
Die deutsche Braunkohlenwirtschaft 2021

Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche
Strukturen und Umweltauswirkungen

STUDIE

Agora
Energiewende



Die deutsche Braunkohlen- wirtschaft 2021

IMPRESSUM

STUDIE

Die deutsche Braunkohlenwirtschaft 2021

Historische Entwicklungen, Ressourcen,
Technik, wirtschaftliche Strukturen und
Umweltauswirkungen

ERSTELLT IM AUFTRAG VON

Agora Energiewende
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin
T +49 (0)30 700 14 35-000
F +49 (0)30 700 14 35-129
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

PROJEKTLEITUNG

Philipp Litz
philipp.litz@agora-energiewende.de
Nga Ngo Thuy
nga.ngothuy@agora-energiewende.de

Satz: Karl Elser Druck GmbH
Korrektorat: Infotext GbR
Titelbild: baranozdemir/istock

248/01-S-2022/DE

Version: 1.0, Januar 2022

PROJEKTPARTNER

Öko-Institut e.V.
Borkumstraße 2 | 13189 Berlin
T +49 (0)30 40 50 85-0
www.oeko.de

Hauke Hermann
Dr. Felix Chr. Matthes



Unter diesem Scan-Code steht
diese Publikation als PDF zum
Download zur Verfügung.

Bitte zitieren als:

Öko-Institut (2022): Die deutsche Braunkohlenwirtschaft 2021. Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende und der European Climate Foundation.

www.agora-energiewende.de

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

die Publikation *Die deutsche Braunkohlenwirtschaft* wurde erstmals 2017 veröffentlicht. Sie bildete eine wichtige Datengrundlage für die Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung sowie für das im Sommer 2020 verabschiedete Kohleausstiegsgesetz.

Im Koalitionsvertrag für die 20. Legislaturperiode (2021–2025) haben sich die Regierungsparteien nun darauf geeinigt, den Kohleausstieg im Zuge des Europäischen *Green Deal* und der nationalen Klimaschutzziele so zu beschleunigen, dass dieser idealerweise bis zum Jahr 2030 vollzogen wird. Der Vertrag sieht eine Reihe von Maßnahmen vor, um dieses Ziel zu erreichen – allen voran einen massiven Ausbau der Erneuerbaren Energien und einen

CO₂-Mindestpreis. Damit die Diskussion rund um die Beschleunigung des Ausstiegs weiterhin transparent geführt werden kann, braucht es weiterhin eine aktuelle, solide und umfassende Faktenbasis zur Braunkohlenwirtschaft. Das gilt insbesondere für die Tagebauplanung.

Hierzu möchte diese Aktualisierung der Studie einen Beitrag leisten. In der Ihnen vorliegenden Aktualisierung wurden deshalb die dynamischen Entwicklungen der letzten Jahre aufgearbeitet und die aktuellen Regelungen für die Beendigung der Braunkohleverstromung in Deutschland dargestellt.

Ich wünsche eine interessante Lektüre!

Ihr Simon Müller

Direktor Deutschland, Agora Energiewende

Ergebnisse auf einen Blick:

1

Der Kohleausstieg wird sich erheblich beschleunigen. Das Kohleausstiegsgesetz sieht bisher die Stilllegung aller Braunkohlenkraftwerke bis spätestens 2038 vor. Um das Sektorziel der Energiewirtschaft für das Jahr 2030 des Klimaschutzgesetzes einzuhalten, ist jedoch eine weitgehende Reduzierung der Emissionen aus der Braunkohlenverstromung schon bis zum Jahr 2030 notwendig. Die neue Bundesregierung hat sich deshalb das Ziel gesetzt, den Kohleausstieg idealerweise bis 2030 abzuschließen.

2

Der ökonomische Druck auf Braunkohlenkraftwerke wird spätestens ab 2024 wieder deutlich zunehmen. Der Anstieg der CO₂-Preise auf über 60 Euro pro Tonne CO₂ hat bewirkt, dass viele Braunkohlenkraftwerke ihre Betriebskosten perspektivisch nicht mehr decken können. Aufgrund des Anstiegs der Erdgaspreise hat sich der ökonomische Druck auf die Braunkohlenkraftwerke im Laufe des Jahres 2021 und auch für 2022 etwas entspannt. Ab spätestens 2024 ist jedoch zu erwarten, dass sich der Kohleausstieg marktgetrieben deutlich beschleunigen wird. Die im Koalitionsvertrag für 2021–2025 niedergelegten Regelungen, über die der CO₂-Preis bei mindestens 60 Euro liegen soll, wird diesen Prozess flankieren.

3

Die aktuelle Planung der Braunkohlentagebaue sollte zeitnah an den sich beschleunigenden Ausstieg aus der Braunkohle angepasst werden. Die Planungen für die Braunkohlentagebaue orientieren sich bisher überwiegend an einem Kohleausstieg bis 2038. Um Risiken zu vermeiden, sollte die Tagebauplanung auf einen sich beschleunigenden Kohleausstieg bis 2030 angepasst und das bestehende System der Rückstellungen zur Wiedernutzbarmachung der Tagebaue umfassend überprüft werden. Auch hier entstehen mit dem Koalitionsvertrag 2021–2025 neue Prüfungs- und Handlungsbedarfe.

Inhalt

Abbildungsverzeichnis	9
Tabellenverzeichnis	11
Zusammenfassung	13
1 Hintergrund und Fragestellung	17
2 Braunkohle in Deutschland	21
2.1 Vorkommen, Förderung und Verwendung	21
2.1.1 Braunkohlenvorkommen in Deutschland	21
2.1.2 Braunkohlenförderung in Vergangenheit und Gegenwart	24
2.1.3 Die Braunkohle im Primärenergieaufkommen Deutschlands	26
2.1.4 Braunkohlenverwendung im Wandel: Rolle der Veredelung	28
2.2 Die Unternehmen der deutschen Braunkohlenindustrie und ihre Geschichte	31
2.2.1 Einführung	31
2.2.2 Die Braunkohlenunternehmen im Rheinischen Revier	32
2.2.3 Die Braunkohlenunternehmen im Lausitzer und im Mitteldeutschen Revier	35
2.2.4 Die aktuelle Unternehmensstruktur der Braunkohlenindustrie in Deutschland	41
2.3 Plan- und Genehmigungsverfahren für Braunkohlentagebaue	42
2.3.1 Überblick	42
2.3.2 Braunkohlenpläne und Rahmen-betriebspläne im Detail	43
2.4 Braunkohlenreviere und -tagebaue	45
2.4.1 Rheinland	45
2.4.2 Lausitz	46
2.4.3 Mitteldeutschland und Helmstedter Revier	48
2.4.4 Braunkohlentagebaue im Überblick	50
2.5 Braunkohlenkraftwerke in Deutschland	51
2.5.1 Technische Beschreibung	51
2.5.2 Flexibilität im Betrieb	52
2.5.3 Elektrische Wirkungsgrade	53
2.5.4 Weiterentwicklung der Kraftwerkstechnik	54
2.5.5 Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten und Stromerzeugung	55
2.6 Braunkohlenkraftwerke und Kraft-Wärme-Kopplung	59

3	Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung und Kohleverstromungsbeendigungsgesetz	63
3.1	Die Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung	63
3.2	Umsetzung des Ausstiegs aus der Kohleverstromung durch die Bundesregierung	64
3.2.1	Rechtliche Umsetzung	64
3.2.2	Entschädigungen	65
3.2.3	Vorzierung des Kohleausstiegs	66
3.3	Stilllegungspfad Braunkohle	67
3.3.1	Stilllegungspfad nach Anhang 2 KVBG	68
3.3.2	Kleinanlagen, Wärmeerzeugung und Kraft-Wärme-Kopplung (inkl. Umrüstung auf Erdgas)	74
3.4	Effekte des Kohleausstiegs auf Braunkohlenplanungen	75
3.4.1	Umsetzung des Kohleausstiegs im Rheinland	75
3.4.2	Umsetzung des Kohleausstiegs in der Lausitz	77
3.4.3	Umsetzung des Kohleausstiegs in Mitteldeutschland	80
3.5	Die Empfehlungen der KWSB zur arbeitsmarkt- und regionalpolitischen Dimension des Kohleausstiegs und deren Umsetzung	82

