mittel- bis langfristig kann durch die Verwendung von (dann CO₂-armem) Strom im Verkehrssektor, im Gebäudesektor und in der Industrie auch hier eine weitere Reduktion der THG-Emissionen erfolgen (Sektorkopplung, vgl. Kap. 3.1). Dieser Ansatz bedingt aber insbesondere auch, dass eine möglichst frühe Reduzierung der Stromerzeugung durch Stein- und Braunkohle erfolgt, um einen signifikanten Beitrag für den Klimaschutz zu erreichen (BCG und Prognos 2018). Dies liegt daran, dass der durch neue Verbraucher (z. B. Elektromobilität) tendenziell steigende Stromverbrauch nur dann zu Netto-THG-Emissionsminderungen führt, wenn die CO₂-Intensität des Stroms (durch eine deutliche Erhöhung der Anteile erneuerbarer Energien im Strommix) weiter reduziert werden kann.

Alle Sektoren müssen erhebliche Minderungsbeiträge leisten, um die Ziele des Klimaschutzplans zu erreichen.

Im Stromsektor sind kurzfristige Emissionsreduktionen möglich. Über die Sektorkopplung kann er zudem eine Schlüsselrolle in der Dekarbonisierung aller anderen Sektoren spielen.

2.5 PFADE ZUR REDUKTION DER KOHLEVERSTROMUNG IN DEUTSCHLAND

- » Um das Ziel der Treibhausgasneutralität zu erreichen, ist ein vollständiger Ausstieg aus der Kohleverstromung notwendig.
- » Bis 2030 müssen die Emissionen aus der Kohleverstromung um rund 60 % bis 85 % gegenüber 2017 sinken.
- » Ein Beitrag zur Reduzierung der „Klimaschutzlücke“ aus der Verfehlung des 2020-Ziels kann durch die Reduktion des Anteils von Kohle im Strommix relativ kurzfristig realisiert werden.
- » Für alle diese Maßnahmenbereiche gilt: Eine schnelle Reduktion des Kohlestromanteils eröffnet Möglichkeiten bei gleichem Emissionsbudget einige wenige Kraftwerke länger betreiben zu können.

Wenn man den Beitrag des Kohlesektors zur Erreichung der Klimaziele Deutschlands bemessen will, stellen sich drei zentrale Fragen, wie sie (in dieser Reihenfolge) auch im Einsetzungsbeschluss der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ adressiert werden:

- In welchem Umfang muss die Verstromung von Kohle bis 2030 reduziert werden, um die deutschen Klimaziele einzuhalten?
- Bis wann ist die vollständige Beendigung der Kohleverstromung notwendig?
- Welches Potenzial besteht kurzfristig, um durch eine Reduktion der Kohlestromerzeugung einen Beitrag zum 2020-Klimaziel zu leisten?

Um diese Fragen beantworten zu können, werden für jeden dieser Zeithorizonte folgende Aspekte geprüft werden müssen: die technische Realisierbarkeit mit Blick auf die Versorgungssicherheit (vgl. Kap. 3), die Transformationskosten im Hinblick auf Strompreise, Beschäftigung und Strukturwandel (vgl. Kap. 4) sowie Instrumentenoptionen zur Umsetzung (vgl. Kap. 5). In diesem Abschnitt werden zunächst nur Ziel-Aspekte, die sich aus den Klimazielen Deutschlands herleiten, erläutert.

Box 2.2: Kohlenstoffsequestrierung/Carbon Capture and Storage (CCS)

Kohlenstoffsequestrierung (Carbon Capture and Storage) ist keine Option für deutsche Kohlekraftwerke.

Eine technische Möglichkeit, Emissionen aus fossilen Energieträgern zu reduzieren, ist die Abscheidung und Einlagerung von CO₂ (Carbon Capture and Storage - CCS) etwa in tiefen Erdschichten. Vor ca. 15 Jahren wurden in Europa große Hoffnungen auf dieses Verfahren gesetzt und diverse Forschungs- und Pilotvorhaben auch in Deutschland gestartet. Obwohl die technische Machbarkeit von relevanten Technologien gezeigt werden konnte, gibt es eine Reihe von Barrieren für den großtechnischen Einsatz. Hierzu zählen die relativ geringe technische Reife einzelner Schlüsseltechnologien, insgesamt relativ hohe CO₂-Vermeidungskosten und Grenzen bei der Speicherung großer Mengen von CO₂ (Wuppertal Institut 2010; Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, and IZES 2018; Oei and Mendelevitch 2016). In Deutschland kommt ein starkes Akzeptanzproblem in der Bevölkerung hinzu. Vor diesem Hintergrund muss davon ausgegangen werden, dass der Einsatz von CCS-Technik für deutsche Kohlekraftwerke keine Option sein wird (Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, und IZES 2018; Hirschhausen u. a. 2012).

Diese Einschätzung ist zu unterscheiden von Diskussionen über die Nutzung von CCS in anderen Sektoren - etwa zur Minderung der THG-Emissionen in der Industrie, z. B. bei der Stahl- oder Zementherstellung (acatech 2017) oder von Strategien zum Erreichen negativer Emissionen weltweit durch CCS von Biomasse oder direkter CO₂-Abscheidung aus der Luft (vgl. Kap. 2.2).

Reduktionsziel für die Kohleverstromung bis zum Jahr 2030

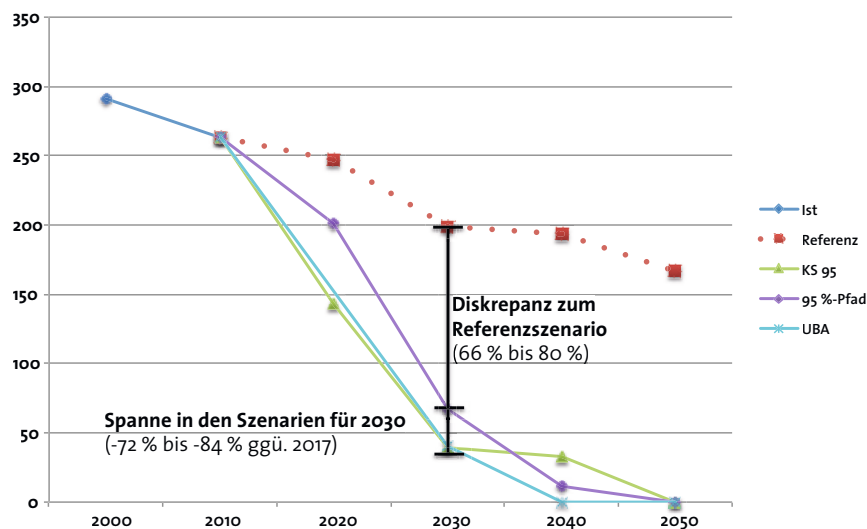
Der Klimaschutzplan sieht vor, dass die THG-Emissionen für die gesamte Energiewirtschaft (einschl. Erdgas u. a.) bis 2030 um 61 bis 62 % gegenüber 1990 gemindert werden. Geht man davon aus, dass die Emissionsminderung im Bereich der Stromerzeugung in Deutschland vollständig durch eine Verringerung der THG-Emissionen von Braun- und Steinkohle erfolgen muss, während die THG-Emissionen von Erdgas übergangsweise eher noch etwas steigen dürften (vgl. Kap. 3.3) und die erzeugte Strommenge insgesamt konstant bleibt, dann müssen die THG-Emissionen aus der Kohleverstromung bis 2030 um mindestens 60 % gegenüber dem Jahr 2017 reduziert werden. Geht man von einem Anstieg des Stromverbrauchs aus, müssen die THG-Emissionen aus der Kohleverstromung entsprechend stärker reduziert werden.

Allerdings zeigt sich, dass das Sektorziel für 2030 des Klimaschutzplans hinter dem zurückbleibt, was für ein Erreichen von THG-Neutralität bis zum Jahr 2050 erforderlich wäre: Abb. 2.5.1 stellt eine Übersicht der Strommengen aus der Kohleverbrennung in Klimaschutzenszenarien dar, die eine 95 %-ige Reduktion der Emissionen bis 2050 beschreiben und damit dem Pariser Abkommen und einer weitgehenden THG-Neutralität bis zur Mitte des Jahrhunderts entsprechen. Demnach muss die Stromproduktion aus Kohle im Jahr 2030 um etwa 72 % bis 84 % gegenüber 2017 sinken. Der Blick auf ein „Referenzszenario“ (Fraunhofer ISI, Consentec GmbH, and ifeu 2017) stellt dem gegenüber, auf welchem Pfad sich Deutschland gegenwärtig bewegt und untermauert somit den großen Handlungsbedarf.

Um das Ziel des Klimaschutzplans für den Energiesektor zu erreichen, muss die Kohleverstromung bis 2030 um 60% reduziert werden.

Für das Ziel der Klimaneutralität zur Mitte des Jahrhunderts ist es notwendig, die Stromproduktion aus Kohle bis zum Jahr 2030 um 72 bis 84 % zu reduzieren.

Abb. 2.5.1: Entwicklung der Bruttostromerzeugung aus Braun- und Steinkohle (in TWh)



Quelle: Darstellung Wuppertal Institut basierend auf „Ist“ (AG Energiebilanzen 2018a), „Referenzszenario“ Fraunhofer ISI, Consentec GmbH, and ifeu 2017), „95% Pfad“ (BCG und Prognos 2018), „KS 95“ (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015), „UBA“ (UBA 2017c)

Hinweis: In einigen der Szenarien finden sich nur Angaben zur Nettostromerzeugung. Diese wurden für den Vergleich in dieser Abbildung in Bruttostromerzeugung umgerechnet, indem vereinfacht ein durchschnittlicher Eigenstromverbrauch der Kohlekraftwerk in Höhe von 10 % angenommen wurde.

Ausstieg aus der Kohleverstromung

Das langfristige Ziel der THG-Neutralität ist nur erreichbar, wenn die Emissionen im Stromsektor gegen Null gehen. Dabei ist es sinnvoll, dass die im Vergleich CO₂-ärmeren und im Betrieb flexibleren Gaskraftwerke länger laufen sollen, als die CO₂-intensiveren und in der Fahrweise weniger flexiblen Kohlekraftwerke (vgl. Kap. 3.3). Aus Sicht des Klimaschutzes sind dabei die insgesamt erreichten Emissionsminderungen über dem gesamten Zeitverlauf entscheidend (vgl. Kap. 2.2). Daher können frühzeitige Emissionsminderungen die Grundlage dafür schaffen, dass das für Kohlekraftwerke bzw. die Stromerzeugung insgesamt zur Verfügung stehende Emissionsbudget länger ausreicht, um einzelne Kraftwerke zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit länger am Netz zu halten. Je später hingegen die Reduktion der Kohleverstromung erfolgt, desto steiler muss der spätere Rückgang der Stromerzeugung aus Kohle sein.

Die meisten Szenarien, die mit den Klimazielen von Paris kompatibel sind, beinhalten einen vollständigen Kohleausstieg zwischen 2030 und 2040.

Die vorliegenden Energie- und Klimaschutzszenarien geben gleichwohl einen Anhaltspunkt, in welchem Zeitraum die Stromerzeugung aus Kohle (weitgehend) abgeschlossen sein sollte, wenn Deutschland seine Klimaziele erreichen will. In den Szenarien mit 95 % THG-Minderung bis 2050 wird eine Reduktion der Kohleverstromung bis zum Jahr 2040 zwischen 86 % und 100 % zugrunde gelegt (UBA 2017c; BCG und Prognos 2018; Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015). Darüber hinaus gibt es eine Reihe von Studien, die unmittelbar aus den Klimazielen von Paris Aussagen für die zukünftige Kohlenutzung in Deutschland oder Europa ableiten (vgl. Tab. 2.5.1). In Abhängigkeit der als maximal zulässig angenommenen Klimaerwärmung (unter 1,5 °C, unter 1,75 °C oder unter 2 °C) und spezifischen Annahmen zur Verteilung der verbleibenden Emissionsbudgets auf verschiedene Länder und die einzelnen Sektoren kommen die meisten dieser Szenarien zu einem notwendigen vollständigen Ausstieg aus der Kohleverstromung zwischen 2030 und 2040.

Tab. 2.5.1: Daten für einen Kohleausstieg in verschiedenen mit dem Klimaabkommen von Paris kompatiblen Klimaszenarien

	STUDIE	ANNAHME KLIMAPOLITISCHES ZIEL – MAXIMALE ERWÄRMUNG	KONSEQUENZ FÜR KOHLEVER- STROMUNG
IN DEUTSCHLAND	(PROGNOS UND ÖKO-INSTITUT 2017)	KLEINER 2°	KOHLEAUSSTIEG BIS 2035
	GREENEE-SZENARIO (UBA 2017A)	95 % REDUKTION IN 2050	KOHLEAUSSTIEG BIS 2040
	95 % KLIMAPFAD (BCG UND PROGNOS 2018)	95 % REDUKTION IN 2050	REDUKTION KOHLESTROM BIS 2040 UM 96 % GGÜ. 2017
	KLIMASCHUTZSZENARIO – KS 95 (ÖKO-INSTITUT UND FRAUNHOFER ISI 2015)	95 % REDUKTION IN 2050	REDUKTION KOHLESTROM BIS 2040 UM 87 % GGÜ. 2017
IN EUROPA	BELOW 2 DEGREES SZENARIO DER INTERNATIONALEN ENERGIEAGEN- TUR (IEA 2017C)	KLEINER 1,75°	KOHLEAUSSTIEG BIS 2030
	SUSTAINABLE DEVELOPMENT SZENARIO DES WORLD ENERGY OUTLOOKS 2017 (IEA 2017D)	KLEINER 2°	REDUKTION KOHLESTROM BIS 2040 UM 86% GGÜ. 2016
	(CLIMATE ANALYTICS 2017)	1,5° BIS 2°	KOHLEAUSSTIEG BIS 2030

Kurzfristige Treibhausgasminderungspotenziale

Derzeit zeichnet sich eine Verfehlung des für 2020 definierten Minderungsziels um 8 Prozentpunkte ab (etwa 100 Mio t CO₂äq) ab (vgl. Kap. 2.4). Die Notwendigkeit, diese „Klimaschutzlücke“ möglichst schnell und möglichst weitgehend zu schließen, folgt wiederum aus dem Leitprinzip des verfügbaren Emissionsbudgets (vgl. Kap. 2.2).

Ein Beitrag zur Reduzierung dieser „Klimaschutzlücke“ kann durch die Reduktion des Anteils von Kohle im Strommix erreicht werden. Im Vergleich zu anderen Sektoren sind hier größere CO₂-Einsparpotenziale relativ kurzfristig zu realisieren (vgl. Kap. 2.4). In den letzten Jahren sind zu dieser Frage eine Reihe von Studien veröffentlicht worden, die von der Realisierbarkeit kurzfristiger Reduktionspotenziale in einer Größenordnung von rund 50 bis 80 Mio. t als Beitrag des Kohlesektors zum 2020-Klimaziel ausgehen (Prognos und Öko-Institut 2017; Agora Energiewende 2017c; Öko-Institut 2018b). Zu Fragen nach energie- und regionalwirtschaftlichen Auswirkungen wird auf die Kapitel 1 und 4 verwiesen.

Insbesondere die Reduktion von Kohle in der Stromerzeugung kann einen erheblichen Beitrag zur Schließung der „Klimaschutzlücke“ bis zum Jahr 2020 beitragen.

TECHNISCHE MACHBARKEIT EINER ENERGIEVERSORGUNG OHNE KOHLE

ZUSAMMENFASSUNG

Der Energiesektor ist weltweit, nicht nur in Deutschland, einem grundlegenden Umbau unterworfen. Das Ziel ist eine treibhausgasneutrale Energieversorgung. Im Vordergrund stehen dabei der Verzicht auf fossile Energieträger, der Systemwechsel zu erneuerbaren Energien und eine effizientere Nutzung von Energie. In Deutschland und Europa beeinflussen weitere Trends den Umbau des Energiesektors: die Liberalisierung und Europäisierung des Strommarkts, die Digitalisierung und das Auflösen von Sektorgrenzen, konkret die Nutzung von Strom in den Bereichen Wärme und Verkehr. Dies alles hat enorme Auswirkungen auf die Erzeugung und Verteilung von Energie.

Analysen zu den deutschen Klimazielen zeigen übereinstimmend, dass ihre Umsetzung, einschließlich Kohle- und Atomausstieg, technisch machbar und ökonomisch tragfähig ist. Mehr noch, beides ist eine entscheidende Grundvoraussetzung für den Erfolg der Energiewende. Die für den anstehenden Prozess eines Ausstiegs aus der Kohleverstromung notwendigen Technologien sind vorhanden bzw. ist deren Entwicklung soweit fortgeschritten, dass sie in der entsprechenden Phase der Energiewende zur Verfügung stehen werden. Kapitel 3 stellt die für eine Energieversorgung ohne Kohle zentralen Aspekte dar: Flexibilisierung und Sektorkopplung (Kap. 3.1), Ausbau der Erneuerbaren (Kap. 3.2.), Erdgas als Brückentechnologie (Kap. 3.3) und Speicher (Kap. 3.4). Es behandelt überdies Implikationen einer Reduzierung und Beendigung der energetischen Nutzung von Kohle für die sichere Versorgung mit Strom und Wärme (Kap. 3.5 und 3.6).

DAS ENERGIESYSTEM VON MORGEN

Die Umstellung auf eine klimaverträgliche Stromversorgung bedeutet einen grundlegenden Systemwechsel. So wird es zunehmend weniger Grundlastkraftwerke auf Basis von fossilen Energieträgern oder Uran geben. Stattdessen können und werden erneuerbare Energien mit fluktuierender Einspeisung Energie liefern, Versorgungssicherheit gewährleisten und Systemdienstleistungen erbringen. Dafür muss das Stromsystem insgesamt auf der Erzeugungs- und Nachfrageseite flexibler werden. Umsetzungsoptionen umfassen Netzausbau und die weitgehende Digitalisierung örtlicher Verteilnetze (z. B. der Trafostationen), den Ausbau von Lastmanagement (Demand Side Management) und Speichern sowie – für eine Übergangszeit – eine erhöhte Flexibilität im Bereich der verbleibenden konventionellen Kraftwerke. Ein weiterer Ansatz zur Flexibilisierung und gleichzeitigen Senkung von CO₂-Emissionen ist die verstärkte Nutzung von Strom in den Sektoren Wärme und Verkehr, etwa im Rahmen von E-Mobilität oder durch Wärmepumpen für Gebäude und Industrie (Sektorkopplung).

AUSBAU ERNEUERBARER ENERGIEN

Im Stromsektor ist der Anteil der Erneuerbaren von 6,5 % im Jahr 2000 auf 36,4 % im Jahr 2017 angestiegen. Zugleich sind die Kosten für Solar- und Windstrom in den letzten Jahren drastisch gesunken. So liegen heute die Stromgestehungskosten für Wind- und Solarstrom in etwa gleich auf oder sogar unter denen von neuen fossilen Kraftwerken. Hier gilt es, auch künftig nicht nachzulassen und die technologiespezifischen Ausbaupfade für Wind und Photovoltaik (PV) so weiterzuentwickeln, wie es auch die aktuelle Vereinbarung des Koalitionsvertrages vorsieht. Demnach gilt das Ziel, in 2030 einen Anteil erneuerbarer Energien von 65 % im Bereich Strom zu erreichen.

DIE ROLLE VON ERDGAS UND SYNTHETISCHEM GAS

Auch wenn Kohlekraftwerke in den letzten Jahren nachgerüstet worden sind und heute flexibler eingesetzt werden können, sind Gaskraftwerke technisch besser als Kohlekraftwerke geeignet, flexibel Strom bereit zu stellen, und dies bei deutlich geringeren spezifischen CO₂-Emissionen. Erdgaskraftwerke stellen daher einen wichtigen Baustein für die Versorgungssicherheit im Rahmen der

Transformation des Energiesystems dar. Das Ziel einer treibhausgasneutralen Energieversorgung bis Mitte des Jahrhunderts bedeutet allerdings, dass letztlich auch fossiles Erdgas durch erneuerbare Energien ersetzt werden muss. Langfristig könnten Anwendungen, für die heute Erdgas verwendet wird, mit synthetischem, CO₂-neutralem Gas (Erzeugung auf Basis von erneuerbarem Strom) weitergeführt werden. Dabei sind die hohen energetischen Umwandlungsverluste zu berücksichtigen, die eine Nutzung begrenzen. Eine höhere Auslastung bestehender Gaskraftwerke ist insofern sinnvoll, um vorübergehend die Versorgung in einem System mit abnehmenden Anteilen von Strom und Wärme aus Kohle zu übernehmen. Der Neubau von Gaskraftwerken muss aber auf das notwendige Minimum beschränkt werden, zumal diese neuen Gaskraftwerke perspektivisch vornehmlich als „Backup“-Kapazitäten dienen oder zur Deckung von Spitzenlasten mit entsprechend geringen Laufzeiten vorgehalten werden.

BEDEUTUNG VON SPEICHERTECHNOLOGIEN

Die Entwicklung von Stromspeichern ist für den Erfolg der Energiewende insgesamt ein wichtiger Faktor. Für die Frage, wie schnell eine Reduktion der Kohleverstromung erfolgen kann, ist dieses Thema jedoch nicht limitierend. Denn Stromspeicher sind nur ein Baustein unter mehreren, um Angebot und Nachfrage zu einem Ausgleich zu bringen. Langfristig besteht zwar Entwicklungsbedarf, insbesondere für Speicher, mit denen große Mengen Energie sehr langfristig gespeichert werden können. Bis diese benötigt werden, stehen jedoch weitere Optionen wie Sektorkopplung, stromgeführte Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und Demand-Side Management (auch mit Hilfe von Wärmespeichern) zur Verfügung. Die Verfügbarkeit von Stromspeichern ist daher kein limitierender Faktor für den Kohleausstieg.

VERSORGUNGSSICHERHEIT IM RAHMEN EINER TRANSFORMATION DES STROMSEKTORS

Eine sichere und unterbrechungsfreie Stromversorgung ist ein zentraler Baustein für den Wirtschaftsstandort Deutschland und darf auch bei zunehmender Dekarbonisierung im Zuge der Energiewende nicht gefährdet werden. Um dies sicher zu gewährleisten, steht bereits heute ein breites Portfolio an Technologien zur Verfügung. Sowohl die sog. gesicherte Leistung als auch andere heute von konventionellen Kraftwerken bereitgestellte Systemdienstleistungen können in einem Mix von erneuerbaren Energien, Reserve- und Gaskraftwerken, kurz- und langfristigen Speichern und flexiblen Lasten im europäischen Verbund bereitgestellt werden.

TRANSFORMATION IM BEREICH DER ERZEUGUNG VON WÄRME AUS KOHLE

Im Rahmen der Umstellung der Stromversorgung ist auch die Sicherstellung der Wärmeversorgung zu berücksichtigen, denn einige fossil befeuerte Kraftwerke produzieren neben Strom auch Wärme für Haushalte oder Industrie. Technologisch stehen hier grundsätzlich Alternativen zur Verfügung, so z. B. die Substitution durch andere Energieträger (Erdgas, Abfall), die Nutzung industrieller Abwärme und Verbrauchsreduktion durch mehr Energieeffizienz. Solche Substitutionsmaßnahmen haben allerdings einen Vorlauf (z. B. für Planung und Bau) von einigen Jahren. Dennoch steht die Sicherheit der Wärmeversorgung der kurzfristigen Reduktion des Kohlestroms nicht entgegen, da es ausreichend Kohlekraftwerke ohne bzw. mit nur sehr geringen Anteilen an Wärmeauskopplung gibt. Soweit Ersatzanlagen errichtet werden müssen, kann es für eine Übergangszeit zur Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung notwendig sein, dass Steinkohlekraftwerke in geringem Maße weiterbetrieben werden. Bei den größeren Braunkohlekraftwerken werden oft mehrere Blöcke an einem Standort betrieben. Bei einer Abschaltung älterer Kraftwerksblöcke kann die Wärmeversorgung übergangsweise durch die neueren Blöcke übernommen werden.

3.1 DAS ENERGIESYSTEM VON MORGEN

- » Die gesamte Energiewirtschaft steht vor einer grundlegenden Transformation. Um die Klimaziele zu erreichen, muss die Stromversorgung Deutschlands vollständig aus erneuerbaren Energien erfolgen. Sonne und Wind werden in der Stromerzeugung die Hauptenergieträger sein.
- » Zusätzlich ist eine deutliche Steigerung der Energieeffizienz nötig, um den Energiebedarf zu senken und die Umstellung auf 100 % Erneuerbare wirtschaftlich zu gestalten.
- » Mittelfristig wird Strom auch in der Wärmebereitstellung und im Verkehr stark an Bedeutung gewinnen (Sektorkopplung). Nur wenn die CO₂-Emissionen der Stromproduktion schnell gesenkt werden, wird die Sektorkopplung auch zu Emissionsreduktionen führen.
- » Die aktuelle Herausforderung liegt in der Systemintegration von erneuerbaren Energien in ein zunehmend flexibleres Stromsystem. Die dafür kurz- und mittelfristig notwendigen Technologien (wie insbesondere Demand-Side Management, Netzausbau und Kurzzeitspeicher) stehen bereits zur Verfügung.
- » Digitalisierung wird neue Geschäftsmodelle möglich und auch nötig machen.

Kernelemente des Energiesystems „von morgen“

Aus Klimaschutzgründen ist eine Transformation des Energiesystems erforderlich.

Eine Reduktion der Treibhausgase um 95 % bis 2050 ist technologisch möglich.

Die Umstellung auf erneuerbare Energien bedeutet einen grundlegenden Systemwechsel in der Stromversorgung.

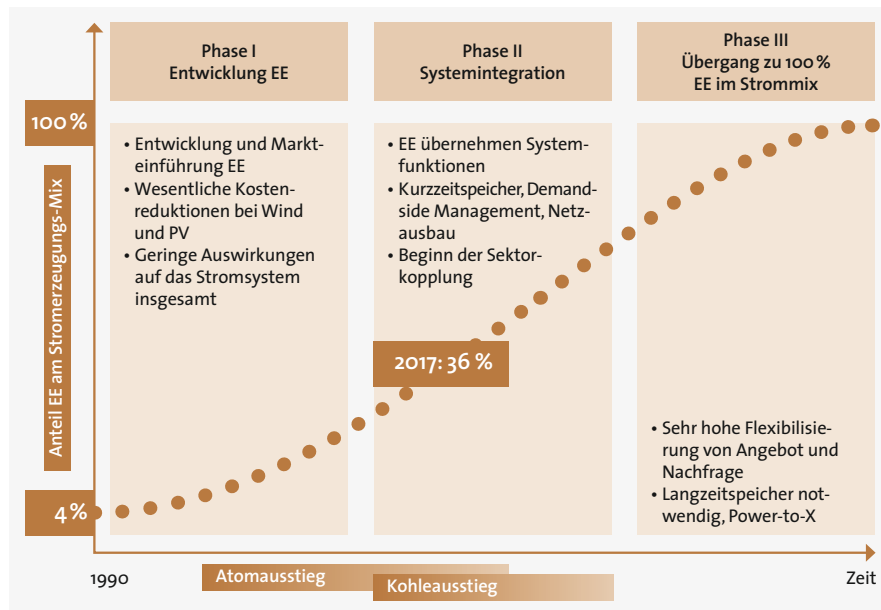
Aus Gründen des Klimaschutzes ist eine grundlegende technologische Umgestaltung unseres Energiesystems unumgänglich. Zur Frage, wie das Energiesystem der Zukunft aussehen kann und soll, gibt es eine Vielzahl von Studien. Eine zentrale Aussage aller Studien ist, dass eine 95 %-ige Reduktion der Treibhausgase (THG) bis 2050 technologisch möglich ist (z. B. BCG und Prognos 2018; DENA 2018; BMUB 2016). Parallel muss dauerhaft die Energieeffizienz in allen Sektoren gesteigert werden, um die Energiewende kostenoptimiert umsetzen zu können (BMW i 2017b).

Die Umstellung auf eine Stromversorgung, die im Wesentlichen auf erneuerbaren Energien basiert, beinhaltet einen grundlegenden Systemwechsel. Langfristig wird es keine durchlaufenden Grundlastkraftwerke auf Basis von fossilen Energieträgern oder Uran mehr geben. Stattdessen wird eine Vielzahl von Quellen erneuerbarer Energien zu unterschiedlichen Zeitpunkten und in unterschiedlichem Maße Strom zur Verfügung stellen. War die Stromversorgung bislang dadurch geprägt, dass das (Strom) Angebot stets der volatilen Nachfrage (Last) zu folgen hatte, ist mit der Transformation der Energieversorgung hin zu erneuerbaren Energien auch auf Seiten des Angebots mit zunehmender Volatilität zu rechnen.

Phasen der Transformation

Ausgehend vom wachsenden Anteil an erneuerbaren Energien im Energiesystem lassen sich drei Phasen der Transformation ableiten (vgl. Abb. 3.1.1). In der ersten Phase, die mittlerweile abgeschlossen ist, standen Innovation und Kostensenkung im Bereich der Erneuerbaren im Vordergrund.

Abb. 3.1.1: Phasen der Energiewende - Transformation des Energiesystems und Ausbau erneuerbarer Energien



Quelle: eigene Darstellung, basierend auf (acatech 2017; Henning et al. 2014)

Aktuell befinden wir uns in der zweiten Phase, in der es vor allem darum geht, die erneuerbaren Energien besser in das System zu integrieren. Bei einem steigenden Anteil volatiler Einspeisung durch Wind und PV muss sich insbesondere die verbleibende Energieerzeugung auf Basis fossiler Energieträger flexibilisieren. Wo es sinnvoll und wirtschaftlich ist, dient auch eine zunehmende Flexibilisierung des Verbrauchs der Integration von Erneuerbaren in das Gesamtsystem. Dabei stehen nicht nur technologische Fragen, sondern auch Fragen des Strommarktdesigns und der politischen Rahmenbedingungen im Vordergrund. Technologien, die in dieser Phase benötigt werden, stehen bereits zur Verfügung oder sind in Entwicklung und Marktreife absehbar.

Erst wenn die Erneuerbaren hohe Anteile an der Stromerzeugung erreichen (Phase III), werden auch Langzeitspeicher benötigt. Diesbezügliche Technologien sind noch in der Entwicklung (im Einzelnen siehe Kap. 3.4).

Flexibilisierung des Stromverbrauchs

Den Herausforderungen, die sich durch eine zunehmend fluktuierende Einspeisung aus Erneuerbaren ergeben, muss durch eine Kombination unterschiedlichster Technologien und Handlungsansätze auf der Verbrauchs- und der Erzeugungsseite entsprochen werden. Auf Seiten der Erzeugung ist eine Diversifizierung der Standorte der Erneuerbaren-Anlagen und ein entsprechender Ausbau der Stromnetze notwendig. Verbrauchseitig gibt es unterschiedliche Möglichkeiten, um eine immer stärkere Flexibilisierung des Stromsektors zu erreichen: Dazu zählen vor allem Lastmanagement (Demand-Side Management), die weitgehende Digitalisierung örtlicher Verteilnetze (z. B. der Trafostationen), die zunehmende europäische Integration der Strommärkte, sowie – für eine Übergangszeit – eine erhöhte Flexibilität im Bereich der verbleibenden konventionellen Kraftwerke. Der Ausbau von Stromspeichern ist eine weitere Option (von mehreren), um Angebot und Nachfrage zu einem Ausgleich zu bringen (Krzikalla, Achner und Brühl 2013; acatech, Akademienunion und Leopoldina 2015).

Die aktuelle Herausforderung besteht darin, die erneuerbaren Energien besser in das System zu integrieren. Dies bedeutet auch dass Stromverbrauch und -erzeugung flexibler werden müssen.

Langzeitstromspeicher sind erst für sehr hohe Anteile Erneuerbare notwendig.

Zur Flexibilisierung des Stromsystems stehen eine Vielzahl von Technologien und Handlungsansätzen zur Verfügung.

Es gibt ein hohes Potenzial für Lastmanagement in verschiedenen Sektoren.

Für Lastmanagement besteht v. a. in Industriebetrieben ein großes Potenzial (Arnold et al. 2016). Gemäß verschiedener Studien liegt das Potenzial zur kurzfristigen Reduktion des Stromverbrauchs (positive Regelleistung) hier zwischen etwa 0,5 GW und 2 GW und zwischen etwa 0,7 und 4,4 GW für zusätzliche Verbraucher im Falle eines zu hohen Stromangebots (Krzikalla, Achner, and Brühl 2013). Im Zuge der Verbreitung „intelligenter“ Stromanwendungen bietet sich ein wachsendes Lastverlagerungspotenzial auch im Haushaltsbereich, z. B. bei Waschmaschinen, Trockner und Kühl- bzw. Gefrierschränken (Krzikalla, Achner, und Brühl 2013). Laut Dena Netzstudie II kann für den Haushaltssektor ein maximales positives Lastverlagerungspotenzial in Höhe von 6,7 GW und ein maximales negatives Potenzial in Höhe von 35,3 GW realisiert werden (DENA 2010). Für die deutsche Industrie ergibt sich die Möglichkeit, in diesem Bereich neue Geschäftsmodelle und technologische Innovationen auch für den Export zu entwickeln (Energieagentur NRW 2016).

Sektorkopplung

Eine zentrale Säule des Energiesystems von morgen wird eine deutlich stärkere Kopplung der energienachfragenden Sektoren untereinander sein. In der Vergangenheit wurden die Nachfragesektoren Elektrizität, Wärme, Verkehr sowie Industrie in der Regel getrennt betrachtet. Entsprechend wurden spezifische technische Lösungen und politische Rahmensetzungen überwiegend getrennt entwickelt. Für ein effizientes, flexibles und robustes Energiesystem der Zukunft werden hingegen sektorübergreifende Lösungen gefragt sein. Durch eine geschickte Sektorkopplung ist es möglich,

Durch die Nutzung von Strom in den Bereichen Mobilität und Wärme (Sektorkopplung) ist eine Reduktion von CO₂-Emissionen möglich.

- Mobilität und Wärme auf erneuerbare Energien umzustellen, um so die CO₂-Emissionen in diesen Feldern zu reduzieren und
- zusätzliche Flexibilität zu schaffen, indem für das fluktuierende Angebot von Energie aus Wind und Sonne zusätzliche Anwendungen eröffnet werden, v. a. in den Bereichen Mobilität und Wärme, einschließlich kostengünstiger Speichermöglichkeiten (insbesondere im Rahmen der Elektromobilität).

Die Umsetzung der Sektorkopplung wird Innovationen in unterschiedlichen Feldern erfordern (Beispiel E-Mobilität) und mit Investitionen in neue Infrastrukturen (Beispiel Ladestationen für Elektroautos) verbunden sein. Für den Stromsektor stellt die Sektorkopplung in vielen Fällen einen Paradigmenwechsel dar, wenn etwa unser Energiesystem zunehmend durch dezentrale, miteinander über intelligente Steuerungen verknüpfte Einheiten geprägt wird (z. B. die Steuerung der Be- und Entladezyklen von Elektrofahrzeugen) und nicht mehr durch große zentrale Einheiten.

Die Energieeffizienz muss gesteigert werden, um die Erhöhung des Stromverbrauchs auf ein Minimum zu begrenzen.

Die CO₂-Intensität des Stroms muss sinken, nur dann schützt die Sektorkopplung das Klima.

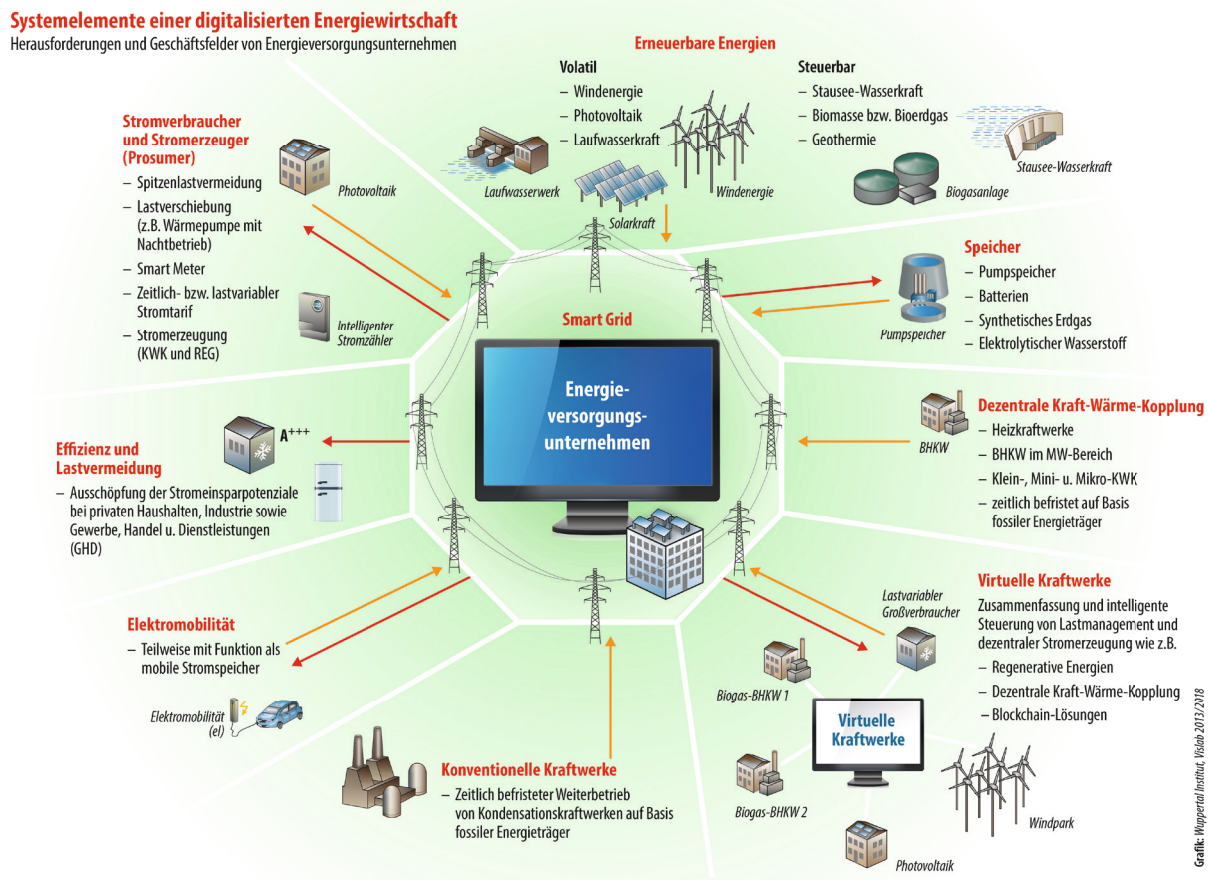
Diese zunehmende Vernetzung der Sektoren über den zentralen, weil vielseitigen Energieträger Strom führt allerdings auch zu einer höheren Stromnachfrage (BCG und Prognos 2018; Prognos und Öko-Institut 2017). Hier muss mit einer Erhöhung der Energieeffizienz gegengesteuert werden, um den zusätzlichen Strombedarf auf ein Minimum zu begrenzen. Außerdem muss die CO₂-Intensität der Stromerzeugung sinken. Deshalb ist die Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung eine Voraussetzung für eine sinnvolle Sektorkopplung.

Digitalisierung und Dezentralisierung in der Energiewirtschaft

Die Kopplung der Sektoren und die zunehmende Nachfrage nach Flexibilität, sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite, führen schon heute dazu, dass sich die Energieversorgungsunternehmen vom klassischen Energieversorger zum umfassenden Energiemanager und -dienstleister weiterentwickeln, indem sie verschiedene Systemelemente miteinander verknüpfen (vgl. Abb. 3.1.2). Dabei ist die Anforderung, CO₂-frei Energie bereit zu stellen, nur ein Treiber in diesem Transformationsprozess. Ebenso bedeutend sind die zunehmende Digitalisierung von Wirtschaft und Gesellschaft sowie die zunehmende europäische Integration der Strommärkte. Für Netzmonitoring und zum ökonomisch optimierten Betrieb

unterschiedlicher Erzeugungsanlagen werden „smarte“ Systemdienstleistungen entwickelt werden. Darüber hinaus wird die steigende Dezentralisierung die Grenzen von Energieversorgern und Energieverbraucher/innen aufweichen. Als „Prosumer“ wird der Verbraucher gleichzeitig Erzeuger.

Abb. 3.1.2: Systemelemente einer digitalisierten Energiewirtschaft



In diesem Umfeld einer stärker digitalisierten und sektorenübergreifenden Energiewirtschaft bieten sich für die Unternehmen zahlreiche Chancen. Ökologisch und ökonomisch nachhaltige Dienstleistungskonzepte, in denen Kundinnen und Kunden aktiv eingebunden sind, können das Aufgabenspektrum von Energieunternehmen vergrößern. Der Betrieb von (Groß-)Kraftwerken, der für viele Energieversorger bisher das „klassische“ Geschäftsmodell darstellte, wird hingegen mehr und mehr an Bedeutung verlieren und durch andere innovative Geschäftsmodelle ersetzt werden müssen.

Das Aufgabenfeld der Energiewirtschaft wird sich erweitern – das birgt Chancen für die Unternehmen.

3.2 DER AUSBAU ERNEUERBARER ENERGIEN UND DER STROMNETZE

- » Erneuerbare Energien decken mittlerweile mehr als ein Drittel des deutschen Strombedarfs.
- » In Deutschland gibt es ausreichend Potenziale, um die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auch in den kommenden Jahrzehnten weiter deutlich zu steigern und den Strom sowohl aus Atom- als auch aus Kohlekraftwerken vollständig zu ersetzen.
- » Eine vollständig oder weitgehend auf erneuerbaren Energien basierende Stromversorgung ist bis zum Jahr 2050 technisch und ökonomisch umsetzbar und laut Studien nicht teurer als eine weiterhin im Wesentlichen auf fossilen Energieträgern basierende Stromversorgung.
- » Die Stromerzeugungskosten erneuerbarer Energien sind in den letzten 20 Jahren deutlich gesunken und befinden sich mittlerweile auf ähnlichem Niveau wie die der fossilen Energien.
- » Das Erreichen der mittel- bis langfristigen Klimaschutzziele der Bundesregierung erfordert einen stärkeren Zubau von Erneuerbaren-Anlagen entsprechend der im Koalitionsvertrag vereinbarten Ausbauziele.
- » Verzögerungen beim Netzausbau sind kein limitierender Faktor für die Umsetzung des Kohleausstiegs.

Ausbaupotenziale

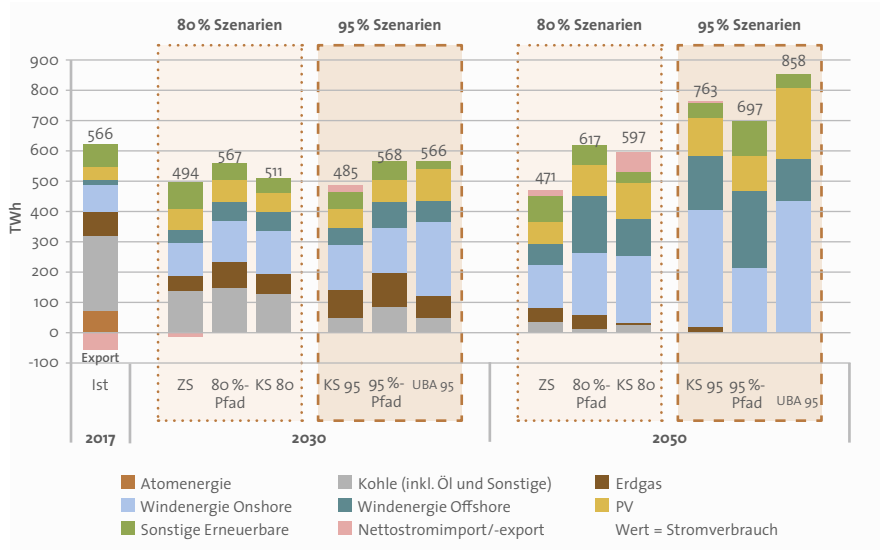
Der Strombedarf Deutschlands kann bis 2050 vollständig durch erneuerbare Energien gedeckt werden.