4	Bedeutung des Braunkohlenbergbaus in Deutschland für die Beschäftigung und die Regionalwirtschaft	85
4.1	Beschäftigung	85
4.2	Regionalwirtschaftliche Bedeutung des Braunkohlenbergbaus	87

5	Ökologische Aspekte der Braunkohlenwirtschaft	91
5.1	Treibhausgasemissionen	91
5.1.1	Direkte CO ₂ -Emissionen	91
5.1.2	Treibhausgasemissionen fossiler Kraftwerksbrennstoffe in der Vorketten	95
5.2	Klassische Luftschadstoffemissionen	98
5.3	Wasserwirtschaftliche Aspekte und Landschaftsinanspruchnahme	100

6	Spezifikationen der Kostenkategorien im Bereich der Braunkohlenwirtschaft	103
6.1	Besonderheiten der Braunkohlenwirtschaft	103
6.2	Energiewirtschaftliche Kostenkategorien	103
6.3	Abbaubarkeit der Kosten	104
6.3.1	Kostenkategorien der Tagebaue	104
6.3.2	Kostenkategorien der Kraftwerke	105

7	Ökonomische Struktur der Braunkohlentagebaue	107
7.1	Einleitung	107
7.2	Vollkosten der Braunkohlenförderung	107
7.3	Wiedernutzbarmachung und Rekultivierung	109
7.3.1	Ablauf, Elemente und Kostenprofil der Wiedernutzbarmachung	109
7.3.2	Rückstellungen in den Bilanzen der Unternehmen	112
7.3.3	Aktuelle Entwicklungen bezüglich der Sicherung der bergbaubedingten Rückstellungen	114
7.3.4	Kosten von Tagebauverkleinerungen	115

8	Ökonomische Struktur der Braunkohlenkraftwerke	119
8.1	Investitionskosten	119
8.2	Fixe Betriebskosten	120
8.2.1	Fixe Betriebskosten für den Kraftwerksbetrieb	120
8.2.2	Fixe Betriebskosten des Kraftwerks für den Brennstoffbezug	122
8.3	Variable Betriebskosten	122
8.4	Aktuelle Kostenstruktur der Braunkohlenkraftwerke	124

9	Ökonomische Anreize in der Braunkohlenwirtschaft	127
9.1	Vorbemerkungen	127
9.2	Stilllegungsanreize für Braunkohlekraftwerke: Grundsätzliche Zusammenhänge und Mechanismen	127
9.2.1	Der Unterschied zwischen Wirtschaftlichkeit und Stilllegungsentscheidung	127
9.2.2	Grundmodell für die Analyse von Stilllegungsanreizen	129
9.2.3	Erweitertes Modell der Stilllegungsanreize	131
9.3	LignIX – Ein Wirtschaftlichkeitsindikator für die Braunkohlenverstromung	134

10	Referenzen	141
10.1	Literatur	141
10.2	Datenquellen und Periodika	151
10.3	Rechtstexte	153

Anhänge		155
A1	Emissionsfaktoren und Heizwerte	155
A2	Abraumbewegung und Kohleförderung 1950 bis 2020	156
A3	Daten Braunkohlenkraftwerke	157
A4	Ermittlung des Wirtschaftlichkeitsindikators LignIX	161

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Lagerstätten des Braunkohlenbergbaus in Deutschland	22
Abbildung 2-2: Abraum-zu-Kohle-Verhältnis in den Braunkohlentagebauen in Deutschland, 1950 bis 2020	24
Abbildung 2-3: Entwicklung der Braunkohlenförderung in Deutschland, 1840 bis 2020	25
Abbildung 2-4: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in Deutschland, 1970 bis 2020	27
Abbildung 2-5: Entwicklung der Braunkohlenverwendung, 1950 bis 2020	29
Abbildung 2-6: Neustrukturierung und Privatisierung der ostdeutschen Braunkohlenindustrie, 1990 bis 1994	39
Abbildung 2-7: Aktuelle Unternehmensstruktur der Braunkohlenindustrie in Deutschland	42
Abbildung 2-8: Genehmigungsschritte für einen Braunkohlentagebau	43
Abbildung 2-9: Braunkohlenförderung im Rheinland, 1900 bis 2020	45
Abbildung 2-10: Braunkohlenförderung in der Lausitz, 1910 bis 2020	47
Abbildung 2-11: Braunkohlenförderung in Mitteldeutschland und Helmstedt, 1910 bis 2020	49
Abbildung 2-12: Entwicklung der installierten Bruttoerzeugungskapazität der Braunkohlenkraftwerke in Deutschland, 1960 bis 2020	56
Abbildung 2-13: Entwicklung der Bruttostromerzeugung aus Braunkohle in Deutschland, 1960 bis 2020	57
Abbildung 2-14: Braunkohlenkraftwerke nach Jahreskohorten	59
Abbildung 2-15: Überblick stromgeführte Braunkohlenkraftwerke 2015	60
Abbildung 3-1: Vergleich des von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung (KWSB) vorgeschlagenen Stilllegungspfads mit dem im Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) festgelegten Stilllegungspfad	67
Abbildung 3-2: Kohleausstieg im Rheinland, Kraftwerksblöcke >150 Megawatt	70
Abbildung 3-3: Kohleausstieg in der Lausitz, Kraftwerksblöcke > 150 Megawatt	72
Abbildung 3-4: Kohleausstieg in Mitteldeutschland, Kraftwerksblöcke > 150 Megawatt	73
Abbildung 3-5: Revierkarte Rheinland	76
Abbildung 3-6: Revierkarte Lausitz	79
Abbildung 3-7: Revierkarte Mitteldeutschland	81
Abbildung 4-1: Beschäftigte im Braunkohlenbergbau nach Revieren, 1960 bis 2014	85
Abbildung 4-2: Beschäftigte in der Braunkohlenindustrie, Deutschland 2002 bis 2020	86
Abbildung 4-3: Altersstruktur der Beschäftigten im Braunkohlenbergbau (ohne Braunkohlenkraftwerke der allgemeinen Versorgung) in Deutschland, 1990 bis 2014	87
Abbildung 5-1: Gesamte deutsche Treibhausgasemissionen und CO ₂ -Emissionen nach Brennstoffen, 1990 bis 2020	91
Abbildung 5-2: THG-Emissionen der Energiewirtschaft 1990 bis 2020	92
Abbildung 5-3: THG-Emissionen der Energiewirtschaft und Ziel für 2030	93
Abbildung 5-4: Anteile der Großkraftwerke an den Luftschadstoffemissionen in Deutschland	99
Abbildung 7-1: Leistungsfortschritte der Braunkohlensanierung durch die LMBV nach Hauptgewerken, 1995 bis 2018	110
Abbildung 7-2: Kostenprofil der Braunkohlensanierung durch die LMBV nach Hauptgewerken, 1995 bis 2018	112
Abbildung 9-1: Kostenstruktur Braunkohlekraftwerke und Strompreise	129
Abbildung 9-2: Zusammenfassung Anreizmechanismen	130
Abbildung 9-3: Anreizmechanismen in Verbundsystemen aus Braunkohlekraftwerken und -tagebauen	133
Abbildung 9-4: Einordnung des LignIX mit Blick auf die verschiedenen Kostenpositionen	135

Abbildung 9-5: Wirtschaftlichkeitsindikator für ein älteres Braunkohlekraftwerk mit einem elektrischen Nutzungsgrad von 35 Prozent – LignIX35, 2003 bis 2021 (Mitte Dezember)	136
Abbildung 9-6: Wirtschaftlichkeitsindikator für ein neueres Braunkohlekraftwerk mit einem elektrischen Nutzungsgrad von 42 Prozent – LignIX42, 2003 bis 2021 (Mitte Dezember)	137

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Emissionsfaktoren und Heizwerte Rohbraunkohle	23
Tabelle 2-2:	Entwicklung der Braunkohlenförderung in Deutschland, 1870 bis 2020	26
Tabelle 2-3:	Kumulierte Braunkohlenförderung	26
Tabelle 2-4:	Braunkohlenveredelung nach Revieren, 1990 bis 2020	30
Tabelle 2-5:	Größenverteilung der Schaufelradbagger im Rheinland	46
Tabelle 2-6:	Rohkohlenverteilung im Lausitzer Revier im Jahr 2016	48
Tabelle 2-7:	Braunkohlenförderung nach Revieren und Tagebauen, 2010 bis 2020	50
Tabelle 2-8:	Entwicklung des Abraum-zu-Kohle-Verhältnisses nach Revieren und Tagebauen, 2010 bis 2020	51
Tabelle 2-9:	Elektrische Wirkungsgrade der Braunkohlenkraftwerke im Überblick	54
Tabelle 2-10:	Übersicht Braunkohlenkraftwerke im Jahr 2020 in Deutschland (Anlagenkonzept)	61
Tabelle 2-11:	Überblick Wärmeproduktion der Braunkohlen-KWK-Anlagen 2015	62
Tabelle 3-1:	Stilllegungspfad nach Anhang 2 KVBG	69
Tabelle 3-2:	Überblick Braunkohlenkraftwerke < 150 Megawatt	74
Tabelle 3-3:	Tagebaue im Rheinland im Überblick	77
Tabelle 3-4:	Tagebauverkleinerungen durch den Kohleausstieg im Rheinland, Vorräte Stand Ende 2020	77
Tabelle 3-5:	Braunkohlenvorräte in der Lausitz	78
Tabelle 3-6:	Tagebauverkleinerungen durch den Kohleausstieg in der Lausitz, Vorräte Stand Ende 2020	78
Tabelle 3-7:	Braunkohlenvorräte der Tagebaue in Mitteldeutschland	81
Tabelle 4-1:	Studienübersicht zu den Beschäftigungseffekten der Braunkohlenwirtschaft	89
Tabelle 5-1:	CO ₂ -Emissionen der Braunkohlenkraftwerke nach Anlage 2 KVBG, 2005 bis 2020	94
Tabelle 5-2:	Direkte und indirekte Treibhausgasemissionen der Bereitstellung und Verbrennung von Braunkohle, Steinkohle und Erdgas im Bereich der Verstromung	97
Tabelle 5-3:	Luftschadstoffemissionen der Kraftwerke > 200 MW, 2014	98
Tabelle 5-4:	Spezifische Luftschadstoffemissionen der Kraftwerke > 200 MW, 2014	100
Tabelle 6-1:	Überblick Kostenstruktur Braunkohle	104
Tabelle 6-2:	Kostenpositionen der Tagebaue	105
Tabelle 6-3:	Kostenpositionen der Kraftwerke	106
Tabelle 7-1:	Differenzierung der Kostenstruktur der Braunkohlenförderung in versunkene und vermeidbare Kosten für den aktuellen Stand bzw. den Zeithorizont 2025	108
Tabelle 7-2:	Bergbaubedingte Rückstellungen für die Braunkohlenförderung, Stand Ende 2019	113
Tabelle 7-3:	Kosten Tagebauverkleinerungen nach BET	117
Tabelle 8-1:	Annuitätische Investitionskosten neuer Braunkohlenkraftwerke	119
Tabelle 8-2:	Fixe Betriebskosten Braunkohlenkraftwerke	121
Tabelle 8-3:	Variable Betriebskosten von Braunkohlenkraftwerken bei CO ₂ -Preisen von 50 Euro pro Tonne	122
Tabelle 8-4:	Heutige Vollkosten der Stromproduktion von Braunkohlenkraftwerken	124
Tabelle A1-1:	Emissionsfaktoren und Heizwerte Rohbraunkohle	155
Tabelle A2-1:	Abraumbewegung und Kohlenförderung in Deutschland, 1950 bis 2020	156
Tabelle A3-1:	Stromproduktionsdaten der Braunkohlenkraftwerke (> 200 MW) in Deutschland 2016 bis 2020 in TWh	157
Tabelle A3-2:	Entwicklung der Vollbenutzungsstunden der Braunkohlenkraftwerke (> 200 MW) in Deutschland 2016 bis 2020	158

Zusammenfassung

Hintergrund und Ziel

Dem Energieträger Braunkohle kommt aufgrund seiner spezifischen Strukturmerkmale in industrie- und unternehmensgeschichtlicher, politischer, wirtschaftlicher, ökologischer und regionalstruktureller Hinsicht eine Schlüsselrolle bei der Transformation des deutschen Energiesystems zu. Das Verständnis dieser strukturellen Merkmale der deutschen Braunkohlenwirtschaft bildet eine wesentliche Voraussetzung dafür, die Bedeutung der Braunkohlenindustrie bis heute einzuordnen und den Umbau dieses Industriezweiges zu gestalten.

Ziel der vorliegenden Studie *Die deutsche Braunkohlenwirtschaft* ist es, diese Strukturmerkmale zu beschreiben, die nicht immer transparent verfügbaren Basisdaten und -informationen umfassend aufzubereiten. Außerdem deren Wechselwirkungen nachzuvollziehen, eine Navigation durch teilweise sehr komplexe Sachlagen zu ermöglichen sowie die für politische und gesellschaftliche Prozesse wichtige Einordnung in längerfristige Entwicklungen vorzunehmen.

Die erste Auflage der Studie wurde im Jahr 2017 veröffentlicht. Sie leistete einen wichtigen Beitrag zur Faktenfindung in der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung (KWSB, sogenannte Kohlekommission), deren Arbeit einen wichtigen Wendepunkt in der deutschen Kohlepolitik darstellte. Basierend auf den Empfehlungen der KWSB ist im Sommer 2020 das Kohleverstromungsbeendigungsgesetz in Kraft getreten: Das Gesetz sieht bis Anfang 2030 mindestens eine Halbierung der installierten Kapazität der Braunkohlenkraftwerke vor, und bis spätestens 2038 soll danach der Ausstieg aus der Kohleverstromung in Deutschland abgeschlossen sein.

Mit dem 2019 angesetzten *European Green Deal*, dem Beschluss des Bundesverfassungsgerichtes sowie der entsprechenden Novellierung des Bundes-Klimaschutzgesetzes im Jahr 2021 sind die Ambitionen der europäischen und deutschen Klima- und Energiepolitik jedoch so signifikant erhöht worden, dass der Kohleausstieg in Deutschland wie auch in den anderen Staaten der Europäischen Union deutlich beschleunigt werden muss.

In diesem Kontext haben sich die Regierungsparteien SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP im Koalitionsvertrag für die 20. Legislaturperiode (2021–2025) darauf geeinigt, den Kohleausstieg im Zuge des Europäischen *Green Deal* und der nationalen Klimaschutzziele „idealerweise“ bis zum Jahr 2030 zu beschleunigen und es wurden einige maßnahmenspezifische Eckpunkte (CO₂-Bepreisung, Entschädigungen, arbeitsmarktpolitische und regionalwirtschaftliche Flankierung etc.) niedergelegt. Damit die Diskussion rund um die Beschleunigung des Ausstiegs faktenbasiert und transparent geführt werden kann, wurde die Studie umfassend überarbeitet und aktualisiert.

Inhalt und Kapitelübersicht

Nach einer kurzen Einleitung in Kapitel 1 wird in Kapitel 2 die deutsche Braunkohlenwirtschaft in ihrer ganzen Breite vorgestellt. Dies umfasst Braunkohlentagebaue und Braunkohlenkraftwerke und die historische Entwicklung der Industrie und der Unternehmen.

Kapitel 3 beschreibt den Prozess und die Ergebnisse der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung sowie die entsprechenden rechtlichen Umsetzungsmaßnahmen für den Kohleausstieg in Deutschland. In diesem Kapitel werden die bishe-

gen Regelungen und Stilllegungspfade für einen Kohleausstieg bis spätestens 2038 beschrieben.