Es gibt heute einen breiten wissenschaftlichen Konsens darüber, dass es technisch und ökonomisch möglich ist, bis 2050 den Strombedarf weitgehend durch heimische erneuerbare Energien zu decken. Dies gilt selbst dann, wenn es mittel- bis langfristig zu einem Anstieg der Stromnachfrage durch eine verstärkte Nutzung von Strom (z. B. durch Elektromobilität und Wärmepumpen) kommen sollte (vgl. Abb. 3.2.1). Während im Jahr 2000 mit 38 TWh lediglich 6,5 % des Bruttostromverbrauchs durch erneuerbare Energien gedeckt wurden, waren es 2017 mit 218 TWh bereits 36,4 % (AG Energiebilanzen 2018a). Derzeit beträgt das Nettostromaufkommen aus allen Energieträgern in Deutschland rund 566 TWh (AG Energiebilanzen 2018b). Verschiedenen Studien zufolge (BMVI 2015; UBA 2013a; Scholz 2010; UBA 2017c; BCG und Prognos 2018) könnte die jährliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis Mitte des Jahrhunderts auf mindestens 700 bis 800 TWh erhöht werden, wobei die größten Ausbaupotenziale bei der Windenergie „onshore“ und „offshore“ sowie bei der PV liegen.

Die größten Ausbaupotenziale für erneuerbare Energien liegen bei Windenergie sowie Photovoltaik.

Energie- und Klimaszenarien

Abb.3.2.1: Nettostromerzeugung und -verbrauch nach Energieträgern im Jahr 2017 sowie nach verschiedenen Szenarien in den Jahren 2030 und 2050 (in TWh, ohne Pumpspeichersstrom, inkl. Nettoimport)



Quelle: Darstellung Wuppertal Institut basierend auf „Ist“ (AG Energiebilanzen 2018a), „ZS“ (Prognos, EWI, und GWS 2014), „80 % bzw. 95 % Pfad“ (BCG und Prognos 2018), „KS80 bzw. KS95 (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015), „UBA 95“ (UBA 2017c)

Verschiedenen Studien zufolge (BCG und Prognos 2018; UBA 2017c; Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015) erlaubt der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien bereits bis zum Jahr 2030 nicht nur die Kompensation der durch den Atomausstieg wegfallenden Stromerzeugung, sondern auch eine Kompensation fossiler Stromerzeugung. Abbildung 3.2.1 verdeutlicht, dass diese „wegfallende“ Stromerzeugung aus Atom-, Braun- und Steinkohlekraftwerken bis 2030 insbesondere durch einen weiteren Ausbau der Wind- und Solarenergie ausgeglichen werden könnte. Alle Szenarien setzen voraus, dass die bestehenden Effizienzpotenziale ausgeschöpft werden. In einigen der Szenarien führt dies sogar zu einem Rückgang des Strombedarfs.

Für alle Szenarien wurden detaillierte, stündlich auflösende Stromsystemmodelle zugrunde gelegt, sodass Entwicklungspfade beschrieben werden, die einen hohen Grad an Versorgungssicherheit gewährleisten. Die mit hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien einhergehende Herausforderung in Bezug auf die Sicherstellung einer stetigen und zuverlässigen Stromversorgung kann den Szenarien zufolge insbesondere mit Hilfe einer Flexibilisierung der Nachfrage, eines Aus- bzw. Umbaus der Übertragungs- und Verteilnetze und des Einsatzes von (wenige Stunden im Jahr laufenden) Back-up-Kraftwerken auf Basis von Erdgas oder synthetischem Methan (gewonnen aus erneuerbarem Strom) gelöst werden. Auch die derzeit noch von Kohlekraftwerken erbrachten Systemdienstleistungen können zukünftig – unter anderem durch erneuerbare Energien – ersetzt werden (vgl. Kap. 3.5).

Der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien erlaubt sowohl die Kompensation der durch den Atomausstieg wegfallenden Stromerzeugung als auch eine Kompensation fossiler Stromerzeugung.

Für die Versorgungssicherheit spielen Flexibilisierung des Stromverbrauchs und Spitzenlast-Gaskraftwerke eine wichtige Rolle.

Ein weiterer dynamischer Ausbau der Erneuerbaren ist in Zukunft notwendig.

Anpassung der Ausbauziele

Eine entsprechende Transformation des Stromsystems, die mit den langfristigen Klimaschutzzielen der Bundesregierung in Einklang steht, erfordert in den kommenden Jahrzehnten einen weiteren dynamischen Ausbau der erneuerbaren Energien. Das im Koalitionsvertrag der laufenden Legislaturperiode genannte Ziel eines Erneuerbaren-Anteils von 65 % im Strombereich bis zum Jahr 2030 trägt diesem Erfordernis Rechnung. Entsprechend ist es erforderlich, die technologiespezifischen Ausbaupfade für Wind und PV anzupassen.

Erneuerbare Energien und Netzausbau

Der Umbau der Stromversorgung und der Zubau der Erneuerbaren stellt die Netzinfrastruktur vor neue Herausforderungen. Dies gilt u. a. für den Stromtransport von den Erzeugungsschwerpunkten im Norden in die Verbrauchszentren im Süden sowie eine verstärkte dezentrale Einspeisung von Erneuerbaren-Strom in die Verteilnetze.

Bereits im Jahr 2009 wurde mit der Verabschiedung des Energieleitungsausbau-gesetzes (EnLAG) der Fokus auf die Beschleunigung des Netzausbaus auf Höchstspannungsebene gelegt. Für die Planung von neuen Trassen wurde die Netzentwicklungsplanung gesteuert durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) eingeführt. Für die Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren wurde im Jahr 2011 das „Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz“ (NABEG) verabschiedet. Darüber hinaus wurde mit dem Bundesbedarfsplangesetz die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche (Ausbau)Bedarf für bestimmte Vorhaben verbindlich festgestellt.

Die Gesamtlänge der Leitungen, die sich aus dem EnLAG ergeben, liegt aktuell bei rund 1.800 km. Unter Berücksichtigung des zweiten Quartals 2018 sind insgesamt rund 1.150 km genehmigt und davon rund 800 km realisiert, das sind knapp 45 % der Gesamtlänge. Die Gesamtlänge weiterer bundesweit 43 Vorhaben nach dem Bundesbedarfsplangesetz liegt bei etwa 5.900 km. Davon sind etwa 3.050 km als Netzverstärkung/-optimierung kategorisiert und gut 2.800 km als Neubautrassen. Insgesamt sind nach dem zweiten Quartal 2018 rund 600 km genehmigt, davon rund 150 km realisiert. Für die großen Nord-Süd-Trasse Südlink und Südostlink rechnet die BNetzA mit einer Fertigstellung in 2025.

Verzögerungen beim Netzausbau sind kein Hemmnis für die Umsetzung des Kohleausstiegs.

Zwar erfolgt der Netzausbau bisher verzögert, vor allem hinsichtlich der wichtigen Nord-/Süd-Trassen. Der Netzausbau ist aber gleichwohl kein limitierender Faktor für den weiteren Erneuerbaren-Zubau und die Umsetzung des Kohleausstiegs. Das Ziel eines Erneuerbaren-Anteils von 65 % in 2030 fließt bereits in die aktuelle Netzentwicklungsplanung ein: In dem von der Bundesnetzagentur Mitte Juni 2018 genehmigten Szenariorahmen 2030 mit Stand 2019 wurde dieses Erneuerbaren-Ziel allen Szenarien zugrunde gelegt und bildet somit die Basis für den künftigen Netzausbaubedarf. Im Koalitionsvertrag (Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD 2018) wurde zur besseren Synchronisierung des Ausbaus der erneuerbaren Energien und des Netzausbaus eine stärkere regionale Steuerung des Erneuerbaren-Ausbaus vereinbart. Darüber hinaus sollen die Genehmigungsverfahren beschleunigt sowie vereinfacht und kurzfristige Verstärkungs- und Optimierungsmaßnahmen stärker genutzt werden. Das Bundeswirtschaftsministerium hat bereits angekündigt, eine Gesetzesnovelle mit entsprechenden Maßnahmen vorzulegen.

Entwicklung der Stromgestehungskosten

Langfristig ist eine auf erneuerbare Energien basierende Stromversorgung günstiger als die Nutzung fossiler Energieträger.

Vorliegende Studien (u. a. Fraunhofer IWES 2014; Agora Energiewende und Öko-Institut 2017) gehen davon aus, dass eine vollständig oder weitgehend auf erneuerbaren Energien basierende Stromversorgung bis Mitte des Jahrhunderts unter entsprechenden Rahmenbedingungen (auch bei Vernachlässigung externer Kosten) etwas günstiger sein wird, als eine nach wie vor im Wesentlichen auf fossilen Energieträgern beruhende Stromversorgung.

Die in den letzten rund 20 Jahren unter anderem durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ausgelöste Investitionsdynamik hat bedeutende Lern- sowie Skaleneffekte ausgelöst und dadurch maßgeblich dazu beigetragen, dass die spezifischen Investitionskosten und damit auch die Stromgestehungskosten insbesondere von PV- und Windenergieanlagen deutlich gesunken sind. Mittlerweile sind die Stromgestehungskosten von neuen Onshore-Windenergieanlagen (4,0 bis 8,2 ct/kWh) und Freiflächen-PV-Anlagen (3,7 bis 6,8 ct/kWh) in Deutschland auf einem ähnlichen Niveau wie die neuer Braunkohlekraftwerke (4,6 bis 8 ct/kWh), an guten bis mittulguten Standorten auch niedriger als bei neuen Steinkohlekraftwerken (6,3 bis 9,9 ct/kWh) und neuen Erdgas-GuD-Kraftwerken (7,8 bis 10,0 ct/kWh) (ISE 2018). Bei den hier angegebenen Kosten für fossile Kraftwerke wurde für 2018 ein durchschnittlicher Zertifikatspreis in Höhe von 5,3 Euro/t CO₂ angesetzt (ISE 2018).

Unberücksichtigt in diesen Kostenbetrachtungen sind die externen Kosten (Gesundheits- und Umweltschäden), die in der Regel die Bilanz zu Gunsten der erneuerbaren Energien verbessern würden. Ebenfalls in dem Kostenvergleich unberücksichtigt sind Systemkosten, die etwa durch Stromnetze und Maßnahmen zur Sicherstellung einer kontinuierlichen und zuverlässigen Stromversorgung im Gesamtsystem entstehen (Samadi 2017). Diese Systemkosten liegen für hohe Anteile von fluktuierenden Erneuerbaren tendenziell höher, können aber nicht präzise einzelnen Erzeugungstechnologien zugeordnet werden.

In Zukunft werden bei PV- und Windenergieanlagen weitere Senkungen der Technologiekosten erwartet. Nachdem das EEG 2017 die Durchführung von Ausschreibungen für Wind- und PV-Anlagen ab einer Leistung von 750 kW sowie für Biomasse-Neuanlagen vorsieht, kann man zudem von wettbewerblichen Kostensenkungen ausgehen. Darüber hinaus haben die CO₂-Zertifikatspreise nach der letzten Reform des Europäischen Emissionshandels ein höheres Niveau angenommen und werden wohl auch in Zukunft weiter ansteigen (zur Entwicklung der Zertifikatspreise vgl. Kap. 5.1). Dadurch verbessern sich die Wettbewerbsbedingungen zukünftig weiter zu Gunsten der Erneuerbaren.

Stromerzeugungskosten von Wind und Solar liegen heute gleichauf oder sogar unter denen neuer Kohle- und Gaskraftwerke.

3.3 DIE ROLLE VON ERDGAS UND SYNTHETISCHEM GAS

- » Erdgaskraftwerke verursachen deutlich geringere CO₂-Emissionen, sind besser regelbar und im Bau kostengünstiger als Kohlekraftwerke. Sie können im Rahmen eines Kohleausstiegs übergangsweise wichtige Aufgaben der Versorgungssicherheit übernehmen.
- » Im Laufe des nächsten Jahrzehnts wird die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken vorübergehend ansteigen, um einen Teil der wegfallenden bzw. reduzierten Stromerzeugung aus Atom- und Kohlekraftwerken zu kompensieren.
- » Mittelfristig wird eine gegenüber heute höhere installierte Gaskraftwerkskapazität benötigt. Die Kraftwerke werden aber zunehmend als selten einzusetzende „Backup“-Kraftwerke dienen.
- » In einem mit den Klimazielen konformen treibhausgasneutralen Energiesystem kann kein fossiles Erdgas mehr eingesetzt werden. Synthetisch mit erneuerbar erzeugtem Strom hergestelltes, CO₂-neutrales Gas könnte nach dem Jahr 2040 aufgrund hoher Umwandlungsverluste und entsprechend hoher Kosten allenfalls punktuell Anwendungen ersetzen, die heute von Erdgas übernommen werden.

Geringere Emissionen als Vorteil der Verstromung von Erdgas gegenüber Kohle

Erdgas wird in Deutschland gegenwärtig vor allem zur Bereitstellung von Raum- und Prozesswärme sowie zur Stromerzeugung eingesetzt. Die Bruttostromerzeugung auf Basis von Erdgas hat sich zwischen 1990 und 2017 von 36 TWh auf 87 TWh mehr als verdoppelt (AG Energiebilanzen 2018a). 2017 entsprach dies einem Anteil von knapp über 13 % an der gesamten deutschen Bruttostromerzeugung. Mit 27 GW ist in Deutschland eine Kraftwerksleistung auf Erdgasbasis installiert, die in etwa der Größenordnung der installierten Leistung von Steinkohlekraftwerken entspricht.

Die CO₂-Emissionen bei der Verstromung von Erdgas sind deutlich geringer als bei der von Kohle.

Aus ökologischer Sicht ist Erdgas deutlich weniger schädlich als Kohle. Insbesondere ist die klimaschädigende Wirkung geringer: Die CO₂-Emissionen einer Kilowattstunde Strom aus Erdgaskraftwerken (391 g/kWh) betragen weniger als die Hälfte der Emissionen aus Steinkohlekraftwerken (863 g/kWh) und sogar nur ca. ein Drittel der von Braunkohlekraftwerken (1.151 g/kWh) (UBA 2017d). Auch unter Berücksichtigung der mit der Bereitstellung der Energieträger verbundenen Emissionen von THG (also der Emissionen der „Vorkette“) behält Erdgas gegenüber Kohle einen deutlichen Vorteil (Lambertz et al. 2012; Heath et al. 2014). Lediglich bei Erdgas, das durch sog. „Fracking“ gewonnen wird, entweichen relativ große Mengen klimaschädigendes Methan in die Atmosphäre, wodurch die gesamte Klimawirkung ähnlich schlecht sein kann wie bei Kohlekraftwerken. Auch der Ausstoß von gesundheitsschädigenden Substanzen wie Schwefeldioxid, Stickoxid- und Quecksilber ist bei Erdgaskraftwerken (pro erzeugter Kilowattstunde) deutlich niedriger als bei Kohlekraftwerken (de Gouw u. a. 2014).

Gaskraftwerke eignen sich als Regelkraftwerke

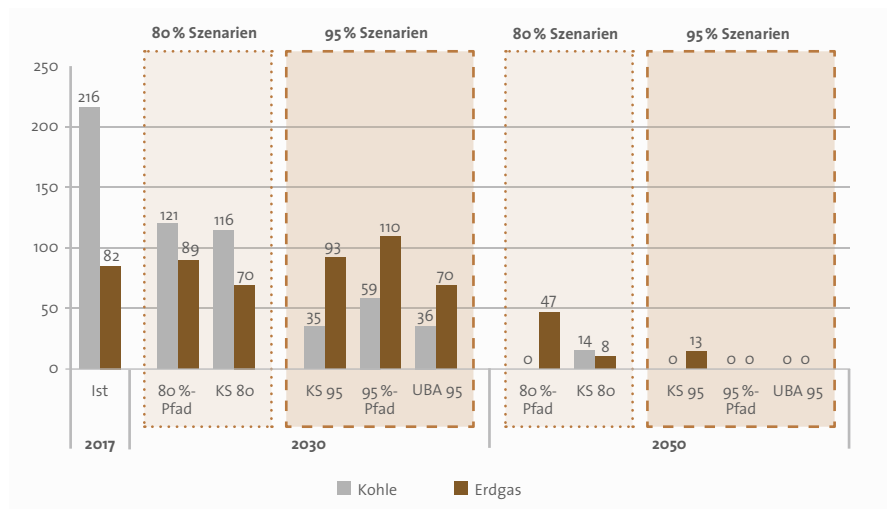
Gaskraftwerke sind technisch flexibler regelbar und weisen spezifische niedrigere Investitionskosten auf als Kohlekraftwerke. Sie sind daher gut geeignet, Aufgaben der Versorgungssicherheit zu übernehmen.

Gaskraftwerke haben mehrere Eigenschaften, die sie zur Erbringung einer Vielzahl von Energiesystemdienstleistungen prädestinieren. Daher eignen sie sich gut, um die fluktuierende Stromerzeugung aus Wind- und Solarkraftwerken auszugleichen und mithin einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit zu leisten (vgl. Kap. 3.5). So sind Gaskraftwerke technisch besser regelbar als Kohlekraftwerke (vgl. Kap. 1.4, Tab. 1.4.1). Außerdem sind die spezifischen Investitionskosten niedriger als die von Kohlekraftwerken. Gaskraftwerke weisen daher bei geringen Auslastungen eine bessere Wirtschaftlichkeit auf. Aus technischer und ökonomischer Sicht sind Gaskraftwerke also gut geeignet, Aufgaben der Versorgungssicherheit zu übernehmen.

Entsprechend sehen Studien zur Umsetzung der Klimaschutzziele für den Zeitraum bis 2030 einen schnellen Rückgang der Kohleverstromung vor, während die Stromerzeugung aus Erdgas etwa konstant bleibt oder leicht ansteigt (vgl. Abb. 3.3.1). Zwischen 2030 und 2050 gehen diese Studien dann von einem Rückgang der mit Erdgas produzierten Strommenge aus. Die CO₂-Emissionen von Erdgas sind zwar niedriger als die der Kohle, für das langfristige Ziel der THG-Neutralität muss allerdings auch Erdgas durch CO₂-freie Energieträger ersetzt werden. Erdgas ist daher nur eine relativ kurze Brücke in eine THG-neutrale Zukunft.

Bis zum Jahr 2030 wird Erdgas im Strommix wichtiger, langfristig sinkt der Ergasanteil aber.

Abb. 3.3.1: Nettostromerzeugung aus Kohle und Erdgas im Jahr 2017 sowie nach verschiedenen Szenarien in den Jahren 2030 und 2050 (in TWh)



Quelle: Darstellung Wuppertal Institut basierend auf „Ist“ (AG Energiebilanzen 2018a), „80 % bzw. 95 % Pfad“ (BCG und Prognos 2018), „KS80 bzw. KS95 (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015), „UBA 95“ (UBA 2017c)

Der in den Szenarien vorgesehene deutliche Rückgang der Erdgasverstromung zwischen 2030 und 2050 geht allerdings nicht im gleichen Maße mit einem Rückgang von installierter Gaskraftwerkskapazität einher, denn auch Mitte des Jahrhunderts werden Erdgaskapazitäten noch als „back up“ benötigt, um in Zeiten witterungsbedingt sehr geringer PV- und Windeinspeisung (speziell im Falle einer sog. „Dunkelflaute“) eine sichere und kontinuierliche Stromerzeugung zu gewährleisten. Die Volllaststunden von Gaskraftwerken müssen aber spätestens nach 2030 kontinuierlich sinken, damit die CO₂-Emissionen entsprechend der Klimaziele zurückgehen.

Synthetisches Gas

Langfristig, ab etwa 2040, könnte verstärkt synthetisches Gas statt Erdgas verstromt werden. Dieses Gas könnte im In- oder Ausland auf Basis von mit erneuerbaren Energien erzeugtem Wasserstoff und unter Zuführung von CO₂ produziert werden (sog. „Power-to-Gas“, PtG) und ist potenziell – je nach verwendeter CO₂-Quelle – klimaneutral. Zu beachten sind hierbei allerdings die relativ hohen energetischen Umwandlungsverluste während des Erzeugungsprozesses (DBI Gastechnologisches Institut et al. 2017), die eine Herstellung zumindest auf der Basis heimischer erneuerbarer Energien begrenzen. Die entsprechenden Technologien sind derzeit noch in der Entwicklung, so dass noch erhebliche Unsicherheiten bezüglich der Kosten bestehen.

Der Rückgang der Erdgasverstromung zwischen 2030 und 2050 geht nicht mit einem entsprechenden Rückgang von installierter Gaskraftwerkskapazität einher, denn Erdgaskapazitäten werden weiter als „back up“ benötigt.

Synthetisches Gas kann klimaneutral hergestellt werden, es entstehen jedoch relativ hohe energetische Umwandlungsverluste.

Synthetisches Gas könnte insbesondere dort eingesetzt werden, wo eine Elektrifizierung schwierig ist (etwa bei Flugzeugen, Schiffen, Lastwagen). Vorteilhaft ist auch, dass die bestehende Gasinfrastruktur (Netze und Speicher) weiter genutzt werden kann. Unterschiedliche Szenarien weisen jedoch sehr unterschiedliche Anteile von synthetischem Gas (und synthetischen Kraftstoffen insgesamt) aus (vgl. etwa DENA 2018). Als Fazit kann festgehalten werden, dass PtG in der Energiewirtschaft, insbesondere aufgrund seiner Speicherfähigkeit, in einem künftigen Energiesystem Anwendung finden wird. Von einer Substitution von Erdgas in der Breite kann allerdings alleine aufgrund der hohen Umwandlungsverluste nicht ausgegangen werden.

3.4 BEDEUTUNG VON SPEICHERTECHNOLOGIEN

- » Speicher, mit denen Strom gespeichert und bei Bedarf ergänzend in das Netz eingespeist werden kann, werden in Zukunft an Bedeutung gewinnen.
- » Für kurzfristige Anwendungen haben Speichertechnologien bereits eine hohe technologische Reife und ihre Kosten sinken rapide.
- » Mittel- bis langfristig besteht Entwicklungsbedarf, insbesondere für sog. saisonale Speicher, die große Energiemengen über lange Zeiträume speichern können.
- » Mittelfristig werden aber auch andere Flexibilisierungsoptionen, etwa Sektorkopplung, stromgeführte Kraft-Wärme-Kopplung und Demand-Side Management (auch mit Hilfe von Wärmespeichern), noch kostengünstiger sein als Stromspeicher.
- » Die Verfügbarkeit von Stromspeichern ist daher kein limitierender Faktor für die Umsetzung des Kohleausstiegs.

Netzgekoppelte Stromspeicher vs. flexible Stromverbraucher und nicht netzgekoppelte Energiespeicher

Für die Bewertung der Frage, welche Rolle Speicher im Rahmen des Transformationsprozesses spielen, muss zwischen netzgekoppelten Stromspeichern und flexiblen Stromverbrauchern unterschieden werden. Das entscheidende Merkmal eines netzgekoppelten Stromspeichers ist, dass Strom ein- und vor allem auch wieder ausgekoppelt werden kann. Dies unterscheidet netzgekoppelte Stromspeicher etwa von Batterien für Laptops, Handys etc., aus denen kein Strom mehr in das Stromnetz zurückfließt. Beispiele etablierter Technologien für netzgekoppelte Stromspeicher sind Pumpspeicherkraftwerke, Batterien (z. B. Akkus von E-Autos), Schwungräder etc.

Netzgekoppelte Stromspeicher machen eine aktive Stromeinspeisung zurück in das Stromnetz möglich.

Jenseits von netzgekoppelten Stromspeichern gibt es eine Reihe von Energiespeichern, die auch ohne Netzkopplung Berührungspunkte mit dem Stromsystem haben - aus denen aber kein Strom in das Stromnetz eingespeist werden kann. Zu beachten ist hierbei allerdings, dass abhängig von der eingesetzten Technik teils erhebliche Energieverluste mit derartigen Speichern verbunden sein können. Ein Beispiel sind etwa Wärmespeicher. Durch sie können z. B. Produktionsprozesse in der Industrie flexibilisiert werden. Ein weiteres Beispiel sind die sog. Power-to-X Systeme, die sich gegenwärtig in der Entwicklung befinden. Hier werden Energieträger (wie etwa Wasserstoff) durch Strom synthetisch hergestellt (vgl. Kap. 3.3). Auch hier besteht die Möglichkeit, die Produktion vorzugsweise dann vorzunehmen, wenn ein großes Angebot von Solar- und Windstrom bei sonst geringer Nachfrage herrscht. Eine spätere Rückwandlung der synthetisch hergestellten Energieträger in Strom ist zwar möglich, eine Nutzung in anderen Sektoren aber wirtschaftlicher. Eine Produktion dieser Energieträger auf Basis von Strom aus fossil betriebenen Kraftwerken führt aufgrund der hohen Umwandlungsverluste nur zu zusätzlichen CO₂-Emissionen.

Speicherbedarf und Optionen

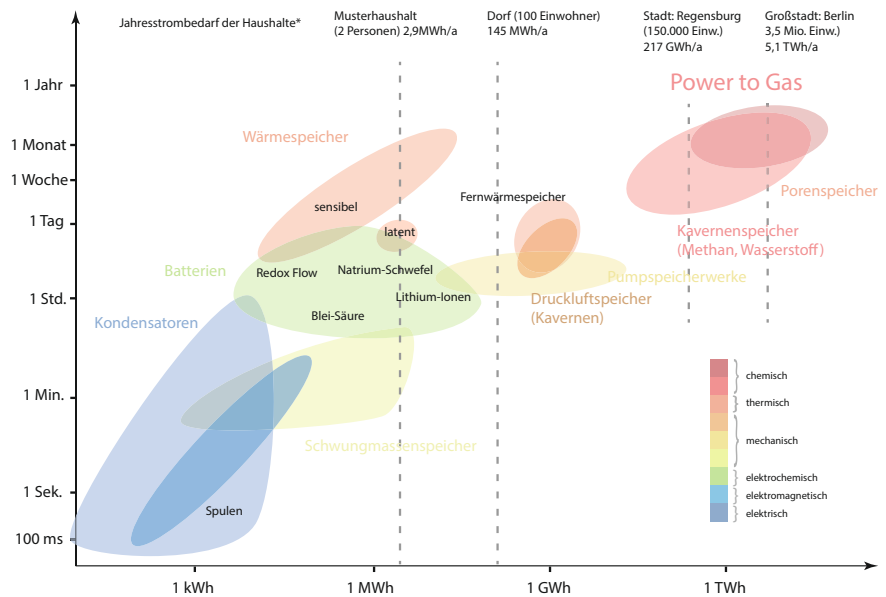
Aktuell wird der überwiegende Anteil der Stromspeicherleistung über Pumpspeicherkraftwerke zur Verfügung gestellt. Die Angaben zur Speicherleistung variieren aufgrund unterschiedlicher Bewertungen zwischen 6 und 11 GW, bei einem Speichervolumen von ca. 40 GWh (BCG und Prognos 2018; Deutscher Bundestag 2017).

Durch den zukünftig steigenden Anteil von fluktuierenden erneuerbaren Energien wird auch der Speicherbedarf ansteigen, um Angebot und Nachfrage ausgleichen zu können. Dabei gibt es sehr unterschiedliche Einsatzfelder, von Kurzzeitspeichern, die Strom zur Netzstabilisierung für weniger als eine Sekunde speichern, bis hin zu sog. saisonalen Speichern, die große Mengen Energie über lange Zeiträume kostengünstig und verlustfrei speichern können müssen (vgl. Abb. 3.4.1). Ohne hier auf

Viele kurzfristige Speicher verfügen bereits über eine hohe technologische Reife. Entwicklungsbedarf besteht insbesondere für sog. saisonale Speicher.

Spezifika und Entwicklungsstände einzelner Technologien eingehen zu können, lässt sich sagen, dass Entwicklungsbedarf insbesondere für saisonale Speicher besteht, während viele kurzfristige Speicher bereits über eine hohe technologische Reife verfügen (Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI und IZES 2018; VDI 2017; Fraunhofer 2015).

Abb.3.4.1: Vergleich verschiedener Energiespeicher: Speicherkapazität und Ausspeicherdauer



Quelle: eigene Darstellung auf Basis von Sterner und Stadler 2017

* ohne Industrie und GHD; Strombedarf pro Person: 1,45 MWh/a. Die Datenwolken geben Bereiche an, in denen sich einzelne heute bereits realisierte Anlagen in Deutschland bewegen.

Saisonale Speicher werden erst bei einem sehr hohen Anteil erneuerbarer Energien am Strommix gebraucht.

Ein erheblicher Bedarf für saisonale Speicher wird in den meisten Szenarien und Studien erst für ein Energiesystem prognostiziert, das zu einem überwiegenden Teil Strom aus Erneuerbaren bereitstellt (VDI 2017; Agora Energiewende 2014; acatech, Akademienunion und Leopoldina 2015). Bis dahin können die steigenden Flexibilisierungsbedarfe über kostengünstigere Optionen wie Flexibilisierung des Stromverbrauchs (inkl. Wärmespeicher), Netzausbau, Kurzzeitstromspeicher und Gaskraftwerke gewährleistet werden (vgl. Kap. 3.1). Erst für den folgenden Ausstieg aus der Erdgasverstromung werden saisonale Speicher nötig (wie etwa Power-to-X). Insofern stellt die Verfügbarkeit von Stromspeichern keinen limitierenden Faktor für den Transformationsprozess im Stromsektor dar.

Bis 2040 ist mit einem Kostenrückgang um 60 % bei Kurzzeitspeichern zu rechnen, z. B. für Elektrofahrzeuge und Photovoltaikanlagen in Haushalten.

Für Batteriespeicher wird mittel- bis langfristig das größte Potenzial in Elektrofahrzeugen und PV-Anlagen in Haushalten erwartet (acatech, Akademienunion und Leopoldina 2015). Hier sind die Kosten in den letzten Jahren stark gesunken und die Internationale Energieagentur (IEA) geht von einem weiteren Kostenrückgang um 60 % bis 2040 aus (IEA 2017c). Bereits heute sind Batteriespeicher für PV-Anlagen schon wettbewerbsfähig, soweit sie zur Optimierung des Eigenverbrauchsanteils verwendet werden.

3.5 VERSORGUNGSSICHERHEIT IM BEREICH STROM

- » Die Versorgungssicherheit hat verschiedene Dimensionen: Im Vordergrund stehen die gesichert vorhandene Leistung entsprechend der jeweils abgefragten Last sowie die Netz- und Systemstabilität (die u. a. über die sog. Systemdienstleistungen abzusichern ist).
- » Aufgrund heute vorhandener Überkapazitäten können in Deutschland – auch bei gleichzeitigem Ausstieg aus der Kernenergie – weitere Schritte zur Reduzierung der Kohleverstromung gegangen werden. Dabei kann hinreichend gesichert vorhandene Leistung durch ein Zusammenspiel von erneuerbaren Energien, Reserve- und Gaskraftwerken, Kurz- und Langzeitspeichern, flexiblen Lasten und Austausch mit dem Ausland bereitgestellt werden.
- » Die gegenwärtig von Kohlekraftwerken bereitgestellten Systemdienstleistungen können von bereits heute verfügbaren anderen Technologien (Gaskraftwerke, erneuerbare Energien, Speicher) übernommen werden.

Eine sichere und unterbrechungsfreie Stromversorgung ist ein zentraler Baustein für den Wirtschaftsstandort Deutschland. Versorgungssicherheit gliedert sich in verschiedene Dimensionen: Im Vordergrund steht, dass eine langfristig ausreichende, gesichert vorhandene Leistung zur Verfügung gestellt wird. Zum anderen müssen wesentliche Systemparameter (Spannung, Frequenz) auch kurzfristig in ihrem jeweiligen Nennbereich stabil gehalten werden (Netz- und Systemstabilität). Hiervon zu unterscheiden ist die aktive Netzführung durch den sog. Redispatch, d. h. die kurzfristige Anpassung der Fahrweise von Kraftwerken gegenüber der ursprünglichen Planung (vgl. Kap. 1.4).

Zur Versorgungssicherheit gehören sowohl die gesicherte Leistung als auch andere kurzfristige Systemdienstleistungen.

Methodische Ansätze zur Berechnung der gesicherten Leistung

Im gesamten Stromsystem ist sicherzustellen, dass zu jedem Zeitpunkt mit hoher Wahrscheinlichkeit jede auftretende Last durch eine entsprechende Erzeugungskapazität gedeckt werden kann. Der diesbezügliche Nachweis wird klassischerweise über Leistungsbilanzen erbracht, die die folgenden Elemente berücksichtigen:

- Zur Verfügung stehende konventionelle thermische Kraftwerke,
- Pumpspeicherkraftwerke,
- Kraftwerke auf Basis von erneuerbaren Energien,
- Kraftwerke der Netzreserve und Sicherheitsbereitschaft,
- Nicht einsetzbare Kraftwerke, Revision und Ausfälle,
- Möglichkeiten der Absenkung kontrahierter Lasten,
- Vorhaltung von Kraftwerksleistung für Systemdienstleistungen.

Abhängig von der methodischen Herangehensweise, werden darüber hinaus auch weitere Elemente bei der Leistungsbilanzierung berücksichtigt:

Es gibt unterschiedliche methodische Ansätze die gesicherte Leistung zu berechnen.

- Gesicherte Leistung durch die Einbettung in einem europäischen Gesamtsystem,
- Reaktivierbare Kraftwerke aus der Kaltreserve,
- Netzersatzanlagen (Notstromaggregate),
- Marktbasierte Lastanpassung,
- Dezentrale Speicher.

Für die perspektivische Betrachtung wird bei jeder Form der Leistungsbilanzierung die künftige Nachfrage- und Kraftwerkskapazitätsentwicklung aufgrund von Neubau und Stilllegungen berücksichtigt.

Entwicklung der gesicherten Leistung und Spielräume für zusätzliche Stilllegungen von Kraftwerken

Von den 216 GW Kraftwerksleistung tragen 118 GW zur gesicherten Leistung bei.

Die Frage nach einer künftig vorhandenen Versorgungssicherheit erfordert eine Prognosebetrachtung ausgehend vom aktuellen Kraftwerkspark. In 2017 waren in Deutschland rund 216 GW Netto-Kraftwerksleistung installiert (BNetzA 2018a; UBA 2018a), wovon etwa 118 GW Kraftwerken zuzurechnen ist, welche prinzipiell einen substanziellen Beitrag zur gesicherten Leistung liefern können. Für zukünftige Betrachtungen müssen Annahmen über die Außerbetriebnahme von Kraftwerken und die Installation neuer Kraftwerke getroffen werden. Zu berücksichtigen sind insofern die Stilllegung der letzten Kernkraftwerke Ende des Jahres 2022 und das Auslaufen der Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft im Oktober 2023 (zusammen 12,2 GW). Hinzu kommen Stilllegungen von Kraftwerken aus ökonomischen Gründen in aus heutiger Sicht unbekannter Höhe. Dem ist bis 2020/2023 ein Neubau von etwa 2 bis 4 GW Kraftwerksleistung (BNetzA 2018a) gegenüberzustellen.

Für die Bewertung der Versorgungssicherheit ist das Jahr 2023 ein wichtiger Meilenstein, da dann die letzten Atomkraftwerke vom Netz gegangen sein werden.

Für die Frage nach Spielräumen für zusätzliche Stilllegungen von Kraftwerken ist insofern das Jahr 2023 von Interesse. Sie wird auf Basis der o. g. unterschiedlichen methodischen Ansätze allerdings im Ergebnis sehr unterschiedlich beantwortet:

Die Betrachtungsweise der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) führt für das laufende Jahr zu folgendem Ergebnis: Die ÜNB gehen für das Jahr 2018 von einer gesicherten Leistung von 87 GW aus. Die Höchstlast inkl. der benötigten Kraftwerksleistung zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen und der heute möglichen Lastreduktion wird für 2018 in einer Größenordnung von etwa 82 bis 84 GW gesehen. Perspektivisch kommen die ÜNB zu dem Ergebnis, dass die Höhe der gesicherten Leistung kontinuierlich sinkt und im Jahr 2020 auf Höhe der Höchstlast liegt (50Hertz u. a. 2017). Die Stilllegung der letzten Atomkraftwerke bis zum Jahr 2022 würde demnach ohne zusätzliche Maßnahmen zu einer Deckungslücke bei der gesicherten Leistung führen. Bei dieser Betrachtung werden allerdings diverse o. g. Möglichkeiten, gesicherte Leistung bereitzustellen, nicht berücksichtigt oder diesbzgl. nur sehr „konservative“ Einschätzungen vorgenommen. So repräsentieren die in der Analyse der ÜNB angenommenen Verfügbarkeiten von konventionellen und erneuerbaren Kraftwerken eher eine untere Grenze der wahrscheinlich vorhandenen Verfügbarkeiten (Bundesnetzagentur 2018).

Auch der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) kommt zu dem Schluss, dass im Jahr 2023 eine Deckungslücke vorliegt. Für 2025 schätzt er, dass etwa 75 GW konventionelle Kraftwerkskapazität in Betrieb seien und damit rund 15 GW weniger als im Jahr 2018. Nach den Berechnungen des BDEW liegt die verfügbare konventionelle Kapazität damit unterhalb der Höchstlast von mehr als 80 GW (BDEW 2018). Bei dieser Einschätzung bleibt allerdings die Verfügbarkeit von über konventionelle thermische Anlagen hinausgehenden disponiblen Erzeugungseinheiten wie Abfallverbrennungsanlagen, Pumpspeicher, Biomasse- und Laufwasserkraftwerke etc., die heute zusammen eine installierte Leistung von über 11,8 GW umfassen, ebenso unberücksichtigt wie abschaltbare Lasten.

Zur Bewertung der gesicherten Leistung im Jahr 2023 (ohne weitere Maßnahmen) gibt es unterschiedliche Einschätzungen.

Agora Energiewende greift die Leistungsbilanz der ÜNB auf, kommt allerdings unter Berücksichtigung zusätzlicher im Ausland kontrahierbarer Leistung und der Annahme höherer Verfügbarkeitswahrscheinlichkeiten der Energiewandler zu dem Schluss, dass 2023, trotz der geplanten Außerbetriebnahme der letzten Kernenergieanlagen und dem Auslaufen der Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft (vgl. Kap. 5.3) von zusammen 12,2 GW, noch eine Überkapazität von 10 bis 15 GW an gesicherter Leistung verbleibt. Dabei berücksichtigt Agora Energiewende die Realisierung marktlicher Lastmanagementpotenziale (Agora Energiewende 2017c).

Studien mit einem Betrachtungszeitraum über 2023 hinaus zeigen Wege auf, wie auch bei einer Transformation des Energiesystems entsprechend der Klimaziele die Bereitstellung von genügend gesicherter Leistung möglich ist. Dabei werden detaillierte Fundamentalmodelle des europäischen Energiemarktes verwendet und Kraft-

werksverfügbarkeit sowie Kraftwerkeinsatz in stündlicher Auflösung berechnet. Als Rahmenbedingung wird angenommen, dass erneuerbare Energien ausgebaut, Speicher auf Basis vorhandener Technologien installiert und Lastmanagement sowie eine starke Integration in den europäischen Strommarkt realisiert werden. Ein Zubau von Gaskraftwerken ist dann nur in einem sehr beschränkten Maße, vorwiegend als reine Backup-Kraftwerke, notwendig (wegen der niedrigen Kapitalkosten, aber hohen Produktionskosten) (Prognos und Öko-Institut 2017; IZES 2015; Öko-Institut 2017c; Energy Brainpool 2017a). Konsens dürfte insofern bestehen, dass sowohl bei Stilllegungen, als auch bei einem ggf. notwendigen Neubau von Gaskraftwerken aus Netzstabilitätsgründen die geografische Verteilung der Kraftwerke zu berücksichtigen ist.

Jenseits der hier behandelten Frage, welche technischen Kapazitäten für die Versorgungssicherheit existieren, sei an dieser Stelle explizit auf Kap. 1.1 verwiesen in dem die institutionellen Prozesse dargestellt sind, mit denen in Deutschland sichergestellt wird, dass Kraftwerksstilllegungen nicht zu Lücken in der Versorgungssicherheit führen.

Bereitstellung von Systemdienstleistungen

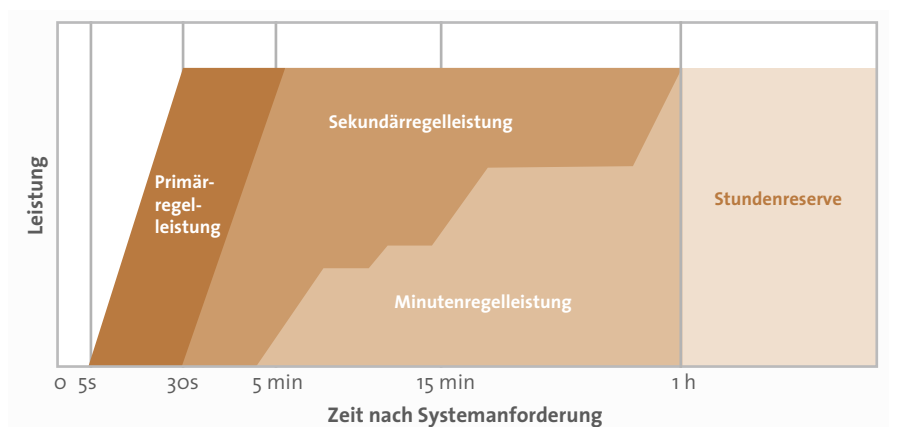
Zur Sicherstellung eines stabilen und robusten Stromsystems sind überdies die sog. Systemdienstleistungen entscheidend. Sie sichern Frequenz-, Spannungsstabilität und erlauben einen Versorgungswiederaufbau nach einem Stromausfall. Die Sicherstellung der Deckung der Stromnachfrage wird durch einen zeitlich gestaffelten Regelmechanismus sichergestellt. Abb. 3.5.1 zeigt die marktlich ausgeschriebenen Systemdienstleistungen. Neben diesen gibt es noch weitere Systemdienstleistungen, welche heute implizit erbracht oder über spezifische Verträge mit den ÜNB gesichert werden. Dies sind unter anderem die Momentanreserve, Blindleistungsmanagement, Schwarzstartfähigkeit und die Bereitstellung von Kurzschlussströmen (vgl. Box 3.1).

Diese Systemdienstleistungen werden momentan nahezu ausschließlich von konventionellen Kraftwerken bereitgestellt. Im Rahmen einer Reduktion der Kohleverstromung können diese Systemdienstleistungen zunehmend von heute bereits verfügbaren Technologien (Gaskraftwerke, Erneuerbare, Speicher) übernommen werden.

Ein Zubau von Gaskraftwerken ist nur in einem sehr beschränkten Maße (als reine Backup-Kraftwerke) notwendig.

Die heute von Kohlekraftwerken bereitgestellten Systemdienstleistungen können von bereits verfügbaren anderen Technologien (Gaskraftwerke, Erneuerbare, Speicher) übernommen werden.

Abb. 3.5.1: Netzanforderungen an Kraftwerke zur Primär- und Sekundärregelleistung sowie Minuten- und Stundenreserve



Quelle: Eigene Darstellung nach (Görner 2016)

Box 3.1: Systemdienstleistungen

Primärregelleistung:	Marktlich ermittelter, durch alle am Stromnetz beteiligten ÜNB zur Verfügung gestellter Leistungspuffer, der nach spätestens 30 Sekunden vollumfänglich und bis zu 5 Minuten zur Verfügung stehen muss.
Sekundärregelleistung:	Marktlich ermittelte, durch den von einer Störung betroffenen ÜNB zur Verfügung gestellte Leistungsreserve, die nach spätestens 5 Minuten vollumfänglich zur Verfügung stehen muss.
Minutenreserve:	Marktlich ermittelte, innerhalb von 15 Minuten vollständig zu erbringende Leistung.
Stundenreserve:	Ist kein Produkt am Regelenergiemarkt. Konnte eine Bilanzabweichung nach 60 Minuten nicht vom Verursacher behoben werden, ist der Verursacher der Abweichung selbst dafür verantwortlich, einen Ausgleich über den Intraday-Handel an der Spotbörse oder über außerbörslichen Handel durchzuführen.
Momentanreserve:	Unmittelbar mit dem Zeitpunkt einer Störung, aufgrund der sich im System befindlichen trägen rotierenden Massen, in den Generatoren konventioneller Kraftwerke zur Verfügung stehende Reserve.
Blindleistungsmanagement:	Um die Versorgungssicherheit zu garantieren, ist auch das Einhalten von spezifischen Spannungswerten im kompletten Netz notwendig. Dies wird über das Blindleistungsmanagement realisiert, das heute vor allem über die konventionellen Kraftwerke (Synchrongeneratoren) realisiert wird.
Kurzschlussströme:	Im Falle eines Kurzschlusses einer Leitung oder eines Transformators wird dieser durch fest installierte Schutzvorrichtungen automatisch vom Netz getrennt. Damit diese Schutzvorrichtungen auslösen, muss zwischen dem Netz und der Fehlerstelle ein Kurzschlussstrom fließen, welcher heutzutage automatisch aus den Synchrongeneratoren der thermischen Kraftwerke bereitgestellt wird. Eine Reduzierung der konventionellen Kraftwerkskapazität verringert prinzipiell das Kurzschlussstromniveau. Allerdings reduziert der in den nächsten Jahren realisierte Netzausbau den Kurzschlussstrombedarf. Es wird mittelfristig kein Handlungsbedarf bzgl. einer zusätzlichen Kurzschlussstrombereitstellung gesehen (Bundesnetzagentur 2015).

3.6 TRANSFORMATION IM BEREICH DER ERZEUGUNG VON WÄRME AUS KOHLE

- » Im Rahmen eines Ausstiegs aus der energetischen Nutzung von Kohle ist auch die Sicherstellung der Wärmeversorgung zu berücksichtigen.
- » Kohlekraftwerke produzieren durch Kraft-Wärme-Kopplung 3,5 % der gesamten Wärme in Deutschland. Diese Wärme wird sowohl zum Heizen von Gebäuden als auch in industriellen Produktionsprozessen verwendet.
- » Die im Kohlebereich typischen größeren Kraftwerksblöcke koppeln zum Teil keine oder nur sehr wenig Wärme aus (Ausnahmen sind die Braunkohlekraftwerke Schwarze Pumpe, Schkopau, Lippendorf). Daher ist es bei größeren Kraftwerksblöcken vergleichsweise einfach, die Wärmeproduktion – sofern vorhanden – zu ersetzen oder auch nur die Blöcke aus dem Gesamtverbund stillzulegen, die keinen Beitrag zur Wärmeversorgung leisten.
- » Mittelfristig ist der Verzicht auf Wärmeversorgung auf Basis von Kohle möglich. Für den Ersatz von Kohle-Kraft-Wärme-Kopplung stehen technologische Alternativen zur Verfügung (Substitution durch Erdgas oder Abfall oder die Nutzung industrieller Abwärme). Für Genehmigungsverfahren, Ausschreibungen und den Bau der Ersatzanlagen muss mit einem Zeitraum von 4 bis 5 Jahren gerechnet werden. Zu beachten ist, dass die Klimaziele letztlich eine Umstellung auf treibhausgasneutrale Wärmeerzeugung durch erneuerbare Energien erforderlich machen.

Wärmebereitstellung durch Kohlekraftwerke

Viele Kohlekraftwerke sind KWK-Anlagen. Dies bedeutet, dass die bei der Stromerzeugung produzierte Abwärme nutzbar gemacht wird, etwa zur Beheizung und Warmwasserbereitung oder für Produktionsprozesse (z. B. Prozessdampf). Durch diese Kopplung erhöht sich der Nutzungsgrad der eingesetzten Primärenergie deutlich. Bei einer Reduzierung von Kohlekapazitäten muss der Umstand, dass viele Kohlekraftwerke Wärme auskoppeln, berücksichtigt werden.

Insgesamt spielt der Energieträger Kohle für die Wärmeversorgung aber eine vergleichsweise geringe Rolle (vgl. Tab 3.6.1). Bezogen auf die gesamte Wärmenutzung beträgt der Kohle-KWK-Anteil 3,5 %. Von der gesamten KWK-Wärmeerzeugung von insgesamt 224 TWh in 2016 entfallen nur 31,4 TWh auf die Steinkohle und 18 TWh auf die Braunkohle, der Rest entfällt im Wesentlichen auf Erdgas und Biomasse. Im KWK-Wärmemarkt beträgt der Kohleanteil insgesamt nur 22 %. In bestimmten Regionen besteht für die Abnehmer jedoch eine strukturelle Abhängigkeit (etwa über Anschluss an Wärmenetze). Hier ist ein Ersatz grundsätzlich möglich, jedoch ist hierfür in der Regel ein entsprechender zeitlicher Vorlauf erforderlich.

Mit Blick auf die Wärmebereitstellung lassen sich drei Kraftwerks-Kategorien bilden (vgl. Tab. 3.6.1):

I. Braun- und Steinkohlekraftwerke, die keine Wärme auskoppeln

Die installierte Leistung der Steinkohlekraftwerke, die keine Wärme auskoppeln, beträgt aktuell 4,9 GW. Davon ist für 0,7 GW bereits eine Stilllegung geplant (endgültige Stilllegungsanzeigen für die Blöcke Gernsteinwerk und Lünen 6 liegen bei der BNetzA vor) (BNetzA 2018c), so dass im Jahr 2020 die installierte Leistung der Steinkohlekraftwerke ohne KWK etwa 4,2 GW betragen wird. Davon wurden 2,7 GW vor 1990 errichtet. 1,5 GW entfallen auf neuere Kraftwerke, die erst in den letzten Jahren in Betrieb genommen wurden (vgl. auch Darstellung in Kap. 1.1, Abb. 1.1.3). Die installierte Leistung der Braunkohlekraftwerke, die keine Wärme auskoppeln, beträgt aktuell 7 GW. Davon wird bis 2020 eine Kraftwerkskapazität von 0,9 GW in

Bei einer Reduzierung von Kohlekapazitäten muss der Umstand, dass viele Kohlekraftwerke Wärme auskoppeln, berücksichtigt werden.

Kohle spielt für die Wärmeversorgung nur eine vergleichsweise geringe Rolle. Bezogen auf die gesamte Wärmenutzung beträgt der Kohle-KWK-Anteil nur 3,5 %.

Aktuell werden 4,9 GW Steinkohlekraftwerke zur reinen Stromproduktion (ohne Wärme) eingesetzt.

die sog. Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft überführt. In 2020 sind dann noch Braunkohle-Kraftwerkskapazitäten mit einer installierten Leistung von 6,1 GW ohne Wärmeauskopplung in Betrieb.

II. Braun- und Steinkohlegroßkraftwerke

Viele Großkraftwerke koppeln Wärme nur in geringen Mengen aus. Lediglich bei drei Kraftwerken liegen die Wärmenutzungsanteile höher (Schwarze Pumpe, Schkopau, Lippendorf).

Viele Großkraftwerke (> 200 MW) dienen vorwiegend der Stromproduktion und koppeln Wärme nur in geringen Mengen aus (vgl. Tab. 3.6.1). Dabei werden oft mehrere Blöcke an einem Standort betrieben. Bei einer Abschaltung älterer Kraftwerksblöcke könnten die verbleibenden, neueren Kraftwerksblöcke die Wärmeversorgung übernehmen. Soweit Ersatzanlagen errichtet werden müssen, kann es auch eine Option sein, dass Kraftwerke für eine Übergangszeit reduziert in dem Maße weiterbetrieben werden, wie es für die Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung notwendig ist. Die Leistung solcher großer Steinkohlekraftwerke mit geringen KWK-Anteilen beträgt 6 GW. Davon entfallen 3,5 GW auf Anlagen mit Inbetriebnahme ab 1990 und 2,5 GW auf Anlagen mit Inbetriebnahme vor 1990. Bei den meisten großen Braunkohlekraftwerken beträgt der Anteil der Wärmenutzung weniger als 3 % der Energiemenge der Stromproduktion. Lediglich bei drei Kraftwerken liegen die Wärmenutzungsanteile höher: Für Schwarze Pumpe und Schkopau liegen diese bei 21 % bzw. 14 % (vorwiegend industrielle Wärmenutzung) sowie für Lippendorf 8 % (Einspeisung von Wärme in Fernwärmenetze) (Öko-Institut 2017a).

III. Kleine Braun- und Steinkohlekraftwerke vorwiegend zur Wärmeproduktion

Zwei Drittel der Wärmeproduktion durch Kohle entfällt auf kleine Kraftwerke mit < 200 MW Leistung.

Der überwiegende Anteil der mit Kohle produzierten Wärme wird von von kleinen KWK-Anlagen (< 200 MW) bereitgestellt. Hierbei handelt es sich häufig um kommunale Anlagen, die in örtliche Wärmenetze einspeisen und die hauptsächlich zur Wärmeproduktion betrieben werden. Ihre elektrische Leistung beträgt insgesamt nur 3,9 GW.

Tab 3.6.1: Leistung von Kohlekraftwerken, KWK-Anlagen und Wärmebereitstellung

Energieträger	Elektrische Leistung (GW _{el})	Davon KWK-Anlagen (GW _{el})	Wärmeproduktion 2016 (TWh _{th})
Braunkohle	20	12,9	18,0
davon > 200 MW	18,9	11,9	5,8
davon ≤ 200 MW	1,0	1,0	12,2
Steinkohle	21,9	17,0	31,4
davon > 200 MW	18,8	14,1	11,5
davon ≤ 200 MW	3,1	2,9	19,9

Quellen: a Angaben zur elektrischen Leistung basierend auf der Kraftwerksliste im Anhang (Leistung der Anlagen, die Ende 2017 in Betrieb waren) und zusätzlich noch Kraftwerke mit einer Leistung < 50 MW (+ 0,4 GW bei den Steinkohle-Kraftwerken und + 0,4 GW bei den Braunkohle-Kraftwerken) b Angaben zur Wärmeproduktion: blockscharfe Angaben basierend auf Öko-Institut (2018), skaliert basierend auf Umweltbundesamt (2018);

Transformation der Wärmeversorgung durch Kohle-KWK

Technische Alternativen für Kohle-KWK sind vorhanden. Sie umfassen z. B. die Substitution durch andere Energieträger (Erdgas, Abfall, Abwärme), idealerweise kombiniert mit Verbrauchsreduktion durch mehr Energieeffizienz. Zum Teil können auch andere Erzeugungsanlagen am Standort die Wärmeversorgung übernehmen. Für Genehmigungsverfahren, Ausschreibungen und den Bau von Ersatzanlagen muss mit einem Zeitraum von 4 bis 5 Jahren gerechnet werden. Mittel- bis langfristig ist zu beachten, dass die Klimaziele letztlich eine Umstellung auf eine vollständig THG-neutrale Wärmeerzeugung, wie Abwärmequellen und erneuerbare Energien, erforderlich machen.

Das KWK-Gesetz setzt aktuell starke Anreize, ältere Kohle-KWK-Anlagen zu ersetzen. Es sieht vor, dass neue KWK-Anlagen auf Basis von Erdgas, flüssigen Brennstoffen, Biomasse oder Abfall, die bis zum 31.12.2022 in Betrieb gehen, eine Förderung erhalten. Für den Ersatz von Kohlekraftwerken wird zudem ein Bonus gezahlt. Viele Betreiber planen, bis 2022 bestehende KWK-Kraftwerke durch neuere, CO₂-ärmere Anlagen zu ersetzen (z. B. in Kiel, Cottbus, Chemnitz, Herne). So wird etwa das Kraftwerk Jänschwalde in Kürze nicht mehr für die Wärmeversorgung der Stadt Cottbus benötigt, weil die Stadtwerke gerade eine Ersatzanlage errichten. In einigen Städten gibt es bereits Prozesse für einen vollständigen Ausstieg aus der Kohleverstromung (z. B. München, Berlin).

Welche Ersatzanlagen errichtet werden, hängt von den regionalen Gegebenheiten ab. In Kiel, Cottbus und Chemnitz sollen flexible Gasmotoren installiert werden. In Herne plant die Steag die Errichtung eines Erdgas-GuD-Kraftwerks. In Hannover soll eine Fernwärmeleitung errichtet werden, um Abwärme aus einer Müllverbrennungsanlage zu nutzen. In Wuppertal ist dies bereits geschehen und das alte kohlegefeuerte Heizkraftwerk außer Betrieb genommen worden. In München ist langfristig eine Umstellung der Fernwärmebereitstellung auf Geothermie geplant.

Box 3.2: Energieträgerwechsel Kraft-Wärme-Kopplung - Beispiel Wuppertal

Bis vor kurzem existierten in Wuppertal zwei getrennte Fernwärmenetze. Eines dieser Netze wurde aus dem Kohleheizkraftwerk Elberfeld mit Wärme versorgt und lieferte nicht nur Wärme für viele Haushalte sondern auch für die Wuppertaler Bayerwerke. Das Kraftwerk besteht seit 1900 und wurde mehrfach umgebaut. Zwischen 1969 und 1989 wurde es mit Erdgas betrieben. Der aktuelle, 1989 errichtete Kohleblock ist nun am Ende seiner Lebensdauer angelangt und soll abgeschaltet werden. Um das Fernwärmenetz weiter betreiben zu können, wurde eine 3,2 km lange Verbindungsleitung zur kommunalen Müllverbrennungsanlage errichtet. Diese wurde am 7. Juli 2018 offiziell in Betrieb genommen und kostete die Stadtwerke rund 40 Mio. Euro. Damit endete die rund 120-jährige Ära der Kohleverstromung in Wuppertal. Die Stadtwerke gehen davon aus, durch die gesamten Maßnahmen 450.000 t CO₂ jährlich einsparen zu können.

Technische Alternativen für Kohle-KWK sind vorhanden

Für Genehmigungsverfahren, Ausschreibungen und den Bau von Ersatzanlagen muss mit einem Zeitraum von 4 bis 5 Jahren gerechnet werden.

Viele Betreiber planen, bis 2022 bestehende KWK-Kraftwerke durch neuere, CO₂ ärmere Anlagen zu ersetzen.

STRUKTURWANDEL UND TRANSFORMATIONSKOSTEN

ZUSAMMENFASSUNG

Ein politisch induzierter beschleunigter Kohleausstieg geht mit Transformationskosten einher, führt jedoch auch zu erheblichem Nutzen, der diese Kosten deutlich überwiegt. Um die regionalökonomischen Herausforderungen eines Kohleausstiegs zu beleuchten, gibt Kapitel 4.1 einen Überblick über die regionale Wirtschaft in den Braunkohleregionen. Im Anschluss betrachtet Kapitel 4.2 die Beschäftigungseffekte des Ausstiegs aus der Braun- und Steinkohleverstromung. Kapitel 4.3 zeigt Möglichkeiten für einen erfolgreichen Strukturwandel auf. Kapitel 4.4 dient dazu, die Kosten eines beschleunigten Strukturwandels sowie einer temporären Erhöhung der Börsenstrompreise aufzuzeigen. Desweiteren werden die neben der Bedeutung für den Klimaschutz zusätzlichen positiven Effekte eines Kohleausstiegs benannt, wie vermiedene Tagebauerweiterungen, verminderte Umwelt- und Gesundheitsschäden sowie die Chance für betroffene Regionen sich durch bereitgestellte Fördermittel hin zu neuen nachhaltigen Geschäftsfeldern zu entwickeln. Kapitel 4.5 befasst sich mit den Renaturierungskosten der Tagebaue.

REGIONALE WIRTSCHAFT IN DEN BRAUNKOHLEREGIONEN

Die Braunkohleindustrie konzentriert sich im Rheinischen Revier (Nordrhein-Westfalen), im Lausitzer Revier (Brandenburg und Sachsen) sowie im Mitteldeutschen Revier (Sachsen und Sachsen-Anhalt). Sie ist hier für einige Landkreise strukturprägend. Dies sind v. a. der Rhein-Erft-Kreis und der Rhein-Kreis Neuss im Rheinischen Revier, die Landkreise Spree-Neiße und Görlitz im Lausitzer Revier und der Landkreis Leipzig sowie der Burgenlandkreis und der Saalekreis im Mitteldeutschen Revier.

Betrachtet man nicht nur die Reviere, sondern die weiter gefassten, wirtschaftlich verflochtenen Regionen, zeigt sich, dass die relative wirtschaftliche Bedeutung der Braunkohle im Rheinland und in Mitteldeutschland vergleichsweise eher gering ist. In beiden Regionen gibt es eine diversifizierte Industrie und gut ausgebaute Infrastruktur, weshalb ein Kohleausstieg leichter verkraftbar ist. In der strukturschwächeren Lausitz kommt der Braunkohle dagegen eine relativ wichtige Rolle zu. Unabhängig vom Kohleausstieg, führt der demografische Wandel in allen Regionen, insbesondere in den ländlich geprägten, zu einem Rückgang der Erwerbsbevölkerung und zu einem Fachkräftemangel.

BESCHÄFTIGUNGSEFFEKTE DES KOHLEAUSSTIEGS

In den vergangenen Jahrzehnten haben sich die Beschäftigtenzahlen sowohl in der Braunkohle- als auch in der Steinkohleindustrie stark reduziert und werden in den nächsten Jahren marktbedingt weiter zurückgehen. Durch einen politisch induzierten Kohleausstieg kann sich dieser Prozess beschleunigen. Aktuell sind noch ca. 18.500 Personen direkt in den Braunkohlekraftwerken und -tagebauen beschäftigt; weitere 4.000 bis 8.000 Personen sind in den Steinkohlekraftwerken tätig.

Bezieht man die indirekt und induziert Beschäftigten mit ein, d. h. die Beschäftigung, die bei Zulieferern der Kohleindustrie entsteht oder durch die Verwendung der Löhne und Gehälter der Beschäftigten für Konsumzwecke, kommen für den Bereich der Braunkohle noch einmal rund 11.000 Personen in den Revieren hinzu. Bundesweit erhöht sich diese Zahl um nochmals 22.000 Personen. Für den Bereich der Steinkohle wird von 4.800 - 9.600 indirekt und induziert Beschäftigten ausgegangen.

Da indirekte und induzierte Jobs bei einem Rückgang der Kohleverstromung zum Teil durch andere Wirtschaftsentwicklungen aufgefangen werden können, müssen sie nicht zwangsläufig wegfallen. So wurden in den letzten Jahren ca. 100.000 neue Arbeitsplätze im Bereich der erneuerbaren Energien in den vom Kohleausstieg am stärksten betroffenen Bundesländern geschaffen. Daher überschätzt eine Addition der direkten, indirekten und induzierten Arbeitsplatzeffekte den Beschäftigungseffekt des anstehenden Kohleausstiegs.

Ein Kohleausstieg bedeutet nicht für alle in der Kohleindustrie Beschäftigten Arbeitslosigkeit. Ungefähr zwei Drittel der direkt in der Braunkohleindustrie Beschäftigten im Jahr 2018 sind bereits älter als 46 Jahre. Daher kann ein großer Teil des Beschäftigungsrückgangs im Kohlesektor durch einen regulären Renteneintritt aufgefangen werden. Beschäftigungsmöglichkeiten bei der Rekultivierung der Tagebaue wirken zusätzlich abfedernd. Der Kohleausstieg kann also so gestaltet werden, dass er kaum negative Auswirkungen für die derzeitige Arbeitnehmergeneration hat. Für folgende Generationen muss der Strukturwandel allerdings aktiv gestaltet werden, so dass sich neue Perspektiven für zukunftsfähige Arbeitsplätze in den Regionen bieten.

MÖGLICHKEITEN FÜR EINEN ERFOLGREICHEN STRUKTURWANDEL

Die negativen Folgen des Kohleausstiegs können durch eine gezielte Strukturpolitik verringert werden. Ein erfolgreicher Strukturwandel erfordert dabei sowohl Maßnahmen für die derzeit jüngeren Beschäftigten der Kohleindustrie, die nicht regulär in Altersrente gehen können, als auch insbesondere Investitionen in die Zukunftsfähigkeit der Braunkohleregionen außerhalb der Kohleindustrie.

Für einen erfolgreichen Strukturwandel bietet sich ein Maßnahmenpaket an, das neben der klassischen Strukturförderung für Wirtschaft und Infrastrukturausbau auch gezielt die Wissenschaft und weiche Standortfaktoren adressiert. Positive Beschäftigungsaussichten, u. a. durch die Energiewende, haben das Potenzial, die verlorenen Stellen in den Regionen mehr als auszugleichen.

Die Finanzierung der Maßnahmen sollte sich in die bestehende Förderstruktur (z. B. EU-Mittel) einordnen und diese sinnvoll ergänzen. Hierbei könnte ein Strukturwandelfonds in Betracht kommen, der sich aus Bundesmitteln speist.

KOSTEN UND NUTZEN DES KOHLEAUSSTIEGS

Eine schrittweise Abschaltung aller Kohlekraftwerke könnte einen leichten Börsenstrompreisanstieg induzieren. Unter der Annahme, dass sich die Auslastung der Gaskraftwerke in den nächsten Jahren ohnehin erhöht, führt ein zusätzlicher Kohleausstieg nur zu einem geringen zusätzlichen Börsenstrompreisanstieg. Die genaue Höhe des Anstiegs ist hierbei u. a. von der Entwicklung der Rohstoffpreise und weiteren Marktentwicklungen abhängig. Da steigende Börsenstrompreise automatisch zu einer sinkenden EEG-Umlage führen, werden die Strompreiseffekte eines Kohleausstiegs für Haushaltskunden und Unternehmen, die nicht von der EEG-Umlage befreit sind, spürbar abgefedert. Ein weiterer Kostenpunkt sind mögliche Sozialplankosten für die Beschäftigten der Kohleindustrie, die nicht regulär in Rente gehen können. Einige Kommunen werden darüber hinaus mit Gewerbesteuerausfällen rechnen müssen.

Ein beschleunigter Kohleausstieg führt andererseits zu einer Reihe von positiven Effekten: Neben der Bedeutung für den Klimaschutz, kann auf den Aufschluss neuer Tagebaue bzw. Tagebauabschnitte verzichtet und damit die Umsiedlung einiger Ortschaften und die Zerstörung weiterer Landschaften vermieden werden. Zum anderen besteht der Nutzen in verminderten Umwelt- und Gesundheitskosten durch verringerte Emissionen von Treibhausgasen und Luftschadstoffen, wie Quecksilber, Schwefeldioxid, Stickstoffoxiden und Feinstäuben. Der Börsenstrompreis für eine Kilowattstunde Kohlestrom deckt dabei aktuell weniger als ein Viertel dieser externen Kosten.

SICHERUNG DER RENATURIERUNG DER TAGEBAUE

Die Betreiber der Braunkohletagebaue sind gesetzlich dazu verpflichtet, für die Folgekosten des Braunkohlebergbaus aufzukommen und in den Bilanzen entsprechende Rückstellungen zu bilden. Allerdings beruhen Zahlen zu Höhe und der Zeitpunkt des Anfallens der Folgekosten auf unternehmensinternen Berechnungen. Ein Großteil der Kosten fällt jedoch erst nach der Schließung des Tagebaus an. Somit besteht die Gefahr, dass das bisherige Rückstellungssystem, insbesondere im Kontext eines beschleunigten Kohleausstiegs, nicht zielführend ist. Um sicher zu stellen, dass die Folgekosten tatsächlich von den Braunkohleunternehmen und nicht von der Allgemeinheit getragen werden, werden verschiedene Maßnahmen wie u. a. ein öffentlich-rechtlicher Fonds diskutiert.

4.1 REGIONALE WIRTSCHAFT IN DEN BRAUNKOHLEREGIONEN

- » Für das Rheinische und das Mitteldeutsche Braunkohlerevier gibt es gute Ausgangsbedingungen für einen Strukturwandel angesichts der Wirtschaftsstruktur in den die Reviere umgebenden Regionen.
- » Die Ausgangsbedingungen des eher strukturschwachen und ländlichen Lausitzer Reviers wie auch der umliegenden Region sind dagegen schwieriger. Im Vergleich zu den anderen Revieren gibt es relativ wenige andere Industriezweige und nur eine mäßige Infrastruktur.
- » Der demografische Wandel führt, unabhängig vom Kohleausstieg, in allen Regionen zu einem Rückgang der Erwerbsbevölkerung und zu einem Fachkräftemangel.

Der Kohleausstieg ist vor allem in den Braunkohlerevieren und -regionen mit regionalwirtschaftlichen Herausforderungen verbunden. Als Braunkohlerevier werden die Landkreise mit aktiven Tagebauen und/oder Kraftwerken von mehr als 50 MW Nettoleistung bezeichnet. Die Braunkohleregion umfasst zusätzlich jene Landkreise, die mit dem Braunkohlerevier durch ausgeprägte Pendlerströme verbunden sind (DIW Berlin u. a. (2018), zur regionalen Abgrenzung der Reviere vgl. Abb. 4.1.1).

In Deutschland gibt es drei Braunkohlereviere: Das Rheinische Revier in Nordrhein-Westfalen, das Lausitzer Revier in Brandenburg und Sachsen sowie das Mitteldeutsche Revier in Sachsen und Sachsen-Anhalt (vgl. Abb. 4.1.1). Gemäß der Braunkohlefördermenge und der Zahl der in der Braunkohleindustrie Beschäftigten, ist das Rheinische Revier das größte Braunkohlerevier Deutschlands, gefolgt von dem Lausitzer Revier und – mit deutlichem Abstand – dem Mitteldeutschen Revier.

Seit 1990 sind die Fördermengen und Beschäftigtenzahlen in allen drei Braunkohlerevieren gesunken (vgl. Abb. 4.1.2). Dabei war der Rückgang im Lausitzer und im Mitteldeutschen Revier nach der Schaffung der Wirtschafts- und Währungsunion 1990 besonders stark. Da dieser Prozess auch zu Strukturbrüchen geführt hat, ist die Skepsis über den anstehenden Kohleausstieg in den ostdeutschen Bundesländern vergleichsweise höher. Darüber hinaus führt der demografische Wandel in allen Regionen, unabhängig vom Kohleausstieg, zu einem Rückgang der Erwerbsbevölkerung und zu einem Fachkräftemangel.

Rheinisches Revier: Gute Bedingungen für ökonomische Neuausrichtung

Das Rheinische Revier umfasst den Rhein-Kreis Neuss, die kreisfreie Stadt Köln, den Kreis Düren, den Rhein-Erft-Kreis sowie den Kreis Euskirchen (vgl. Abb. 4.1.1). Zur übergeordneten Braunkohleregion Rheinland gehören neben dem Rheinischen Revier noch die kreisfreien Städte Düsseldorf, Krefeld, Mönchengladbach und Leverkusen, die Städteregion Aachen sowie der Kreis Mettmann, der Kreis Viersen, der Kreis Heinsberg und der Rheinisch-Bergische Kreis.

Innerhalb des Rheinischen Reviers ist die Braunkohle insbesondere für den Rhein-Erft-Kreis und den Rhein-Kreis Neuss strukturprägend. Im Rhein-Erft-Kreis konzentrieren sich die Großkraftwerke Niederaußem, Fortuna Nord, Frechen, Ville-Berrenrath und Goldenberg. Außerdem liegt dort ein Teil des Tagebaus Hambach. Im Rhein-Kreis Neuss befindet sich der Tagebau Garzweiler sowie die Großkraftwerke Frimmersdorf und Neurath. In beiden Landkreisen wies der Sektor Bergbau, Energie- und Wasserversorgung (BEW) im Jahr 2015 mit ca. 13 % bzw. 11 % die höchsten Anteile an der Bruttowertschöpfung der zum Revier gehörenden Landkreise auf (eigene Berechnungen basierend auf VGRdL (2017)).

In der Rheinischen Braunkohleregion ist die relative wirtschaftliche Bedeutung der Braunkohle eher gering. Sie leistet (bezogen auf die Nettostromerzeugung) einen Beitrag von 0,6 % zur Bruttowertschöpfung (DIW Berlin u. a. (2018), vgl. Tab. 4.1.1). 2017 waren weniger als 10.000 Personen direkt in der Braunkohleindustrie beschäf-

Der Kohleausstieg stellt für die Braunkohleregionen eine regionalwirtschaftliche Herausforderung dar.

Seit 1990 sind die Fördermengen und Beschäftigtenzahlen in allen drei Braunkohlerevieren gesunken. Dabei war der Rückgang im Lausitzer und im Mitteldeutschen Revier besonders stark.

Das Rheinische Revier umfasst vier linksrheinische Landkreise und die kreisfreie Stadt Köln.

Braunkohle hat eine relativ geringe wirtschaftliche Bedeutung für die Braunkohleregion Rheinland.

Das Bruttoinlandsprodukt ist in der Braunkohleregion Rheinland überdurchschnittlich hoch.	tigt; dies entspricht ungefähr 0,3 % aller Erwerbstätigen der Braunkohleregion Rheinland. Als Schätzwert kann angenommen werden, dass die Braunkohleindustrie innerhalb der Braunkohleregion für jeden direkten Beschäftigten weitere 0,6 Stellen im Bereich der indirekten Beschäftigung generiert (RWI 2017; Öko-Institut 2017b) (vgl. Kap. 4.2).
Die Braunkohleregion Rheinland verfügt über eine diversifizierte Industrie, hohes Innovationspotenzial und starke Infrastruktur.	Die Braunkohleregion Rheinland weist ein überdurchschnittlich hohes Bruttoinlandsprodukt (BIP) pro Einwohner und einen ausgeprägten Dienstleistungssektor auf (vgl. Tab. 4.1.1). Jedoch gibt es eine im bundesweiten Vergleich leicht überdurchschnittliche Arbeitslosenquote, die seit 2002 kaum sinkt (DIW Berlin u. a. 2018).
Der Kohleausstieg ist für die Braunkohleregion Rheinland relativ gut verkraftbar.	Die Industrie der Braunkohleregion Rheinland ist diversifiziert (z. B. energieintensive Branchen wie Aluminium und Chemie, die Branchen Logistik und Technologie sowie die Land- und Ernährungswirtschaft) und von einem hohen Innovationspotenzial gekennzeichnet, was sich z. B. in einer aktiven Existenzgründerszene und der Ansiedlung der Forschungs- und Entwicklungsabteilungen zahlreicher Großkonzerne ausdrückt (Regionomica 2013; SRU 2017). Darüber hinaus besitzt das Rheinland eine starke Infrastruktur. So befinden sich fast ein Drittel der 72 Hochschulen Nordrhein-Westfalens in der Region sowie zahlreiche Forschungseinrichtungen in den Bereichen Technik und Energie (DIW Berlin u. a. 2018). Die Region ist zudem gut an das Verkehrsnetz Nordrhein-Westfalens angeschlossen, d. h. an das dichteste Straßen- und zweitlängste Schienennetz Deutschlands, an wichtige europäische Wasserstraßen und an zwei internationale Großflughäfen. Außerdem beherbergt das Rheinland bedeutende Ballungszentren (wie Aachen, Köln und Düsseldorf) und liegt nahe am Ruhrgebiet.
Das Lausitzer Revier erstreckt sich über Teile Brandenburgs und Sachsens.	Insgesamt ist davon auszugehen, dass ein Kohleausstieg für die Braunkohleregion Rheinland insgesamt vergleichsweise gut verkraftbar ist. Zum einen trägt die Braunkohleindustrie trotz ihrer absoluten Größe nur in einem eingeschränkten Maße zur Wirtschaftsleistung der Region bei. Zum anderen gibt es zahlreiche andere Industriezweige, städtische Agglomerationen und Forschungszentren, die sich für eine wirtschaftliche Neuausrichtung des Rheinischen Reviers auch in Richtung von Zukunftsfeldern wie erneuerbare Energien und Energieeffizienz nutzen lassen.
Braunkohle hat eine relativ hohe wirtschaftliche Bedeutung für die gesamte eher strukturschwache, wenig diversifizierte und ländliche Braunkohleregion Lausitz; es herrscht aber keine industrielle Monostruktur.	<p>Lausitzer Revier: Braunkohleindustrie liefert wesentlichen Teil der Wirtschaftsleistung</p> <p>Das Lausitzer Revier besteht aus der kreisfreien Stadt Cottbus sowie den Landkreisen Elbe-Elster, Oberspreewald-Lausitz, Spree-Neiße und Görlitz; die Braunkohleregion Lausitz umfasst neben dem Lausitzer Revier noch den Landkreis Bautzen (vgl. Abb. 4.1.1).</p> <p>Die Braunkohleindustrie ist vor allem für die Landkreise Spree-Neiße (Brandenburg) und Görlitz (Sachsen) strukturbedeutend. Im Landkreis Spree-Neiße machte der BEW-Sektor 2015 knapp 44 % der Bruttowertschöpfung aus; im Landkreis Görlitz erreichte er etwas über 16 % (eigene Berechnungen basierend auf VGRdL (2017)). Im Landkreis Spree-Neiße befindet sich der Tagebau Jänschwalde und ein Teil des Tagebaus Welzow-Süd. Außerdem liegt dort ein Teil des Tagebaus Cottbus-Nord, der allerdings Ende des Jahres 2015 stillgelegt wurde. Darüber hinaus beheimatet der Landkreis Spree-Neiße die Großkraftwerke Jänschwalde und Schwarze Pumpe. Der Landkreis Görlitz wiederum ist der Standort für die Tagebaue Nochten und Reichwalde sowie für das Großkraftwerk Boxberg.</p> <p>In der eher strukturschwachen und ländlichen Braunkohleregion Lausitz kommt der Braunkohleindustrie eine relativ wichtige Rolle zu. Der Bruttowertschöpfungsanteil der Braunkohleindustrie lag 2014 in der Lausitz bei knapp 4 %. Zudem waren 2017 ungefähr 8.000 direkt Beschäftigte in der Lausitzer Braunkohleindustrie tätig. Allerdings entspricht auch dies nur rund 1,8 % aller Erwerbstätigen in der Region. Wenn man die indirekt Beschäftigten gemäß der 1 : 0,6-Relation von RWI (2017) dazuzählt, erhöhen sich der Anteil der Erwerbstätigen auf ca. 2,9 %. In der Region</p>

Lausitz gibt es neben der Braunkohle zwar relativ wenige dominierende Industriezweige, es herrscht aber auch keine industrielle Monostruktur (Markwardt u.a. 2016).

Das BIP pro Einwohner der Braunkohleregion Lausitz liegt weit unter dem bundesweiten Durchschnitt (vgl. Tab. 4.1.1). Die Braunkohleregion Lausitz ist stärker vom produzierenden Gewerbe geprägt und in größerem Ausmaß von einer alternden Bevölkerung gekennzeichnet als Deutschland insgesamt. Der hohe Anteil der über 50-Jährigen in der Lausitz ist vor allem auf die starke Abwanderung junger Menschen in den 1990er Jahren zurückzuführen (DIW Berlin u. a. 2018; Markwardt u. a. 2016). Die Arbeitslosenquote in der Lausitz ist fast doppelt so hoch wie im Bundesdurchschnitt. Sie ist von 2002 bis 2014 überdurchschnittlich gesunken, was sich vor allem durch das Schrumpfen der Erwerbsbevölkerung erklären lässt (DIW Berlin u. a. 2018; Markwardt u. a. 2016).

Die infrastrukturelle Ausstattung der Lausitz ist begrenzt: In der Region sind nur zwei Hochschulen angesiedelt, die beide ingenieurs- und naturwissenschaftlich geprägt sind. Die Lausitz verfügt weder über relevante Flughäfen noch über eine gute Anbindung an Schnellzüge und Straßennetze (DIW Berlin u. a. 2018).

Die Ausgangsbedingungen für den Strukturwandel sind damit in der Braunkohleregion Lausitz insgesamt im Vergleich zu den beiden anderen Braunkohlerevieren schwieriger.

Mitteldeutsches Revier: Kleinstes Braunkohlerevier mit guten Bedingungen für ökonomische Neuausrichtung

Zum Mitteldeutschen Revier zählen die kreisfreien Städte Chemnitz und Leipzig sowie der Landkreis Leipzig, der Burgenlandkreis, der Landkreis Mansfeld-Südharz und der Saalekreis (vgl. Abb. 4.1.1). Über das Mitteldeutsche Revier hinaus umfasst die Braunkohleregion Mitteldeutschland noch die kreisfreie Stadt Halle (Saale), den Erzgebirgskreis sowie die Landkreise Mittelsachsen, Zwickau und Nordsachsen. Die Braunkohleindustrie ist innerhalb des Mitteldeutschen Reviers für den Landkreis Leipzig (Sachsen) sowie für den Burgenlandkreis und den Saalekreis (Sachsen-Anhalt) relativ strukturbedeutend. Der BEW-Sektor hat 2015 im Landkreis Leipzig knapp 13 % zur Bruttowertschöpfung beigetragen; im Burgenlandkreis und im Saalekreis waren es je ca. 10 % (eigene Berechnungen basierend auf VGRdL 2017). Der Landkreis Leipzig beherbergt den Tagebau Vereinigtes Schleenhain, einen Teil des Tagebaus Profen und das Großkraftwerk Lippendorf. Im Burgenlandkreis befinden sich der Tagebau Lützen, ein Teil des Tagebaus Profen und die Industriekraftwerke Wähltitz und Deuben. Im Saalekreis ist das Großkraftwerk Schkopau beheimatet.

Für die Braunkohleregion Mitteldeutschland ist die Braunkohle sowohl absolut als auch relativ von eingeschränkter Bedeutung. Die Braunkohleindustrie machte in 2014 nur etwas über 0,4 % der Bruttowertschöpfung der Region aus (vgl. Tab. 4.1.1). 2017 beschäftigte die Braunkohleindustrie in Mitteldeutschland zudem nur etwas mehr als 2.000 Personen, was einem Anteil von knapp 0,2 % aller Erwerbstätigen der Region gleichkommt. Rechnet man die Beschäftigten hinzu, die indirekt von der Braunkohle abhängig sind, erhöht sich der Anteil der Erwerbstätigen auf ca. 0,3 % (vgl. RWI (2017)).

Das BIP pro Einwohner ist in Mitteldeutschland etwas höher als in der Lausitz, aber wesentlich geringer als im Bundesdurchschnitt (vgl. Tab. 4.1.1). Dienstleistungen und produzierendes Gewerbe sind für die Region ähnlich bedeutend wie für Gesamtdeutschland. Wenn auch niedriger als in der Lausitz, ist der Anteil der über 50-Jährigen in Mitteldeutschland höher als im bundesweiten Schnitt. Auch hier ist die Abwanderung junger Menschen der Hauptgrund (DIW Berlin u. a. 2018). Die Arbeitslosenquote liegt in Mitteldeutschland deutlich über dem Bundesdurchschnitt. Sie ist durch den Rückgang der Erwerbsbevölkerung in den letzten Jahren überdurchschnittlich gesunken (DIW Berlin u. a. 2018).

Das BIP in der Lausitz liegt weit unter dem bundesweiten Durchschnitt.

Die Region besitzt nur zwei Hochschulen und hat eine verhältnismäßig schlechte Verkehrsanbindung und -infrastruktur.

Die kleinste Braunkohleregion in Mitteldeutschland erstreckt sich über Teile von Sachsen und Sachsen-Anhalt.

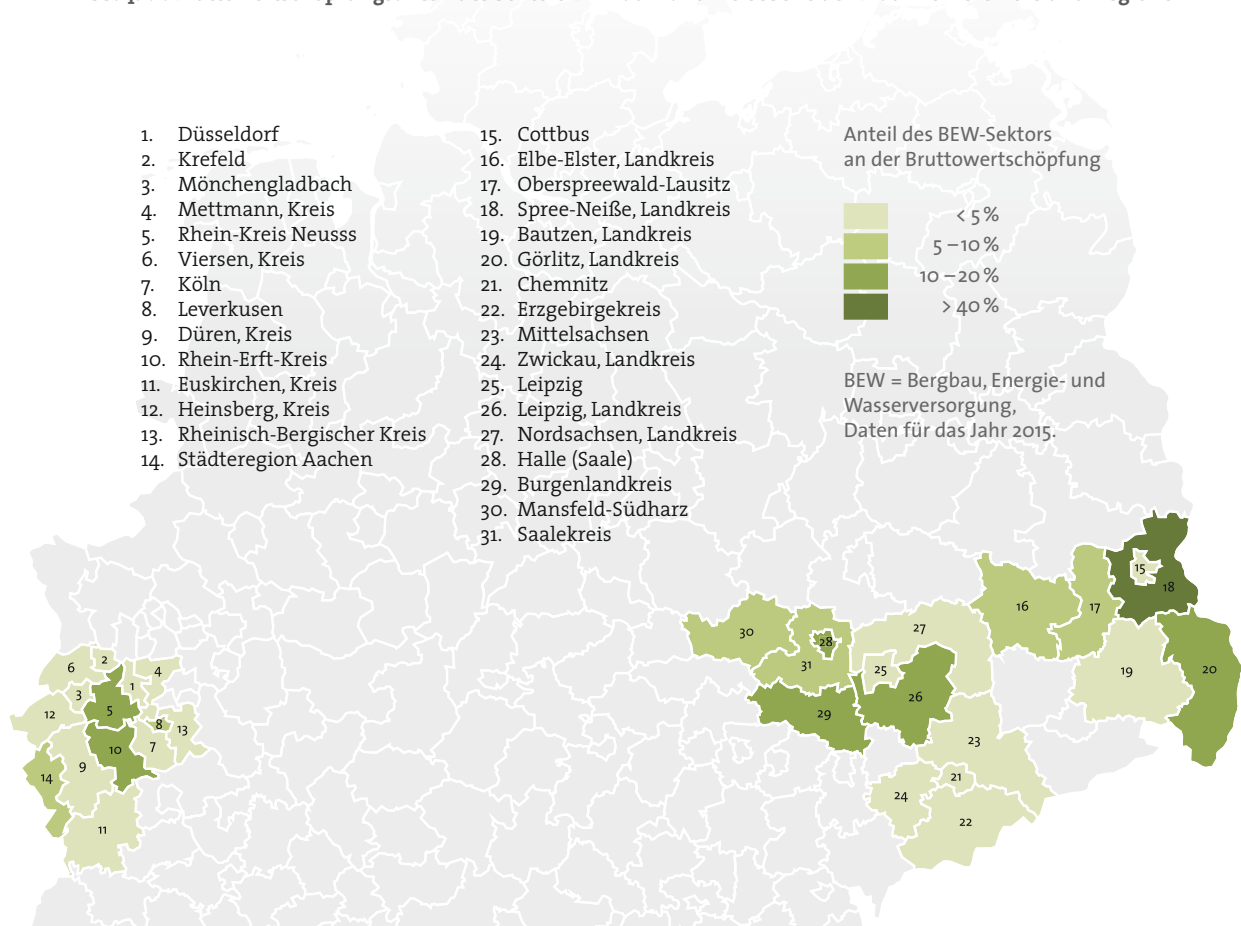
Für die Braunkohleregion Mitteldeutschland hat die Braunkohle nur eine eingeschränkte Bedeutung.