Die Beschäftigungs- und regionalwirtschaftlichen Aspekte der deutschen Braunkohlenwirtschaft in den Bereichen Bergbau und Verstromung werden in Kapitel 4 kompakt und systematisch aufgearbeitet.

Das Kapitel 5 vermittelt einen Überblick zu den ökologischen Aspekten der Braunkohlenwirtschaft.

Nach einer überblicksartigen Einführung in die ökonomischen Strukturen der Braunkohlenwirtschaft (Kapitel 6) erfolgt in den beiden anschließenden Kapiteln eine detaillierte Analyse der wirtschaftlichen Strukturen und der Kostendaten im Bereich des Braunkohlenbergbaus (Kapitel 7) und der Braunkohlenkraftwerke (Kapitel 8).

In Kapitel 9 werden die Analysen in einer abschließenden Analyse zum Wirtschaftlichkeitsindikator LignIX verdichtet.

Kernergebnisse

1. Der Kohleausstieg wird sich erheblich beschleunigen.

Das bisher geltende Kohleausstiegsgesetz sieht die Stilllegung aller Braunkohlenkraftwerke bis spätestens 2038 vor. Demnach soll die installierte Leistung der Braunkohlenkraftwerke von rund 18 Gigawatt im Jahr 2020 zunächst auf 9 Gigawatt im Jahr 2030 abgesenkt werden. Bis 2038 sollen schließlich sämtliche Kraftwerke vom Netz gehen, wobei das Ausstiegsdatum eines jeden Blocks (> 150 MW) explizit geregelt ist. Die neue Regierungskoalition der 20. Legislaturperiode (2021–2025) hat mit Blick auf die neuen Klimaschutzziele Deutschlands und der Europäischen Union in ihrem Koalitionsvertrag vom November 2021 jedoch verdeutlicht: „Zur Einhaltung der Klimaschutzziele ist auch ein beschleunigter Ausstieg aus der Kohleverstromung nötig. Idealerweise gelingt das schon bis 2030.“ Für die Beschleunigung des Ausstiegs ist ein Maßnah-

menbündel vorgesehen. Dazu gehören zum Beispiel ein EU-weiter und gegebenenfalls auch nationaler CO₂-Mindestpreis von 60 Euro pro Tonne CO₂ und die Prüfung einer Stiftungslösung für den Rückbau der Kohlenkraftwerke und die Renaturierung. Der für 2026 vorgesehene Überprüfungsschritt für das Enddatum der Kohleverstromung soll bis Ende 2022 vorgenommen werden. Ausgeschlossen wird jedoch auch die Zahlung weiterer Entschädigungen an die Braunkohlenunternehmen.

2. Der ökonomische Druck auf Braunkohlenkraftwerke wird spätestens ab 2024 wieder deutlich zunehmen.

Der Anstieg der CO₂-Preise auf über 60 Euro pro Tonne CO₂ hat bewirkt, dass viele Braunkohlenkraftwerke ihre Betriebskosten perspektivisch nicht mehr decken können. Aufgrund des Anstiegs der Erdgaspreise hat sich der ökonomische Druck auf die Braunkohlenkraftwerke im Laufe des Jahres 2021 vorübergehend etwas entspannt. Die Preise für Erdgas und auch für Steinkohle stiegen vor dem Hintergrund der angespannten Versorgungssituation auf den internationalen Brennstoffmärkten sowie diverser politischer Spannungen massiv an, sodass sich bei weiterhin hohen beziehungsweise teilweise steigenden CO₂-Preisen ein rapide steigendes Strompreisniveau ergab. In der Folge konnten Braunkohlenkraftwerke seit Langem erstmals wieder ihre Vollkosten decken und Gewinne erwirtschaften. Die aktuellen Notierungen für Terminkontrakte zeigen, dass sich diese Sondersituation mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht fortsetzen wird. Bei deutlich rückläufigen Preisen für Stromlieferungen sowie weiterhin hohen und tendenziell weiter steigenden CO₂-Preisen sinkt die Wirtschaftlichkeit von Braunkohlenkraftwerken deutlich ab und wird der marktlich bedingte Abbau der Kohlenverstromung voraussichtlich erheblich an Dynamik gewinnen. Die im Koalitionsvertrag für die 20. Legislaturperiode (2021–2025) niedergelegten Instrumente zur Sicherung eines CO₂-Preises von mindestens 60 Euro werden hierbei eine maßgebliche Wirkung entfalten.

3. Die aktuelle Planung der Braunkohlentagebaue sollte zeitnah an den sich beschleunigenden Ausstieg aus der Braunkohle angepasst werden.

Bisher haben die Unternehmen 5,9 Milliarden Euro an Rückstellungen für die Wiedernutzbarmachung der Braunkohlentagebaue gebildet (Stand Ende 2019). Diese Kosten fallen größtenteils erst dann an, wenn Tagebaue geschlossen werden. Diese Rückstellungen sind überwiegend in Tagebaue und Kraftwerke investiert. Vor dem Hintergrund der gestiegenen CO₂-Preise ergeben sich Finanzierungsrisiken, ob die Unternehmen in der Lage sein werden, die kommende Wiedernutzbarmachung zu finanzieren. Vor dem Hintergrund der bis auf Weiteres wenig diversifizierten Geschäftsmodelle von LEAG und MIBRAG haben die betroffenen Bundesländer begonnen, ein insolvenzsicheres Vermögen in Zweckgesellschaften aufzubauen. Dies ist ein Schritt in die richtige Richtung. Durch die Beschleunigung des Kohleausstiegs verändert sich jedoch die Kostenstruktur der Rekultivierung. Das bedeutet, dass die Kosten der Rekultivierung früher anfallen und die Rückstellungen früher liquide verfügbar sein müssen. Die Tagebau- und Unternehmensplanungen orientieren sich bisher jedoch an einem Kohleausstieg bis 2038. Dies sollte zeitnah an den sich beschleunigenden Ausstieg angepasst werden. Die konkrete Ausgestaltung dieses Prozesses wird in den nächsten Jahren an Bedeutung gewinnen. Dies gilt auch mit Blick auf die Regelungen des Koalitionsvertrages für die 20. Legislaturperiode (2021–2025), nach dem die Errichtung einer Stiftung für den Rückbau der Kohlenverstromung und die Rekultivierung geprüft werden soll.

1 Hintergrund und Fragestellung

Braunkohle war in der Vergangenheit und ist derzeit noch ein wichtiges Element der deutschen Energieversorgung. Gleichwohl stand die Braunkohlenindustrie in der Vergangenheit, abgesehen von eher regionalen Auseinandersetzungen in den Braunkohlenrevieren, nicht so stark im Zentrum der energiepolitischen Diskussionen wie beispielsweise die Kernenergie (mit dem Fokus auf Risiken), der Steinkohlenbergbau (mit dem Fokus auf Subventionen), die Ölindustrie (mit dem Fokus auf Versorgungssicherheit) oder die Stromwirtschaft (mit dem Fokus auf Monopole, Liberalisierung etc.). Mit der zunehmenden Ausrichtung von Energiepolitik auf den Pfad zur Erreichung von Klimaneutralität spätestens bis 2045 und der dafür notwendigen weitgehenden Dekarbonisierung des Energie- und Wirtschaftssystems gerät jedoch die Braunkohlenwirtschaft gerade mit Blick auf die zeitnah notwendigen Emissionsminderungsschritte in den Mittelpunkt energie- und klimapolitischer Auseinandersetzungen. Aber auch mit den massiven Veränderungen auf den globalen Energierohstoff- und den europäischen Elektrizitätsmärkten entstehen neue und teilweise gravierende Herausforderungen für die Braunkohlenindustrie.