Das Bruttoinlandsprodukt pro Einwohner ist in der Braunkohleregion Mitteldeutschland etwas höher als in der Lausitz, aber wesentlich geringer als im Bundesdurchschnitt.

Durch die diversifizierte Industrie und gute Infrastruktur ist der Kohleausstieg für die Braunkohleregion Mitteldeutschland relativ gut verkraftbar.

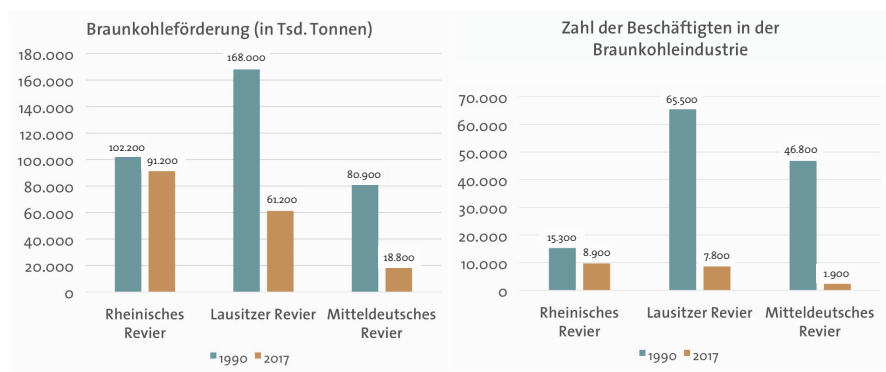
Die Wirtschaft Mitteldeutschlands ist durch die zentrale Lage in der Nähe von Leipzig und der dort ansässigen Chemie- und Automobilindustrie wesentlich diversifizierter als in der Lausitz (SRU 2017). Auch verfügt Mitteldeutschland über eine deutlich bessere Infrastruktur. Neben zwölf Hochschulen sind zahlreiche Forschungseinrichtungen im Bereich Energie, Gebäude und Umwelttechnik ansässig. Mit dem Flughafen Leipzig/Halle besitzt Mitteldeutschland außerdem Deutschlands zweitgrößten Frachtflughafen und einen der modernsten Umschlagplätze für Expressluftfracht. Man kann zusammenfassend davon ausgehen, dass ein Kohleausstieg für Mitteldeutschland aufgrund der Vielzahl an vorhandenen Alternativen relativ gut verkraftbar sein wird.

Abb. 4.1.1: Bruttowertschöpfungsanteil des Sektors BEW auf Landkreisebene der Braunkohlereviere und -regionen



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf DIW Berlin u. a. (2018)

Abb. 4.1.2: Braunkohleförderung und Zahl der Beschäftigten in der Braunkohleindustrie



Quellen: Werte teilweise gerundet. Eigene Berechnungen basierend auf Öko-Institut (2018a, 2017b); SRU (2017); GWS, DLR, und DIW Berlin (2018); RWI (2017); Statistik der Kohlenwirtschaft (2018, 2017).

Anmerkungen: Die Zahl der Beschäftigten bezieht sich auf den Stand zu Jahresende. Sie ist im Zeitverlauf nicht direkt vergleichbar. Die Angaben für das Jahr 1990 beinhalten nur Beschäftigte im Braunkohlebergbau. Im Jahr 2017 sind dagegen auch Beschäftigte in den Braunkohlekraftwerken der allgemeinen Versorgung enthalten. Für die Beschäftigtenzahlen gilt zudem die Beschränkung auf Kraftwerke mit mehr als 50 MW Nettoleistung nicht. Von den insgesamt 20.891 Beschäftigten am Ende des Jahres 2017 (inkl. Helmstedt) waren 4.985 in den Kraftwerken der allgemeinen Versorgung tätig (Statistik der Kohlenwirtschaft 2018).

Tab. 4.1.1: Sozioökonomische Kennzahlen der Braunkohleregionen für das Jahr 2015

	Rheinland	Lausitz	Mitteldeutschland	Deutschland
BIP pro Einwohner/in	42,97 Tsd. Euro	25,93 Tsd. Euro	27,47 Tsd. Euro	37,13 Tsd. Euro
Bevölkerungsanteil der über 50-Jährigen	43 %	55 %	48 %	43 %
Arbeitslosenquote*	7,3 %	11,0 %	9,2 %	5,7 %
Bruttowertschöpfung	213.711 Mio. Euro	23.374 Mio. Euro	73.845 Mio. Euro	2.729.662 Mio. Euro
Anteil Braunkohle*, **	0,60 % (1.228 Mio. Euro)	3,86 % (873 Mio. Euro)	0,42 % (299 Mio. Euro)	0,09 % (2.368 Mio. Euro)
Anteil Bergbau, Energie- und Wasserversorgung (BEW)	4 %	13 %	5 %	3 %
Anteil Produzierendes Gewerbe	25 %	37 %	32 %	30 %
Anteil Dienstleistungen	75 %	62 %	68 %	69 %
Erwerbstätige	3.060.197	459.214	1.451.409	43.057.000
Anteil Braunkohle***	0,31 %	1,81 %	0,18 %	0,05 %
Anteil Bergbau, Energie- und Wasserversorgung (BEW)	1,59 %	3,05 %	1,89 %	1,34 %
Anteil Produzierendes Gewerbe	19 %	29 %	26 %	24 %
Anteil Dienstleistungen	80 %	69 %	73 %	74 %

Quellen: Statistik der Kohlenwirtschaft (2017b); VGRdL (2017); DIW Berlin u. a. (2018), eigene Berechnungen

Anmerkungen: * Bezugsjahr 2014; ** Nur bezogen auf die Nettostromerzeugung DIW Berlin u. a. (2018); *** Beschäftigte im Braunkohlebergbau und in den Braunkohlekraftwerken der allgemeinen Versorgung.

4.2 BESCHÄFTIGUNGSEFFEKTE

- » **Gegenwärtig sind ca. 18.500 Personen direkt in den Braunkohlekraftwerken und im Braunkohlebergbau beschäftigt. Weitere 4.000 bis 8.000 Beschäftigte arbeiten in Steinkohlekraftwerken.**
- » **Die Beschäftigtenzahlen in der Braunkohleindustrie werden sich bis 2030 ohne zusätzliche klimapolitische Eingriffe auf ca. 14.500 reduzieren; zusätzliche Maßnahmen zur Umsetzung des Klimaschutzziels für das Jahr 2030 könnten zu einer Reduzierung auf etwa 8.000 Beschäftigte führen.**
- » **Die Mehrheit der in der Braunkohleindustrie direkt Beschäftigten könnte auch bei einem beschleunigten Kohleausstieg zur Umsetzung des Klimaschutzziels für das Jahr 2030 regulär in Rente gehen.**
- » **Da bei einem Transformationsprozess über 15 bis 20 Jahren indirekte und induzierte Jobs teilweise durch andere Wirtschaftsentwicklungen aufgefangen werden, überschätzt eine Addition der direkten, indirekten und induzierten Arbeitsplatzeffekte den Beschäftigungseffekt eines Kohleausstiegs.**

In der Braunkohleindustrie arbeiten 18.500 direkt Beschäftigte; hinzu kommen 4.000 bis 8.000 in Steinkohlekraftwerken.

Im Jahr 2018 sind ca. 18.500 Personen direkt in der Braunkohleindustrie (Kraftwerke und Tagebaue) beschäftigt, davon arbeiten 8.900 im Rheinischen Revier, 7.800 im Lausitzer Revier, und 1.900 im Mitteldeutschen Revier. Außerdem sind noch ca. 150 Personen im stillgelegten Helmstedter Revier beschäftigt, 600 Personen bei der Lausitzer und Mitteldeutsche Bergbau-Verwaltungsgesellschaft (LMBV), welche die Renaturierung der ehemaligen DDR-Tagebaue betreibt, und 300 Personen bei der Montanwachsfabrik von Romonta. Da der Kohlebergbau deutlich personalintensiver ist als die Arbeit im Kraftwerk und fast alle Steinkohlekraftwerke mit Importkohle betrieben werden, sind in der Steinkohleindustrie deutlich weniger Personen beschäftigt. In den Steinkohlekraftwerken arbeiten ungefähr 4.000 bis 8.000 Personen bundesweit (vgl. Tab. 4.2.1) (DIW Berlin u. a. 2018; Öko-Institut 2017b; Statistik der Kohlenwirtschaft 2017a; SRU 2017).

Indirekte und induzierte Beschäftigungseffekte

Da bei einem Transformationsprozess über 15 bis 20 Jahre indirekte und induzierte Jobs zum Teil durch andere Wirtschaftsentwicklungen aufgefangen werden, werden Arbeitsplatzeffekte des Kohleausstiegs durch eine Addition dieser Jobs überschätzt.

Indirekte und induzierte Beschäftigungseffekte lassen sich schwer quantifizieren, da nicht alle Arbeitsplätze klar zugeordnet werden können (SRU 2017). Indirekt Beschäftigte sind z. B. bei Zulieferern tätig, die der Kohleindustrie Dienstleistungen und Vorleistungsgüter zur Verfügung stellen. Induzierte Beschäftigung resultiert daraus, dass die Beschäftigten der Kohleindustrie von ihren Gehältern Ausgaben tätigen, von denen weitere Unternehmen profitieren. Basierend auf einer Reihe von Studien (u.a. EEFA (2011, 2010)) kommt das RWI (2017) zu dem Schluss, dass auf jeden direkt in der Braunkohleindustrie Beschäftigten weitere 0,6 indirekte und induzierte lokale Beschäftigte kommen (da in der Studie keine klare Differenzierung zwischen Revier und Region getroffen wird, wird im folgenden die weiter gefasste Definition von Braunkohlegionen für lokale Arbeitseffekte verwendet). Deutschlandweit kommen auf jeden direkt in der Braunkohleindustrie Beschäftigten rund 1,8 indirekt und induziert Beschäftigte. Somit sind derzeit bundesweit rund 33.000 Personen indirekt/induziert über die Branche beschäftigt, davon rund 11.000 in den Braunkohleregionen (vgl. Tab. 4.2.1). Für den Bereich der Steinkohle wird von 4.800 bis 9.600 indirekt und induziert Beschäftigten ausgegangen.

Da bei einem Transformationsprozess über 15 bis 20 Jahren indirekte und induzierte Jobs zum Teil durch andere Wirtschaftsentwicklungen aufgefangen werden können, ist anzunehmen, dass diese Beschäftigung überwiegend nicht wegfällt, sondern sich nur verlagert. Daher überschätzt eine Addition der direkten, indirekten und induzierten Arbeitsplatzeffekte den Beschäftigungseffekt des Kohleausstiegs. Zudem werden die entsprechenden Effekte in der Regel aus historischen Zeitreihen errechnet, so dass sie keine Strukturwandeldynamik abbilden und auch insofern tendenziell überschätzt werden (Arepo Consult 2017).

Rückläufiger Trend der Beschäftigtenzahlen

Ohne weitere Maßnahmen im Kohlesektor würde es - auf Basis bisheriger Beschlüsse - zu weiteren Arbeitsplatzverlusten durch weniger Kohlestrom und verringerten Braunkohleabbau kommen. (DIW Berlin u. a. 2018; BCG und Prognos 2018; Öko-Institut, BET, und HWR 2017). Das Öko-Institut geht davon aus, dass unter Einbeziehung der Beschlüsse zur Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft (vgl. Kap. 5.3) die Zahl der direkt in der Braunkohleindustrie Beschäftigten bis zum Jahr 2030 von 18.500 auf ca. 14.500 zurückgeht (vgl. Tab. 4.2.2). Bei einer über die Sicherheitsbereitschaft hinausgehenden weitgehend linearen Reduktion der Kohleverstromung zur Erreichung der Sektorziele im Jahr 2030 wären etwa 6.500 weitere direkte Arbeitsplätze betroffen (Öko-Institut 2018a). Die genaue Höhe und regionale Verteilung des Rückgangs ist von der konkreten Ausgestaltung des Ausstiegs abhängig. Bei einem Kohleausstieg streng nach Kraftwerksalter würde das Rheinland durch seinen älteren Kraftwerkspark relativ stärker von einem Beschäftigungsrückgang betroffen sein als die beiden ostdeutschen Reviere (DIW Berlin u. a. 2018). Diese Zahlen berücksichtigen noch nicht mögliche zusätzliche Folgen durch die anstehende Umstrukturierung von RWE und E.ON, wodurch von den Betreibern bis zu 5.000 Arbeitsplätze in den beiden Betrieben eingespart werden sollen.

Die Arbeitsplätze in der Kohleindustrie werden bereits auf Basis der bisher beschlossenen Maßnahmen in den nächsten Jahren auf ca. 14.500 zurückgehen.

Regulärer Renteneintritt

Ein Kohleausstieg würde nicht bedeuten, dass alle genannten Beschäftigten arbeitslos würden. Ungefähr zwei Drittel der ca. 18.500 in der Braunkohleindustrie direkt Beschäftigten sind älter als 45 Jahre (Statistik der Kohlenwirtschaft 2017d; IÖW 2017). Hinzu kommt, dass ein Kohleausstieg auch zu einem zusätzlichen Beschäftigungsbedarf für die beschleunigte Rekultivierung der Tagebaue führt. Im Zeitraum bis 2030 ist im Falle eines linearen Kohleausstiegs zur Erreichung des Sektorziels 2030 die Anzahl der unter Berücksichtigung des Renteneintrittsalters im Braunkohletagebau verbleibenden Beschäftigten niedriger als die Anzahl der in Tagebau und Rekultivierung benötigten Arbeitsplätze (vgl. Tab. 4.2.3) (Öko-Institut 2018). Ein Großteil der Beschäftigten könnte somit regulär in Rente gehen und wäre nicht von Arbeitslosigkeit bedroht (DIW Berlin u. a. 2018; Öko-Institut 2018a; SRU 2017).

Zwei Drittel der in der Braunkohleindustrie direkt Beschäftigten sind älter als 45 Jahre. Ein Großteil der Beschäftigten kann daher auch bei einem beschleunigten Kohleausstieg zur Umsetzung des Klimaschutzziels für 2030 regulär in Rente gehen.

Tab. 4.2.1: Aktuelle Beschäftigte im Braunkohlebergbau und in den Braun- und Steinkohlekraftwerken

Beschäftigte	Braunkohle (Tagebaue und Kraftwerke)					Steinkohle (Kraftwerke)	Summe
	Rheinisches Revier	Lausitzer Revier	Mitteldeutsches Revier	Rest von Deutschland	Summe	Deutschland	
Direkt*	~8.900	~7.800	~1.900	0	~18.500	~4.000–8.000	~22.500–26.500
Indirekt und induziert*	~5.300	~4.700	~1.100	~22.100	~33.300	~4.800–9.600	~38.100–42.900

Quelle: Werte teilweise gerundet. Eigene Berechnungen basierend auf Öko-Institut (2018a, 2017b); SRU (2017); GWS, DLR, and DIW Berlin (2018); RWI (2017); Statistik der Kohlenwirtschaft (2018).

Anmerkungen: * Braunkohle: Beschäftigte im Braunkohlebergbau und in den Braunkohlekraftwerken der allgemeinen Versorgung in 2017 (Statistik der Kohlenwirtschaft 2018), Angaben ohne Helmstedter Revier und ohne Beschäftigte der Lausitzer und Mitteldeutschen Bergbau-Verwaltungsgesellschaft mbH (LMBV) für die Tagebau-Rekultivierung (Lausitzer Revier: 410 Beschäftigte, Mitteldeutsches Revier: 210 Beschäftigte) (Öko-Institut 2018a); Steinkohle: 5.000 bis 9.000 Beschäftigte in den Steinkohlekraftwerken in 2016 minus 800 bis 1.000 Beschäftigte durch Stellenabbau bei Steag (SRU 2017); ** Braunkohle: Faktor 1,6 im Revier und 2,8 für den Rest von Deutschland (RWI 2017); Steinkohle: Faktor 1,2, basierend auf einem durchschnittlichen Faktor von 0,6 für den Steinkohlebergbau (GWS, DLR, und DIW Berlin 2018) und analog zu den Angaben aus Öko-Institut (2017b), dass Braunkohlekraftwerke ca. doppelt so viel indirekte Beschäftigung generieren wie der Braunkohlebergbau.

Tab. 4.2.2: Kohleausstiegsbedingter Rückgang der direkt Beschäftigten in der Braunkohleindustrie*

	2015	2020	2025	2030
Beschäftigungsentwicklung in der Braunkohleindustrie* unter Zugrundelegung bisheriger Maßnahmen (insbes. BK-SB)**	20.696	16.770	16.970	14.472
Beschäftigungsentwicklung in der Braunkohleindustrie bei Einhaltung des Klimaschutzziels 2030 (lineare Reduktion)*** (inkl. Rekultivierung****)	20.696	16.770	12.642	8.011

Quelle: Öko-Institut (2018a), eigene Berechnungen

Anmerkungen: * Braunkohlebergbau (inkl. Rekultivierung der Tagebaue und Braunkohleerveredlung) und Braunkohlekraftwerke; ** Annahme steigender Braunkohlefördermenge je Beschäftigten wie in den letzten zehn Jahren; *** Annahme konstanter Braunkohlefördermenge je Beschäftigten (keine Produktivitätsfortschritte da Reduktion der Braunkohlefördermenge); **** Für 30 % der ab 2020 pro Jahr wegfallenden Arbeitsplätze entsteht übergangsweise (für einen Zeitraum von weiteren vier Jahren) neue Beschäftigung in der Rekultivierung.

Tab. 4.2.3: Beschäftigungsentwicklungen im Braunkohlebergbau

	2015	2020	2025	2030
i) Entwicklung des Beschäftigungsbedarfs im Braunkohlebergbau unter Zugrundelegung bisheriger Maßnahmen (inbs. BK-SB)*	15.273	~12.300	~12.500	~10.700
ii) Entwicklung des Beschäftigungsbedarfs im Braunkohlebergbau bei Einhaltung des Klimaschutzziels 2030 (lineare Reduktion) ** (inkl. Rekultivierung***)	15.273	~12.300	~9.700	~6.400
iii) Entwicklung der Beschäftigtenzahlen im Braunkohlebergbau unter Berücksichtigung des üblichen Renteneintrittsalters (ohne Neueinstellungen)	15.273	~12.300	~8.600	~6.000

Quelle: Öko-Institut (2018a), eigene Berechnungen

Anmerkungen: * Annahme steigender Braunkohlefördermenge je Beschäftigten wie in den letzten zehn Jahren; ** Annahme konstanter Braunkohlefördermenge je Beschäftigten (keine Produktivitätsfortschritte da Reduktion der Braunkohlefördermenge); *** Für 30 % der ab 2020 pro Jahr wegfallenden Arbeitsplätze entsteht übergangsweise (für einen Zeitraum von weiteren vier Jahren) Beschäftigung in der Rekultivierung.

4.3 MÖGLICHKEITEN FÜR EINEN ERFOLGREICHEN STRUKTURWANDEL

- » Ein erfolgreicher Strukturwandel erfordert sowohl Maßnahmen für die jüngeren Beschäftigten, die nicht regulär in Altersrente gehen können, als auch Investitionen in die Zukunftsfähigkeit der Regionen.
- » Strukturpolitik muss Innovationen und wirtschaftliche Potenziale aller Sektoren u. a. durch Unterstützung von Wirtschaft, Wissenschaft, Infrastruktur und der Zivilgesellschaft adressieren.
- » Kurz- und mittelfristig könnte Beschäftigung u. a. über ein ambitioniertes Förderprogramm zur Gebäudesanierung geschaffen werden. Darüber hinaus ergeben sich Beschäftigungsperspektiven, da ein allgemeiner Fachkräftemangel absehbar ist.
- » Die Finanzierung der für den Strukturwandel nötigen Investitionen kann durch die Einrichtung eines Strukturwandelfonds aus Bundesmitteln umgesetzt werden.

Durch eine gezielte Strukturpolitik können die negativen Folgen eines Kohleausstiegs verringert werden. Ein großer Vorteil des anstehenden Strukturwandels - anders als in historischen Prozessen in Ostdeutschland - ist, dass er planbar ist und in einer größeren Zeitspanne abläuft. Für eine erfolgreiche wirtschaftliche Entwicklung in den Kohleregionen muss der Strukturwandel aber aktiv und zeitnah von allen betroffenen Akteuren gestaltet werden (DIW Berlin u. a. 2018; BMWi 2017a; SRU 2017).

Ein erfolgreicher Strukturwandel erfordert Maßnahmen für die jüngeren Beschäftigten, die nicht regulär in Altersrente gehen können. Im Vordergrund steht aber, zukünftige Wertschöpfung in den Regionen durch Unterstützung ansässiger und neuer Unternehmen zu sichern und die Ansiedlung neuer, zukunftsfähiger Arbeitsplätze zu unterstützen.

Perspektiven für heute in der Braunkohleindustrie Beschäftigte

Bis 2030 können ca. zwei Drittel der rund 18.500 verbleibenden direkt Beschäftigten in der Braunkohleindustrie wie geplant in Rente gehen. Durch den Kohleausstieg ergeben sich zudem neue Beschäftigungsbedarfe für den Rückbau der Kraftwerke und die früher beginnende Sanierung der Tagebaue (vgl. Kap. 4.2). Für weitere 10 % der derzeit Beschäftigten könnten – wie auch bereits in einigen der Bergbauunternehmen üblich – ab einem Alter von 55 Jahren Frühverrentungsprogramme, wie Vorruhestand oder Altersteilzeit, in Frage kommen (SRU 2017).

Für das verbleibende Viertel der jüngeren Beschäftigten in der Braunkohleindustrie - ca. 4.000 bis 5.000 Personen - wirft ein Kohleausstieg für die Zeit jenseits von 2030 die Frage nach einem Arbeitsplatzwechsel auf. Dafür kann bereits in den Bergbaubetrieben durch eine diversifizierte Ausbildung eine gute Ausgangsposition geschaffen werden. Durch ein Rotationsprinzip, welches u. a. bei Vattenfall in Berlin angewendet wird, können Auszubildende in verschiedenen Funktionen unterschiedliche Fähigkeiten erlernen, wodurch sich für sie breitere Beschäftigungsmöglichkeiten eröffnen können.

Kurz- und mittelfristig könnte Beschäftigung etwa im Rahmen der energetischen Gebäudesanierung entstehen. Eine energetische Gebäudesanierung ist mit einem hohen regionalen Wirtschaftspotenzial verbunden, da ungefähr zwei Drittel der Gebäude älter als 40 Jahre sind. Bei einem entsprechend ausgestalteten Förderprogramm und unter der Annahme einer Sanierungsrate von 2-3 % könnten so zusätzlich 19.000 bis 37.000 lokale Arbeitsplätze entstehen und gleichzeitig ein Beitrag zum Ziel eines klimaneutralen Gebäudebestandes bis 2050 geleistet werden (DIW Berlin u. a. 2018).

Der anstehende Strukturwandel ist - anders als die Prozesse in Ostdeutschland nach 1990 - planbar und läuft in einer größeren Zeitspanne ab.

Durch den Kohleausstieg ergeben sich neue Beschäftigungsbedarfe für den Rückbau der Kraftwerke und die früher beginnende Sanierung der Tagebaue.

Erst jenseits des Jahres 2030 wird sich für 4.000 bis 5.000 Personen die Frage nach einem Arbeitsplatzwechsel stellen.

Eine ambitionierte energetische Gebäudesanierung bietet ein hohes regionales Wirtschaftspotenzial. Bei einem entsprechenden Förderprogramm könnten 19.000-37.000 neue lokale Arbeitsplätze entstehen.

Ein Arbeitsplatzwechsel wird durch den zukünftigen Fachkräftemangel in allen Regionen begünstigt.

Es ist anzunehmen, dass ein Arbeitsplatzwechsel durch den zukünftig drohenden Fachkräftemangel begünstigt wird (Markwardt u. a. 2016; ifo Institut 2014). So haben bei einer Umfrage in der Lausitz ungefähr 40 % der befragten Unternehmen einen Mangel an ausreichend qualifiziertem Personal beschrieben, was zu einer Gefahr für ihren mittel- bis langfristigen Unternehmenserfolg führt. Ähnliches gilt für fehlende Facharbeiter/innen im handwerklichen und kaufmännischen Bereich wie auch für akademische Fachkräfte in den Bereichen Betriebswirtschaft und Ingenieurwesen (Markwardt u. a. 2016).

Das Lohnniveau in der Braunkohleindustrie liegt allerdings deutlich über vergleichbaren neuen Beschäftigungsfeldern (DIW Berlin u. a. 2018; SRU 2017). Daher können bei einem Branchenwechsel Gehaltseinbußen nicht ausgeschlossen werden (DIW Berlin 2017a).

Für von Arbeitsplatzverlust betroffene Beschäftigte kommen zudem Maßnahmen in Betracht, um Einkommensverluste zu kompensieren (DIW Berlin et al. 2018; SRU 2017), zu möglichen Sozialplankosten vgl. Kap. 4.4).

Maßnahmen zur Strukturentwicklung

Durch die Unterstützung von Wirtschaft, Wissenschaft, Infrastruktur und weichen Standortfaktoren kann der Strukturwandel gelingen.

Für die Zukunftsfähigkeit der Braunkohleregionen ist über die Abfederung der sozialen Kosten eines Kohleausstiegs hinaus eine gezielte und nachhaltige Regionalentwicklung unerlässlich (SRU 2017). Zum Gelingen des Strukturwandels bietet sich die Unterstützung von Wirtschaft, Wissenschaft, Infrastruktur und Zivilgesellschaft an:

Regionale Wirtschaftsförderung sollte einen Fokus auf Zukunftsbranchen, wie erneuerbare Energien, Energieeffizienz, Elektromobilität, Digitalisierung und Tourismus legen.

Wirtschaft: Bei der regionalen Wirtschaftsförderung in den Braunkohleregionen kommt ein Fokus auf Zukunftsbranchen, wie erneuerbare Energien, Energieeffizienz, Gebäudesanierung, Elektromobilität, Digitalisierung und Tourismus in Betracht (DIW Berlin u. a. 2018; SRU 2017; E3G 2015). Beispielsweise könnten stillgelegte Tagebauflächen sowohl für Tourismus- und Freizeitangebote genutzt werden, als auch als Standorte für Windenergie- und Photovoltaikanlagen (DIW Berlin u. a. 2018, SRU 2017).

Angesichts einer kleinteiligen Unternehmensstruktur mit geringer Patent- und Gründungsaktivität, wird in der Lausitz die Förderung der Innovationstätigkeit der bestehenden Unternehmen angeregt.

Da in der Lausitz große industrielle Neuansiedlungen möglicherweise nur schwer zu erreichen sind und eine kleinteilige und heterogene Unternehmensstruktur mit einer geringen Patent- und Gründungsaktivität vorherrscht, wird hier vor allem eine Förderung der Innovationstätigkeit der bestehenden Unternehmen angeregt (Markwardt u. a. 2016; E3G 2015; ifo Institut 2014). Entsprechende Maßnahmen beinhalten z. B. die gezielte Kontaktierung von Unternehmen zur Ideengenerierung, die Förderung von Partnerschaften zwischen Wirtschaft und Wissenschaft oder die Sicherstellung einer nahtlosen finanziellen Unterstützung über den Innovationszyklus hinweg (Markwardt u. a. 2016). Im Rheinland und in Mitteldeutschland bieten sich mehr Anknüpfungspunkte an bestehende Wirtschaftszweige, wie die Chemie- und Automobilindustrie (SRU 2017).

Die stärkere Verzahnung von Forschung und Wirtschaft sowie eine Erhöhung der Unternehmensausgründungen ist zentral, um neue Unternehmen anzusiedeln.

Wissenschaft: Hochschulen und andere Forschungseinrichtungen sind bedeutende Innovationsmotoren und Kooperationspartner der Wirtschaft (BTU 2017). Daher kommt der Forschungsförderung und der stärkeren Verzahnung von Forschung und Wirtschaft – insbesondere im Bereich kleiner und mittlerer Unternehmen – sowie einer Erhöhung der Unternehmensausgründungen aus Forschungseinrichtungen eine zentrale Rolle zu, um Projekte industrienah zu entwickeln und neue Unternehmen anzusiedeln (DIW Berlin u. a. 2018). Durch neue Arbeitsplätze in der (außer-) universitären Forschung und Entwicklung könnten insbesondere junge Menschen in den (ostdeutschen) Braunkohleregionen gehalten sowie neue Ansiedlungen von Unternehmen erreicht werden (SRU 2017).

Vor allem in den ostdeutschen Braunkohleregionen sollten konkrete Infrastrukturvorhaben gefördert werden.

Infrastruktur: Gute Verkehrsanbindungen, schnelles Internet und andere Infrastruktureinrichtungen sind nicht nur wichtige Standortfaktoren für Unternehmen, sondern entscheiden auch über die Attraktivität einer Region, insbesondere für

junge Menschen (DIW Berlin u. a. 2018). Vor allem in den ostdeutschen Braunkohleregionen sollten daher konkrete Infrastrukturvorhaben gefördert werden, wie der Ausbau der digitalen Infrastruktur, sowie verbesserte Bahnanbindungen an Metropolregionen (für die Lausitz z. B. Berlin und Dresden) und Nachbarstaaten (Agora Energiewende 2016b, 2017a).

Weiche Standortfaktoren: Um dem bestehenden Abwanderungstrend entgegenzuwirken, sollten auch weiche Standortfaktoren gefördert werden. Lebensqualität und Attraktivität sind Voraussetzungen dafür, dass Menschen in einer Region bleiben und Unternehmen in einer Region investieren, weil sie hier die notwendigen Arbeitskräfte finden. Auch vor dem Hintergrund des demografischen Wandels sollte ein Strukturentwicklungskonzept auf Kultur- und Freizeitangebote, die Unterstützung zivilgesellschaftlicher Aktivitäten aller Art, z. B. in den Bereichen Kunst, Kultur und Traditionspflege sowie Angebote für junge Familien zielen (Agora Energiewende 2016b, 2017a; SRU 2017; Wuppertal Institut 2016). In der Vergangenheit haben sich hier v. a. Vattenfall und RWE engagiert (Sponsoring von Veranstaltungen, Beiträge zur Finanzierung von Kindergärten oder Fußballvereinen, vgl. Kap. 4.4). Um zivilgesellschaftliche Aktivitäten langfristig, nachhaltig und unbürokratisch fördern zu können, wäre die Einrichtung eines hierfür vorgesehenen lokalen Stiftungsfonds denkbar (Lausitzer Perspektiven 2018; IRR 2017; Metropolregion Mitteldeutschland 2017).

Ideen für die Strukturentwicklung müssen auf den lokalen Charakteristika und Stärken aufbauen. In den Regionen wurden entsprechend regionale Initiativen angestoßen, wie die Zukunftsagentur Rheinisches Revier (ehemals Innovationsregion Rheinisches Revier GmbH von 2014-2018), die Innovationsregion Lausitz GmbH (iRL, seit 2016) und die Europäische Metropolregion Mitteldeutschland e. V. (seit 2014), die sich mit Ideen befassen, wie man die Regionen in eine Zukunft ohne Braunkohle führen kann. Die Bundesregierung hat zur Unterstützung der Braunkohleregionen das Förderprogramm „Unternehmen Revier“ aufgelegt (BMWi 2017a), in dessen Rahmen Investitionskonzepte erstellt werden (WL 2018; IRR 2017; Metropolregion Mitteldeutschland 2017).

Strukturwandelfonds zur Finanzierung von Maßnahmen

Zur Finanzierung des Strukturwandels in den Braunkohleregionen stehen grundsätzlich Mittel von der EU, dem Bund und den Ländern zur Verfügung, wie aus den Europäischen Struktur- und Investitionsfonds oder der Bund-Länder-Gemeinschaftsaufgabe „Verbesserung der regionalen Wirtschaftsstruktur“ (GRW) (DIW Berlin u. a. 2018, Wuppertal Institut 2018). So fließen aktuell beispielsweise ca. 35 bis 40 Mio. Euro jährlich aus den Europäischen Struktur- und Investitionsfonds in die Lausitz. Hier stellen sich folgende Probleme, die adressiert werden müssten:

- Bei einigen Mitteln ist der Antrags- und Abwicklungsaufwand für kleinere und mittlere Unternehmen teilweise prohibitiv hoch. Hier könnten die Unterstützung bei der Antragstellung verbessert oder Fristen zwischen Beantragung und Bewilligung verkürzt werden (Markwardt u. a. 2016).
- Darüber hinaus zielt herkömmliche Strukturförderung der EU auf den Aufholprozess strukturschwacher Regionen, nicht auf die Vermeidung der Schwächung aktuell vergleichsweise prosperierender Regionen ab (Markwardt u. a. 2016). Möglich wäre beispielsweise die Effekte eines politisch induzierten Kohleausstiegs in die Berechnungen für die nächste Förderperiode aufzunehmen.
- Eine Anpassung der entsprechenden europäischen Kriterien zugunsten der Braunkohleregionen kann bei einer Umverteilung von existierenden Mitteln zudem auch zu einer Verteilungsdebatte mit anderen strukturschwachen Regionen führen (Agora Energiewende 2017a; Markwardt u. a. 2016).

Regionale Initiativen sind wichtig für die Entwicklung und Umsetzung von Strukturwandelkonzepten.

Der Strukturwandel kann nur gelingen, wenn auch die weichen Standortfaktoren verbessert werden.

Es stehen Mittel von der EU, dem Bund und den Ländern zur Finanzierung des Strukturwandels in den Braunkohleregionen zur Verfügung

Zur Finanzierung des Strukturwandels könnte ergänzend ein separater Fonds eingerichtet werden, der sich aus Bundesmitteln speist.

- Durch die Notwendigkeit, etwa bei der GRW die EU-Beihilferegelungen zu berücksichtigen, ist eine nationale Förderung nur in Grenzen möglich.

Ergänzend könnte zur Finanzierung des Strukturwandels ein separater Fonds mit Bundesmitteln eingerichtet werden. Im Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD (2018), wurde signalisiert, dass weitere Mittel für regionale Strukturpolitik bedingt durch den Kohleausstieg zur Verfügung gestellt werden sollen. Wie ein Fonds speziell für die Braunkohleregionen mit den EU-Beihilferegelungen vereinbart werden kann, muss mit der Europäischen Kommission abgestimmt werden (DIW Berlin u. a. 2018). Ein Fonds sollte den Wettbewerb um die besten Ideen für den Strukturwandel gewährleisten und muss festlegen welche Akteure zuwendungsberechtigt sind. Zentral ist, dass Empfänger Unternehmen und Personen sind, die mit Innovationen neue nachhaltige Geschäftsfelder eröffnen.

4.4 KOSTEN UND NUTZEN DES KOHLEAUSSTIEGS

- » Die Schließung von Kohlekraftwerken hätte in der kurzen Frist einen leichten Anstieg der Börsenstrompreise zur Folge.
- » Der kohleausstiegsbedingte Beschäftigungsrückgang kann zu Sozialplankosten führen. Einige Städte und Gemeinden werden von kommunalen Steuerausfällen betroffen sein.
- » Durch einen beschleunigten Kohleausstieg können Tagebauerweiterungen und damit Umsiedlungen sowie weitere Umwelt- und Gesundheitsschäden vermieden werden.

Ein beschleunigter Kohleausstieg ist sowohl mit Kosten als auch mit Nutzen verbunden. Die Kosten reichen von den Systemkosten des Stromsektors über Sozialplankosten bis zu kommunalen Steuerausfällen. Zu den Nutzen eines Kohleausstiegs gehören neben dem Klimaschutz die Vermeidung von Umsiedlungen und der Zerstörung ökologisch wertvoller Flächen, sowie verminderte Umwelt- und Gesundheitskosten durch den Ausstoß von Luftschadstoffen.

Auswirkungen auf das Stromsystem und die Börsenstrompreise

Die Schließung von Kohlekraftwerken hätte in der kurzen Frist voraussichtlich einen leichten Anstieg der Börsenstrompreise zur Folge (DIW Berlin 2014e; PwC 2016). Die Strompreiseffekte eines Kohleausstiegs hängen wesentlich vom konkreten Kohleausstiegsinstrument ab. Der langfristige Effekt, der sich bei einem kompletten Ausstieg aus der Kohleverstromung bis 2040 gegenüber einem Referenzszenario ergibt, wurde auf 0,18 ct/kWh beziffert (ewi 2016). Die Studie legt dabei im Referenzszenario einen Anstieg des Strompreises auf 7,59 ct/kWh in 2040 zugrunde. Diese Annahme liegt im Bereich der üblichen Kostenentwicklungsprognosen.

Eine Folge dieses mittelfristigen Anstiegs der Börsenstrompreise wäre eine Stärkung der Erdgaskraftwerke, deren wirtschaftlicher Betrieb höhere Strompreise voraussetzt als insbesondere der von Braunkohlekraftwerken. Entsprechend bildet in o. g. Studie der Erdgasbezug mit 75 % den größten Einzelposten der Mehraufwendungen des Stromsystems (ewi 2016). Aussagen zum Anstieg der Börsenstrompreise hängen daher maßgeblich von der Entwicklung der Rohstoffpreise ab. Mögliche Börsenstrompreiseffekte eines Kohleausstiegs müssen auch in Zusammenhang mit dem europäischen Strommarkt betrachtet werden, der die Effekte deutlich abfedert.

Da steigende Börsenstrompreise automatisch zu einer sinkenden EEG-Umlage führen, betragen die Strompreiseffekte für Haushaltskunden und Unternehmen, die nicht von der EEG-Umlage befreit sind, nur ungefähr 40-60 % der Veränderung (enervis 2015; DIW Berlin 2015a).

Ausgleichskosten für die Beschäftigten

Die Gewerkschaft Ver.di hat Sozialplankosten für den Fall errechnen lassen, dass bei einer vorgezogenen Beendigung der Kohleverstromung keiner der in den Kraftwerken Beschäftigten eine andere Anstellungen findet und somit alle bis zu ihrem Renteneinstieg ihr bisheriges Gehalt inkl. weiterer Tarifierhöhungen erhalten (enervis 2016). Betrachtet wurde damit ein Extremszenario, denn wie dargestellt ist davon auszugehen, dass in anderen Bereichen auch neue Arbeitsplätze geschaffen werden (vgl. Kap. 4.3.). Für dieses Extremszenario ermittelt enervis – nur für die Kraftwerksbeschäftigten – Sozialplankosten von ca. 158 Mio. Euro jährlich über den Zeitraum von 2016 bis 2050. Die Kosten errechnen sich aus der Differenz eines Kohleausstiegs bis 2040 (Agora Energiewende 2016a) und einem Referenzszenario, in dem das letzte Kohlekraftwerk erst 2050 abgeschaltet wird. Für die nicht untersuchten Beschäftigten in den Braunkohletagebauen – deren Anzahl in etwa denen aller Kohlekraftwerke entspricht – gelten analoge Schätzungen.

Ein beschleunigter Kohleausstieg führt zu einem leichten Anstieg der Börsenstrompreise.

Der Rückgang der EEG-Umlage dämpft einen möglichen Strompreiseffekt durch den Kohleausstieg um ca. 50 %.

Etwaige Sozialplankosten sind, da Beschäftigungseffekte nur eingeschränkt zu erwarten sind, entsprechend gering anzusetzen.

Ein Kohleausstieg ist mit Gewerbesteuerfällen in den betroffenen Gemeinden verbunden.

Kommunale Eigentümer bzw. Aktionäre z. B. der RWE AG oder der Steag müssen Wertabschreibungen und Dividendenausfälle erwarten.

Ein Kohleausstieg gefährdet die Finanzierung kleinerer lokaler Projekte durch die Kohleunternehmen.

Kommunale Steuerausfälle

Steuerausfälle in den vom Kohleausstieg betroffenen Gemeinden können nicht vollständig durch die Ansiedlung von Wind- und Solaranlagen auf ehemaligen Tagebauflächen kompensiert werden; dafür werden die zukünftigen Steuereinnahmen aus erneuerbaren Energien aber weiträumiger verteilt sein (Michel 2018).

Kommunen müssen zudem Wertabschreibungen erwarten, wenn sie (Mit-)Eigentümer von Kohlekraftwerken sind. Im Rheinland sind z. B. viele Kommunen an der RWE AG beteiligt. Deren Dividendenzahlungen sind aufgrund von schlechteren Geschäftsergebnissen in den letzten Jahren zum Teil reduziert oder sogar ausgesetzt worden. Durch Abschreibungen von Wertverlusten hat z. B. die Stadt Essen allein im Jahr 2013 680 Mio. Euro der Bestandsbewertung verloren (Michel 2018, 2017). Ähnliche Entwicklungen gibt es bei der Steag, einem der größten Steinkohlekraftwerksbetreiber.

In der Vergangenheit haben überdies insbesondere Vattenfall und RWE zahlreiche Veranstaltungen in den Kohleregionen gesponsert und auch zur Finanzierung von Kindergärten oder Fußballvereinen beigetragen. Durch die wirtschaftlich schlechtere Ausgangslage sind diese Aktivitäten in den letzten Jahren, insbesondere seit dem Rückzug von Vattenfall aus der Lausitz, deutlich reduziert worden. Für alle diese Fälle kann und sollte für eine Übergangszeit ein gewisser Ausgleich durch Strukturmittel geschaffen werden (vgl. Kap. 4.3).

Vermiedene Umsiedlungen

In Deutschland mussten in den letzten Jahrzehnten bereits über 120.000 Menschen für den Braunkohletagebau umgesiedelt werden. Durch einen beschleunigten Kohleausstieg kann auf den Aufschluss neuer Tagebaue bzw. Tagebauabschnitte verzichtet werden (DIW Berlin u. a. 2018; DIW Berlin 2017c; SRU 2017; Öko-Institut 2017b). Damit kann die weitere Zerstörung von Landschaften und die Umsiedlung von Ortschaften vermieden werden:

Es könnte die Umsiedlung von ca. 5.000 Menschen und die Rodung der verbleibenden Teile des Hambacher Forstes vermieden werden.

- Im Rheinland könnten die bereits genehmigten Tagebaue Garzweiler II und/oder Hambach verkleinert werden, so dass eventuell Orte (Berverath, Westrich, Kuckum, Keyenberg, Lützerath, Immerath) mit über 3.000 Einwohnern erhalten werden könnten. Zudem könnten die verbleibenden Teile des Hambacher Forstes von der Rodung verschont bleiben. Der Hambacher Forst existiert seit der letzten Eiszeit und beherbergt als einer der ältesten Wälder Deutschlands ein vielfältiges Ökosystem von Pflanzen und Tieren (DIW Berlin 2014a; Agora Energiewende 2016a; SRU 2017).
- In der Lausitz ist ein Neuaufschluss des Sonderfelds Mühlrose im Tagebau Nochten 2 geplant, bis 2020 soll zudem entschieden werden, ob das Teilfeld II des Tagebaus Welzow-Süd aufgeschlossen wird (LEAG 2017). Ohne die beiden Neuaufschlüsse könnten die Orte bzw. Ortsteile Trebendorf, Proschim und Welzow und somit eine Umsiedlung von ungefähr 1.000 Menschen vermieden werden (Klima-Allianz Deutschland 2017; Agora Energiewende 2016a; SRU 2017).
- In Mitteldeutschland wäre die Erweiterung des Tagebaus Vereinigtes Schleenhain nicht mehr erforderlich (SRU 2017; DIW Berlin 2017c). Als Folge bräuchten die Orte Pödelwitz und Obertitz mit etwa 80 Menschen nicht mehr umgesiedelt werden (DIW Berlin 2014a; Öko-Institut 2017b). Zudem könnte der Aufschluss des Tagebaus Lützen, der eine Umsiedlung von 930 Menschen in den Ortschaften bzw. Ortsteilen von Stößwitz, Sössen, Gostau, Kölzen, Röcken, Michlitz, Bothfeld, Schweßwitz und Lützen zur Folge hätte, vermieden werden (Klima-Allianz Deutschland 2017).

Verminderte Umwelt- und Gesundheitsschäden

Internationale Studien zeigen, dass ein Kohleausstieg zu deutlichen positiven Effekten für die Umwelt und Gesundheit führt (J. Casey u. a. 2018; J. A. Casey u. a. 2018). Insgesamt lagen die Umweltkosten für Strom aus Braun- und Steinkohle in Deutschland im Jahr 2016 bei ca. 46 Mrd. Euro (UBA 2017b). Nur ein Bruchteil dieser spezifischen Umweltkosten der Kohleverstromung sind bereits durch Emissionshandel und Energiesteuer internalisiert (FÖS 2018). So stammen über die Hälfte der Quecksilber-Emissionen und ein großer Teil der Schwefeldioxid-Emissionen Deutschlands aus Kohlekraftwerken (vgl. Tab. 4.4.1). Bei Feinstäuben ist zu beachten, dass Kohlekraftwerke insbesondere auch Ultrafeinstäube (Partikeldurchmesser von unter 0,1 µm) emittieren, die aufgrund ihrer geringen Masse bisher nicht adäquat erfasst werden (SRU 2017). Luftschadstoffe fallen vor allem lokal an, werden unter Umständen aber auch über weite Strecken transportiert (UBA 2017b; SRU 2017). Sie werden mit einer Reihe von Umweltbelastungen und Krankheiten in Verbindung gebracht, die sich durch einen Kohleausstieg reduzieren ließen. Hierzu gehören (UBA 2017b; SRU 2017; BMWi 2018a):

- verstärkte Atemwegserkrankungen (wie Asthma, chronische Bronchitis) und Herz-Kreislauf-Erkrankungen (wie Bluthochdruck, Herzinfarkt) durch Stickstoffdioxid-Emissionen, bodennahe Ozon und Feinstäube;
- chronische Effekte auf das Nervensystem sowie neurokognitive Einschränkungen bei Kindern durch Quecksilber-Einträge in die Nahrungskette;
- Überdüngung und Versauerung von Böden und Gewässern durch Stickstoffdioxid-Emissionen, mit negativen Folgen für die Biodiversität.

Weitere Umweltkosten der Braunkohletagebaue entstehen durch Grundwasserabsenkungen und die Verockerung von Gewässern (DIW Berlin 2014e). Hieraus ergibt sich, dass der gezahlte Börsenstrompreis für eine Kilowattstunde nicht einmal dem Viertel der wahren externen Kosten entspricht, die größtenteils von der Allgemeinheit gezahlt werden (vgl. Abb. 4.4.1).

Durch verringerte Emissionen von Luftschadstoffen sind positive Effekte auf Umwelt und Gesundheit zu erwarten. Die Umweltkosten der Kohleverstromung in Deutschland betragen 46 Mrd. Euro in 2016.

Die Umwelt- und Gesundheitskosten der Kohleverstromung betragen ein Vielfaches der Börsenstrompreise.

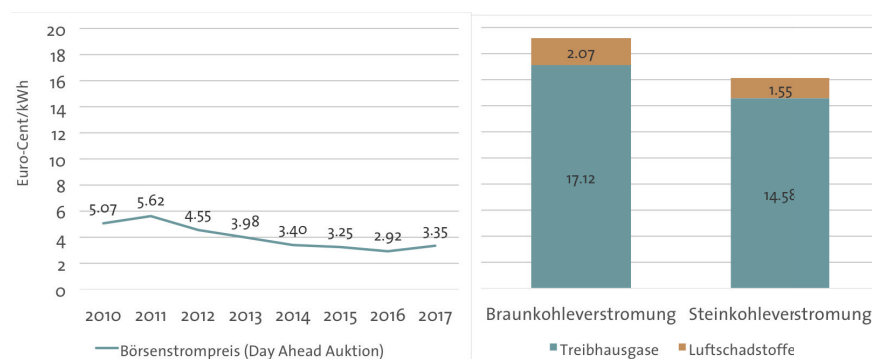
Tab. 4.4.1: Emissionen von ausgewählten Luftschadstoffen im Jahr 2016

		Kohlekraftwerke	Deutschland
Quecksilber (Hg)	Tonnen	~5,6	9,8
Schwefeldioxid (SO ₂)	Tsd. Tonnen	~143*	356
Stickstoffoxide (NO _x)	Tsd. Tonnen	~155	1.217
Feinstäube (PM ₁₀)	Tsd. Tonnen	~7	203

Anmerkung: * SO_x

Quellen: UBA (2018c, 2018d, 2018b), eigene Berechnungen

Abb. 4.4.1: Spezifische Umweltkosten (inkl. Gesundheitskosten) und erzielbare Börsenstrompreise der Braun- und Steinkohleverstromung im Vergleich



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf UBA (2017b), UBA (2012) und Fraunhofer ISE (2018b)

4.5 SICHERUNG DER RENATURIERUNGSKOSTEN DER TAGEBAUE

- » Die Betreiber der Braunkohletagebaue sind verpflichtet für die bergbaubedingten Folgekosten aufzukommen und entsprechende Rückstellungen zu bilden.
- » Die Höhe der bergbaubedingten Folgekosten vor dem Hintergrund einer vorgezogenen Beendigung der energetischen Nutzung der Kohle wurde bisher nicht untersucht.
- » Es besteht die Gefahr, dass das bisherige Rückstellungssystem, insbesondere im Kontext eines beschleunigten Kohleausstiegs, nicht leistungsfähig ist.

Die Betreiber der Braunkohletagebaue haben bisher ca. 4 Mrd. Euro bilanzielle Rückstellungen zur Absicherung der Folgekosten des Braunkohlebergbaus gebildet.

Die Betreiber der Braunkohletagebaue sind dazu verpflichtet, für die Folgekosten des Braunkohlebergbaus aufzukommen (§ 55 BBergG, Stand 30.11.2016) und in den Bilanzen entsprechende Rückstellungen zu bilden. Die Folgekosten umfassen insbesondere die Rekultivierung der Tagebaue nach dem Ende der Braunkohleförderung (DIW Berlin 2017c). Ende 2016 beliefen sich die bis dahin gebildeten Rückstellungen auf ca. 4 Mrd. Euro. 2,4 Mrd. Euro entfielen dabei auf RWE, 1,5 Mrd. Euro auf die LEAG und 0,14 Mrd. Euro auf die Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH (MIBRAG) (DIW Berlin 2017c). Die Höhe der bergbaubedingten Folgekosten vor dem Hintergrund einer vorgezogenen Beendigung der energetischen Nutzung der Kohle ist bisher nicht untersucht. Zudem ist nicht gesichert, dass das bisherige Rückstellungssystem sicherstellt, dass die Betreiber tatsächlich für die Folgekosten aufkommen.

Übersicht über die anstehenden bergbaubedingten Folgekosten

Die Berechnung der Rückstellungen beruht auf Kostenschätzungen der Betreiber.

Die Folgekosten des Braunkohlebergbaus fallen zum größten Teil erst in der Zukunft an und sind daher schwer abzuschätzen (SRU 2017; DIW Berlin 2017c). Die Berechnung der entsprechenden Rückstellungen beruht auf Kostenschätzungen der Betreiber auf Basis detaillierter Nachnutzungspläne (FÖS und IASS Potsdam 2016; SRU 2017).

RWE gibt an, dass 80 % der Folgekosten erst nach der Stilllegung eines Tagebaus anfallen und das sie ca. 70-80 % der notwendigen Rückstellungen bereits gebildet haben.

RWE hat drei eigene Gutachten zu notwendigen Rückstellungen in Auftrag gegeben und veröffentlicht (RWE Power, RWTH, und BET 2017; RWE Power und KPMG 2016; MTC 2017). Diesen Gutachten ist zu entnehmen, dass die Kosten für die Rekultivierung im Rheinischen Revier zu über 80 % erst anfallen, wenn ein Tagebau geschlossen wird. Während 74 % der Kosten für die Wiedernutzbarmachung anfallen, stellen Umsiedlungen und Verlegungen nur 8 % der Kosten dar. RWE gibt an, dass vom Unternehmen ca. 70-80 % der notwendigen Rückstellungen bereits gebildet wurden. Jedoch ist in diesen Gutachten nicht aufgeführt, wie die Rückstellungen angelegt sind, und es beinhaltet keine Abschätzungen dazu, wie sich die benötigten Rückstellungen und andere Bilanzposten bei einem vorzeitigen Kohleausstieg verändern würden.

Ein von staatlichen Stellen in Auftrag gegebenes Gutachten könnte Klarheit bzgl. Höhe und Zeitpunkt des Fälligwerdens der Folgekosten und ihrer Absicherung geben.

Für eine genauere Bewertung der Kosten vor dem Hintergrund einer vorgezogenen Beendigung der energetischen Nutzung der Kohle sollte auf unabhängige und transparente Kostenschätzungen hingewirkt werden (Agora Energiewende 2016a; DIW Berlin 2017c; SRU 2017). Ein von staatlichen Stellen in Auftrag gegebenes Gutachten könnte Klarheit bzgl. der Höhe und des Fälligwerdens der Folgekosten und ihrer Absicherung geben. Die Ergebnisse bisheriger Studien der Betreiber und Länder sollte in diese Untersuchung einfließen, damit auf dieser Grundlage Kosten beziffert und Maßnahmen zur Absicherung ihrer Deckung geprüft werden können. Weitere Hinweise zu den Folgekosten geben die Sanierungsberichte der Lausitzer und Mitteldeutschen Bergbau-Verwaltungsgesellschaft mbH (LMBV), die für die Sanierung der DDR-Tagebaue verantwortlich ist.

Minimierung der Risiken für die Finanzierung der Folgekosten

Bei einem früheren Beginn der Rekultivierung müssten die Rückstellungen von den Betreibern erhöht werden.

Die bilanziellen Rückstellungen, die von den Tagebau-Betreibern zur Finanzierung der bergbaubedingten Folgekosten gebildet werden, spiegeln die zukünftigen Zahlungslasten auf Basis ihres kalkulierten Barwerts wider. Die Höhe der Rückstellun-

gen hängt somit nicht nur von den Schätzungen der Folgekosten ab, sondern auch von dem Zeitpunkt des Anfallens, der Inflationsrate und den Abzinsungssätzen (DIW Berlin 2017c). Bei einem früheren Beginn der Rekultivierung (bspw. aufgrund eines beschleunigten Kohleausstiegs), steigenden Anforderungen an die Rekultivierungsmaßnahmen, höheren Preissteigerungsraten oder niedrigeren Abzinsungssätzen müssten die Rückstellungen von den Betreibern erhöht werden (DIW Berlin 2017c; SRU 2017).

Rückstellungen sind Passivposten, die in den Bilanzen durch positive Vermögenswerte (Aktiva) gedeckt werden müssen. Bei den Aktiva der Bergbauunternehmen handelt es sich zum Teil um Investitionen in konventionelle Kraftwerksanlagen oder Tagebauinfrastruktur. Bei einem schnelleren Wertverlust dieser Anlagen, wie bei einem Kohleausstieg zu erwarten, müssen die Rückstellungen durch weitere Aktivposten abgesichert werden. Schon in den letzten Jahren mussten für konventionelle Kraftwerksanlagen zusätzliche Wertabschreibungen vorgenommen werden (SRU 2017).

Die Rückstellungen sind zudem bislang nicht insolvenzfest, d. h. sie können bei Zahlungsunfähigkeit des Betreibers verloren gehen (Agora Energiewende 2016a; FÖS und IASS Potsdam 2016; DIW Berlin 2017c). Ist der Betreiber ein Tochterunternehmen, haftet grundsätzlich der Mutterkonzern für die Kosten, falls Beherrschungs- und Gewinnabführungsverträge bestehen. Der Mutterkonzern kann sich aber ggf. auch durch rechtzeitige Kündigung dieser Verträge oder gesellschaftsrechtliche Umstrukturierungen der Haftung entziehen ((DIW Berlin 2017c), (FÖS und IASS Potsdam 2016), § 303 AktienG, Stand 10.05.2016). Bedenken zur Haftung werden aufgrund der Unternehmensstruktur insbesondere bei der EPH geäußert, die über diverse Zwischenfirmen Eigentümerin der LEAG und MIBRAG ist ((DIW Berlin 2017c; Öko-Institut 2017b). Die EPH bestätigte selbst, dass sie gegenwärtig nicht für die Verpflichtungen der LEAG haftet (Steinmann 2017).

Sicherstellung des Verursacherprinzips

Es gibt zahlreiche Vorschläge, wie man die Risiken in Bezug auf die bergbaubedingten Rückstellungen minimieren und somit dauerhaft garantieren kann, dass die Folgekosten des Braunkohlebergbaus von den Betreibern getragen werden. Hierzu zählen neben unabhängigen Kostengutachten insbesondere die folgenden Maßnahmen (Agora Energiewende 2016a; FÖS und IASS Potsdam 2016; DIW Berlin 2017c; SRU 2017):

- Nachhaftungsgesetz: Analog zur Atomwirtschaft könnte ein Nachhaftungsgesetz sicherstellen, dass die Mutterkonzerne auch nach einer Umstrukturierung für die bergbaubedingten Folgekosten ihrer Tochterunternehmen haften.
- Sicherheitsleistungen nach Bundesberggesetz: Gemäß § 56 BBergG könnte die zuständige Bergbehörde statt bilanzieller Rückstellungen insolvenzfeste Sicherheitsleistungen verlangen, wie Versicherungen, Bankbürgschaften oder eine Patronatserklärung des Mutterkonzerns. So hat das sächsische Oberbergamt Ende Dezember 2017 für den Tagebau Nochten festgelegt, dass in Zukunft Sicherheitsleistungen in Form eines Sondervermögens zu leisten sind (Pinka 2018).
- Öffentlich-rechtlicher Fonds: Analog zur Atomwirtschaft könnte ein öffentlich-rechtlicher Fonds aufgelegt werden, der sich aus Mitteln der Bergbauunternehmen speist.

Ein öffentlich-rechtlicher Fonds wäre die transparenteste Lösung mit dem höchsten Insolvenzschutz für besonders langfristige Folgekosten (FÖS und IASS Potsdam 2016; DIW Berlin 2017c)). Zur Finanzierung könnte beispielsweise eine Abgabe auf die in Zukunft noch geförderte Braunkohle erhoben werden (Agora Energiewende 2016a).

Die bisherige Praxis, Rückstellungen vor allem durch Investitionen in konventionelle Kraftwerke und Tagebauinfrastruktur zu sichern, birgt gerade im Kontext eines Kohleausstiegs Risiken.

Die bereits gebildeten Rückstellungen sind überdies nicht insolvenzfest.

Es sind zusätzliche Maßnahmen nötig, um zu garantieren, dass die Folgekosten von den Betreibern getragen werden.

Ein öffentlich-rechtlicher Fonds könnte von den Betreibern bspw. durch eine Braunkohleabgabe kontinuierlich aufgefüllt werden.

INSTRUMENTE ZUR REDUZIERUNG DER ENERGETISCHEN NUTZUNG VON KOHLE

ZUSAMMENFASSUNG

Deutsche Kohlekraftwerke unterliegen verschiedenen Steuerungsinstrumenten, insbesondere dem europäischen Emissionshandelssystem (ETS) und Vorgaben zum Immissionsschutz. Um die Klimaschutzziele zu erreichen (vgl. Kap. 2.5) und Hemmnisse bei der Umsetzung der Energiewende zu beheben (vgl. Kap. 1.4), sind zusätzliche Maßnahmen zur Reduzierung und Beendigung der Verstromung von Kohle nötig. Die derzeit bestehenden Instrumente sind alleine nicht geeignet, die Energieerzeugung aus Kohle gesichert, strukturiert und kontinuierlich zu senken.

Kap. 5.1 stellt die wichtigsten bestehenden Instrumente mit Wirkung auf die energetische Nutzung von Kohle dar (ETS und EU-Richtlinie über Industrieemissionen). Die darauffolgenden Kapitel gehen auf zusätzlich mögliche Politikinstrumente für eine Reduzierung der Kohleverstromung ein: Kap. 5.2 behandelt den CO₂-Mindestpreis und andere Preisinstrumente, Kap. 5.3 die Stilllegung von Kraftwerkskapazitäten, Kap. 5.4 die Begrenzung der jährlichen Produktion der Kohlekraftwerke und Kap. 5.5 stellt Instrumentenkombinationen vor.

EMISSIONSHANDEL

Durch die Begrenzung und Bepreisung von CO₂-Emissionen verteuert das ETS emissionsintensive Energieerzeugung. Deutliche Emissionsreduktionen ergeben sich allerdings erst, wenn der Preis für Emissionsberechtigungen die Kosten der Kohleverstromung (konkret: die sog. Grenzkosten) dauerhaft über die Kosten der Gasverstromung hebt. Welcher CO₂-Preis dafür nötig ist, hängt v. a. von der Differenz der Brennstoffpreise sowie vom Wirkungsgrad der Kraftwerke ab. In den vergangenen Jahren war dieser sog. „Fuel Switch-Preis“ sehr volatil und schwankte zwischen ca. 5 Euro/t CO₂ für alte Steinkohlekraftwerke bis zu Werten über 100 Euro/t CO₂ für neue Braunkohlekraftwerke.

Der derzeitige Preis für Emissionsberechtigungen von etwa 20 Euro/t CO₂ (August 2018) und die derzeitigen Fuel Switch-Preise führen dazu, dass bereits einige Steinkohlekraftwerke, insbesondere ältere, in vielen Stunden zu Gunsten von modernen Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerken (GuD-Kraftwerke) aus dem Markt gedrängt werden. Um auch Braunkohlestrom vollständig zu ersetzen, wird ein dauerhaft höheres Preisniveau im ETS benötigt, das trotz der im Frühjahr 2018 beschlossenen Reform vor dem Jahr 2030 kaum zu erwarten ist (vgl. Kap. 5.1).

VOR- UND NACHTEILE MÖGLICHER ZUSÄTZLICHER INSTRUMENTE

Für einen kontinuierlichen und gesicherten Kohleausstieg werden daher zusätzliche Instrumente benötigt. Dabei lassen sich Instrumente, die indirekt über den Preis wirken, und ordnungsrechtliche Ansätze mit direkter Wirkung auf einzelne Kraftwerke oder Kraftwerkstypen unterscheiden.

Die Analyse zeigt, dass die Steuerbarkeit des Transformationsprozesses für alle Akteure am höchsten ist, wenn Kohlekraftwerkskapazitäten nach einer festgelegten Reihenfolge stillgelegt werden. Die Steuerbarkeit ist insbesondere im Hinblick auf Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit und den Strukturwandel von Bedeutung. Außerdem ergibt sich Planungssicherheit für Investitionen in das neue Energieversorgungssystem. Aufgrund der hohen Konzentration von Braunkohlearbeitsplätzen in wenigen Regionen ist es aus strukturpolitischer Sicht zudem vorteilhaft, wenn Instrumente so gewählt werden, dass von Anfang an nicht nur Braun- sondern auch Steinkohlekraftwerke zur CO₂-Reduktion beitragen. Dagegen sind bei preisbasierten Instrumenten, wie dem CO₂-Mindestpreis, die konkreten Auswirkungen auf einzelne Kraftwerke schwerer abzuschätzen, da preisbasierte Instrumente immer im Zusammenspiel mit anderen Marktfaktoren wirken (vgl. Kap. 5.2).

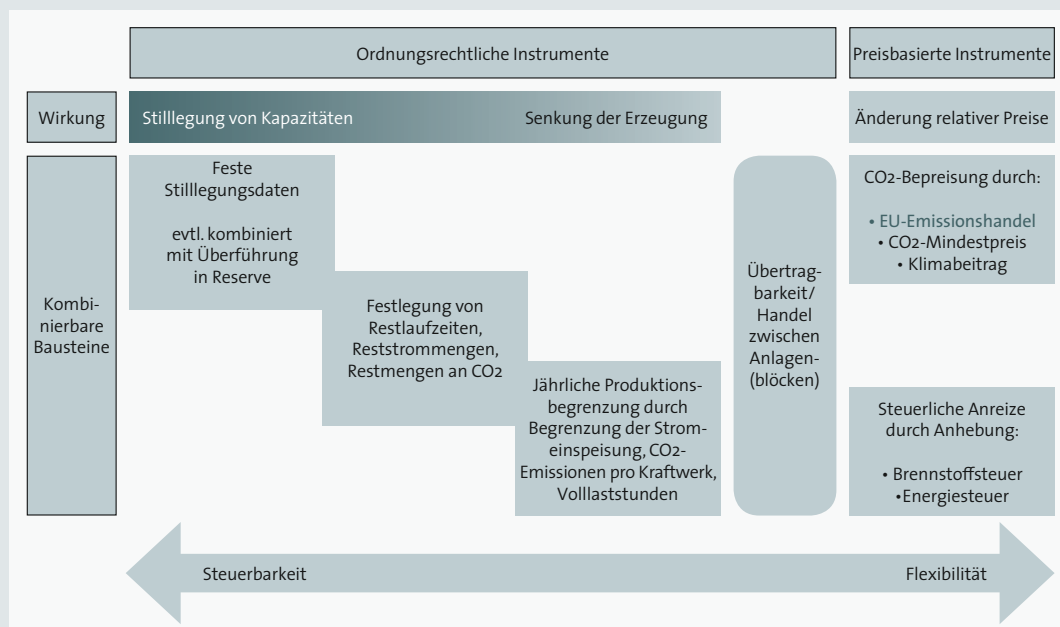
Insofern besteht bei der Instrumentenwahl ein Zielkonflikt zwischen Planungssicherheit und Flexibilität. Werden beispielsweise statt fixen Stilllegungsjahren für jeden Kraftwerksblock Restmengen an Strom oder CO₂-Emissionen festgelegt, die zwischen Kraftwerken übertragbar oder handelbar sind, sinkt die Planbarkeit im Hinblick auf regionalwirtschaftliche Wirkungen und Versorgungssicherheit (vgl. Kap. 5.3 und 5.4).

Kohlekraftwerke können alternativ zur sofortigen Stilllegung auch in eine Reserve überführt werden. Diese Option ist jedoch mit hohen Kosten für die öffentliche Hand verbunden (vgl. Kap. 5.3).

INSTRUMENTENKOMBINATIONEN

Durch eine Kombination der Instrumente Stilllegung und Produktionsbegrenzung wird die Zielgenauigkeit, mit der ein definiertes CO₂-Gesamtbudget des Stromsektors eingehalten wird, erhöht. Denn Produktionsobergrenzen verhindern, dass erste Stilllegungen in ihrer Klimawirkung leer laufen, weil die verbleibenden Kohlekraftwerke mehr Strom erzeugen. Durch eine Kombination von Stilllegung und CO₂-Mindestpreis im Stromsektor können zusätzliche Einnahmen generiert werden, die auch im Rahmen des Kohleausstiegs genutzt werden können. Der Nachteil von Kombinationen liegt in ihrer höheren Komplexität. Der politische Aushandlungsprozess kann sich dadurch verzögern (vgl. Kap. 5.5).

Abb. 5.o.1: Mögliche Instrumentenbausteine zur Reduzierung der energetischen Nutzung von Kohle



Quelle: Ecologic Institut basierend auf IZES (2015), S. 141, SRU (2017), S. 32, Öko-Institut (2017), S. 53.

RECHTLICHE ZULÄSSIGKEIT UND WASSERBETTEFFEKT

Bisher veröffentlichte Gutachten gehen davon aus, dass Kohlekraftwerke rechtssicher und grundsätzlich entschädigungsfrei stillgelegt werden können, wenn eine Amortisation der Investitionen gegeben ist. Es sollte den Betreibern jedoch eine kurze Übergangsfrist eingeräumt werden, damit sie sich in ihren Vermarktungsstrategien auf die Stilllegung einstellen können. Die bisher vorgelegten Gutachten gehen von einer rechtlich gebotenen Übergangszeit von ein bis zwei Jahren aus. Hingegen ist die EU-rechtliche Genehmigung einer Ausweitung der Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft nicht gesichert, legt man die Ausführungen der EU-Kommission in ihrer Beihilfeentscheidung zugrunde (vgl. Kap. 5.3). Wird die Stromerzeugung in weiterhin laufenden Kraftwerken gedeckelt, ergeben sich gewisse rechtliche Risiken: Ohne Übertragungsoption muss die Mengenbegrenzung so ausgestaltet werden, dass ein rentabler Betrieb weiter möglich ist, womit dem Instrument enge Grenzen gesetzt sind (vgl. Kap. 5.4). Eine Erhöhung der Energiesteuer ausschließlich für die Verstromung von Kohle halten Experten für europarechtlich und verfassungsrechtlich problematisch. Unkritisch ist dagegen eine Anhebung für alle fossilen Brennstoffe, etwa zur Umsetzung eines CO₂-Mindestpreises (vgl. Kap. 5.2).

Durch die Reform des Emissionshandels ist es kurz- und mittelfristig deutlich unwahrscheinlicher geworden, dass die Absenkung der Kohlestromerzeugung in Deutschland zu einem Überschuss an Emissionsrechten im ETS (dem sog. Wasserbetteffekt) führt. Zum einen erlaubt es die neu gefasste EU-Emissionshandelsrichtlinie Regierungen, Zertifikate im Umfang eingesparter Emissionen stillzulegen. Zum anderen wirkt auch die Marktstabilitätsreserve dem Wasserbetteffekt entgegen, indem sie dem Markt eine bestimmte Menge überschüssiger Emissionsberechtigungen automatisch entzieht (vgl. Kap. 5.1 und 5.3).

5.1 BESTEHENDE INSTRUMENTE

- » Das europäische Emissionshandelssystem (ETS) ist derzeit das zentrale Klimaschutzinstrument der EU im Stromsektor. Durch die Bepreisung von CO₂-Emissionen soll ein Anreiz zur Emissionsminderung gegeben werden.
- » Das ETS löst dann einen Brennstoffwechsel in der Stromerzeugung aus, wenn der Preis für Emissionsberechtigungen die Kosten der Kohleverstromung (konkret: die Grenzkosten) über die Kosten von Gas hebt und damit die Einsatzreihenfolge am Strommarkt beeinflusst. Welches Preisniveau in Deutschland dafür nötig ist, hängt hauptsächlich von den Brennstoffpreisen und dem Wirkungsgrad der Kraftwerke ab. In den vergangenen Jahren war der „Fuel Switch-Preis“ sehr volatil.
- » Die Entwicklung der Energiekosten und des CO₂-Preises im ETS ist schwer vorhersehbar und Prognosen erwiesen sich bisher oft als falsch. Daher ist unklar, wann und wie dauerhaft das nötige Preisniveau für einen Brennstoffwechsel erreicht wird. Eine gesicherte und kontinuierliche Absenkung der Kohleverstromung in Deutschland ist daher auch nach der ETS-Reform allein über das CO₂-Preissignal nicht möglich.
- » Die aus der EU-Richtlinie über Industrieemissionen resultierenden Grenzwerte für Schadstoffe (Stickstoffoxide, Quecksilber) können in den meisten Fällen durch feuerungstechnische Maßnahmen und technische Nachrüstungen erfüllt werden. Die Richtlinie ist somit kein geeignetes Instrument für einen gesicherten Kohleausstieg.

Das europäische Emissionshandelssystem

Das ETS wurde im Jahr 2005 eingeführt und ist das zentrale Klimaschutzinstrument auf europäischer Ebene. Es setzt eine stetig sinkende Obergrenze (sog. Cap) auf die CO₂-Emissionen der in dem System beinhalteten Anlagen. Unter dem ETS muss für jede Tonne CO₂, die bei der Stromerzeugung und von der energieintensiven Industrie emittiert wird, eine Emissionsberechtigung (auch „Zertifikat“) bei der zuständigen staatlichen Stelle vorgelegt werden. Emissionsberechtigungen können erworben werden und sind frei handelbar. Dabei bildet sich ein Preis pro Tonne CO₂-Emissionen. Dieser liegt aktuell bei etwa 20 Euro/t CO₂ (August 2018 (EEX 2018a, 2018b)). Im Ergebnis verteuert sich die Stromerzeugung in Abhängigkeit vom CO₂-Gehalt des genutzten Brennstoffs und des Wirkungsgrades der jeweiligen Anlage, was Anreize zur Reduktion von Treibhausgasemissionen und zum Wechsel auf emissionsärmere Brennstoffe („Fuel Switch“) setzen kann. Das ETS soll so Umweltkosten, die durch CO₂-Emissionen und den Klimawandel entstehen, in die Preisbildung am Strommarkt integrieren. Dadurch werden Preisvorteile der CO₂-intensiven Kohle gegenüber dem CO₂-ärmeren Erdgas, die ohne diese Internalisierung externer Kosten bestehen, reduziert.

Nach mehrjähriger Verhandlung trat im April 2018 eine Reform des ETS in Kraft. Adressiert werden sollte v. a. das Problem, dass sich unter den bisherigen Regelungen am Markt für Emissionsberechtigungen ein Überschuss von rund 1,7 Mrd. Zertifikaten (Stand 2016, (Europäische Kommission 2017b; Sandbag 2017)) bilden konnte. Als Folge lag der Preis für Emissionsberechtigungen seit 2012 bis Anfang 2018 durchgängig unter 10 Euro/t CO₂, zeitweilig sogar unter 5 Euro.

Die Reform sieht nunmehr vor, dass im Zeitraum 2021-2030 (vierte Handelsperiode) die Gesamtmenge der jährlich ausgegebenen Emissionsberechtigungen um 2,2 % pro Jahr statt wie bisher um 1,7 % sinkt. Um den Überschuss an Emissionsberechtigungen abzubauen, war außerdem schon 2015 die Einführung der sog. Marktstabilitätsreserve beschlossen worden, die ab 2019 einen Teil des Überschusses dem Markt entziehen soll. Dieses Instrument wurde mit der Reform deutlich gestärkt: Die Marktstabilitätsreserve soll in den Jahren 2019 bis 2023 jedes Jahr 24 % der über-

Den regulativen Rahmen für die Kohleverstromung setzt derzeit die EU durch das Emissionshandelssystem und die Richtlinie über Industrieemissionen.

Die 2018 beschlossene Reform des Emissionshandels wird den Zertifikateüberschuss schrittweise abbauen und dadurch voraussichtlich zu höheren CO₂-Preisen führen.

schüssigen Zertifikate aufnehmen – doppelt so viele wie ursprünglich vorgesehen; ab 2024 sinkt dieser Anteil auf 12 %. Zudem werden ab dem Jahr 2023 alle Emissionsberechtigungen in der Marktstabilitätsreserve, die über die jährliche Auktionsmenge des Vorjahres hinausgehen, gelöscht. Daraus resultiert in Summe eine Löschung von mehr als 2 Mrd. Zertifikaten (Thomson Reuters 2017b).

Die novellierte ETS-Richtlinie erlaubt es Mitgliedstaaten bei Stilllegung von Kraftwerkskapazitäten die Auktionsmengen für Emissionsberechtigungen entsprechend zu senken.

Box 5.1: Aufhebung des „Wasserbetteffekts“

In der Diskussion um nationale Klimaschutzmaßnahmen in den ETS-Sektoren wird oft argumentiert, dass durch solche Maßnahmen freiwerdende Emissionsberechtigungen im Ausland zu Mehremissionen führen (sog. Wasserbetteffekt). Dies neutralisiert die Klimaschutzwirkung nationaler Instrumente. Die Reform des ETS wirkt dem Wasserbetteffekt über zwei Wege entgegen:

Die 2018 novellierte EU-ETS-Richtlinie erlaubt es Mitgliedstaaten, die national Erzeugungskapazitäten stilllegen, die Auktionsmengen für Emissionsberechtigungen im ETS entsprechend zu senken. Auf diese Weise können Regierungen verhindern, dass zusätzliche Maßnahmen im Inland durch freiwerdende Emissionsberechtigungen zu Mehremissionen im Ausland führen.

Auch die im Rahmen der Reform gestärkte Marktstabilitätsreserve wirkt dem sog. Wasserbetteffekt entgegen: Zusätzliche nationale Maßnahmen führen nicht unmittelbar zu einem zusätzlichen Angebot an Emissionsberechtigungen im Ausland, sondern erhöhen zunächst den Bestand in der Reserve, die dem Markt entzogen ist. Angesichts der mit der Reform eingeführten Löschung überzähliger Emissionsberechtigungen in der Reserve ab dem Jahr 2023 ist die Gefahr einer Verlagerung von Emissionen begrenzt (Öko-Institut 2018b).

Veränderung der Einsatzreihenfolge am Strommarkt

Ein Brennstoffwechsel findet statt, sobald die Erzeugungskosten der Kraftwerke (relevant sind die sog. Grenzkosten) sich durch den CO₂-Preis so stark verändern, dass sich auch die Einsatzreihenfolge auf dem Strommarkt ändert (Merit Order, vgl. Kap. 1.3) und CO₂-ärmere Kraftwerke vor CO₂-intensiveren Kraftwerken zum Einsatz kommen. Dabei geht es in erster Linie um den Wechsel von Kohle- zu Gaskraftwerken (sog. Fuel Switch).

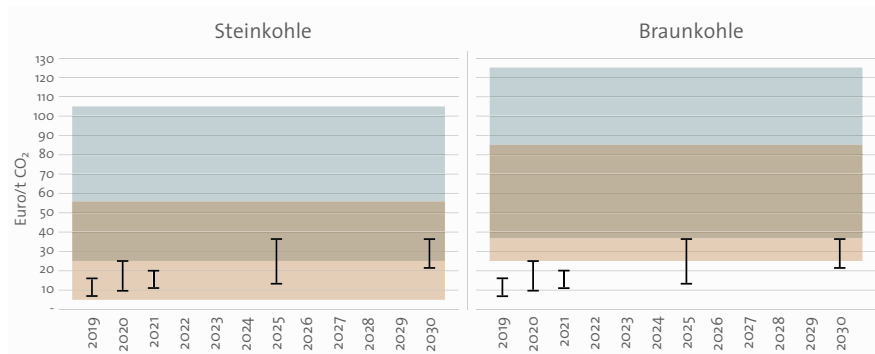
Neben den Kosten der CO₂-Emissionen im ETS hängen die Grenzkosten der Stromerzeugung insbesondere von zwei Faktoren ab: dem Kostenunterschied zwischen den verschiedenen Brennstoffen und dem Wirkungsgrad der Anlage. Da die Brennstoffpreise schwanken, ändert sich auch stetig der Fuel Switch-Preis: Je größer der Preisunterschied zwischen Stein- bzw. Braunkohle und Erdgas ist, desto höher muss der CO₂-Preis sein und auch bleiben, um dauerhaft die Einsatzreihenfolge auf dem Strommarkt zu ändern. Je geringer der Wirkungsgrad der Kohlekraftwerke (also je teurer die Stromproduktion), desto geringer muss der CO₂-Preis sein, um den Brennstoffwechsel zu den effizienteren Gaskraftwerken auszulösen. Im Ergebnis werden bei steigendem CO₂-Preis die älteren und ineffizienteren Kohlekraftwerke aus der Einsatzreihenfolge gedrängt, während sich die effizienteren Kohlekraftwerke noch länger am Markt behaupten können und erst bei einem höheren CO₂-Preisniveau teurer als Gaskraftwerke werden.

Der Emissionshandel kann voraussichtlich dazu beitragen, am Strommarkt Steinkohle durch Gas zu ersetzen, aber Braunkohle wird kaum betroffen sein.

Abb. 5.1.1 zeigt verschiedene Prognosen aus den Jahren 2018 und 2017 (nach der Einigung zur ETS-Reform) zur Entwicklung der Zertifikatspreise im ETS bis 2030. Hier wird deutlich, dass die Erwartungen zum zukünftigen Preisniveau von Emissionsberechtigungen stark variieren – wenn auch insgesamt ein steigender Trend vorhergesagt wird. Für das Jahr 2020 werden Zertifikatspreise zwischen 10 und 23 Euro/t erwartet, für das Jahr 2025 eine Bandbreite von ca. 14 bis 35 Euro/t und für 2030

Preise zwischen 22 und 35 Euro/t. Die Abbildung stellt die Preisprognosen den Fuel Switch-Preisen in der Vergangenheit gegenüber, die zwischen 2003 und Anfang 2018 für einen Wechsel von alten und neuen Stein- bzw. Braunkohlekraftwerken zu neuen GuD-Kraftwerken notwendig waren. In den letzten 15 Jahren schwankten die Fuel Switch-Preise für Steinkohle zwischen ca. 5 und 55 Euro/t bei alten und etwa 25 und 105 Euro/t bei neuen Kraftwerken. Für die Verdrängung von Braunkohle ist ein deutlich höheres CO₂-Preisniveau erforderlich: Hier lag die Bandbreite in dem Zeitraum von 2003 bis Anfang 2018 zwischen ca. 25 und 85 Euro/t für alte Kraftwerke und etwa 35 und 125 Euro/t für neue (Öko-Institut 2018b).

Abb. 5.1.1: Prognosen zu Zertifikatspreisen im ETS bis 2030 und Bandbreite der historischen Fuel Switch-Preise für alte Kohlekraftwerke zu GuD-Kraftwerken von 2003 bis 2018



Quelle: Zertifikatspreise: Carbon Pulse 2018, ICIS 2017, Thomson Reuters 2017a; Fuel Switch-Preise: Öko-Institut 2018

Die eingetragenen Spannbreiten bilden Preisprognosen für Emissionsberechtigungen ab. Die Schattierung zeigt den Bereich historischer Switch-Preise: rot und braun für alte Kohlekraftwerke, blau und braun für neue Kraftwerke.

Gegenwärtig beginnt der Wechsel von Steinkohle zu Gaskraftwerken bei CO₂-Preisen von knapp unter 10 Euro/t (vgl. Kap. 1.3). Das derzeitige Preisniveau der Emissionsberechtigungen im ETS (etwa 20 Euro/t CO₂, August 2018) führt daher dazu, dass die ersten Steinkohlekraftwerke in Deutschland, insbesondere die älteren, in der Einsatzreihenfolge am Strommarkt hinter Gaskraftwerke rücken. Ab einem Preis von 40 Euro/t CO₂ würden auf Basis der gegenwärtigen Marktbedingungen (v. a. Brennstoffpreise) alle Steinkohlekraftwerke in Deutschland von Gaskraftwerken verdrängt. Bei der Braunkohle beginnt der Wechsel gegenwärtig bei etwa 20 Euro/t für ältere Anlagen, bei etwa 50 Euro/t würden auch die effizientesten neueren Braunkohlekraftwerke verdrängt (vgl. Kap. 1.3). Es zeigt sich daher, dass das ETS einen Beitrag dazu leisten kann, dass in der Stromerzeugung Steinkohle durch Gas ersetzt wird, gerade bei älteren Kraftwerken. Allerdings ist nicht zu erwarten, dass die Preise für Emissionsberechtigungen in den nächsten zehn Jahren einen umfassenden Wechsel von Braunkohle- zu Gaskraftwerken auslösen werden.

Veränderung der Wirtschaftlichkeit

Der CO₂-Preis hat jedoch nicht nur das Potenzial, in bestimmten Stunden die Einsatzreihenfolge am Strommarkt zu ändern, er wirkt sich auch auf die Wirtschaftlichkeit der Braunkohleverstromung insgesamt aus. Braunkohlekraftwerke und Braunkohletagebau liegen weitgehend in der Hand derselben Unternehmen (integrierte Unternehmen). Durch Betrieb der Tagebaue geht die Braunkohleverstromung mit einem hohen Anteil von Fixkosten in der Kostenstruktur dieser Unternehmen einher (Öko-Institut 2017b) (vgl. Kap. 1.2). Diese Fixkosten müssen durch Deckungsbeiträge aus dem Stromverkauf erwirtschaftet werden. Das Öko-Institut geht davon aus, dass schon bei einem CO₂-Preis von 15 Euro/t die Wirtschaftlichkeit älterer Braunkohleanlagen mittelfristig gefährdet ist, da die Kostendeckungsbeiträge durch die zusätzlichen CO₂-Kosten sinken würden. Bei einem dauerhaften, stabilen Preisniveau ab 25 Euro/t könnten Stilllegungen alter Braunkohlekraftwerke innerhalb weniger Jahre erfolgen (Öko-Institut 2018b).

Schon bei einem CO₂-Preis von 15 Euro/t ist die Wirtschaftlichkeit älterer Braunkohleanlagen gefährdet. Bei einem stabilen Preisniveau ab 25 Euro/t könnten Stilllegungen alter Braunkohlekraftwerke innerhalb weniger Jahre erfolgen.

Die Entwicklung der Fuel Switch-Preise wie des CO₂-Preises ist mit großen Unsicherheiten behaftet.

Das ETS ist nicht darauf angelegt, einen Fuel Switch zu garantieren.

Der Emissionshandel erlaubt zudem nicht, die Absenkung der Kohleverstromung regional oder zeitlich zu steuern.

Für eine weitere Reform des Emissionshandelssystems ist in den nächsten Jahren keine Mehrheit zu erwarten.

Unsicherheiten

Zu berücksichtigen ist, dass sowohl die Entwicklung der Fuel Switch-Preise als auch die zukünftige Höhe des CO₂-Preises mit großen Unsicherheiten behaftet sind und sich Prognosen hierzu in der Vergangenheit oft als falsch erwiesen haben. Hintergrund ist, dass der CO₂-Preis vielfältigen Treibern ausgesetzt ist: Einfluss nehmen u. a. die Energieträgerpreise, die makroökonomische Entwicklung, der Ausbau erneuerbarer Energien und die Förderung der Energieeffizienz. Experten argumentieren, dass darüber hinaus weitere Faktoren hinzukommen. Für die Preisentwicklung in der Vergangenheit könnte zum Beispiel auch die Vertrauenswürdigkeit und langfristige Verbindlichkeit der CO₂-Reduktionsziele eine Rolle gespielt haben (MCC 2017; Koch et al. 2014).

Das ETS stellt zwar sicher, dass EU-weit innerhalb eines festgelegten Zeitraums eine bestimmte Emissionsmenge nicht überschritten werden kann – es ist aber nicht darauf angelegt, einen Fuel Switch zu garantieren.