Die zunehmende Notwendigkeit, die verschiedenen Facetten der Braunkohlenwirtschaft in den Blick zu nehmen, sieht sich jedoch mit der Herausforderung konfrontiert, dass die für eine fundierte Beschäftigung mit dem Sektor notwendigen Informationen und Daten zu den Grundlagen, Mechanismen und Zusammenhängen der Braunkohlengewinnung und -nutzung nur teilweise zur Verfügung stehen. Im Gegensatz zu den auf regionalen und globalen Energiemärkten gehandelten fossilen Energieträgern spielen regionale und sektorspezifische Faktoren für die Braunkohlenindustrie eine große Rolle. Die Braunkohlenförderung ist eingebettet in komplexe Planungs- und Genehmigungsverfahren;

die vorherrschende Struktur der Industrie mit vertikal integrierten Unternehmen und komplexen Kostenstrukturen macht viele wirtschaftliche Zusammenhänge nur schwer verstehbar, die geschichtliche und regionalwirtschaftliche beziehungsweise regionalpolitische Verankerung der Braunkohlenindustrie bildet einen wichtigen und nicht immer explizit gemachten Rahmen für viele Debatten und selbst viele ökologische Aspekte der Braunkohlenindustrie sind nicht immer mit der notwendigen Stringenz aufgearbeitet beziehungsweise transparent.

Vor diesem Hintergrund wurde im Jahr 2017 die Studie *Die deutsche Braunkohlenwirtschaft* (Öko-Institut 2017) erarbeitet und veröffentlicht. Sie leistete einen wichtigen Beitrag zur Faktenfindung in der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung (KWSB, sogenannte Kohlekommission), deren Arbeit einen wichtigen Wendepunkt in der deutschen Kohlepolitik darstellte.

Die Anfang 2019 vorgelegten Empfehlungen zur Umsetzung der Empfehlungen der KWSB wurden durch zwei Gesetzespakete umgesetzt. Das Strukturstärkungsgesetz Kohleregionen enthält die Regelungen zu den breit angelegten Unterstützungsmaßnahmen für den Strukturwandel in den Kohleregionen, das Kohleverstromungsbeendigungsgesetz regelt die Stilllegung der Stein- und Braunkohlenkraftwerke. Mit dem Inkrafttreten der beiden Gesetze am 14. August 2020 wurden die Beendigung der Kohleverstromung und die entsprechenden Begleitmaßnahmen rechtlich verbindlich. Gleichwohl werden die 2021 neu gesetzten klimapolitischen Ziele in Deutschland und Europa (Klimaneutralität bis spätestens 2045 beziehungsweise 2050 und deutlich ambitionierte Emissionsminderungsziele für 2030) eine (deutliche) Beschleunigung des Kohleausstiegs nach sich ziehen.

Vor dem Hintergrund der verabschiedeten rechtlichen Regelungen sowie der stark an Dynamik gewinnenden Entwicklung in den letzten vier Jahren war es daher sinnvoll, eine Aktualisierung der Überblicksuntersuchung *Die deutsche Braunkohlenwirtschaft* durchzuführen.

Mit der hier vorgelegten Überarbeitung beziehungsweise Neufassung der unterschiedlichen Analysen soll ein Beitrag dazu geleistet werden, dem immer dringlicher werdenden Diskurs zur Zukunft der Braunkohlenindustrie in Deutschland eine breite und transparente Daten- und Informationsbasis auf dem aktuellsten Stand zugänglich zu machen. Dafür wurde bewusst ein sehr breiter Analyseansatz gewählt, der von Geschichte, Unternehmensstrukturen und Technik über die rechtlichen Rahmenbedingungen sowie energie- wirtschaftliche und ökologische Einordnungen bis hin zu Fragen der wirtschaftlichen Zusammenhänge und Anreizstrukturen reicht.

Die Studie beginnt mit einem Überblick zur Charakterisierung des Energieträgers Braunkohle, der Nutzungsstrukturen und der Braunkohlenindustrie (Kapitel 2). Der Abschnitt 2.1 stellt die längerfristige Entwicklung von Braunkohlenförderung und -verwendung dar. Dem folgt ein geschichtlicher Abriss der deutschen Braunkohlenindustrie und ihrer Unternehmen seit dem Beginn des 20. Jahrhunderts sowie eine Darstellung der aktuellen Unternehmenslandschaft in der Braunkohlenwirtschaft (Abschnitt 2.2). Der Abschnitt 2.3 gibt eine Einführung in den komplexen regulativen Rahmen des Braunkohlenabbaus. Im Abschnitt 2.4 werden die deutschen Braunkohlenreviere näher dargestellt. Der überwiegende Förderanteil der deutschen Braunkohle wird in Braunkohlenkraftwerken verstromt oder in Wärme umgewandelt. Die Abschnitte 2.5 (Kraftwerke) und 2.6 (Wärmerzeugung) enthalten die entsprechenden Detaildarstellungen.

Thema des folgenden Analyseteils (Kapitel 3) sind der Prozess und die Ergebnisse der Kommission für

Wachstum Strukturwandel und Beschäftigung sowie die entsprechenden rechtlichen Umsetzungsmaßnahmen für den Kohleausstieg in Deutschland. In diesem Kapitel werden die bisherigen Regelungen und Stilllegungspfade für einen Kohleausstieg bis spätestens 2038 beschrieben. Da die Implikationen des neuen Koalitionsvertrages für die 20. Legislaturperiode (2021–2025) für den Zulauf auf das angestrebte neue Ausstiegsdatum 2030 noch nicht hinreichend robust abschätzbar sind, konnten sie hier noch nicht berücksichtigt werden.

Die Beschäftigungs- und regionalwirtschaftlichen Aspekte der deutschen Braunkohlenwirtschaft in den Bereichen Bergbau und Verstromung werden im Kapitel 4 kompakt und systematisch aufgearbeitet.

Das Kapitel 5 vermittelt einen Überblick zu den ökologischen Aspekten der Braunkohlenwirtschaft, die von den direkten Kohlendioxid-(CO₂-) Emissionen beziehungsweise der vergleichenden Einordnung der Treibhausgasemissionen in der Prozesskette (Abschnitt 5.1) über klassische Luftschadstoffemissionen (Abschnitt 5.2) bis hin zu wasserwirtschaftlichen Aspekten und der Landinanspruchnahme durch den Braunkohlenbergbau (Abschnitt 5.3) reichen.

Nach einer überblicksartigen Einführung in die ökonomischen Strukturen der Braunkohlenwirtschaft (Kapitel 6) erfolgt in den beiden anschließenden Kapiteln eine detaillierte Analyse der wirtschaftlichen Strukturen und der Kostendaten im Bereich des Braunkohlenbergbaus (Kapitel 7) und der Braunkohlenkraftwerke (Kapitel 8). Die aus verschiedenen Quellen vorliegenden Daten und Informationen werden dabei umfassend und konsistent aufgearbeitet und reichen von variablen Kosten, über fixe Betriebskosten bis hin zu den Kosten für Investitionen und die Rekultivierung.

Auf Basis der Kostenstrukturanalysen werden im Kapitel 9 die unterschiedlichen Anreizstrukturen

im Bereich der Braunkohlenwirtschaft für Kraftwerke und Tagebaue diskutiert (Abschnitte 9.1 bis 9.2) und in einer abschließenden Analyse zum Wirtschaftlichkeitsindikator LignIX verdichtet (Abschnitt 9.3).

Die umfangreichen Anhänge A1 bis A4 enthalten weiterführende Informationen zu Basisdaten sowie zu den verwendeten Analyseansätzen und Methoden.

In der hier vorgelegten Studie wurde versucht, eine breite Informations- und Datenbasis zu erschließen, aufzuarbeiten und übersichtlich darzustellen und zu strukturieren. Um dem Ziel eines möglichst großen Transparenzgewinns so nahe wie möglich zu kommen, werden die in der hier vorliegenden Untersuchung präsentierten Daten in digitaler Form verfügbar gemacht.