Die indirekte Wirkung des ETS über den Strommarkt erlaubt zudem keine regionale oder zeitliche Steuerung der Reduktion der Kohleverstromung. Eine solche Steuerung ist aber entscheidend, sowohl um Emissionsminderungen rechtzeitig im Sinne gesetzter Klimaschutzziele zu erreichen, als auch um den Umbau der Energieversorgung technisch und wirtschaftlich sinnvoll voranzutreiben (vgl. Kap. 1.4 und 3.3). Die regionale Steuerung spielt vor dem Hintergrund lokaler Strukturwandel-effekte und Aspekten der Versorgungssicherheit eine wichtige Rolle (vgl. Kap. 4 und 3.5).

Das ETS ist daher, trotz der jüngst verabschiedeten Reformen und der sich abzeichnenden höheren Wirksamkeit, nicht allein geeignet, die Kohleverstromung in Deutschland gesichert, strukturiert und kontinuierlich zu verringern, sondern kann allenfalls zu diesem Ziel beitragen.

Optionen zur Anschärfung des EU-Emissionshandels

Eine Anschärfung des ETS, z. B. durch die Einführung eines EU-weiten Mindestpreises oder eine stärkere Absenkung des Caps, würde derzeit wohl keine Mehrheit im Kreis der Mitgliedsstaaten finden, da die Reform gerade erst in Kraft getreten ist. Eine Anpassung des ETS könnte sich zwar durch die Verpflichtungen der EU im UN-Prozess ergeben. So sieht die reformierte ETS-Richtlinie vor, dass die EU-Kommission im Zusammenhang der Bestandsaufnahmen unter dem Übereinkommen von Paris („global stocktake“) regelmäßig die Bestimmungen der Richtlinie überprüfen soll, darunter das Cap und den linearen Minderungsfaktor. Die erste Überprüfung steht im Rahmen des Talanoa-Dialogs schon 2018 an. Es ist jedoch unwahrscheinlich, dass es hier schon zu substantiellen Änderungen kommen wird. Wahrscheinlicher sind weitere Reformen erst im Rahmen des folgenden „global stocktakes“ im Jahr 2023. Im Jahr 2021 werden zudem bereits die Parameter der Marktstabilitätsreserve überprüft (Carbon Brief 2017; Europäische Kommission 2018a).

Die EU-Richtlinie über Industrieemissionen (IE-RL)

Neben dem ETS wirkt sich auch die europäische Richtlinie über Industrieemissionen 2010/75/EU (IE-RL) auf die Kohleverstromung in Deutschland aus. Sie gilt u. a. für Großfeuerungsanlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von über 300 MW_{th} und damit für den Großteil der deutschen Kohlekraftwerke. Die Richtlinie schreibt Mindest-Umweltkriterien vor, insbesondere zu Schadstoffemissionen in die Luft. Die Festlegung der entsprechenden EU-weiten Mindestgrenzwerte erfolgt auf Basis der besten verfügbaren Techniken (BVT). Im Jahr 2017 wurden die für Kohlekraftwerke relevanten Vorgaben zu BVT aktualisiert und damit neue Umweltstandards für Großfeuerungsanlagen, darunter auch strengere Standards für die Emissionen von Staub, von Schwefel- und Stickstoffoxiden sowie die erstmalige europarechtliche Festsetzung von Standards für die Emissionen von Quecksilber eingeführt (Europäi-

sche Kommission 2017a). Diese neuen Umweltstandards müssen innerhalb von vier Jahren, bis zum Jahr 2021, in nationales Recht umgesetzt und von bestehenden Anlagen eingehalten werden.

Während die Betriebswerte der deutschen Großfeuerungsanlagen für Schwefeloxide und Staub bereits heute weitgehend im Bereich der durch das aktualisierte BVT-Merkblatt vorgegebenen Emissionsbandbreiten liegen, erfordern die neuen Standards für Stickstoffoxide und Quecksilber Anpassungen im Kraftwerkspark.

Insbesondere für Braunkohlekraftwerke führen die vorgeschriebenen Jahresmittelwerte zu Nachrüstbedarf. Die Jahresmittelwerte für Stickstoffoxide der bestehenden großen Braunkohlekraftwerke liegen mit 160 bis 190 mg/m³ derzeit meist über den neuen Grenzwerten (SRU 2017). Nach Einschätzung des Umweltbundesamtes (UBA) würden sogar bei einer Festlegung des nationalen Jahresmittelwerts am oberen Rand (175 mg/m³) bisher nur vier Braunkohlekraftwerksblöcke in Deutschland diesen Grenzwert sicher einhalten (SRU 2017). Dies bedeutet, dass je nach Festlegung der Grenzwerte in der Bundesimmissionsschutzverordnung und der Genehmigungssituation an den Kraftwerksstandorten feuerungstechnische Maßnahmen (z.B. Optimierung der Verbrennungsbedingungen) bzw. abgasseitige Nachrüstmaßnahmen erforderlich werden könnten (SRU 2017). Auch die Vorgaben der EU zu Quecksilberemissionen werden in vielen Fällen Maßnahmen erfordern. Ob sich eine Maßnahme für einen bestimmten Standort lohnt, ist vor allem eine wirtschaftliche Entscheidung, die vom Kraftwerksbetreiber zu treffen ist. Als Instrument für eine gesicherte, strukturierte und kontinuierliche Absenkung der Kohleverstromung ist die Richtlinie bzw. ihre nationale Umsetzung aus diesem Grunde nicht geeignet. Inwieweit höhere Grenzwerte zu Optimierungen, Nachrüstungen oder Schließungen von Kraftwerken führen, kann nicht sicher vorhergesagt werden.

Die Verschärfung der Emissionsgrenzwerte wird für einige Kraftwerke Nachrüstbedarf nach sich ziehen, für einen strukturierten Kohleausstieg eignet sich das Instrument aber nicht.

Tab. 5.1.1: Grenzwerte der Jahresmittelwerte für Stickstoffoxid- und Quecksilberemissionen für bestehende Großfeuerungsanlagen mit mehr als 1500 Betriebsstunden pro Jahr, gültig ab dem Jahr 2021

Schadstoff	Kraftwerkstyp (bestehende Anlagen)	Grenzwerte im Jahresmittel
Stickstoffoxide	Wirbelschichtfeuerung (Braun- und Steinkohle), Braunkohlestaubfeuerung, über 300 MW _{th}	< 85–175 mg/Nm ³
	Steinkohlestaubfeuerung, über 300 MW _{th}	65–150 mg/Nm ³
Quecksilber	Braunkohlekraftwerke	< 1–7 µg/Nm ³
	Steinkohlekraftwerke	< 1–4 µg/Nm ³

Quelle: Europäische Kommission (2017a)

5.2 CO₂-MINDESTPREIS UND ANDERE PREISINSTRUMENTE

- » Ein CO₂-Mindestpreis im Stromsektor kann sicherstellen, dass frühzeitig und dauerhaft Anreize zur Emissionsvermeidung bestehen. In der richtigen Höhe verändert er die Einsatzreihenfolge am Strommarkt und senkt dadurch die Kohleverstromung. Er erlaubt jedoch kaum eine regionale Steuerung des Kohleausstiegs.
- » Ein rein nationaler CO₂-Preis kann dazu führen, dass deutsche Kraftwerke gegenüber der europäischen Konkurrenz schlechter gestellt werden und weniger Strom erzeugen. Um diese Verlagerungseffekte zu reduzieren, kann es sinnvoll sein den Mindestpreis zusammen mit benachbarten Mitgliedstaaten einzuführen. Dies birgt allerdings das Risiko zeitlicher Verzögerung.
- » Der im Jahr 2015 vom Bundeswirtschaftsministerium vorgeschlagene „Klimabeitrag“ sowie eine höhere Energiesteuer sind weitere Ansätze über Preise die Kohleverstromung zu reduzieren. Diese Instrumente sind jedoch mit rechtlichen Bedenken behaftet und relativ komplex.

Preisbasierte Instrumente verteuern CO₂-intensiven Strom.

Preis- oder marktbasierende Instrumente verteuern fossil erzeugte Energie gegenüber klimafreundlichen Optionen. Dies kann grundsätzlich durch eine Mengenbegrenzung und Bepreisung wie beim ETS oder über zusätzliche Abgaben erfolgen. Als Ergänzung zum bestehenden ETS wird derzeit in verschiedenen EU-Ländern ein CO₂-Mindestpreis für den Stromsektor diskutiert. Als weitere Instrumente kommen die Anpassung der Energiebesteuerung von Kohle und der 2015 vom Bundeswirtschaftsministerium vorgeschlagene „Klimabeitrag“ in Betracht. Grundsätzlich zielen die genannten Instrumente zunächst darauf ab, die Erzeugung von Strom in emissionsintensiven oder spezifisch in Kohlekraftwerken zu verteuern und dadurch deren Stromproduktion zu senken. Bei ausreichend hohem Preisniveau können sie aber auch zu Stilllegungen führen.

Nationaler CO₂-Mindestpreis im Stromsektor

Der CO₂-Mindestpreis kann Kohlestrom aus dem Markt drängen, erlaubt aber kaum eine regionale oder zeitliche Steuerung des Kohleausstiegs.

Ein CO₂-Mindestpreis im Stromsektor stellt eine Möglichkeit zur Ergänzung der Bepreisung im ETS dar. Durch einen flexiblen Aufschlag auf den Zertifikatspreis wird ein festgelegtes Preisniveau garantiert. Dadurch können die Unsicherheit über das zukünftige Preisniveau im ETS aufgelöst und – anders als im ETS ohne Mindestpreis – frühzeitig Anreize zur Emissionsminderung gesetzt werden. Je nach Ausgestaltung und Höhe des CO₂-Mindestpreises kann ein Brennstoffwechsel von Stein- und Braunkohle zu Gas ausgelöst werden. Welche Preishöhe notwendig ist, damit sich tatsächlich die Einsatzreihenfolge am Strommarkt (Merit Order) ändert, hängt von den Differenzen der Brennstoffpreise und den Wirkungsgraden der Kraftwerke ab (vgl. Kap. 5.1). Unter derzeitigen Bedingungen würde sich die Steinkohleverstromung ab einem Preisniveau von ca. 10 Euro/t CO₂ reduzieren. Um auch Braunkohle im Strommix zu reduzieren, ist derzeit ein Preisniveau ab 20 Euro erforderlich. Somit würde ein CO₂-Mindestpreis im Stromsektor als alleiniges Instrument tendenziell zuerst Steinkohle aus dem Strommarkt drängen. Gegenüber einer fixen Stilllegungsreihenfolge (vgl. Kap. 5.3) hat der CO₂-Mindestpreis den Vorteil einer geringeren Eingriffstiefe in das Eigentumsgrundrecht. Im Hinblick auf Strukturwandelexeffekte und Versorgungssicherheit birgt das Instrument allerdings Risiken, da es kaum eine regionale Steuerung der Reduzierung von Kraftwerkskapazitäten erlaubt.

Regionaler CO₂-Mindestpreis im Stromsektor

Verschiedene Mitgliedstaaten der EU erwägen derzeit, einen CO₂-Mindestpreis im Stromsektor einzuführen, z. B. Frankreich, Schweden und die Niederlande (icap n.d.; Carbon Market Watch 2013; euobserver 2017; The Guardian 2016). In Großbritannien ist das Instrument bereits seit 2013 in Kraft (vgl. Box 5.2). Eine Zusammenarbeit verschiedener europäischer Staaten kann verschiedene Vorteile haben. Ein solcher sog. regionaler Ansatz würde insbesondere verhindern, dass deutsche Kraftwerke auf gekoppelten Strommärkten gegenüber einigen Kraftwerken der europäischen Konkurrenz schlechter gestellt werden und entsprechend Marktanteile verlieren. Modellierungen für das Jahr 2020 zeigen, dass Deutschland bei einem rein nationalen CO₂-Mindestpreis bereits bei einem Niveau von 25 Euro/t CO₂ ca. 40 TWh Strom pro Jahr importieren würde statt wie derzeit netto zu exportieren (Öko-Institut 2018b). Hinzu kommt die Gefahr der Emissionsverlagerung: Bei einem rein nationalen Mindestpreis würde die Mehrproduktion an Strom im Ausland größtenteils in Steinkohle- und Erdgaskraftwerken erfolgen, so dass gut die Hälfte der Emissionsminderung in Deutschland durch die Verlagerung ins Ausland aufgehoben würde (Öko-Institut 2018b).

Um dies zu verhindern, kann es sinnvoll sein, den Mindestpreis in einem Verbund von Ländern einzuführen, z. B. im zentral-westeuropäischen Regionalmarkt bestehend aus Belgien, Deutschland, Frankreich, Luxemburg, Niederlande, Österreich und der Schweiz. Auf diese Weise würden die Nettostromimporte bei einem Mindestpreis von 25 Euro/t CO₂ auf etwa 17 TWh sinken (Öko-Institut 2018b). Die verbleibenden Verschiebungen im Stromaustausch würden zugunsten ausländischer Gaskraftwerke erfolgen. Im Ergebnis würden ausländische Gaskraftwerke inländische Kohlekraftwerke verdrängen, mit der Folge, dass nur etwa ein Viertel der Emissionsreduktion in Deutschland durch Mehremissionen im Ausland kompensiert würde. Zusätzliche Erzeugung an Nuklearstrom ist nicht zu erwarten, da Atomstrom aufgrund geringer Grenzkosten ohnehin vorn in der Merit Order liegt (Öko-Institut 2018b).

Die bei einem regionalen CO₂-Mindestpreis frei werdenden Zertifikate würden zu einem großen Teil von der Marktstabilitätsreserve des ETS absorbiert, was den Wasserbetteffekt reduziert (vgl. Kap. 5.1). Die 2018 novellierte Emissionshandelsrichtlinie erlaubt zwar, die Ausgabe von Emissionsberechtigungen im Falle nationaler Maßnahmen zur Reduzierung von Stromerzeugungskapazitäten abzusenken (vgl. Box 5.1), es ist allerdings unklar, ob diese Regelung auch im Falle eines CO₂-Mindestpreises gilt.

Der Nachteil eines regionalen Ansatzes ist der größere Abstimmungsbedarf. Selbst bei grundsätzlicher Einigung dürfte die konkrete Umsetzung eine Reihe von Fragen aufwerfen und die Einführung im Vergleich zu einer nationalen Lösung verzögern.

Ein Mindestpreis in einem Verbund mit Nachbarstaaten verhindert wirtschaftliche Nachteile und reduziert Verlagerungen von Emissionen.

Der Abstimmungsbedarf dürfte die Einführung im Vergleich zu einer nationalen Lösung erheblich verzögern.

Box 5.2: Der CO₂-Mindestpreis in Großbritannien

Seit April 2013 gilt in Großbritannien ein CO₂-Mindestpreis für alle Stromerzeugungsanlagen, die dem europäischen ETS unterliegen. Stromversorger zahlen zusätzlich zu den Emissionsberechtigungen im ETS eine Brennstoffsteuer (den sog. carbon price support), deren Höhe jeweils drei Jahre im Voraus festgelegt wird. Das Steuerniveau wird dabei so bemessen, dass in der Summe beider Komponenten das Zielniveau für den Mindestpreis erreicht wird. Zur Zeit liegt der Steueraufschlag bei 18 £/t CO₂ [20,71 Euro]. Im Fiskaljahr 2016/17 beliefen sich die zusätzlichen Staatseinnahmen auf 1 Mrd. £ [1,1 Mrd. Euro] (House of Commons 2018).

Bei der Einführung des Mindestpreises war zunächst vorgesehen, diesen schrittweise auf 30 £/t CO₂ [34,52 Euro] bis 2020 und auf 70 £/t CO₂ [80,55 Euro] bis 2030 anzuheben (Sandbag 2013). Da der Zertifikatspreis im ETS jedoch niedrig blieb, wurde der Steueraufschlag 2014 bei 18 £/t CO₂ eingefroren und soll bis 2021 nicht weiter erhöht werden. Ziel ist es, die wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit Großbritanniens gegenüber der EU aufrecht zu erhalten. Energieintensive Industrieunternehmen erhalten außerdem eine Kompensation für die angestiegenen Strompreise. Das Instrument soll mindestens erhalten bleiben, bis der Kohleausstieg 2025 vollendet ist (House of Commons 2018, Department for Business, Energy & Industrial Strategy 2018).

Seit 2013 ist der Einsatz von Kohle für die Stromerzeugung in Großbritannien stark zurückgegangen. Während Kohlekraftwerke im Jahr 2015 noch 22 % der Stromerzeugung bereitstellten, lieferten sie im zweiten Quartal 2017 nur noch 2 %. Der Mindestpreis wird als einer der Treiber dieser Entwicklung angesehen. Daneben haben aber auch der Ausbau der erneuerbaren Energien und strengere Umweltauflagen beigetragen (Department for Business, Energy & Industrial Strategy 2018). Eine unmittelbare Übertragbarkeit auf Deutschland kann jedoch nicht vorausgesetzt werden, zumal der deutsche Strommarkt ungleich stärker mit den Nachbarländern verknüpft ist als dies in Großbritannien der Fall ist.

Auswirkungen auf den Strompreis

Die Börsenstrompreise steigen durch einen wirksamen Mindestpreis moderat an. Effekte für Endverbraucher können kompensiert werden.

Ein CO₂-Mindestpreis führt bei einem regionalen Ansatz, laut einer Modellierung für das Jahr 2020, je nach eingeführter Höhe zu unterschiedlich stark steigenden Börsenstrompreisen von etwa 6 Euro/MWh (0,6 ct/kWh) bei einem Mindestpreis von 15 Euro/t CO₂ bis zu ca. 20 Euro/MWh (2 ct/kWh) bei einem Mindestpreis von 35 Euro/t CO₂ (Öko-Institut 2018b). Zu berücksichtigen ist hierbei, dass die Börsenstrompreise in den letzten Jahren mit dem Ausbau erneuerbarer Energien stark gefallen sind. Für Verbraucher/innen, die die EEG-Umlage zahlen, wird der Preisanstieg dadurch abgedämpft, dass bei höheren Börsenstrompreisen erneuerbare Energien-Anlagen mehr Einnahmen generieren können und daher die EEG-Umlage sinkt. Dieser Effekt gleicht die höheren Strompreise ungefähr zur Hälfte aus (vgl. Kap. 1.3). Soll eine weitere Belastung der Haushalte vermieden werden, könnte mit den zusätzlichen Staatseinnahmen aus dem Mindestpreis z. B. die Stromsteuer gesenkt werden. Energieintensive Industrien, die im internationalen Wettbewerb stehen, könnten für die zusätzlichen Stromkosten entlastet werden. Schon die jetzige „Strompreiskompensation“ entlastet die betroffenen Unternehmen von den sog. indirekten CO₂-Kosten, also dem Anteil des Strompreises, der auf die CO₂-Kosten aus dem ETS zurückzuführen ist. Ein solcher Ansatz sollte auch bei einem CO₂-Mindestpreis mit dem EU-Beihilferecht vereinbar sein (Öko-Institut 2018b). Das heißt, europäische Unternehmen können vor Wettbewerbsverzerrungen geschützt werden, ohne dass der CO₂-Preis dafür im Rahmen der G20 harmonisiert werden muss, wie von Industrieseite gefordert wird (IG BCE 2018).

Erweiterung und Erhöhung der Energiesteuer auf Kohle

Der Einsatz von Kohle für die Stromerzeugung unterliegt derzeit keiner Besteuerung, wenn die Kohle in Kraftwerken mit mehr als 2 MW Nennleistung verfeuert wird. Es wäre denkbar, den Einsatz von Kohle auch in größeren Kraftwerken zu besteuern und so ein Preissignal zusätzlich zum ETS zu schaffen. Rodi (2017) hat in der Vergangenheit jedoch auf ein mögliches Problem in Bezug auf die Steuergerechtigkeit aufmerksam gemacht, dass sich aus einer Erhöhung der Energiesteuer ausschließlich für die Verstromung von Kohle ergeben könnte. Sollte dem so sein, dürfte auch eine mögliche Unterwerfung nur von Steinkohle unter eine Energiesteuer verfassungsrechtlich problematisch sein.

Weniger kritisch ist dagegen eine CO₂-basierte Anhebung für alle fossilen Brennstoffe, mit konsistenter Gestaltung von Steuerstruktur und Steuersätzen. Durch einen solchen Ansatz für alle Brennstoffe in der Stromerzeugung würde de facto ein CO₂-Mindestpreis eingeführt. In diesem Fall kann die Bestimmung der Steuerhöhe mit dem Preis für Emissionsberechtigungen im ETS gekoppelt werden (vgl. Box 5.2).

Klimabeitrag

Der sog. Klimabeitrag wurde im Jahr 2015 vom Bundeswirtschaftsministerium vorgeschlagen, um den Anteil alter und CO₂-intensiver Kohlekraftwerke an der Stromerzeugung zu senken. Kraftwerksblöcke ab einem Alter von 20 Jahren sollten nach Überschreitung festgelegter Emissionsfreibeträge, zusätzlich zur bestehenden Abgabepflicht im ETS, CO₂-Zertifikate im Wert von 18 bis 20 Euro/t CO₂ kaufen und diese stilllegen. Der Emissionsfreibetrag sollte mit zunehmendem Alter der Anlagen von 7 Mio. t CO₂/GW für 20 Jahre alte Anlagen linear auf 3 Mio. t CO₂/GW für 40 Jahre alte Kraftwerke sinken (Öko-Institut und Prognos 2015; UBA 2015). Im Gegensatz zu einem allgemeinen CO₂-Mindestpreis im Stromsektor verteuert der Klimabeitrag gezielt den Strom aus alten Braunkohlekraftwerken, während die in der Merit Order preissetzenden Steinkohle- und Gaskraftwerke zunächst nicht belastet werden (UBA 2015a). Dadurch hätte sich laut Modellrechnungen nur ein sehr geringer Strompreisanstieg von etwa 2 Euro/MWh (0,2 ct/kWh) ergeben (Öko-Institut und Prognos 2015).

Der Vorschlag stieß bei Gewerkschaften und Kraftwerksbetreibern auf massive Kritik. Am Ende wurde der Vorschlag fallengelassen und die Bundesregierung führte stattdessen als ersten kurzfristigen Schritt zur Reduzierung der Kohleverstromung die sog. Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft mit anschließender Stilllegung der betroffenen Braunkohlekraftwerke ein (vgl. Kap. 1.1 und 5.3).

Nur den Energieträger Kohle zu besteuern ist rechtlich problematisch. Eine Erhebung für alle Brennstoffe könnte eine Umsetzungsoption für einen CO₂-Mindestpreis sein.

Der Klimabeitrag würde gezielt Strom aus alten Braunkohlekraftwerken verteuern.

5.3 STILLEGUNG VON KRAFTWERKSKAPAZITÄTEN

- » Das Instrument der Stilllegung von Kraftwerkskapazitäten erlaubt es, den Ablauf des Kohleausstiegs, insbesondere im Hinblick auf Versorgungssicherheit und Strukturwandel, zu steuern. Außerdem ergibt sich Planungssicherheit für Investitionen in das neue Energieversorgungssystem.
- » Wird die Möglichkeit geschaffen, Kontingente an Strom oder CO₂ zu übertragen oder zu handeln, entsteht zusätzliche Flexibilität für die Betreiber. Gleichzeitig sinken allerdings Steuerbarkeit und Planungssicherheit.
- » Bisher veröffentlichte Gutachten gehen davon aus, dass ein Kohleausstieg mit fester Stilllegungsreihenfolge entschädigungsfrei ausgestaltet werden kann, jedenfalls bei bei amortisierten Kraftwerken.
- » Die Verschiebung von Kraftwerken in eine Reserve verursacht hohe Kosten für den Staat, und die beihilferechtliche Genehmigung durch die europäische Kommission ist nicht gesichert.
- » Für eine rechtssichere Umsetzung muss die Stilllegungsreihenfolge nach sachlichen Kriterien erfolgen. Dabei sind begründete Ungleichbehandlungen, etwa zur Sicherung der Versorgungssicherheit, zulässig.

Die Stilllegung von Kohlekraftwerkskapazitäten kann erreicht werden, indem konkrete Daten für die Betriebsstilllegung einzelner Anlagen oder Anlagenblöcke festgelegt, Reststrom- bzw. Rest-CO₂-Mengen oder CO₂-Grenzwerte vorgegeben oder Kraftwerke in eine Reserve überführt werden (Öko-Institut 2017; SRU 2017; IZES 2015).

Feste Stilllegungsreihenfolge

Eine feste Stilllegungsreihenfolge liefert Planungssicherheit für Netzausbau, Versorgungssicherheit und regionale Entwicklung.

Analog zum Atomausstieg könnten für Kohlekraftwerke feste Stilllegungsdaten (Restlaufzeiten) festgelegt werden. Konsequenterweise sollte zusätzlich klargestellt werden, dass neue Kohlekraftwerke und Tagebaue nicht mehr genehmigungsfähig sind. Die Stilllegungsreihenfolge kann dabei an verschiedene Kriterien anknüpfen, z. B. an das Alter der Kraftwerke oder die CO₂-Intensität (sog. spezifische Emissionen der Anlage).

Aufgrund der direkten Wirkung weisen Stilllegungen mit festem Stilllegungsdatum eine hohe Steuerungsgenauigkeit auf. Dadurch bietet das Instrument eine hohe Planungssicherheit für alle Akteure (UBA 2017f). Dies gilt für die betroffenen Kraftwerksbetreiber und die Standortregionen. Auch für die Netzbetreiber erleichtert eine klare Vorgabe die Netzplanung und Vorkehrungen zur Absicherung der Versorgungssicherheit. Des Weiteren ist die Wirkung von Stilllegungen unabhängig von der Energiepreisentwicklung, Änderungen der CO₂-Preise oder Veränderungen bei der Stromnachfrage. Die Emissionsminderung, die durch Stilllegungen erreicht werden kann, ist allerdings davon abhängig, wie sich die Auslastung der verbleibenden Kraftwerke entwickelt. Um die Zielsicherheit zu stärken, wird deshalb die Kombination mit weiteren Instrumenten diskutiert (vgl. Kap. 5.5).

Verfassungs- und EU-Recht

Bisher veröffentlichte Gutachten gehen davon aus, dass ein Kohleausstieg mit fester Stilllegungsreihenfolge verfassungskonform ausgestaltet werden kann. Da die Kraftwerke aus Umweltschutzgründen stillgelegt und nicht für öffentliche Aufgaben genutzt werden, stellt das Instrument keine Enteignung, sondern lediglich eine Inhalts- und Schrankenbestimmung des Eigentums nach Art. 14 des Grundgesetzes dar. Der Gesetzgeber darf nach Art. 14 Abs. 1 Satz 2 den Inhalt des Eigentumsrechts bestimmen. Die Eigentumsgarantie gebietet nicht, einmal ausgestaltete Rechtspositionen für alle Zukunft in ihrem Inhalt unangetastet zu lassen. Eine Inhalts- und Schrankenbestimmung muss allerdings dem Grundsatz der Verhältnismäßigkeit entsprechen, d. h. sie muss im Hinblick auf das mit ihr verfolgte Ziel geeignet sowie erforderlich sein und die Belastung des Eigentümers muss in einem angemessenen Verhältnis zu den mit der Regelung verfolgten Interessen stehen (BBH 2016; IZES 2015; Rodi 2017; Ziehm 2017; Schomerus und Franßen im Erscheinen).

Bei der verfassungskonformen Ausgestaltung ist der Gleichbehandlungsgrundsatz nach Art. 3 Grundgesetz zu berücksichtigen, d. h. die Stilllegungsreihenfolge muss durchgängig einheitlichen Maßstäben folgen. Sachlich begründete Ungleichbehandlungen etwa zum Schutz der Versorgungssicherheit sind dagegen zulässig (BBH 2016; Ziehm 2017; Schomerus and Franßen im Erscheinen).

Wird die Stilllegungsreihenfolge im Konsens zwischen Regierung und Betreiber festgelegt, kann dies Klagen vorbeugen (SRU 2017). Aus verfassungsrechtlicher Sicht ist ein solcher Konsens aber grundsätzlich nicht erforderlich, um die Absenkung der Kohleverstromung einzuleiten (BBH 2016).

Die Stilllegung von Kohlekraftwerken durch ein Kohleausstiegsgesetz wird auch als gemeinschaftsrechtskonform eingeschätzt, insbesondere weil Artikel 194 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) den EU-Mitgliedsstaaten die Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen, die Bedingungen ihrer Nutzung und die allgemeine Struktur seiner Energieversorgung vorbehält (Klinski 2017, BBH 2016). Zudem gestattet die Neufassung der Emissionshandelsrichtlinie ausdrücklich nationale Stilllegungsmaßnahmen (Schomerus und Franßen im Erscheinen).

Übergangsfristen und Amortisation von Investitionen

Inwieweit Betreiber aufgrund des Verhältnismäßigkeitsgebots bei der Inhalts- und Schrankenbestimmung ein Anrecht auf die Amortisation ihrer Investitionen haben und wie viele Jahre Laufzeit dafür notwendig sind, ist nicht abschließend geklärt. Laut Berechnungen des UBA (2009) reichen bereits 15 bis 20 Betriebsjahre, um die Anfangsinvestitionen in Kohlekraftwerke abzuschreiben, während sich nach 25 Jahren ein angemessener Gewinn eingestellt haben sollte. Die deutschen Braunkohlekraftwerke sind heute im Durchschnitt 35 und Steinkohlekraftwerke 30 Jahre alt (vgl. Kap. 1.1). BBH (2016) geht davon aus, dass eine Stilllegung nach 25 Betriebsjahren mit einer Übergangsfrist von einem Jahr entschädigungsfrei möglich ist. Für Kraftwerke mit Wärmeauskopplung oder langlaufenden Abnahmeverträgen sowie für angeschlossene Tagebaue seien eventuell längere Übergangsfristen oder Entschädigungszahlungen notwendig (BBH 2016). Auch Schomerus und Franßen (im Erscheinen) kommen zu dem Ergebnis, dass amortisierte Kraftwerksblöcke grundsätzlich entschädigungsfrei stillgelegt werden können. Auch sie sehen die Notwendigkeit einer Übergangsfrist, da Kraftwerksbetreiber auf Basis erwarteter Stromerzeugungsmengen in vielen Fällen Stromlieferverträge für die Zukunft abschließen und eine Frist potenziell wirtschaftlichen Schaden vorbeugen könne. Schomerus und Franßen gehen davon aus, dass ein Zeitraum von bis zu zwei Jahren ausreicht, damit sich die Betreiber in ihren Vermarktungsstrategien auf die Stilllegung einstellen können.

Die Stilllegung von Kohlekraftwerken ist eine zulässige Inhalts- und Schrankenbestimmung des Eigentums, wenn sie in einem angemessenen Verhältnis zu den mit ihr verfolgten Zielen steht.

Um dem Gleichbehandlungsgrundsatz zu genügen, muss die Stilllegungsreihenfolge sachlichen Kriterien folgen. Begründete Ungleichbehandlungen sind zulässig.

Die neugefasste EU-Emissionshandelsrichtlinie lässt nationale Stilllegungsmaßnahmen parallel zum Emissionshandelssystem ausdrücklich zu.

Inwieweit Betreiber ein Anrecht auf die Amortisation ihrer Investitionen haben, ist nicht abschließend geklärt. Experten gehen aber davon aus, dass sich Anfangsinvestitionen in Kohlekraftwerke nach 15 bis 20 Jahren amortisiert haben.

Vorliegende Gutachten gehen davon aus, dass eine angemessene Übergangsfrist bei einem Zeitraum von ein bis zwei Jahren gegeben ist.

Übertragung oder Handelbarkeit von Reststrommengen bzw. Rest-CO₂-Mengen gibt Kraftwerksbetreibern mehr Flexibilität, senkt aber gleichzeitig die Planungssicherheit für alle anderen Beteiligten.

Übertragung und Handelbarkeit von Reststrommengen bzw. Rest-CO₂-Mengen

Fixe Stilllegungsdaten können mit der Festlegung von Reststrommengen bzw. Rest-CO₂-Mengen kombiniert werden, die von einem Kraftwerk auf ein anderes übertragen oder an einen anderen Betreiber verkauft werden können. Vorteil einer solchen Handels- oder Übertragungsoption ist, dass Betreibern eine größere Flexibilität eingeräumt wird, um auf Anforderungen des Strommarkts zu reagieren und die für sie wirtschaftlichsten Entscheidungen zu treffen. Zugeteilte Reststrommengen bzw. Rest-CO₂-Mengen würden jedoch aller Voraussicht von den Unternehmen eingepreist, auch wenn sie kostenlos zugeteilt werden. Dies ist die Erfahrung aus dem ETS. Weil Kohlekraftwerke deutlich öfter preissetzend sind als Kernkraftwerke, sind die zu erwartenden Auswirkungen auf den Strompreis auch deutlich größer als im Falle der Zuweisung von Reststrommengen an Kernkraftwerke im Rahmen des Atomausstiegs.

Außerdem schränkt die Übertragung und Handelbarkeit von Reststrom- und Rest-CO₂-Mengen die Möglichkeiten des Staates zur Steuerung des Transformationsprozesses und die Planungssicherheit für Regionen und Netzbetreiber ein (Klinski 2017). Handels- oder Übertragungsmöglichkeiten könnten unter einen Genehmigungsvorbehalt gestellt werden, dass sie keine starken lokalen Beeinträchtigungen, z. B. weitere Umsiedlungen, auslösen und die Versorgungssicherheit nicht gefährden.

CO₂-Grenzwerte

CO₂-Grenzwerte treffen ältere Braunkohlekraftwerke zuerst.

Bezüglich CO₂-Grenzwerten bestehen höhere rechtliche Unsicherheiten als bei Stilllegungen nach fester Reihenfolge.

Als weiterer Ansatzpunkt für die Stilllegung von Kohlekraftwerken wird die Festlegung von CO₂-Grenzwerten im Sinne technischer Mindestanforderungen diskutiert (Rodi 2017; DIW Berlin 2014c). CO₂-Grenzwerte wären in erster Linie für die älteren Braunkohlekraftwerke problematisch. Europarechtlich stellt die Industrieemissions-Richtlinie (IE-RL) den Mitgliedstaaten frei, Effizienzanforderungen zu stellen; ob sie auch CO₂-Grenzwerte zulässt, ist nach der Formulierung des Art. 9 der Richtlinie unsicher (Klinski 2017). Experten argumentieren, dass es aufgrund der Schutzverstärkungsklausel des Art. 193 AEUV zulässig sein könnte, nationale CO₂-Grenzwerte für Kraftwerke einzuführen. Diese Einschätzung ist aber nicht unumstritten (Rodi 2017; IZES 2015; Klinski 2017; Ziehm 2014). Bei der Einführung von CO₂-Grenzwerten bestehen daher größere Unsicherheiten hinsichtlich der Gemeinschaftsrechtskonformität als bei fixen Stilllegungsdaten auf Basis eines Kohleausstiegsgesetzes (Schomerus und Franßen im Erscheinen). Derzeit schließt das Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) in § 5 Abs. 2 die Einführung von CO₂-Grenzwerten aus.

Verschiebung von Kohlekraftwerkskapazitäten in eine Reserve

Alternativ zur sofortigen Stilllegung können Kohlekraftwerke auch in eine Reserve überführt werden. Die Kraftwerke würden dann die reguläre Produktion einstellen und kämen nur im Falle von Versorgungsengpässen zum Einsatz. Für die Vorhaltung der gesicherten Leistung würden die Kraftwerksbetreiber entlohnt. Im Jahr 2016 wählte die Bundesregierung diese Option mit der Einführung der sog. Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft. In den Jahren 2016 bis 2019 werden etappenweise Braunkohlekraftwerke mit einer Gesamtkapazität von 2,7 GW Teil dieser Reserve, bevor sie jeweils nach vier Jahren endgültig stillgelegt werden.

Die Vorhaltung von Kraftwerksreserven ist teuer: Die bestehende Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft wird voraussichtlich ca. 590 Mio. Euro/GW stillgelegter Kapazität kosten.

Aus technischer Sicht ist der Wert einer solchen Reserve für die Versorgungssicherheit zweifelhaft, da Kohlekraftwerke bei kurzfristigen Engpässen aufgrund langer Vorlaufzeiten nicht schnell genug einsatzbereit sind (IZES 2016). Zudem besteht bereits eine Reihe von Reserven zur Absicherung der Versorgungssicherheit (vgl. Kap. 1.1). Für die Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft fallen außerdem hohe Kosten an. Es werden Gesamtkosten von ca. 590 Mio. Euro/GW stillgelegter Kapazität erwartet (Bundesregierung 2016). Kritiker bemängeln darüber hinaus, dass Anreize gesetzt werden, Anlagen selbst dann noch am Netz zu halten, wenn sie nicht mehr wirtschaftlich sind.

EU-rechtlich gelten Kapazitätsreserven als staatliche Beihilfen und müssen von der europäischen Kommission genehmigt werden. Bisher hat die Kommission zur Wahrung der Versorgungssicherheit verschiedene Kapazitätsmechanismen genehmigt, u. a. in Belgien, Frankreich, Griechenland, Italien, Polen und Deutschland (Europäische Kommission 2018b). Die beihilferechtliche Genehmigung der deutschen Sicherheitsbereitschaft stützte die EU-Kommission ausschließlich auf die klimapolitischen Vorteile der Stilllegungen und den vergleichsweise geringen Eingriff in den Wettbewerb. Den Beitrag zur Versorgungssicherheit erwähnt die EU-Kommission hingegen nicht (Europäische Kommission 2016). Bei einer deutlichen Ausweitung der Sicherheitsbereitschaft dürfte der Eingriff in den Wettbewerb schwerer ausfallen und eine Genehmigung ist daher nicht gesichert.

Es ist unsicher, ob die Europäische Kommission eine massive Ausweitung der Sicherheitsbereitschaft genehmigen würde.

5.4 BEGRENZUNG DER JÄHRLICHEN PRODUKTION DER KOHLEKRAFTWERKE

- » Alternativ zur Stilllegung von Kohlekraftwerken könnte die Produktion der einzelnen Anlagen begrenzt und kontinuierlich abgesenkt werden. Dazu könnten maximale jährliche Stromeinspeisemengen, Emissionsbudgets oder Volllaststunden festgelegt werden. Eine Produktionsbegrenzung dürfte allerdings aus rechtlichen Gründen nur in dem Maße zulässig sein, als ein rentabler Betrieb von Kraftwerken weiter möglich ist.
- » Strukturpolitisch wäre das Instrument von Vorteil, weil Beschäftigungseffekte breit gestreut werden können. Dieser Vorteil wird allerdings konterkariert, wenn Betreibern die Option eingeräumt wird, Kontingente zwischen Kraftwerken zu übertragen oder zu handeln.
- » Damit ist die jährliche Produktionsbegrenzung einzelner Anlagen ein eher weniger geeignetes Instrument zur Reduktion der Kohleverstromung. Anderes gilt für eine Kombination mit Stilllegungen.

Die Begrenzung der Erzeugung in Kohlekraftwerken kann auf die Stromeinspeisemenge, die CO₂-Emissionen oder die Volllaststunden Bezug nehmen und pro Jahr festgelegt werden. Unterhalb der maximal zulässigen Menge können Kraftwerksbetreiber selbst bestimmen, wann sie wie viel Strom produzieren. Es findet im Resultat eine Reduktion der Kohlestromproduktion statt, jedoch nicht direkt eine Stilllegung von Erzeugungsanlagen.

Eine Variante besteht darin, Kraftwerke erst ab einem bestimmten Alter der Begrenzung zu unterwerfen (Öko-Institut 2017; DIW Berlin 2015). DIW Berlin (2014c) schlägt z. B. konkret vor, für alle Kraftwerke, die älter als 30 Jahre sind, pro MW installierter Kapazität maximal 3.154 t CO₂ pro Jahr zuzulassen. Je nach Wirkungsgrad begrenzt der Wert die jährliche Auslastung bei Braunkohlekraftwerken auf 31-39 % und bei Steinkohlekraftwerken auf 40-49 %, während Gaskraftwerke mit 89-100 % kaum betroffen wären. Dadurch könnten die CO₂-Emissionen aus der Kohleverstromung bis 2040 um 66 % gesenkt werden.

Wirkungsweise

Eine maßvolle Produktionsbegrenzung kann strukturpolitisch günstig sein, weil Auswirkungen auf die Beschäftigung in Kraftwerken und Tagebauen verteilt werden.

Eine maßvolle jährliche Produktionsbegrenzung kann auch strukturpolitisch günstig sein, weil Auswirkungen auf die Beschäftigung in Kraftwerken und Tagebauen verteilt werden und etappenweise erfolgen können (UBA 2017b; SRU 2017). Aus energiewirtschaftlicher Sicht könnte das Instrument vorteilhaft sein, weil es insbesondere Braunkohlekraftwerke zu einer (noch) flexibleren Fahrweise zwingen würde, denn es ist davon auszugehen, dass die Kraftwerke in den Stunden hoher Strompreise laufen würden, wenn die Einspeisung aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen verhältnismäßig gering ist. Experten gehen davon aus, dass auch ältere Braunkohlekraftwerke ohne oder mit geringen Nachrüstungen flexibler eingesetzt werden können (UBA 2017f). Von einer flexibleren Fahrweise wird unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen meist abgesehen, da dies für die Anlage eine höhere Beanspruchung bedeutet.

Mit Blick auf die Klimaschutzwirkung bleibt zu klären, wie mögliche Verlagerungen von Emissionen in andere Mitgliedstaaten (Wasserbetteffekt) vermieden werden können. Kurz- und mittelfristig sind aufgrund der neuen Regelung zur Marktstabilitätsreserve keine Verlagerungseffekte zu erwarten. Zudem erlaubt es die novellierte Emissionshandelsrichtlinie, bei Kraftwerksstilllegungen Emissionsberechtigungen einzubehalten und damit den Wasserbetteffekt auch langfristig sicher auszuschließen (vgl. Kap. 5.3). Derzeit ist jedoch unklar, inwieweit dies auch auf Produktionsbegrenzungen anwendbar ist.

Rechtliche Risiken

Verfassungsrechtlich stellen jährlich begrenzte Stromeinspeisemengen, Emissionsmengen oder Volllaststunden ebenso wie eine feste Stilllegungsreihenfolge eine Inhalts- und Schrankenbestimmung nach Art. 14 des Grundgesetzes dar, die verhältnismäßig sein und dem Gleichbehandlungsgebot nach Art. 3 des Grundgesetzes genügen muss (vgl. Kap. 5.3). Allerdings liegt in der jährlichen Begrenzung die Gefahr, dass Kraftwerke durch die Begrenzung nicht mehr profitabel betrieben werden können und aus diesem Grunde stillgelegt werden müssen. Für den Gesetzgeber ist es schwierig, für jedes Kraftwerk (bzw. sogar für jeden Block) mit der Produktionsbegrenzung die Grenze zur Profitabilität zu treffen. Es besteht in der Anwendung dieses Instrumentes daher das Risiko der Unverhältnismäßigkeit, da Kraftwerke vom Betreiber aus betriebswirtschaftlichen Gründen ggf. früher stillgelegt werden müssen, als mit dem Klimaschutz begründbar. Hieraus könnte eine Ausgleichspflicht durch den Staat resultieren. Sollte den Betreibern jedoch die Möglichkeit gegeben werden die jährlichen Kontingente auf andere Kraftwerke zu übertragen bzw. zu handeln, wäre die verfassungsrechtliche Zulässigkeit gegeben (Schomerus und Franßen im Erscheinen).

Die Vereinbarkeit von jährlich festgelegten Emissions-, Strom- oder Volllaststundenbegrenzungen mit dem EU-Recht schätzen einige Experten als problematisch ein (BBH 2016; IZES 2015). Hintergrund ist die Annahme, dass die Emissionshandelsrichtlinie keine nationalen Maßnahmen mit ähnlicher Zielsetzung zulässt sowie der mögliche Konflikt mit einer Bestimmung der IE-Richtlinie, nach der CO₂-Grenzwerte ausgeschlossen sind. Geht man davon aus, dass sich über die Schutzverstärkungsklausel des Art. 193 AEUV sogar nationale CO₂-Grenzwerte rechtfertigen lassen (vgl. Kap. 5.4), so dürften auch anderweitige CO₂-Begrenzungen kein Hindernis darstellen (Klinski 2017; Ziehm 2014). Diese Argumentation ist aber umstritten (BBH 2016).

Übertragungs- und Handlungsoptionen

Wenn die jährlichen Kontingente zwischen Kraftwerken übertragbar oder handelbar sind, entsteht mehr Flexibilität für die Betreiber. So können wirtschaftliche Härten reduziert werden (Schomerus und Franßen im Erscheinen). Der Nachteil einer solchen Flexibilitätsoption besteht darin, dass Betreiber die ihnen zugeteilten Kontingente auf wenige Kraftwerke übertragen und die anderen Anlagen stilllegen könnten. Dies schränkt die Möglichkeiten des Staates zur Steuerung der Transformation und die Planungssicherheit für Regionen und Netzbetreiber ein. Die Vorteile der Kontingentierung, nämlich mögliche Arbeitsplatzverluste breit zu streuen und Kraftwerke zu Flexibilität zu zwingen, würden konterkariert.

Jährliche Produktionsbegrenzungen unterliegen rechtlichen Unsicherheiten, die potenziell durch Übertrag- oder Handelbarkeit gelöst werden können.

Ob Produktionsbegrenzungen mit europäischem Recht vereinbar sind, ist umstritten.

Die Übertragbarkeit oder der Handel von Produktionsmengen wirkt der Steuerbarkeit der Transformation und der Planungssicherheit für Regionen und Netzbetreiber entgegen.

5.5 INSTRUMENTENKOMBINATIONEN

- » Eine Kombination der Instrumente Stilllegung und Produktionsbegrenzung erhöht die Treffsicherheit mit der ein angestrebtes Gesamtbudget für die CO₂-Emissionen des Stromsektors erreicht werden kann.
- » Vorgeschlagen wird auch einen regionalen CO₂-Mindestpreis mit Stilllegungen zu koppeln. Im Vergleich zu einem alleinigen CO₂-Mindestpreis im Stromsektor würden so nicht nur Stein- sondern auch Braunkohlekraftwerke zur Emissionsreduktion beitragen. Die Einnahmen könnten im Rahmen des Kohleausstiegs genutzt werden.
- » Der Nachteil von Kombinationen liegt in ihrer höheren Komplexität. Der politische Aushandlungsprozess kann sich dadurch verzögern.

Die Kombination von Stilllegungen mit jährlicher Produktionsbegrenzung verbessert die Treffsicherheit in Bezug auf angestrebte CO₂-Reduktionsmengen.

Die Kombination verschiedener Instrumente kann deren jeweilige Vorteile zusammenbringen. In Betracht kommt die Kombination von ordnungsrechtlichen Instrumenten, wie auch die Verbindung von ordnungsrechtlichen und preisbasierten Instrumenten. Zu Vor- und Nachteilen der einzelnen Instrumente vgl. Kap. 5.2, 5.3 und 5.4. Andererseits erhöht eine Kombination von Politikinstrumenten in der Regel die Komplexität. Dies kann dazu führen, dass sich der politische Aushandlungsprozess zur Ausgestaltung der Instrumentenkombination verzögert.

Kombination von Stilllegung und Begrenzung der jährlichen Produktion

Emissionsreduktionen durch Stilllegungen können durch die Kombination mit der Begrenzung der jährlichen Erzeugung in weiterhin laufenden Kohlekraftwerken signifikant erhöht werden. Denn Produktionsobergrenzen verhindern, dass Stilllegungen in ihrer Klimawirkung leerlaufen, weil verbleibende, bisher nicht voll ausgelastete Kohlekraftwerke ihre Produktion erhöhen. Die Instrumentenkombination ist auch deshalb in ihrer Zielgenauigkeit robust, weil sie unabhängig von Energiepreisentwicklungen, Änderungen der CO₂-Preise oder Veränderungen bei der Stromnachfrage wirkt (UBA 2017f).

Kombination von regionalem CO₂-Mindestpreis im Stromsektor und Stilllegungen

Durch die Kombination eines regionalen CO₂-Mindestpreises mit Stilllegungen würden sowohl Stein- als auch Braunkohlekraftwerke zur Emissionsreduktion beitragen und zusätzliche Einnahmen generiert.

Vorgeschlagen wird auch das Instrument eines regionalen CO₂-Mindestpreises im Stromsektor mit Stilllegungen zu kombinieren (Öko-Institut 2018b). Während ein CO₂-Mindestpreis zunächst nur Steinkohlekraftwerke betreffen würde, könnten Braunkohlekraftwerke über ordnungsrechtliche Stilllegungen adressiert werden. Die Einnahmen könnten im Rahmen des Kohleausstiegs genutzt werden, z. B. für Strukturentwicklung oder als Kompensation für schnelle Stilllegungen.

ABKÜRZUNGEN

AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BEW	Bergbau, Energie- und Wasserversorgung
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BVT	Beste verfügbare Techniken
CCS	Carbon Capture and Storage – Kohlenstoffsequestrierung
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPH	Energetický a průmyslový holding
ETS	Europäisches Emissionshandelssystem
EU	Europäische Union
GG	Grundgesetz
GRW	Gemeinschaftsaufgabe „Verbesserung der regionalen Wirtschaftsstruktur“
GuD-Kraftwerk	Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerk
IEA	International Energy Agency – Internationale Energie Agentur
IE-RL	Richtlinie 2010/75/EU über Industrieemissionen
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LEAG	Lausitz Energie Bergbau AG
LMBV	Lausitzer und Mitteldeutsche Bergbau-Verwaltungsgesellschaft
Mibrag	Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH
NDCs	Nationally Determined Contributions – Minderungspläne der nationalen Regierungen, um Treibhausgase zu reduzieren
PtG	Power-to-Gas
PV	Photovoltaik
THG	Treibhausgase
UBA	Umweltbundesamt
UN	United Nations – Vereinte Nationen
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change – Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

LITERATUR

50Hertz. 2016. „50Hertz Energiewende Outlook 2035. Abschlussbericht. Entwicklungspfade der Energiewende und deren Folgen“. Berlin: 50 Hertz. [http://www.50hertz.com/Portals/3/Content/Dokumente/Netzausbau/Wofür Netzausbau/EWO 2035/20160624_Energiewende Outlook 2035_Abschlussbericht_FINAL.pdf](http://www.50hertz.com/Portals/3/Content/Dokumente/Netzausbau/Wofür%20Netzausbau/EWO%2035/20160624_Energiewende%20Outlook%2035_Abschlussbericht_FINAL.pdf).

50Hertz, Amprion, Tennet, und Transnet BW. 2017. „Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2016-2020“. [https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Veröffentlichungen/Bericht_zur_Leistungsbilanz_2017.pdf](https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Veroeffentlichungen/Bericht_zur_Leistungsbilanz_2017.pdf).

acatech. 2017. „Technische Wege zur Treibhausgasneutralität (Dekarbonisierung) in der Industrie“. http://www.acatech.de/fileadmin/user_upload/Baumstruktur_nach_Website/Acatech/root/de/Projekte/Laufende_Projekte/Technische_Wege_zur_Dekarbonisierung/acatech_Bericht_Aufruf_CCUS.pdf.

acatech, Akademienunion, und Leopoldina. 2015. „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“. http://www.acatech.de/fileadmin/user_upload/Baumstruktur_nach_Website/Acatech/root/de/Publikationen/Kooperationspublikationen/ESYS_Stellungnahme_Flexibilitaetskonzepte.pdf.

AG Energiebilanzen. 2018a. „Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern“. https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=20171221_brd_stromerzeugung1990-2017.pdf.

———. 2018b. „Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2017“. https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ageb_jahresbericht2017_20180315-02_dt.pdf.

Agora Energiewende. 2014a. „Stromspeicher in der Energiewende Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz“. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2013/speicher-in-der-energiewende/Agora_Speicherstudie_Web.pdf.

———. 2014b. „Comparing electricity prices for industry“. Analysis. An elusive task - illustrated by the German Case. Berlin. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2014/Industriestrompreise-im-Vergleich/Agora_Comparing_Electricity_Prices_for_Industry_web.pdf.

———. 2016a. „Elf Eckpunkte für einen Kohlekonsens - Konzept zur schrittweisen Dekarbonisierung des deutschen Stromsektors (Kurzfassung)“. Impulse. Berlin. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2015/Kohlekonsens/Agora_Kohlekonsens_KF_WEB.pdf.

———. 2016b. „Was bedeuten Deutschlands Klimaschutzziele für die Braunkohleregionen?“ Impulse. Berlin. <https://www.agora-energiewende.de/de/themen/-agothem-/Produkt/produkt/288/Was+bedeuten+Deutschlands+Klimaschutzziele+für+die+Braunkohleregionen%3F/>.

———. 2017a. „Eine Zukunft für die Lausitz: Elemente eines Strukturwandelkonzepts für das Lausitzer Braunkohlerevier“. Impulse. Berlin. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/Strukturwandel_Lausitz/Agora_Impulse_Strukturwandel-Lausitz_WEB.pdf.

———. 2017b. „Energiewende 2030: The Big Picture. Megatrends, Ziele, Strategien und eine 10-Punkte-Agenda für die zweite Phase der Energiewende“. Impulse. Berlin. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/Big_Picture/Agora_Big-Picture_WEB.pdf.

———. 2017c. „Kohleausstieg, Stromimporte und -exporte sowie Versorgungssicherheit“. Kurz-Analyse. Berlin. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/user_upload/Agora_Kurzanalyse-Kohleausstieg-und-Versorgungssicherheit_10112017.pdf.

- . 2018. „Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2017. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2018“. Analyse. Berlin. https://www.agora-energie-wende.de/fileadmin/Projekte/2018/Jahresauswertung_2017/Agora_Jahresauswertung-2017.pdf.
- Agora Energiewende, und Agora Verkehrswende. 2018. „The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels“. Berlin: Agora Energiewende. https://www.agora-energie-wende.de/fileadmin/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynKost_Study_EN_WEB.pdf.
- Agora Energiewende, und Öko-Institut. 2017. „Erneuerbare vs. fossile Stromsysteme: ein Kostenvergleich. Stromwelten 2050 – Analyse von Erneuerbaren, kohle- und gasbasierten Elektrizitätssystemen“. Analyse. Berlin. https://www.agora-energie-wende.de/fileadmin/Projekte/2016/Stromwelten_2050/Gesamtkosten_Stromwelten_2050_WEB.pdf.
- Anton, Adam. 2017. „Once Again, Climate Change Cited as Trigger for Conflict“. *Scientific American*, 9. Juni 2017. <https://www.scientificamerican.com/article/once-again-climate-change-cited-as-trigger-for-war/>.
- Arepo Consult. 2017. „Arbeitsplätze in Braunkohleregionen - Entwicklungen in der Lausitz, dem Mitteldeutschen und Rheinischen Revier. Kurzstudie für die Bundestagsfraktion Bündnis 90/ Die Grünen“. Berlin. https://www.gruene-bundestag.de/fileadmin/media/gruenebundestag_de/themen_az/energie/PDF/APBK-Kurzstudie.pdf.
- Arnold, Karin, Tomke Janßen, Laura Echternacht, Samuel Höller, Theresa Voss, und Karen Perrey-Covestro. 2016. „Flexibilisation of Industries Enables Sustainable Energy Systems : FlexInd ; Final Report“, Dezember. <https://epub.wupperinst.org/frontdoor/index/index/docId/6557>.
- Asselt, Harro van. 2017. „Climate Change and Trade Policy Interaction“. *OECD Trade and Environment Working Papers 2017/03*. <https://doi.org/10.1787/c1bb521e-en>.
- BBH. 2016. „Ein Kohleausstieg nach dem Vorbild des Atomausstiegs? Eine juristische Analyse des Urteils des Bundesverfassungsgerichts vom 6. Dezember 2016. Studie im Auftrag von Agora Energiewende“. Berlin: Becker Büttner Held. https://www.agora-energie-wende.de/fileadmin/Projekte/2015/KohleKonsens/Agora_Rechtsgutachten-KohleKonsens_WEB.PDF.
- BCG, und Prognos. 2018. „Klimapfade für Deutschland. Studie im Auftrag des Bundesverbands der Deutschen Industrie e.V.“ *The Boston Consulting Group, Prognos*. <https://bdi.eu/themenfelder/energie-und-klima/#>.
- BDEW. 2017. „Die Energieversorgung von morgen gestalten: Positionen des BDEW für die nächste Legislaturperiode und darüber hinaus“. Berlin. https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20170616_Energieversorgung-von-morgen.pdf.
- . 2018. „Weckruf an die Politik: Jetzt handeln, sonst ist Klimaziel 2030 im Energiesektor gefährdet“. 23. April 2018. <https://www.bdew.de/presse/presseinformationen/weckruf-die-politik-jetzt-handeln-sonst-ist-klimaziel-2030-im-energiesektor-gefaehrdet/>.
- Beckers, Thorsten, und Albert Hoffrichter. 2014. „Eine (institutionen-)ökonomische Analyse grundsätzlicher und aktueller Fragen bezüglich des institutionellen Stromsektordesigns im Bereich der Erzeugung“. *EnWZ - Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft* 3 (2): 57–63.
- Bloomberg. 2018. „How EU's Biggest Polluter Escaped a Tripling of Carbon Price“, 14. August 2018. <https://www.bloomberg.com/news/articles/2018-08-14/how-europe-s-biggest-polluter-escaped-a-tripling-of-carbon-price>.
- BMU. 2018. „Klimaschutzbericht 2017 Zum Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 der Bundesregierung“. https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Pool/Broschueren/klimaschutzbericht_2017_aktionsprogramm.pdf.

BMUB. 2007. „Eckpunkte für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm“. http://m.bmub.bund.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/klimapaket_aug2007.pdf.

———. 2014. „Aktionsprogramm Klimaschutz 2020“. https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Aktionsprogramm_Klimaschutz/aktionsprogramm_klimaschutz_2020_broschuere_bf.pdf.

———. 2016. „Klimaschutzplan 2050: Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung“. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. https://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf.

BMVI. 2015. „Räumlich differenzierte Flächen- potentiale für erneuerbare Energien in Deutschland“. http://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Veroeffentlichungen/BMVI/BMVIOnline/2015/DL_BMVI_Online_o8_15.pdf?__blob=publicationFile&v=2.

BMWi. 2015. „Ein Strommarkt für die Energiewende - Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch)“. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/weissbuch,property=pdf,be-reich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.

———. 2017a. „Bekanntmachung Richtlinie zur Förderung von Maßnahmen zur Strukturanpassung in Braunkohlebergbauregionen im Rahmen des Bundesmodellvorhabens ‚Unternehmen Revier‘ vom 1. November 2017“. BAnz AT 03.11.2017 B1. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/bundesanzeiger-foerderung-massnahmen-zur-strukturanpassung-in-braunkohlebergbauregionen.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

———. 2017b. „Grünbuch Energieeffizienz: Auswertungsbericht zur öffentlichen Konsultation“. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/gruenbuch-energieeffizienz.pdf?__blob=publicationFile&v=26.

———. 2017c. „Treibhausgas-Emissionen in Deutschland in Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente“.

———. 2018a. „Sechster Monitoring-Bericht zur Energiewende. Berichtsjahr 2016“. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/sechster-monitoring-bericht-zur-energie-wende.pdf?__blob=publicationFile&v=18.

———. 2018b. „Schriftliche Frage an die Bundesregierung im Monat August 2018 Frage Nr. 462“. Antwort Dr. Ulrich Nußbaum, Staatssekretär. Berlin.

BNetzA. 2017. „Bericht über die Mindesterzeugung“. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Mindesterzeugung/BerichtMindesterzeugung_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

———. 2018a. „Kraftwerksliste“. Stand 02.02.2018. Bonn: Bundesnetzagentur. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html.

———. 2018b. „Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen Gesamtjahr und Viertes Quartal 2017“. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2018/Quartalsbericht_Q4_Gesamt_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=3.

———. 2018c. „Kraftwerkstilllegungsanzeigen: Kraftwerkstilllegungsanzeigenliste (KWSAL): Stand 13.04.2018“. Bonn: Bundesnetzagentur. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/KWSAL/KWSAL_node.html.

———. 2018d. „Systemrelevante Kraftwerke“. Bonn: Bundesnetzagentur. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Systemrelevante_KW/Systemrel_KW_node.html.

BTU. 2017. „Strategien für die Forschungslandschaft Lausitz im Strukturwandel. Gutachten im Auftrag des Lausitzer Perspektiven e.V.“ Gutachten im Auftrag des Lausitzer Perspektiven e.V. Cottbus: Brandenburgische Technische Universität Cottbus - Senftenberg. <http://lausitzer-perspektiven.de/de/perspektiven/studie-empfehl-mehr-investitionen-in-die-wissenschaft>.

Bundesamt für Wirtschaft und Außenkontrolle. 2018a. „Aufkommen und Export von Erdgas sowie die Entwicklung der Grenzübergangspreise ab 1991“. http://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/egas_aufkommen_export_1991.xls?__blob=publicationFile&v=24.

———. 2018b. „Drittlandskohlepreis“. http://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Drittlandskohlepreis/drittlandskohlepreis_node.html.

Bundesnetzagentur. 2015. „Studie zu Aspekten der elektrischen Systemstabilität im deutschen Übertragungsnetz bis 2023“. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/System_u_Netzsi-cherheit/Gutachten_IFHT_RWTH_Systemstabilitaet_2015.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

———. 2018. „Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030“. https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2030_V19/SR/Szenariorahmen_2019-2030_Genehmigung.pdf?__blob=publicationFile.

Bundesregierung. 2010. „Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“. https://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?__blob=publicationFile&v=5.

———. 2016. „Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz)“. Bundestagsdrucksache 18/7317. <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/18/073/1807317.pdf>.

Carbon Brief. 2017. „Q&A: Will the reformed EU Emissions Trading System raise carbon prices?“ 2017. <https://www.carbonbrief.org/qa-will-reformed-eu-emissions-trading-system-raise-carbon-prices>.

Carbon Market Watch. 2013. „The EU’s Effort Sharing Decision (Newsletter #3)“. Carbon Market Watch. 30. Mai 2013. <http://carbonmarketwatch.org/the-eus-effort-sharing-decision/>.

Carbon Pulse. 2018. „POLL: Analysts raise short-term EUA forecasts by up to 10%, see €10 end to 2018“.

Carbon Tracker Initiative. 2018. „Carbon Clampdown - Closing the Gap to a Paris-compliant EU-ETS“. <https://www.carbontracker.org/reports/carbon-clampdown/>.

Casey, Joan A., Deborah Karasek, Elizabeth L. Ogburn, Dana E. Goin, Kristina Dang, Paula A. Braveman, und Rachel Morello-Frosch. 2018. „Coal and Oil Power Plant Retirements in California Associated with Reduced Preterm Birth among Populations Nearby“. *American Journal of Epidemiology*, Mai. <https://doi.org/10.1093/aje/kwy110>.

Casey, John, Alison Gemmill, Deborah Karasek, Elizabeth Ogburn, Dana Goin, und Rachel Morello-Frosch. 2018. „Increase in fertility following coal and oil power plant retirements in California“. *Environmental Health* 17:44 (Mai). <https://doi.org/10.1186/s12940-018-0388-8>.

CAT. 2018. „Climate Action Tracker - Website“. 2018. <https://climateactiontracker.org/>.

Climate Analytics. 2017. „A stress test for coal in Europe under the Paris Agreement: Scientific goalposts for a coordinated phase-out and divestment“. Berlin, New York, Lomé. http://climateanalytics.org/files/eu_coal_stress_test_report_2017.pdf.

CoalSwarm, Sierra Club, und Greenpeace. 2017. „Boom and Bust 2017: Tracking the global coal plant pipeline“. <http://endcoal.org/wp-content/uploads/2017/03/BoomBust2017-English-Final.pdf>.

Consentec. 2016. „Konventionelle Mindestenerzeugung – Einordnung, aktueller Stand und perspektivische Behandlung“. Untersuchung im Auftrag der 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH. Abschlussbericht. Aachen: Consentec.

Cook, John, Naomi Oreskes, Peter T Doran, William R L Anderegg, Bart Verheggen, Ed W Maibach, J Stuart Carlton, Stephan Lewandowsky, Andrew G Skuce, und Sarah A Green. 2016. „Consensus on consensus: a synthesis of consensus estimates on human-caused global warming“. *Environmental Research Letters*, 11 (4). <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/11/4/048002/meta#back-to-top-target>.

Darby, Megan. 2015. „War gaming the climate: How global warming could trigger nationalism“. *Climate Home Newsb* (blog). 2015. <http://www.climatechangenews.com/2015/12/24/war-gaming-the-climate-how-global-warming-could-trigger-nationalism/>.

DBI Gastechnologisches Institut, DVGW-EBI, GWI, IEK-STE, IWES, KIT-IIP, OTH, u. a. 2017. „Abschlussbericht KonStGas: Integration fluktuierender erneuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von Strom- und Gasnetzen - Konvergenz Strom- und Gasnetze -“. http://www.dbi-gruppe.de/files/PDFs/Projekte/oo_Abschlussbericht_KonStGas_2017.pdf.

DENA. 2010. „Dena- Netzstudie II - Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 - 2020 mit Ausblick 2025, 2010“. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hg.). http://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9106_Studie_dena-Netzstudie_II_deutsch.PDF.

———. 2018. „dena-Leitstudie Integrierte Energiewende Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050“. https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf.

Department for Business, Energy & Industrial Strategy. 2018. „Implementing the End of Unabated Coal by 2025. Government Response to Unabated Coal Closure Consultation“. London, England: UK Government. https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/672137/Government_Response_to_unabated_coal_consultation_and_statement_of_policy.pdf.

Deutscher Bundestag. 2017. „Entwicklung der Stromspeicherkapazitäten in Deutschland von 2010 bis 2016. Sachstand. Wissenschaftliche Dienste. Aktenzeichen: WD 8 - 3000 - 083/16“. <https://www.bundestag.de/blob/496062/759f6162c9fb845aa0ba7d51ce1264f1/wd-8-083-16-pdf-data.pdf>.

DIW Berlin. 2014a. „Braunkohleausstieg – Gestaltungsoptionen im Rahmen der Energiewende“. Politikberatung kompakt 84. Berlin: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung. https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.471589.de/diwkompakt_2014-084.pdf.

———. 2014b. „Electricity Sector Data for Policy-Relevant Modeling Data Documentation and Applications to the German and European Electricity Markets“. Berlin: DIW Berlin. https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.440963.de/diw_datadoc_2014-072.pdf.

———. 2014c. „Energie- und Klimapolitik: Europa ist nicht allein“. DIW Wochenbericht 6/2014. Berlin, Germany: DIW Berlin.

———. 2014d. „Entwurf und Erläuterung für ein Gesetz zur Festsetzung nationaler CO₂-Emissionsstandards für fossile Kraftwerke in Deutschland“. Politik Beratung kompakt 82. https://www.diw.de/sixcms/detail.php?id=diw_01.c.467557.de.

———. 2014e. „Verminderte Kohleverstromung könnte zeitnah einen relevanten Beitrag zum deutschen Klimaschutzziel leisten“. Berlin: DIW Berlin. https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.489768.de/14-47-1.pdf.

———. 2015a. „Auswirkungen von CO₂-Grenzwerten für fossile Kraftwerke auf Strommarkt und Klimaschutz in Deutschland“. Politikberatung kompakt 104.

- . 2015b. „Effektive CO₂-Minderung im Stromsektor: Klima-, Preis- und Beschäftigungseffekte des Klimabeitrags und alternativer Instrumente“. Politikberatung kompakt 98. Berlin: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung. https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.509387.de/diwkompakt_2015-098.pdf.
- . 2017a. „Arbeitsplätze in der ostdeutschen Braunkohle: Strukturwandel im Interesse der Beschäftigten frühzeitig einleiten“. DIW Wochenbericht 6+7/2017. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e. V. https://www.diw.de/sixcms/detail.php?id=diw_01.c.552193.de.
- . 2017b. „Electricity, heat, and gas sector data for modeling the German system“. Data Documentation No. 9. Berlin: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung. <https://www.econstor.eu/bitstream/10419/173388/1/1011162628.pdf>.
- . 2017c. „Klimaschutz und Betreiberwechsel: Die ostdeutsche Braunkohlewirtschaft im Wandel“. DIW Wochenbericht 6+7/2017. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e. V. https://www.diw.de/sixcms/detail.php?id=diw_01.c.552191.de.
- . 2018a. „Die Energiewende wird nicht an Stromspeichern scheitern“. DIW aktuell Nr. 11. Berlin. https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.591369.de/diw_aktuell_11.pdf.
- . 2018b. „Erfolgreicher Klimaschutz durch zügigen Kohleausstieg in Deutschland und NRW“. Wochenbericht 33. Berlin.
- DIW Berlin, IZES, IWH, und Öko-Institut. 2018. „Klimaschutz und Kohleausstieg: Politische Strategien und Maßnahmen bis 2030 und darüber hinaus. Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes“. noch unveröffentlicht. Berlin: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme, Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung Halle, Öko-Institut.
- E3G. 2015. „Zukunftsperspektiven für die Lausitz: Was kommt nach der Kohle?“ https://www.e3g.org/docs/E3G_Zukunftsperspektiven_Lausitz.pdf.
- EBC. 2018. „Europe Coal Plant Database: Stand 24.04.2018“. Brüssel: Europe Beyond Coal. https://beyond-coal.eu/wp-content/uploads/2018/03/2018-03-15_Europe_Beyond_Coal-European_Coal_Database_hc.xlsx.
- EEA. 2016. „CO₂ emission intensity“. European Environment Agency. 26.3.2018.
- . 2018a. „The European Pollutant Release and Transfer Register (E-PRTR), Member States reporting under Article 7 of Regulation (EC) No 166/2006: v13“. Kopenhagen: European Environmental Agency. https://www.eea.europa.eu/ds_resolveuid/oc4895d45c8a47ed8ec-fbcede9a69ee9.
- . 2018b. „Reported Data on Large Combustion Plants Covered by Directive 2001/80/EC LCP Database v3.1“. Kopenhagen: European Environmental Agency. https://www.eea.europa.eu/ds_resolveuid/8529a768002a4568ba26795b9b685579.
- EEFA. 2010. „Bedeutung der rheinischen Braunkohle – sektorale und regionale Beschäftigungs- und Produktionseffekte. Untersuchung im Auftrag der RWE Power AG“. Energie und Umwelt Analysen 43. Münster, Berlin: Energy Environment Forecast Analysis GmbH & Co. KG. http://www.eefa.de/images/veroeffentl/Endbericht-RWE_Regiokohle_Final_05-11-2010-1.pdf.
- . 2011. „Die Rolle der Braunkohlenindustrie für die Produktion und Beschäftigung in Deutschland. Untersuchung im Auftrag des DEBRIV“. Energie und Umwelt Analysen 61. Münster, Berlin: Energy Environment Forecast Analysis. <https://www.braunkohle.de/61-o-EE-FA-Studie-Beschaeftigungseffekte-2011.html>.
- EEX. 2018a. „EU Emission Allowances - Primary Market Auction“. European Emission Allowances Auction (EUA). 2018. <https://www.eex.com/de/marktdaten/umweltprodukte/auktionsmarkt/european-emission-allowances-auction#!/2018/06/12>.

———. 2018b. „EU Emission Allowances - Secondary Market“. European Emission Allowances. 2018. <https://www.eex.com/de/marktdaten/umweltprodukte/spotmarkt/european-emission-allowances#!/2018/06/14>.

energate. 2017. „Tschechien nimmt erste Phasenschieber in Betrieb“. <https://www.energate-messenger.de/news/171013/tschechien-nimmt-erste-phasenschieber-in-betrieb>.

Energieagentur NRW. 2016. „Flexibilität: Eine wichtige Säule der Energiewende“. Düsseldorf.

Energy Brainpool. 2017a. „Klimaschutz durch Kohleausstieg. Wie ein Ausstieg aus der Kohle Deutschlands Klimaziele erreichbar macht, ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden“. Berlin: Greenpeace e.V.

———. 2017. „Wie hoch muss ein wirkungsvoller CO₂-Preis sein?“ Berlin.

enervis. 2015. „Der Klimaschutzbeitrag des Stromsektors bis 2040: Entwicklungspfade für die deutschen Kohlekraftwerke und deren wirtschaftliche Auswirkungen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende“. Berlin: enervis energy advisors. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2014/Kraftwerkspark-im-Einklang-mit-Klimazielen/Agora_Klimaschutzbeitrag_des_Stromsektors_2040_WEB.pdf.

———. 2016. „Gutachten: Sozialverträgliche Ausgestaltung eines Kohlekonsens. Studie im Auftrag von ver.di – Vereinte Dienstleistungsgewerkschaft“. enervis energy advisors. https://www.verdi.de/++file++57d9601bf1b4cd11fdbef928/download/Verdi_Gutachten%20Sozialvertr%C3%A4glicher%20Kohlekonsens_Dokumentation.pdf.

enervis energy advisors. 2015. „Ein Kraftwerkspark im Einklang mit den Klimazielen. Handlungslücke, Maßnahmen und Verteilungseffekte bis 2020.“ Studie im Auftrag von Agora Energiewende. Berlin.

era. 2017. „Analyse des Exports von Stein- und Braunkohlestrom. Erstellt im Auftrag von: Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen“. energy research architecture. <http://www.annalena-baerbock.de/wp-content/uploads/2017/08/2017-08-21-studie-stromexporte-final.pdf>.

euobserver. 2017. „Nordics Consider Alternative to EU Emissions Trading System“, 28. Juni 2017. <https://euobserver.com/nordic/138365>.

Europäische Kommission. 2016. „Staatliche Beihilfen: Kommission genehmigt Beihilfen für die Stilllegung von Braunkohlekraftwerken in Deutschland. Pressemitteilung“, 2016. http://europa.eu/rapid/press-release_IP-16-1911_de.htm?locale=en.

———. 2017a. Durchführungsbeschluss (EU) 2017/1442 der Kommission vom 31. Juli 2017 über Schlussfolgerungen zu den besten verfügbaren Techniken (BVT) gemäß der Richtlinie 2010/75/EU des Europäischen Parlaments und des Rates für Großfeuerungsanlagen. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017D1442&from=EN>.

———. 2017b. „Report on the functioning of the European carbon market“. COM(2017) 693 final. https://ec.europa.eu/commission/sites/beta-political/files/report-functioning-carbon-market_en.pdf.

———. 2018a. „Revision for phase 4 (2021-2030)“. 2018. https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/revision_en.

———. 2018b. „Staatliche Beihilfen: Kommission genehmigt sechs Kapazitätsmechanismen zur Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit in Belgien, Deutschland, Frankreich, Griechenland, Italien und Polen – Factsheet“, 7. Februar 2018. http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-18-681_de.htm.

ewi. 2016. „Ökonomische Effekte eines deutschen Kohleausstiegs auf den Strommarkt in Deutschland und der EU“. Köln: ewi Energy Research & Scenarios. http://www.ewi.research-scenarios.de/cms/wp-content/uploads/2016/05/ewi_ers_oekonomische_effekte_deutscher_kohleausstieg.pdf.

FÖS. 2018. „Was Braunkohlestrom wirklich kostet.“ Studie im Auftrag von Greenpeace. Berlin: Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e.V.

FÖS, und IASS Potsdam. 2016. „Finanzielle Vorsorge im Braunkohlebereich: Optionen zur Sicherung der Braunkohlerückstellungen und zur Umsetzung des Verursacherprinzips. Studie im Auftrag von Klima-Allianz Deutschland, Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND), Heinrich-Böll-Stiftung und Rosa-Luxemburg-Stiftung“. Berlin, Potsdam: Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e.V., Institute for Advanced Sustainability Studies e.V. https://www.boell.de/sites/default/files/2016-06_foes_iass_finanzielle_vorsorge_im_braunkohlebereich.pdf.

Fraunhofer ISE. 2018a. „Jährliche Außenhandelsstatistik elektrischer Strom“. Energy Charts. 2018. https://www.energy-charts.de/trade_de.htm.

———. 2018b. „Jährliche Börsenstrompreise in Deutschland“. Energy Charts. 2018. https://www.energy-charts.de/price_avg_de.htm?year=all&price=real&period=annual.

———. 2018c. „Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien“. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme. https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2018_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf.

Fraunhofer ISI, Öko-Institut, Forschungszentrum Jülich, Programmgruppe STE, und IREES. 2012. „Ermittlung der Klimaschutzwirkung des Integrierten Energie- und Klimaschutzprogramms der Bundesregierung IEKP und Vorschlag für ein Konzept zur kontinuierlichen Überprüfung der Klimaschutzwirkung des IEKP. Zusammenfassung. Studie im Auftrag des Umweltbundesamts“. Climate Change 4/2012. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Öko-Institut, Forschungszentrum Jülich, Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung, Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien. <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/ermittlung-klimaschutzwirkung-des-integrierten-2>.

Fraunhofer IWES. 2014. „Geschäftsmodelle Energiewende: Eine Antwort auf das ‚Die-Kosten-der-Energiewende‘-Argument“. https://www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/forschungsthemen/energie/Studie_Energiewende_Fraunhofer-IWES_20140-01-21.pdf.

Gerbaulet, Clemens, Jonas Egerer, Pao-Yu Oei, Judith Paeper, und Christian von Hirschhausen. 2012. „Die Zukunft der Braunkohle in Deutschland im Rahmen der Energiewende“. DIW Berlin, Politikberatung kompakt 69. Berlin, Germany: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW). https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.412261.de/diwkompakt_2012-069.pdf.

Germanwatch. 2002. „Auswirkungen des Klimaänderungen“. <https://germanwatch.org/klak/cd/1-a-ausw.htm>.

———. 2012. „Kapazitätsmärkte - Hintergründe und Varianten mit Fokus auf einen emissionsarmen deutschen Strommarkt“. Bonn. <http://germanwatch.org/en/download/3564.pdf>.

Germeshausen, Robert, und Andreas Löschel. 2015. „Energienstückkosten als Indikator für Wettbewerbsfähigkeit“. *Wirtschaftsdienst* 95 (1): 46–50. <https://doi.org/10.1007/s10273-015-1776-0>.

Glensk, Barbara, und Reinhard Madlener. 2016. „Flexibility options for lignite-fired power plants: a real options approach“. In *Operations Research Proceedings 2016. Selected papers of the Annual International Conference of the German Operations Research Society (GOR)*, Helmut Schmidt University, 157–63. *Operations Research Proceedings 2016*. Berlin/Heidelberg/New York: Springer Verlag.

Global Carbon Project. 2017. „Global Carbon Budget 2017“.

Görner, Klaus. 2016. „Aufgabe der Kraftwerke im Erzeugungsmix“. In *Flexibilität: Eine wichtige Säule der Energiewende. Flexible Lösungen aus und für Nordrhein-Westfalen*, herausgegeben von CEF NRW und Energie Agentur NRW. <https://broschueren.nordrheinwestfalendirekt.de/broschuerenservice/staatskanzlei/flexibilitaet-eine-wichtige-saeule-der-energiewende/2277>.

Gouw, J. A. de, D. D. Parrish, G. J. Frost, und M. Trainer. 2014. „Reduced Emissions of CO₂, NO_x, and SO₂ from U.S. Power Plants Owing to Switch from Coal to Natural Gas with Combined Cycle Technology“. *Earth's Future* 2 (2): 75–82. <https://doi.org/10.1002/2013EF00196>.

Green, Fergus, und Nicolas Stern. 2017. „China's Changing Economy: Implications for Its Carbon Dioxide Emissions“. *Climate Policy*, Nr. 4: 423–42.

GWS, DLR, und DIW Berlin. 2018. „Ökonomische Indikatoren des Energiesystems: Methode, Abgrenzung und Ergebnisse für den Zeitraum 2000 - 2016. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie“. *Politikberatung kompakt* 127. Berlin: Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforshung mbH, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung. https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.580944.de/diwkompakt_2018-127.pdf.

Heath, Garvin A., Patrick O'Donoghue, Douglas J. Arent, und Morgan Bazilian. 2014. „Harmonization of initial estimates of shale gas life cycle greenhouse gas emissions for electric power generation“. *PNAS* 111 (31): E3167–76.

Heck, Vera, Dieter Gerten, Wolfgang Lucht, und Alexander Popp. 2018. „Biomass-Based Negative Emissions Difficult to Reconcile with Planetary Boundaries“. *Nature Climate Change* 8 (2): 151–55. <https://doi.org/10.1038/s41558-017-0064-y>.

Henning, Hans-Martin, Andreas Palzer, Carsten Pape, Frieder Borggreffe, Henning Jachmann, und Manfred Fischechick. 2014. „Phasen der Transformation des Energiesystems“. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*. <http://www.et-energie-online.de/AktuellesHeft/Topthema/tabid/70/NewsId/1230/Phasen-der-Transformation-des-Energiesystems.aspx>.

Hirschhausen, Christian von, Johannes Herold, Pao-Yu Oei, und Clemens Haftendorn. 2012. „CCTS-Technologie ein Fehlschlag: Umdenken in der Energiewende notwendig“. 6. DIW Wochenbericht. Berlin, Germany. https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.392564.de/12-6-1.pdf.

House of Commons. 2018. „Carbon Price Floor (CPF) and the Price Support Mechanism“. Briefing Paper 05927. London: House of Commons.

icap. o. J. „Netherlands Proposes EUR 18 Carbon Price Floor“. *International Carbon Action Partnership*. Zugegriffen 22. März 2018. <https://icapcarbonaction.com/es/news-archive/491-netherlands-proposes-eur-18-carbon-price-floor>.

ICIS. 2017. „EU ETS post-2020 reform: status quo or seismic shift?“ *European Union White Paper*. <https://www.icis.com/contact/white-paper-post-2020-reform-status-quo-or-seismic-shift/>.

IEA. 2016. „World Energy Outlook 2016“. Paris: International Energy Agency. http://www.oecd-ilibrary.org/energy/world-energy-outlook-2016_weo-2016-en.

———. 2017a. „CO₂ emissions from fuel combustion: Overview“. *statistics*. International Energy Agency. <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/CO2EmissionsFromFuelCombustion2017Overview.pdf>.

———. 2017b. „Energy Technology Perspectives“. <http://www.iea.org/etp/>.

———. 2017c. „World Energy Outlook 2017“. Paris: International Energy Agency. <https://www.iea.org/weo2017/>.

———. 2018a. „Statistics“. International Energy Agency. <http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/>.

———. 2018b. „Statistics: European Union - 28. Electricity and Heat for 2015“. International Energy Agency. <http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=EU28&product=electricityandheat&year=2015>.

———. 2018c. „Statistics: United States. Electricity and Heat for 2015“. International Energy Agency. <http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=USA&product=electricityandheat&year=2015>.

———. 2018d. „Statistics: World. Indicators for 2015. CO2 emissions“. International Energy Agency. <http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?year=2015&country=WORLD&product=Indicators>.

IEEFA. 2017. „Global Electricity Utilities in Transition. Leaders and Laggards: 11 Case Studies“. Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA). <http://ieefa.org/wp-content/uploads/2017/10/IEEFA-Global-Utilities-in-Transition-11-Case-Studies-October-2017.pdf>.

ifo Institut. 2014. „Industrie- und Wirtschaftsregion Lausitz: Bestandsaufnahme und Perspektiven. Gutachten im Auftrag der Wirtschaftsinitiative e. V. (WIL)“. Ifo Dresden Studie 71. Dresden. http://www.cesifo-group.de/DocDL/ifo_Dresden_Studien_71.pdf.

IG BCE. 2018. „Die Energiewende mit Investitionen und Innovationen sozial und fair gestalten!“ Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie. <https://www.igbce.de/vanity/renderDownloadLink/224/167988>.

Iglesias, Ana, Luis Garrote, Francisco Flores, und Marta Moneo. 2006. „Challenges to Manage the Risk of Water Scarcity and Climate Change in the Mediterranean“. https://www.researchgate.net/profile/Ana_Iglesias9/publication/225119169_Challenges_to_Manage_the_Risk_of_Water_Scarcity_and_Climate_Change_in_the_Mediterranean/links/5a0ae57caca2721a23f7fb14/Challenges-to-Manage-the-Risk-of-Water-Scarcity-and-Climate-Change-in-the-Mediterranean.pdf.

IÖW. 2017. „Mehrwert einer regionalen Energiewende im Lausitzer und im Rheinischen Revier. Wertschöpfungs- und Beschäftigungspotenziale durch den Ausbau von Photovoltaik und Windenergie. Studie im Auftrag von Greenpeace Energy EG“. Berlin: Institut für ökologische Wirtschaftsforschung. https://www.greenpeace-energy.de/fileadmin/docs/publikationen/Studien/Studie_GPE-IOeW_Jobs_BK_u_EE_final.pdf.

IPCC. 2007. „Climate Change 2007: Mitigation of Climate Change“. https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/wg3/ar4_wg3_full_report.pdf.

———. 2014. „Klimaänderung 2014: Synthesebericht. Beitrag der Arbeitsgruppen I, II und III zum Fünften Sachstandsbericht des Zwischenstaatlichen Ausschusses für Klimaänderungen (IPCC)“. Bonn: Intergovernmental Panel on Climate Change.

IRR. 2017. „Regionales Investitionskonzept (RIK)“. Jülich: Innovationsregion Rheinisches Revier GmbH. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/regionales-investitionskonzept-rheinisches-revier.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

IZES. 2015. „Kraftwerks-Stilllegungen zur Emissionsreduzierung und Flexibilisierung des deutschen Kraftwerksparks: Möglichkeiten und Auswirkungen“. Institut für Zukunfts Energiesysteme.

———. 2016. „Stellungnahme im Rahmen der öffentlichen Anhörung zum Gesetzentwurf der Bundesregierung ‚Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz)‘ (BT-Drs.18/7317)“. https://www.bundestag.de/blob/413124/f11a3f05eb0fc4ef-759cdc2d57695a31/stgn_hauser_izes-data.pdf.

Jahn, Malte. 2015. „Economics of Extreme Weather Events: Terminology and Regional Impact Models“. *Weather and Climate Extremes* 10 (Dezember): 29–39. <https://doi.org/10.1016/j.wace.2015.08.005>.

Jones, Nicola. 2017. „How the World Passed a Carbon Threshold and Why It Matters. Published at the Yale School of Forestry & Environmental Studies“. *Yale Environment* 360. <https://e360.yale.edu/features/how-the-world-passed-a-carbon-threshold-400ppm-and-why-it-matters>.