2 Braunkohle in Deutschland

2.1 Vorkommen, Förderung und Verwendung

2.1.1 Braunkohlenvorkommen in Deutschland

Braunkohle ist ein erdiges bis faseriges Sedimentgestein und ein Energierohstoff, der sich durch die biochemische und geochemische Umwandlung von Landpflanzen unter zunehmendem Sauerstoffmangel, höheren Temperaturen und dem Druck der überlagernden Erdschichten oder Gebirge gebildet hat. Braunkohle ist im Vergleich zu anderen Kohlenarten dadurch gekennzeichnet, dass sich dieser als Inkohlungs bezeichnete Prozess in erdgeschichtlichen Dimensionen nur relativ kurz vollzogen hat. Die in Deutschland vorherrschenden Braunkohlenarten werden auch als Weichbraunkohle sowie im Englischen als *Lignite* bezeichnet.

Die in Deutschland derzeit geförderte (Weich-) Braunkohle entstand vor 6 bis 45 Millionen Jahren und wird aktuell noch in drei Fördergebieten abgebaut (siehe Abbildung 2-1):

- Die Bildung der Braunkohle im Rheinischen Revier begann vor etwa 6 bis 18 Millionen Jahren im Miozän.
- Die Bildung der Braunkohle im Lausitzer Revier begann vor etwa 15 bis 20 Millionen Jahren ebenfalls im Miozän.
- Die Bildung der Braunkohle im Mitteldeutschen Revier begann vor etwa 23 bis 45 Millionen Jahren im Oligozän.

In der Vergangenheit wurde Braunkohle in Deutschland auch noch in anderen Regionen gefördert. Die Gewinnung von Rohbraunkohle in Hessen, der Rheinpfalz, im Westerwald, in Bayern sowie in Mecklenburg und der Prignitz (Pietsch 1925) spielte jedoch in den letzten 150 Jahren immer nur eine sehr geringe Rolle (stets weniger als vier Prozent der gesamten deutschen Förderung) und lief im Zeitverlauf aus.

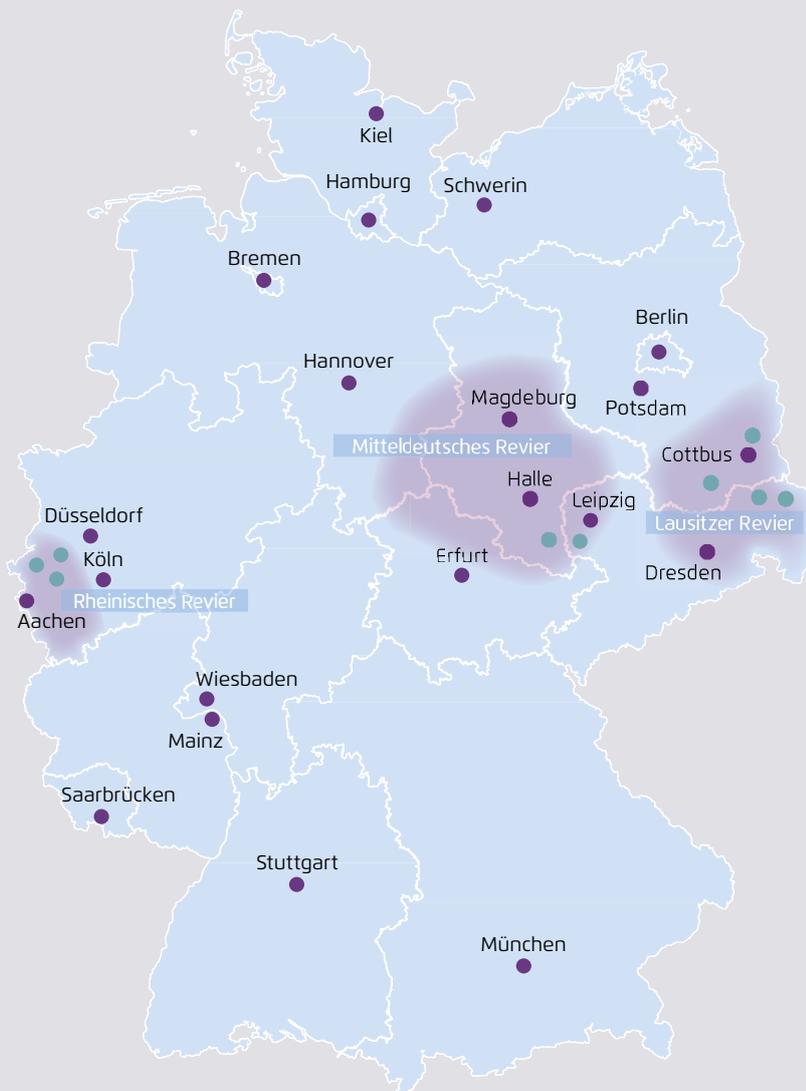
Für die deutsche Weichbraunkohle charakteristisch ist der relativ hohe Wassergehalt von 48 bis 60 Prozent. Nur etwa 35 bis 50 Prozent sind verbrennbares Material (Reinkohle), bis zu 16 Prozent der verbrannten Rohbraunkohle bleiben als Asche zurück. Der hohe Wassergehalt führt zu einem vergleichsweise niedrigen Heizwert von im Durchschnitt nur 2,5 Megawattstunden Wärmeenergie pro Tonne. Er unterscheidet sich zwischen den Revieren und ist bei den ältesten Braunkohlen, die derzeit im Mitteldeutschen Revier gefördert werden, mit etwa 3 Megawattstunden pro Tonne am höchsten.

Der CO₂-Emissionsfaktor, das heißt die Menge an CO₂, die bei der Umsetzung einer bestimmten Menge von im Energierohstoff gebundener chemischer Energie in Wärme durch die Verbrennung entsteht, ist für Braunkohle vergleichsweise hoch. Bei der Verbrennung von Rohbraunkohle entstehen CO₂-Emissionen von durchschnittlich 404 Gramm CO₂ pro Kilowattstunde thermischer Energie, doppelt so viel wie bei der Verbrennung von Erdgas (202 Gramm CO₂ pro Kilowattstunde). Für Steinkohle liegt der Emissionsfaktor etwa bei 342 Gramm CO₂ pro Kilowattstunde und damit um etwa 15 Prozent unter dem Vergleichswert für den geologisch deutlich jüngeren Energieträger Braunkohle. Im Vergleich der deutschen Braunkohlenreviere liegt der CO₂-Emissionsfaktor für Rohbraunkohle aus den beiden großen Förderrevieren Rheinland und Lausitz im Mittel auf etwa vergleichbarem Niveau, für Rohbraunkohle aus dem kleineren Mitteldeutschen Revier liegt er um durchschnittlich etwa sieben Prozent unter dem deutschen Mittelwert.

Während die mitteldeutsche Braunkohle einen hohen Heizwert und einen geringeren Emissionsfaktor aufweist, zeigt sie als zentralen Nachteil einen hohen

Lagerstätten des Braunkohlenbergbaus in Deutschland

Abbildung 2-1



Öko-Institut nach Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein (DEBRIV 2003)

Schwefelgehalt von 1,7 Prozent.¹ Ein hoher Schwefelgehalt führt zu höherem Verschleiß im Kraftwerk sowie zu höherem Aufwand und höheren Kosten für

die Rauchgasreinigung. Im Rheinland beträgt der Schwefelgehalt unter 0,5 Prozent, in der Lausitz 0,3 bis 1,5 Prozent (DEBRIV 2015, S. 19).

1 Diese Zahl wird sowohl für den Tagebau Profen (RPV L-WS 2000, S. 11) als auch für den Tagebau Vereinigtes Schleenhain (RPV L-WS 2011, S. 19) angegeben.