Kasang, Dieter. o. J. „Temperaturanstieg und CO₂-Konzentration in der Atmosphäre seit Mitte des 19. Jahrhunderts, basierend auf IPCC (2007): Climate Change 2007, Working Group I: The Science of Climate Change, 9.2.1.1.“ Hamburger Bildungsserver. Zugegriffen 17. April 2018. <http://bildungsserver.hamburg.de/poster-zum-klimawandel-ursachen/>.

Klima-Allianz Deutschland. 2017. „Verkleinerung von Braunkohletagebauen nötig“. https://www.klima-allianz.de/fileadmin/user_upload/2017-08-02_factsheet_Verkleinerung_von_Braunkohletagebauen_n%C3%B6tig.pdf.

Klinski, Stefan. 2017. „Instrumente eines Kohleausstiegs im Lichte des EU-Rechts“. EnWZ, Nr. 6: 203–11.

Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. 2018. „Ein neuer Aufbruch für Europa: Eine neue Dynamik für Deutschland. Ein neuer Zusammenhalt für unser Land. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. 19. Legislaturperiode“. Berlin. https://www.cdu.de/system/tdf/media/dokumente/koalitionsvertrag_2018.pdf?file=1.

Krzikalla, Norbert, Siggie Achner, und Stefan Brühl. 2013. „Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien: Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie“. https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/Plattform/BEE-Plattform-Systemtransformation_Ausgleichsmoeglichkeiten.pdf.

Lambertz, Johannes, Hans-Wilhelm Schiffer, Thomas Thielemann, und Max Voß. 2012. „Carbon Footprints fossiler Energieträger in der Strom-erzeugung“. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 62 (1): 58–61.

Lausitzer Perspektiven. 2018. „Strukturentwicklung und Zivilgesellschaft. Eckpunkte für ein Stiftungsmodell zur Förderung bürgerschaftlichen Engagements in den Kohleausstiegsregionen. Veröffentlichung in 2018.“

LEAG. 2018. „Geschäftsfeld Kraftwerke“. 2018. <https://www.leag.de/de/geschaeftsfelder/kraftwerke/>.

Mark-E. 2018. „Regionale Erzeugung: Herausforderung Energiewende“. 2018. <http://www.mark-e.de/Home/Privatekunden/Mark-E/Erzeugung/Regionale-Erzeugung.aspx/usetemplate-print/>.

Markwardt, Gunther, Magdalena Mißler-Behr, Helmut Schuster, Stefan Zundel, und Jörg Hedderoth. 2016. „Strukturwandel in der Lausitz - Wissenschaftliche Auswertung der Potentialanalysen der Wirtschaft der Lausitz ab 2010“. Berlin: TU Dresden, BTU Cottbus-Senftenberg. https://www-docs.b-tu.de/fg-energie-umweltoekonomik/public/Strukturwandel%20Lausitz/Gutachten_Strukturwandel_Lausitz.pdf.

Matthes, Felix C., Hauke Hermann, Carsten Diermann, und Ben Schlemmermeier. 2015. „Die Leistungsfähigkeit des Energy-only-Marktes und die aktuellen Kapazitätsmarkt-Vorschläge in der Diskussion: Kommentierung und Bewertung der Impact-Assessment-Studien zu Kapazitätsmechanismen im Auftrag Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie sowie die Einordnung des Fokussierten Kapazitätsmarktes“. Bericht für das Ministerium für UM BW und das StMWi. Übersetzt von Vanessa Cook. Berlin: Öko-Institut, LBD Beratungsgesellschaft.

MCC. 2017. „Decarbonization and EU ETS Reform: Introducing a price floor to drive low-carbon investments“. Policy Paper. Berlin: Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change. https://www.mcc-berlin.net/fileadmin/data/C18_MCC_Publications/Decarbonization_EU_ETS_Reform_Policy_Paper.pdf.

Meijer, Bart H. 2018. „Netherlands to ban coal-fired power plants in blow to RWE“. Reuters, 18. Mai 2018. <https://www.reuters.com/article/us-netherlands-energy-coal/netherlands-to-ban-coal-fired-power-plants-in-blow-to-rwe-idUSKCN1J1PI>.

Metropolregion Mitteldeutschland. 2017. „Regionales Investitionskonzept Innovationsregion Mitteldeutschland“. Leipzig: Metropolregion Mitteldeutschland Management GmbH. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/regionales-investitionskonzept-mitteldeutschland.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

Michel, Jeffrey H. 2017. „Braunkohle schwächt die Bergbaukommunen“. *Acid News I/2017*, 2017. <http://www.volksmeter.de/Abhandlungen/Michel-Bergbaukommunen12072017.pdf>.

———. 2018. „The communal deficits of German lignite usage“. *Acid News I/2018*, 2018.

Mooney, Chris. 2017. „Katrina. Sandy. Harvey. The debate over climate and hurricanes is getting louder and louder.“ *The Washington Post*, 30. August 2017, Abschn. Energy and Environment. https://www.washingtonpost.com/news/energy-environment/wp/2017/08/30/katrina-sandy-harvey-the-debate-over-climate-and-hurricanes-is-getting-louder-and-louder/?noredirect=on&utm_term=.ee99335a70fe.

MTC. 2017. „Validierung und Prüfung der bergbaubedingten Rückstellungen für die Braunkohle-tagebaue, Altstandorte und Kraftwerksreststoffdeponien der RWE Power AG. Im Auftrag der RWE Power AG“. Clausthal: Mining Technology Consulting. https://www.bezreg-arnsberg.nrw.de/container/anlagen_pm/17_o9_gutachten_mtc_tudeshki_zu_rwe_rueckstellungen.pdf.

Munich RE. o. J. „Wie ändert der Klimawandel langfristig die Naturgefahren- und Risikolandschaft?“ Zugegriffen 8. Juni 2018. <https://www.munichre.com/de/group/focus/climate-change/strategic-approach/risk-assessment/physical-impacts-climate-change/long-term-changes/index.html?QUERYSTRING=meeresspiegelanstieg>.

Oei, Pao-Yu, und Roman Mendelevitch. 2016. „European Scenarios of CO₂ Infrastructure Investment until 2050“. *The Energy Journal* 37: 171–94. <https://doi.org/10.5547/o1956574.37.S13.poei>.

Öko-Institut. 2017a. „Die deutsche Braunkohlenwirtschaft - Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen“. Studie im Auftrag von Agora Energiewende und der European Climate Foundation. Berlin. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/Deutsche_Braunkohlenwirtschaft/Agora_Die-deutsche-Braunkohlenwirtschaft_WEB.pdf.

———. 2017b. „Die deutsche Braunkohlenwirtschaft - Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende und der European Climate Foundation“. Berlin. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/Deutsche_Braunkohlenwirtschaft/Agora_Die-deutsche-Braunkohlenwirtschaft_WEB.pdf.

———. 2017c. „Klimaschutz im Stromsektor 2030 – Vergleich von Instrumenten zur Emissionsminderung“. Umweltbundesamt. <http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/klimaschutz-im-stromsektor-2030-vergleich-von>.

———. 2017d. „Überprüfung der Emissionsminderung 2020 im Projektionsbericht 2017“. <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Memo-Ueberpruefung-Emissionsminderung-2020.pdf>.

———. 2018a. „Beschäftigungsentwicklung in der Braunkohleindustrie: Status quo und Projektion bis 2030. Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes“. noch unveröffentlicht. Berlin.

———. 2018b. „Dem Ziel verpflichtet: CO₂-mindestpreise im instrumentenmix einer Kohle-Ausstiegsstrategie für Deutschland. Eine Studie im Auftrag des WWFs“. Berlin. http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/WWF_Studie_Kohleausstieg_CO2_Mindestpreise.pdf.

———. 2018c. „Aktueller Stand der Steinkohle -KWK- Erzeugung in Deutschland“. Berlin: Öko-Institut. <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Stand-Steinkohle-KWK-Erzeugung-DE.pdf>.

Öko-Institut, BET, und HWR. 2017. „Klimaschutz im Stromsektor 2030 - Vergleich von Instrumenten zur Emissionsminderung. Endbericht. Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes“. Climate Change 02/2017. Berlin, Aachen: Öko-Institut, Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Hochschule für Wirtschaft und Recht Berlin. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1/publikationen/2017-01-11_cc_02-2017_strommarkt_endbericht.pdf.

Öko-Institut, und Fraunhofer ISI. 2015. „Klimaschutzszenario 2050: 2. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit“. Berlin: Öko-Institut, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung. http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/x/de/projekte/Bericht_Runde_2.pdf.

Öko-Institut, und Prognos. 2015. „Das CO₂-Instrument für den Stromsektor: Modellbasierte Hintergrundanalysen“. Berlin. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/strommarkt-praesentation-das-co2-instrument-fuer-den-stromsektor.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

PIK. 2007. „TiPI - Tipping Point Interactions“. Potsdam Institute for Climate Impact Research. <https://www.pik-potsdam.de/research/projects/projects-archive/tipi>.

Pinka, Jana. 2018. „'Bergbau-Heuschrecke' von Oberbergamt nun doch zu Sicherheitsleistungen verpflichtet, aber erst ab 2021“. 2018. <http://www.jana-pinka.de/index.php/164-parlamentarisches/2018/aktuelles-aus-dem-parlament-2018/1136-pinka-bergbau-heuschrecke-von-oberbergamt-nun-doch-zu-sicherheitsleistungen-verpflichtet-aber-erst-ab-2021>.

Pinzler, Petra. 2017. „Klimawandel: Von Stürmen vertrieben: Der Klimawandel zwingt mehr Menschen zur Flucht als alle Kriege zusammen.“ Die Zeit, 23. Mai 2017. <http://www.zeit.de/2017/22/klimawandel-flucht-wetter-umweltkatastrophen>.

Powering Past Coal Alliance. 2017. „Powering Past Coal Alliance: Declaration“. https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/666736/Final_Declaration_PPCA_111217.pdf.

Prognos, EWI, und GWS. 2014. „Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose. Projekt Nr. 57/12. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie“. Basel, Köln, Osnabrück: Prognos, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognose-endbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=7.

Prognos, und Fichtner. 2017. „Flexibility in thermal power plants – With a focus on existing coal-fired power plants“. Study. Berlin, Stuttgart: Prognos, Fichtner. https://www.agora-energie-wende.de/fileadmin/Projekte/2017/Flexibility_in_thermal_plants/115_flexibility-report-WEB.pdf.

Prognos, und Öko-Institut. 2017. „Zukunft Stromsystem Kohleausstieg 2035 - Vom Ziel her denken“. Studie im Auftrag des WWF. http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/WWF-Studie_Zukunft_Stromsystem_-_Kohleausstieg_2035.pdf.

PwC. 2016. „Wirtschaftliche Bewertung des Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 Abschlussbericht“. Abschlussbericht. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. http://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Aktionsprogramm_Klimaschutz/aktionsprogramm_klimaschutz_2020_abschlussbericht_bf.pdf.

Regionomica. 2013. „Potenzialanalyse zur intelligenten Spezialisierung in der Innovationsregion Rheinisches Revier (IRR). Kurzfassung“. Berlin. http://rheinisches-revier.de/fileadmin/user_upload/pdf/allgemein/130617_Kurzfassung_Potenzialanalyse_IRR_komplett.pdf.

Rodi, Michael. 2017. „Kohleausstieg - Bewertung der Instrumentendebatte aus juristischer und rechtspolitischer Sicht“. EnWZ, Nr. 6: 195–203.

Rogelj, Joeri, Alexander Popp, Katherine V. Calvin, Gunnar Luderer, Johannes Emmerling, David Gernaat, Shinichiro Fujimori, u. a. 2018. „Scenarios towards limiting global mean temperature increase below 1.5 °C“. Nature Climate Change, März. <https://doi.org/10.1038/s41558-018-0091-3>.

Rosenzweig, C., W. Solecki, P. Romero-Lankao, S. Mehrotra, S. Dhakal, T. Bowman, und S. Ali Ibrahim. 2015. „Climate Change and Cities: Second Assessment Report of the Urban Climate Change Research Network“. ARC3.2. Summary for City Leaders. https://unfccc.int/files/parties_observers/submissions_from_observers/application/pdf/787.pdf.

Ruhrnachrichten. 2018. „Personalkarussell nach der Stilllegung des Kohleblocks“. 20. Juni 2018. <https://www.ruhrnachrichten.de/Staedte/Werne/Personalkarussell-nach-der-Stillegung-des-Kohleblocks-1296653.html>.

RWE Generation SE. 2018a. „Braunkohlekraftwerke“. 2018. <http://www.rwe.com/web/cms/de/1754836/rwe-generation-se/unternehmen/braunkohle/>.

———. 2018b. „Energieträger: Länderübersicht“. 2018. <http://www.rwe.com/web/cms/de/1770664/rwe-generation-se/energietraeger/laenderuebersicht/deutschland/kw-gersteinwerk/>.

RWE Power. 2010. „Entwicklung und Stand der Technik in der Braunkohlenverstromung“. Essen. http://www.nf-niederaussem.de/fileadmin/pdf/o3_Praesentation_Aktueller_Stand_der_Technik_Dr_Eichholz_.pdf.

RWE Power, und KPMG. 2016. „Vollständigkeit und Angemessenheit der bilanzierten bergbau-bedingten Rückstellungen nach IFRS zum 31. Dezember 2016. Gutachterliche Stellungnahme RWE Power Aktiengesellschaft“. Essen/Köln: KPMG AG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft. https://www.bezreg-arnsberg.nrw.de/container/anlagen_pm/17_09_gutachten_kpmg_zu_rwe_rueckstellungen.pdf.

RWE Power, RWTH, und BET. 2017. „Gutachterliche Stellungnahme zur Bewertung von langfristigen wasserwirtschaftlichen Maßnahmen im Rheinischen Revier.“ Schlussbericht. Aachen: RWE Power AG, RWTH Aachen, Lehr- und Forschungsgebiet Hydrogeologie und BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH. https://www.bezreg-arnsberg.nrw.de/container/anlagen_pm/17_09_gutachten_rwth_aachen_zu_rwe_rueckstellungen.pdf.

RWI. 2017. „Erarbeitung aktueller vergleichender Strukturdaten für die deutschen Braunkohleregionen. Projektbericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie“. Projektnummer: I C 4-25/17. Essen: Leibnitz-Institut für Wirtschaftsforschung.

Samadi, Sascha. 2017. „The Social Costs of Electricity Generation—Categorising Different Types of Costs and Evaluating Their Respective Relevance“. *energies*. <http://www.mdpi.com/1996-1073/10/3/356/pdf>.

Sandbag. 2013. „The UK Carbon Floor Price“. Sandbag briefing. London: Sandbag. https://sandbag.org.uk/wp-content/uploads/2016/11/Sandbag_Carbon_Floor_Price_2013_final.pdf.

———. 2017. „Forecasting ETS Surpluses“. 2017. <https://sandbag.org.uk/2017/05/15/forecasting-ets-surpluses/>.

Schleussner, Carl-Friedrich, Tabea K. Lissner, Erich M. Fischer, Jan Wohland, Mahé Perrette, Antonius Golly, Joeri Rogelj, u. a. 2016. „Differential climate impacts for policy-relevant limits to global warming: the case of 1.5 °C and 2 °C“. *Earth System Dynamics*, Nr. 7: 327–351.

Scholz, Yvonne. 2010. „Möglichkeiten und Grenzen der Integration verschiedener regenerativer Energiequellen zu einer 100% regenerativen Stromversorgung der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2050: Endbericht (September 2010)“. https://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/o3_Materialien/2010_MAT42_DZLR_Integration_Energiequellen_2050.pdf?__blob=publicationFile.

Schomerus, Thomas, und Gregor Franßen. im Erscheinen. „Klimaschutz und die rechtliche Zulässigkeit der Stilllegung von Braun- und Steinkohlekraftwerken. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit“.

Schröter, Jens. 2013. „Meeresspiegelanstieg: Gefährdung kleiner Inseln“. Warnsignal Klima. Uni Hamburg. <http://www.klima-warnsignale.uni-hamburg.de/wp-content/uploads/2013/01/Schroeter.pdf>.

Smith, Pete, Steven J. Davis, Felix Creutzig, Sabine Fuss, Jan Minx, Benoit Gabrielle, Etsushi Kato, u. a. 2016. „Biophysical and Economic Limits to Negative CO₂ Emissions“. *Nature Climate Change* 6 (1): 42–50. <https://doi.org/10.1038/nclimate2870>.

- S&P Global Platts. 2018. „German companies to close coal units with 817 MW capacity“. 5. März 2018. <https://www.platts.com/latest-news/electric-power/london/german-companies-to-close-coal-units-with-817-26902862>.
- SRU. 2017. „Kohleausstieg jetzt einleiten“. Stellungnahme. Berlin: Sachverständigenrat für Umweltfragen. https://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/04_Stellungnahmen/2016_2020/2017_10_Stellungnahme_Kohleausstieg.pdf?__blob=publicationFile&v=16.
- Stadtwerke Cottbus. 2018. „Stadtwerke Cottbus: Heizkraftwerk heute“. Heizkraftwerk Cottbus. 2018. <https://heizkraftwerk-cottbus.de/heizkraftwerk-heute/>.
- Statistik der Kohlenwirtschaft. 2017a. „Belegschaft im Steinkohlenbergbau der Bundesrepublik Deutschland“. Essen, Bergheim. https://kohlenstatistik.de/files/arbeiter_u_angestellte_3.xlsx.
- . 2017b. „Der Kohlenbergbau in der Energiewirtschaft der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 2016“. Essen, Bergheim. https://kohlenstatistik.de/files/silberbuch_2016.pdf.
- . 2017c. „Zahl der Betriebe“. Essen, Bergheim. https://kohlenstatistik.de/files/zahl_betriebe_2.xls.
- . 2017d. „Braunkohle“. Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. 9. September 2017. <https://kohlenstatistik.de/19-o-Braunkohle.html>.
- . 2018. „Zur Lage des Kohlenbergbaus in der Bundesrepublik Deutschland: Jahr 2017“. Essen, Bergheim. https://kohlenstatistik.de/files/lb_statistik_2017.pdf.
- Steag. 2018a. „STEAG meldet die Kraftwerke Bexbach und Weiher 3 erneut zur Stilllegung an“. 26. April 2018. <https://www.steag.com/de/pressemitteilungen/26-04-2018-steag-meldet-die-kraftwerke-bexbach-und-weiher-3-erneut-zur-stilllegung-an/>.
- . 2018b. „STEAG schließt Kraftwerk Lünen bereits Ende 2018 - Steinkohleblöcke 6 und 7 sind nicht systemrelevant“. 31. August 2018. <https://www.steag.com/de/pressemitteilungen/31-08-2018-steag-schliesst-kraftwerk-luenen-bereits-ende-2018/>.
- Steinmann, Thomas. 2017. „Lausitz-Investor warnt vor Kohle-Ausstieg“. Capital, 13. Dezember 2017. <https://www.capital.de/wirtschaft-politik/braunkohle-eigentuemer-warnt-vor-kohle-ausstieg>.
- Stern, Nicolas. 2006. „Stern Review on the Economics of Climate Change“. London: HM Treasury.
- Sterner, Michael, und Ingo Stadler, Hrsg. 2017. Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration. 2., korrigierte und ergänzte Auflage. Wiesbaden: Springer Vieweg.
- Stöver, Britta. 2015. „Gesundheit – Effekte des Klimawandels“. GWS Discussion Paper. <http://www.gws-os.com/discussionpapers/gws-paper15-6.pdf>.
- The Guardian. 2016. „France Sets Carbon Price Floor“, 17. Mai 2016. <https://www.theguardian.com/environment/2016/may/17/france-sets-carbon-price-floor>.
- Thomson Reuters. 2017a. „EU ETS phase 4 deal is done – what effect on market balance and carbon prices?“
- . 2017b. „Grand compromise on ETS reform set to tighten market“. <https://www.politico.eu/wp-content/uploads/2017/11/Grand-compromise-on-ETS-reform-set-to-tighten-market-copy-2.pdf>.
- UBA. 2009. „Klimaschutz und Versorgungssicherheit. Entwicklung einer nachhaltigen Stromversorgung“. Climate Change | 13/2009. Dessau-Roßlau, Deutschland: Umweltbundesamt. <http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/klimaschutz-versorgungssicherheit>.
- . 2012. „Ökonomische Bewertung von Umweltschäden. Methodenkonvention 2.0 zur Schätzung von Umweltkosten (inklusive Anhang A und B)“. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/uba_methodenkonvention_2.0_-_2012_gesamt.pdf.

- . 2013a. „Potenzial der Energiewende an Land: Studie zur Ermittlung des bundesweiten Flächen- und Leistungspotenzials der Windenergienutzung an Land“. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/potenzial_der_windenergie.pdf.
- . 2013b. „Zu erwartende Klimaänderungen bis 2100“. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/klimawandel/zu-erwartende-klimaaenderungen-bis-2100>.
- . 2015a. „Klimabeitrag für Kohlekraftwerke - Wie wirkt er auf Stromerzeugung, Arbeitsplätze und Umwelt?“ Position. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/klimabeitrag_fuer_kohlekraftwerke_2.pdf.
- . 2015b. „Potentiale regelbarer Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien“. 19/2015. Climate Change. Dessau-Roßlau: Büro für Energiewirtschaft und technische Planung, Traniel. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_19_2015_potentiale_regelbarer_lasten.pdf.
- . 2017a. „Daten und Fakten zu Braun- und Steinkohlen“. Hintergrund. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt. <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/daten-fakten-zu-braun-steinkohlen>.
- . 2017b. „Daten und Fakten zu Braun- und Steinkohlen“. Umweltbundesamt. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/171207_uba_hg_braunsteinkohle_bf.pdf.
- . 2017c. „Den Weg zu einem treibhausgasneutralen Deutschland ressourcen schonend gestalten“. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/uba_fachbrosch_rtd_final_bf_o.pdf.
- . 2017d. „Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2016“. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2017-05-22_climate-change_15-2017_strommix.pdf.
- . 2017e. „Entwicklung des durchschnittlichen Brutto-Wirkungsgrades fossiler Kraftwerke“. Konventionelle Kraftwerke und erneuerbare Energien. 2017. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/384/bilder/dateien/6_abb_entwicklung-brennstoffausnutzungsgrad_2018-02-14.pdf.
- . 2017f. „Kohleverstromung und Klimaschutz bis 2030 Diskussionsbeitrag des Umweltbundesamts zur Erreichung der Klimaziele in Deutschland“. Umweltbundesamt. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2017-11-02_position_kohleverstromung-klimaschutz_fin_o.pdf.
- . 2017g. „Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) - online Informationen“. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/kraft-waerme-kopplung-kwk#textpart-4>.
- . 2017h. „Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland in der Abgrenzung der Sektoren des Aktionsprogrammes Klimaschutz 2020*“.
- . 2017i. „Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2017: Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2015. Umweltbundesamt – UNFCCC-Submission“. Climate Change 13/2017. Dessau-Roßlau, Deutschland: Umweltbundesamt. <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/berichterstattung-unter-der-klimarahmenkonvention-2>.
- . 2018a. „Erneuerbare Energien in Deutschland- Daten zur Entwicklung im Jahr 2017“. Dessau. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/180315_uba_hg_einzahlen_2018_bf.pdf.
- . 2018b. „German Informative Inventory Report: 1.A.1.a - Public Electricity and Heat Production. Last updated on 21 Mar 2018“. Dessau: Umweltbundesamt. <https://iir-de.wikidot.com/1-a-1-a-public-electricity-and-heat-production>.

- . 2018c. „Klimabilanz 2017: Emissionen gehen leicht zurück. Presse mitteilung Nr. o8 vom 27.03.2018“. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/dokumente/pm-2018-o8_thg-nahzeitprognose_2017.pdf.
- . 2018d. „Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen (Schwermetalle): 1990 - 2016. Endstand 14.02.2018 (v1.0)“. Dessau: Umweltbundesamt. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/luft/luftschadstoff-emissionen-in-deutschland>.
- . 2018e. „Trends der Lufttemperatur“. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/trends-der-lufttemperatur#textpart-1>.
- . 2018f. „Datenbank ‚Kraftwerke in Deutschland‘: Stand 06.03.2018“. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt. <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/datenbank-kraftwerke-in-deutschland>.
- . 2018g. „Treibhausgasemissionen in Deutschland 1990-2017 in Mio.t CO₂-equivalent“.
- . 2018h. „Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2018: Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2016. Umweltbundesamt – UNFCCC-Submission“. Climate Change 12/2018. Dessau-Roßlau, Deutschland: Umweltbundesamt. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2018-05-24_climate-change_12-2018_nir_2018.pdf.
- UNEP. 2017. The Emissions Gap Report 2017: An UN Environment Synthesis Report. <http://edepot.wur.nl/426310>.
- UNFCCC. 2015. „Paris Agreement“. Paris, Bonn: United Nations Framework Convention on Climate Change. http://unfccc.int/files/essential_background/convention/application/pdf/english_paris_agreement.pdf.
- . 2018. „NDC Registry (interim). United Nations Framework Convention on Climate Change“. 26. März 2018. <http://www4.unfccc.int/ndcregistry/Pages/Home.aspx>.
- Uniper. 2018. „Kraftwerk Kiel“. 2018. <https://www.uniper.energy/de/kraftwerk-kiel>.
- Vahlenkamp, Thomas, Ingmar Ritzenhofen, Gerke Gersema, und Julia Kropweit. 2018. „Energiewende global – Was Deutschland von anderen Ländern lernen kann“. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 69 (3). https://www.mckinsey.de/files/et_maerz_2018_ewi.pdf.
- Vattenfall. 2015. „Klimaschutzvereinbarung zwischen dem Land Berlin und Vattenfall“. 23. April 2015. <https://corporate.vattenfall.de/newsroom/pressemeldungen/2015/klimaschutzvereinbarung-zwischen-dem-land-berlin-und-vattenfall-zwischenbericht-ist-online-einsehbar/>.
- VDI. 2017. „VDI-Statusreport Energiespeicher: Zusammenfassung und Ausblick“. https://www.vdi.de/fileadmin/vdi_de/redakteur_dateien/geu_dateien/FB3/Energiespeicher_Zusammenfassung.pdf.
- VGRdL. 2017. „Bruttoinlandsprodukt, Bruttowertschöpfung in den kreisfreien Städten und Landkreisen der Bundesrepublik Deutschland 1992 und 1994 bis 2015“. Reihe 2, Band 1. Frankfurt a. M.: Arbeitskreis „Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen der Länder“ im Auftrag der Statistischen Ämter der 16 Bundesländer, des Statistischen Bundesamtes und des Bürgeramtes, Statistik und Wahlen. <https://www.statistik-bw.de/VGRdL/tbls/?lang=de-DE>.
- WL. 2018. „Regionales Investitionskonzept (RIK) Lausitz“. Cottbus: Wirtschaftsregion Lausitz GmbH. https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/regionales-investitionskonzept-lausitz.pdf?__blob=publicationFile&v=6.
- World Bank. 2018. „Electricity production from coal sources (% of total)“. 2018. https://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.COAL.ZS?name_desc=false.
- Wuppertal Institut. 2010. „RECCS plus: Regenerative Energien (RE) im Vergleich mit CO₂-Abtrennung und -Ablagerung (CCS): Update und Erweiterung der RECCS-Studie“. <https://d-nb>.

info/104999695X/34.

———. 2016. „Lausitz im Wandel. Wie weiter nach der Kohle? Studie im Auftrag der Fraktion Bündnis 90/Die Grünen im Brandenburger Landtag“. Potsdam: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH. https://www.gruene-fraktion-brandenburg.de/fileadmin/Itf_brandenburg/Dokumente/Publikationen/Studie_Strukturwandel_Lausitz.pdf.

———. 2018. „Status und Neugründungen von Stadtwerken. Deutschland und Japan im Vergleich. Inputpapier zum Projekt Capacity Building für dezentrale Akteure der Energieversorgung in Japan.“ https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7010/file/7010_Stadtwerke.pdf.

Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, und IZES. 2018. „Technologien für die Energiewende: Politikbericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)“.

Wuppertaler Rundschau. 2018. „Heizkraftwerk Elberfeld: Ein letzter Besuch“. 16. Mai 2018. <http://www.wuppertaler-rundschau.de/lokales/heizkraftwerk-elberfeld-ein-letzter-besuch-aid-1.7574584>.

Ziehm, Cornelia. 2014. „Wie lässt sich der Kohleausstieg einleiten? Neue rechtliche Vorgaben für Bau und Betrieb von Kohlekraftwerken. Gutachten im Auftrag der Bundestagsfraktion von Bündnis 90/Die Grünen“.

———. 2017. „Das Urteil des Bundesverfassungsgerichts zum Atomausstieg: Konsequenzen für den Kohleausstieg“. *Zeitschrift für Neues Energierecht* 21 (1): 7–11.

ANHANG

Tabelle Anhang 1: Installierte Kapazität und Wirkungsgrad der Braunkohle-Kraftwerksblöcke (>50MW)

Kraftwerk	Block	Start (Retrofit)	Netto- Kapazität elektr. (MW)	Elektrischer Wirkungs- grad	Unternehmen	Sicherheits- bereitschaft ab	Anteil Wärme [%]	Kg CO ₂ / KWh	In t			PM 10 2015
									CO ₂ 2017	SO ₂ 2015	NOx 2015	
Rheinisches Revier Frechen/Wacht- berg												
		1959 (1988)	176	0,33	RWE		72	1,242	1.310.090	264	399	15
Niederaußern	C	1965	295	0,33	RWE			1,237				
Niederaußern	D	1968	297	0,358	RWE			1,237				
Niederaußern	E	1970	295	0,358	RWE	Okt 18		1,237				
Niederaußern	F	1971	299	0,358	RWE	Okt 18		1,237	27.174.168	9.361	18.019	437
Niederaußern	G	1974 (2008)	628	0,37	RWE		1	1,181				
Niederaußern	H	1974 (2009)	648	0,37	RWE			1,181				
Niederaußern	K	2002	944	0,43	RWE			0,976				
Weisweiler	E	1965	321	0,33	RWE			1,315				
Weisweiler	F	1967	321	0,33	RWE			1,315	18.945.349	4.135	12.571	214
Weisweiler	G	1974	663	0,36	RWE		3	1,23				
Weisweiler	H	1975	656	0,36	RWE			1,23				
Frimmersdorf	P	1966 (1990)	284	0,33	RWE	Okt 17		1,317	3.582.337	1.488*	3.032*	71*
Frimmersdorf	Q	1970 (1990)	278	0,33	RWE	Okt 17		1,317				
Ville/Berrenrath		1991	98	0,38	RWE		61	1,079	825.612	-	-	-
Neurath	A	1972	294	0,33	RWE			1,238				
Neurath	B	1972	294	0,33	RWE			1,238				
Neurath	C	1973	292	0,33	RWE	Okt 19		1,238				
Neurath	D	1975	607	0,366	RWE		0	1,181	29.900.372	5.982*	22.595*	520*
Neurath	E	1976	604	0,366	RWE			1,181				
Neurath	BoA 2	2012	1060	0,43	RWE			0,976				
Neurath	BoA 3	2012	1060	0,43	RWE			0,976				

HKW Merkenlich	Block 6	2010	75	0,42	RheinEnergie AG	82	0,976	537.244	86	317	4
Lausitzer Revier											
Boxberg	N	1979 (1993)	465	0,35	LEAG		1,162				
Boxberg	P	1980 (1994)	465	0,35	LEAG		1,162				
Boxberg	Q	2000	857	0,423	LEAG	1		19.135.707	13.215	13.469	486
Boxberg	R	2012	640	0,437	LEAG		1,01				
Jänschwalde	A	1981 (1996)	465	0,375	LEAG		1,169				
Jänschwalde	B	1982 (1996)	465	0,375	LEAG		1,169				
Jänschwalde	C	1984 (1996)	465	0,375	LEAG		1,169				
Jänschwalde	D	1985 (1996)	465	0,375	LEAG	2		23.626.776	17.818	18.639	648
Jänschwalde	E	1987 (1996)	465	0,375	LEAG		1,169				
Jänschwalde	F	1989 (1996)	465	0,375	LEAG		1,169				
Schwarze Pumpe	A	1997	750	0,41	LEAG	14	1,077	11.386.634	9.237	5.813	66
Schwarze Pumpe	B	1998	750	0,41	LEAG		1,077				
HKW Cottbus	1	1999	74	0,4	HKWG Cottbus mbH	90	1,018	163.439	90	163	0
Mitteldeutsches Revier											
Deuben		1936 (1993)	67	0,34	Mibrag	37	1,1	8.640.00**	1.470	824	-
Buschhaus	D	1985	352	0,38	Helmsdter Revier GmbH		1,036	3	384	209	2
HKW Chemnitz Nord II	Block B	1988	57	0,38	eins GmbH & Co. KG		0,984				
HKW Chemnitz Nord II	Block C	1990 (2010)	91	0,38	eins GmbH & Co. KG	80	0,984	1.102.501	843	679	31
Schkopau	A	1996	450	0,4	Uniper	21	1,033	5.502.113	4.173	3.468	124
Schkopau	B	1996	450	0,4	Uniper		1,033				
Lippendorf	LIP S	1999	875	0,42	EnBW	8	0,923				
Lippendorf	R	2000	875	0,42	LEAG		0,923	11.376.121	9.947	8.013	127

*Wert für 2014

** Wert für 2015

(BNetzA 2018a; LEAG 2018; EEA 2018b; UBA 2018f; EBC 2018; Stadtwerke Cottbus 2018; Öko-Institut 2017b, 2017d; RWE Power 2010; RWE Generation SE 2018a)

Anmerkung zur den spezifischen Emissionen: Für die Berechnung der spez. Emissionen wird der elektrische Nutzungsgrad verwendet. Bei KWK-Kraftwerken sinkt der Ertrag an elektrischer Leistung durch die Wärmeauskopplung, erhöht jedoch die Gesamtausnutzung des Brennstoffs und damit den Gesamtwirkungsgrad des Kraftwerks. Dies wirkt sich positiv auf die spezifischen Emissionen des Kraftwerks aus. Das Öko-Institut (2017b) hat dazu Berechnungen durchgeführt, die den KWK-Betrieb und den Nutzungsgrad berücksichtigen. Für Kraftwerke <200MW beruhen die Werte auf eigenen Berechnungen. Die spezifischen Emissionswerte ergeben sich dabei aus den Wirkungsgraden und den jeweiligen Emissionswerten der Braunkohle aus den entsprechenden Tagebauen. Die Wärmenutzung wird dabei nicht berücksichtigt.

Tabelle Anhang 2 Installierte Kapazität und Wirkungsgrad der Steinkohlekraftwerke (>50MW)

Kraftwerk	Block	Start (Retro-fit)	Netto-Kapazität (MW)	Elektrischer Wirkungsgrad (geschätzt)	Unternehmen	KWK	Kg CO ₂ /KWh	In t			
								CO ₂ 2017	SO ₂ 2015	NOx 2015	PM 10 2015
KW Marl I	Dampfwirtschaft	1939	120	0,27	Evonik	Ja	1,2403	1.701.963	700	1.591	27
	Block 4	1971	55	0,35	Evonik	Ja	0,9588				
	Block 5	1983	60	0,38	Evonik	Ja	0,8836				
HKW Wolfsburg-Nord	Generator A	1959 (2000)	62	0,43	Volkswagen AG	Ja	0,7953	774.121	511	347	21
	Generator B	1959 (2000)	62	0,43	Volkswagen AG	Ja	0,7953				
G-KW Leverkusen		1962	103	0,33	Currenta	Ja	1,0242	705.942	454	289	8
KW Lünen	Lünen 6	1963 (1996)	149	0,42	Steag	Nein	0,8144	995.360	884	1.166	20
	Lünen 7	1970 (1997)	324	0,42	Steag	Ja	0,8096				
HKW Römerbrücke	Kohleanlage	1964 (2005)	50	0,42	Energie SaarlorLux AG	Ja	0,8048	173.819	70	68	4
Scholven	B	1968	345	0,35	Uniper	Ja	0,9797	4.300.742	1.814	3.418	126
	C	1969	345	0,35	Uniper	Ja	0,9726				
Reuter	FWK Buer	1985	70	0,39	Uniper	Ja	0,8722	450.537	52	247	5
	Reuter C	1969	124	0,35	Vattenfall	Ja	0,9726				
HKW Moabit	Moabit A	1969 (1990)	89	0,40	Vattenfall	Ja	0,8450				
Farge	Farge	1969 (2007)	350	0,44	ENGIE	Nein	0,7638	1.259.810	524	983	42
Gemeinschaftskraftwerk Kiel		1970 (1992)	323	0,41	GK Kiel GmbH	Ja	0,8346	1.116.575	386	1.057	37
KW Krefeld-Uerdingen N 230		1971	110	0,35	Currenta	Ja	0,9588	887.879	575	473	19
GK Mannheim	Block 6	1975 (2005)	255	0,44	GK Mannheim	Ja	0,7726	6.858.626	1.419	3.395	139
	Block 7	1982	425	0,38	GK Mannheim	Ja	0,8895				
	Block 8	1993	435	0,41	GK Mannheim	Ja	0,8294				
	Block 9	2015	843	0,46	GK Mannheim	Ja	0,7308				

Wilhelmshaven	1	1976	757	0,37	Uniper	Nein	0,9260	1.322.071	1.566	1.989	61
KW Hafen	Block 6	1979	303	0,37	swb	Ja	0,9074	1.520.633	961	1.072	0
KW Mehrum	Block 3	1979 (2003)	690	0,43	Stadtwerke Hannover AG	Nein	0,7815	1.929.983	2.442	2.002	27
Bergkamen	A	1981	717	0,38	RWE	Ja	0,8953	1.639.651	2.350	2.069	50
Völklingen-Fenne	MKV	1982	179	0,38	Saar GmbH	Ja	0,8895	1.046.235	1.216	1.385	16
	HKV	1989	211	0,40	Saar GmbH	Ja	0,8503				
Gersteinwerk	K2	1984	614	0,39	RWE	Nein	0,8779	24.671	0	0	0
HKW Wolfsburg-West	Block 1	1985	139	0,39	Volkswagen AG	Ja	0,8722	1.721.936	1.457	1.626	65
	Block 2	1985	139	0,39	Volkswagen AG	Ja	0,8722				
RDKW Karlsruhe	RDK 7	1985 (2005)	517	0,44	EnBW	Ja	0,7726	3.841.547	1.961	1.804	23
	RDK 8	2014	834	0,46	EnBW	Ja	0,7348				
HKW Heilbronn	HLB 7	1985 (2009)	778	0,45	EnBW	Ja	0,7553	2.394.697	1.482	2.023	32
Ibbenbüren	B	1985 (2009)	794	0,45	RWE	Ja	0,7553	2.512.586	1.394	2.190	28
Zolling	Zolling Block 5	1986 (2011)	472	0,45	ENGIE	Ja	0,7469	1.502.946	0	4	0
Heyden	4	1987	875	0,39	Uniper	Nein	0,8611	1.977.821	1.377	1.796	23
Reuter West	Reuter West D	1987	282	0,39	Vattenfall	Ja	0,8611	2.491.619	324	2.297	47
	Reuter West E	1988	282	0,40	Vattenfall	Ja	0,8557				
KW Walsum	Walsum 9	1988	370	0,40	Steag	Ja	0,8557	3.125.023	2.155	3.643	41
	Walsum 10	2013	725	0,46	Steag	Ja	0,7388				
Wedel	Wedel 1	1988 (1993)	137	0,41	Vattenfall	Ja	0,8294	1.136.524	650	856	43
	Wedel 2	1989 (1993)	123	0,41	Vattenfall	Ja	0,8294				
GK Hannover	Block 1	1989	136	0,40	Stadtwerke Hannover	Ja	0,8503	1.590.978	795	938	23
	Block 2	1989	136	0,40	Stadtwerke Hannover	Ja	0,8503				
HKW Elberfeld	Block 3	1989	85	0,40	WSW	Ja	0,8503	356.373	177	228	0

HKW Frankfurt-Höchst	Block B	1989	66	0,49	Infraserv & Höchst	Ja	0,6891			
HKW Frankfurt-West	Block 2	1989	62	0,40	Mainova	Ja	0,8503	929.738	343	535
	Block 3	1989	62	0,40	Mainova	Ja	0,8503			
KW Hastedt	Block 15	1989	119	0,40	swb	Ja	0,8503	776.324	273	581
KW Herne	Herne 4	1989 (2013)	449	0,46	Steag	Ja	0,7388	1.531.134	1.509	1.881
HKW Offenbach		1990	54	0,40	Energiever- sorgung Offenbach AG	Ja	0,8450	233.705	104	96
HKW München-Nord	2	1991	333	0,40	SWM	Ja	0,8397	1.701.489	167	1.276
Staudinger	5	1992	510	0,41	Uniper	Ja	0,8346	1.889.339	354	1.453
Tiefstack	Tiefstack	1993	194	0,41	Vattenfall	Ja	0,8294	1.213.337	755	866
KW Rostock	Rostock	1994	514	0,41	EnBW	Ja	0,8244	2.335.824	275	1.999
HKW Altbach/Deizisau	ALT HKW 2	1997 (2012)	336	0,44	EnBW	Ja	0,7682	1.250.276	628	947
Trianel Kohle-KW Lünen		2013	735	0,46	Trianel Lünen	Ja	0,7388	3.429.207***	588	613
Westfalen	E	2014	764	0,46	RWE	Nein	0,7348	2.709.042	1.180	2.342
HKW Moorburg	A	2015	800	0,46	Vattenfall	Ja	0,7308			
	B	2015	800	0,46	Vattenfall	Ja	0,7308	6.157.809	349	641
KW Wilhelmshaven	Kraftwerk Wilhelmshaven	2015	731	0,46	ENGIE	Nein	0,7308	2.114.040	403	757

(BNetzA 2018a; EEA 2018b; 2018a; RWE Generation SE 2018b; UBA 2018f; EBC 2018; Öko-Institut 2017b; DIW Berlin 2014b)

***Wert für 2016
Anmerkung zur den spezifischen Emissionen: Analog zum Vorgehen bei den Braunkohlekraftwerken basieren die spezifischen Emissionswerte auf dem Nutzungsgrad der Kraftwerke. Dafür wird der durchschnittliche Emissionsfaktor von 93.888 tCO₂/TJ der in Deutschland verwendeten Steinkohle genutzt (UBA 2017). Für die Wirkungsgrade siehe DIW (2014b). Dabei wurde der KWK-Betrieb nicht berücksichtigt.

Tabelle Anhang 3: Kraftwerke in der Reserve (>50MW)

Kraftwerk	Block	Start (Retrofft)	Netto-Kapazität (MW)	Unternehmen	KWK	In t			
						CO ₂ 2017	SO ₂ 2015	NOx 2015	PM 10 2015
Emissionen in Tabelle Anhang 5 für Altbach/Deizisau									
HKW Altbach/Deizisau	ALT HKW 1	1985	433	EnBW	Ja				
HKW Heilbronn	HLB 5	1965 (2010)	125	EnBW	Nein	2.394.697	1.482	2.023	32
HKW Heilbronn	HLB 6	1966 (2010)	125	EnBW	Nein				
KW Bexbach	BEX	1983	726	Steag	Nein	508.496	1.393	1.548	25
KW Walheim	WAL 1	1965 (2011)	96	EnBW	Nein	74.782	59	83	1
KW Walheim	WAL 2	1967 (2011)	148	EnBW	Nein				
Weiher	Weiher III	1976	656	Steag	Ja	408.420	1.207	1.162	13

(BNetzA 2018a; EEA 2018b; 2018a; EBC 2018)