In allen drei Revieren, in denen in Deutschland noch gefördert wird, wird Braunkohle nur noch im Tagebau gewonnen. Dabei muss zunächst das lockere Deckge-

Emissionsfaktoren und Heizwerte Rohbraunkohle				Tabelle 2-1
	Emissionsfaktor		Heizwert	
	kg CO ₂ /GJ	kg CO ₂ /MWh _{th}	GJ/t	MWh _{th} /t
Rheinland	114	410	9,1	2,5
Lausitz	113	407	8,5	2,4
Mitteldeutschland	104	374	10,7	3,0
Gesamt	112	404	9,0	2,5

Öko-Institut nach DEHSt (2008), DEBRIV (2015)

birge aus Sand, Kies und Ton – der Abraum – entfernt werden. Auch hier bestehen Unterschiede zwischen den Revieren: Im Rheinland beträgt die Tiefe der Tagebaue 100 bis 456 Meter, in der Lausitz und in Mitteldeutschland dagegen nur 80 bis 120 Meter. Die Mächtigkeit der Braunkohlenflöze im Rheinland ist mit bis zu 50 Metern dafür deutlich größer als in der Lausitz und in Mitteldeutschland, sodass der Nachteil der größeren Tiefe durch die Mächtigkeit wieder ausgeglichen wird.

Im Lauf der Jahre wurde die Menge Abraum, die bewegt werden muss, stetig größer. Im Jahr 1885 lag die Wirtschaftlichkeitsgrenze für den Braunkohlenabbau bei einem Abraum-zu-Kohle-Verhältnis von 1 : 1, das heißt, für die Gewinnung eines Kubikmeters Braunkohle durfte maximal ein Kubikmeter Abraum bewegt werden (DEBRIV 1960, S. 4). Um die Wende vom 19. zum 20. Jahrhundert hatte sich die Wirtschaftlichkeitsgrenze durch die zunehmende Mechanisierung bereits auf ein Abraum-zu-Kohle-Verhältnis von etwa 2 : 1 verschoben, in den 1930er-Jahren wurde ein wirtschaftlicher Betrieb der Förderung bei einem Abraum-zu-Kohle-Verhältnis von etwa 3,5 : 1 erwartet (DEBRIV 1935, S. 60). Noch um 1950 mussten im Durchschnitt der deutschen Braunkohlenförderung zur Gewinnung einer Tonne Rohbraunkohle nur zwei Kubikmeter Abraum bewegt werden. Seitdem hat sich das Abraum-zu-Kohle-Verhältnis kontinuierlich verschlechtert. Um 1980 mussten bereits vier

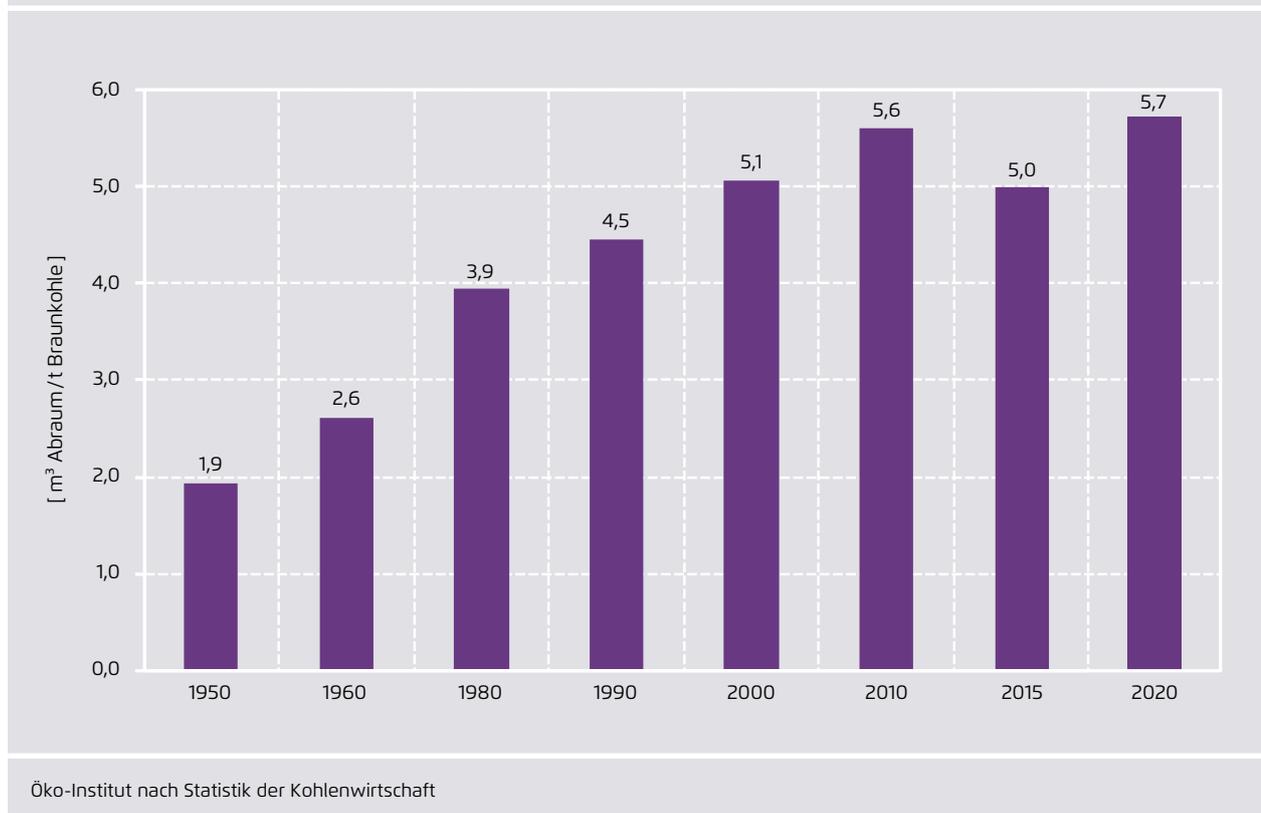
Kubikmeter Abraum gefördert werden, um eine Tonne Kohle zu fördern. Seit 2000 müssen je Tonne geförderter Rohbraunkohle 5 bis 5,7 Kubikmeter Abraum bewegt werden (Abbildung 2-2). Nach DEBRIV 2003 war es aber möglich, das schlechtere Verhältnis zwischen Abraum und Kohle „durch eine Konzentration auf große Abbaufelder, neue Konzepte des Tagebauszuschnitts und die Weiterentwicklung der Gerätetechnik weitgehend auszugleichen“.

Die Braunkohlegewinnung im Tiefbau spielte in Deutschland bereits ab Anfang des 20. Jahrhunderts keine wesentliche Rolle mehr. Während 1885 noch etwa 75 Prozent der Braunkohlenförderung im Tiefbau erfolgte, betrug dieser Anteil 1913 nur noch 30 Prozent, sank im Jahr 1934 auf 12,5 Prozent (DEBRIV 1935, S. 59) und lief im weiteren Verlauf des vergangenen Jahrhunderts dann vollständig aus.

Für die Förderung des Abraums im Tagebau werden zwei unterschiedliche Techniken verwendet. Im Rheinland und in Mitteldeutschland wird der Abraum mit Bandanlagen auf die bereits ausgekohlte Seite des Tagebaus transportiert und dort verfüllt. In der Lausitz werden Förderbrücken verwendet, um den Abraum direkt über den Tagebau zu transportieren. Die Kohle wird in allen Revieren mit Baggern gefördert und auf Förderbändern oder Zügen zu den Abnehmern transportiert.

Abraum-zu-Kohle-Verhältnis in den Braunkohletagebauen in Deutschland, 1950 bis 2020

Abbildung 2-2



2.1.2 Braunkohlenförderung in Vergangenheit und Gegenwart

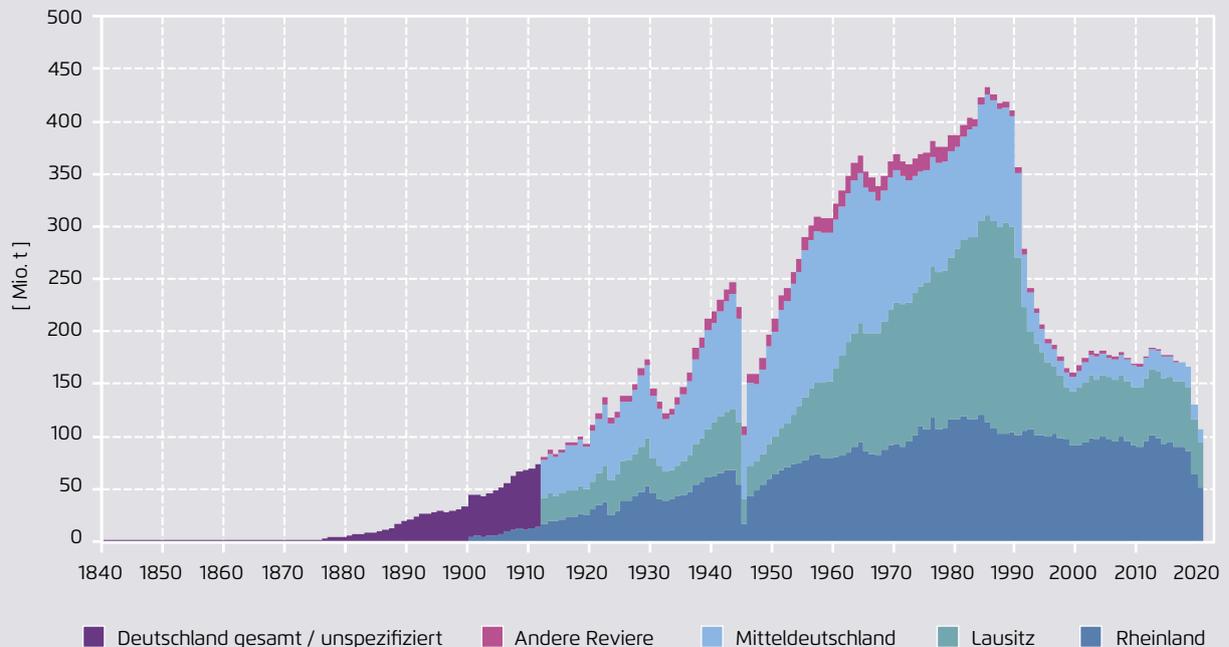
Tabelle 2-2 und Abbildung 2-3 zeigen die Entwicklung der Braunkohlenförderung in Deutschland. Um 1870 betrug die Braunkohlenförderung noch weniger als eine Millionen Tonnen pro Jahr. Es folgte eine kontinuierliche Zunahme der Förderung. Während des Zweiten Weltkrieges wurde erstmals das heutige Produktionsniveau erreicht (etwa 180 Millionen Tonnen). Die Förderung der heimischen Braunkohle war gemeinsam mit der Steinkohlenförderung die Grundlage für die Industrialisierung in Deutschland. Die im Inland geförderte Braunkohle trug im Verlauf des 20. Jahrhunderts maßgeblich zur Wärmeversorgung und zur Elektrifizierung sowie teilweise auch zur Treibstoffversorgung bei und war somit ein wichtiger Motor für die Entwicklung des gesellschaftlichen und wirtschaftlichen Lebens.

Im Jahr 1985 wurde jedoch der Zenit der Braunkohlenförderung erreicht.

Die einzelnen Reviere haben unterschiedliche Phasen durchlaufen (Abbildung 2-3 sowie Tabelle 2-2). Vom Beginn der industriellen Braunkohlenförderung bis zum Ende der 1960er-Jahre war Mitteldeutschland das wichtigste Revier und trug bis zum Ende der 1950er-Jahre mit Anteilen von 40 bis 50 Prozent zur (gesamt)deutschen Förderung bei. Bedingt durch die beginnende Erschöpfung der Lagerstätten zum Beispiel im Geiseltal ging die Förderung in Mitteldeutschland dann ab 1960 deutlich zurück. Als Reaktion darauf wurden in der Lausitz neue Tagebaue aufgeschlossen, sodass die Lausitz ab 1970 das Revier mit der höchsten Förderung in Deutschland war. Im Jahr 1990 trug dann die Lausitz fast zur Hälfte der gesamten Förderung in Deutschland bei. Bedingt

Entwicklung der Braunkohlenförderung in Deutschland, 1840 bis 2020

Abbildung 2-3



Öko-Institut nach Statistik der Kohlenwirtschaft, DEBRIV, Statistische Jahrbücher für das Deutsche Reich und für den Preußischen Staat

durch die Umstrukturierung und Modernisierung der Energiewirtschaft in den neuen Bundesländern ging die Förderung im Mitteldeutschen und Lausitzer Revier von 1990 bis 2000 deutlich zurück, ist aber seit der Jahrtausendwende etwa konstant geblieben. Im Rheinland war die Förderung durch eine lange Phase nahezu stetigen Wachstums seit Beginn des 20. Jahrhunderts charakterisiert, das nur durch die Weltwirtschaftskrisen und das Ende des Zweiten Weltkriegs unterbrochen wurde. Ab etwa 1980 stellte sich zunächst eine leicht rückläufige Förderentwicklung ein, seit Anfang der 1990er-Jahre bewegt sich die Braunkohlenförderung im Rheinischen Revier jedoch relativ konstant in einer Bandbreite von 90 bis 100 Millionen Tonnen jährlich. Aktuell wird im Rheinland etwa 50 Prozent der gesamten deutschen Braunkohle gefördert. Seit dem Jahr 2000 blieb die Braunkohlenförderung in Deutschland bei kleineren Schwankungen

auf einem relativ konstanten Niveau, begann dann jedoch ab 2019 deutlich zu sinken.

Die Förderung in den anderen, deutlich kleineren deutschen Braunkohlenrevieren (vergleiche Abschnitt 2.1.1) spielte im Gesamtkontext immer nur eine untergeordnete Rolle (stets weniger als vier Prozent der Gesamtförderung). Die Förderung im hessischen Braunkohlenbergbau wurde 2003, die in Bayern 2006 und die im Helmstedter Revier im Jahr 2016 eingestellt, sodass sich die deutsche Braunkohlenförderung seit 2016 ausschließlich auf die drei großen Reviere im Rheinland, in der Lausitz sowie im Raum um Halle/Leipzig/Bitterfeld (Mitteldeutschland) konzentriert.

Bisher wurden in Deutschland von 1840 bis zum Ende des Jahres 2020 kumuliert fast 26,6 Milliarden Tonnen Braunkohle gefördert.

Entwicklung der Braunkohlenförderung in Deutschland, 1870 bis 2020										Tabelle 2-2
	Braunkohlen- förderung	Rhein- land	Lausitz	Mittel- deutschland	Andere Reviere	Rhein- land	Lausitz	Mittel- deutschland	Andere Reviere	
	Mio. t					Anteile				
1870	0,4	–	–	–	–	–	–	–	–	–
1880	6	–	–	–	–	–	–	–	–	–
1890	22	–	–	–	–	–	–	–	–	–
1900	40	–	–	–	–	–	–	–	–	–
1910	70	13	–	–	–	19%	–	–	–	–
1920	112	29	78		5	26%	70%		5%	
1930	146	46	34	59	7	32%	23%	40%	5%	
1940	220	63	51	95	11	28%	23%	43%	5%	
1950	213	64	36	101	12	30%	17%	47%	6%	
1960	322	81	84	142	15	25%	26%	44%	5%	
1970	369	93	134	127	15	25%	36%	34%	4%	
1980	388	118	162	96	12	30%	42%	25%	3%	
1990	357	102	168	81	5	29%	47%	23%	2%	
2000	168	92	55	16	4	55%	33%	10%	3%	
2010	169	91	57	20	2	54%	33%	12%	1%	
2020	107	51	43	13	0	48%	40%	12%	0%	

Öko-Institut nach Statistik der Kohlenwirtschaft, DEBRIV, Statistische Jahrbücher für das Deutsche Reich und für den Preußischen Staat

Kumulierte Braunkohlenförderung		Tabelle 2-3
	Braunkohle in Mrd. t	
Bisherige Förderung	26,6	
davon bis 1900	0,5	
davon 1901–1939	4,3	
davon 1940–1965	6,8	
davon 1966–1990	9,6	
davon 1991–2020	5,4	

Öko-Institut nach Statistik der Kohlenwirtschaft

2.1.3 Die Braunkohle im Primärenergieaufkommen Deutschlands

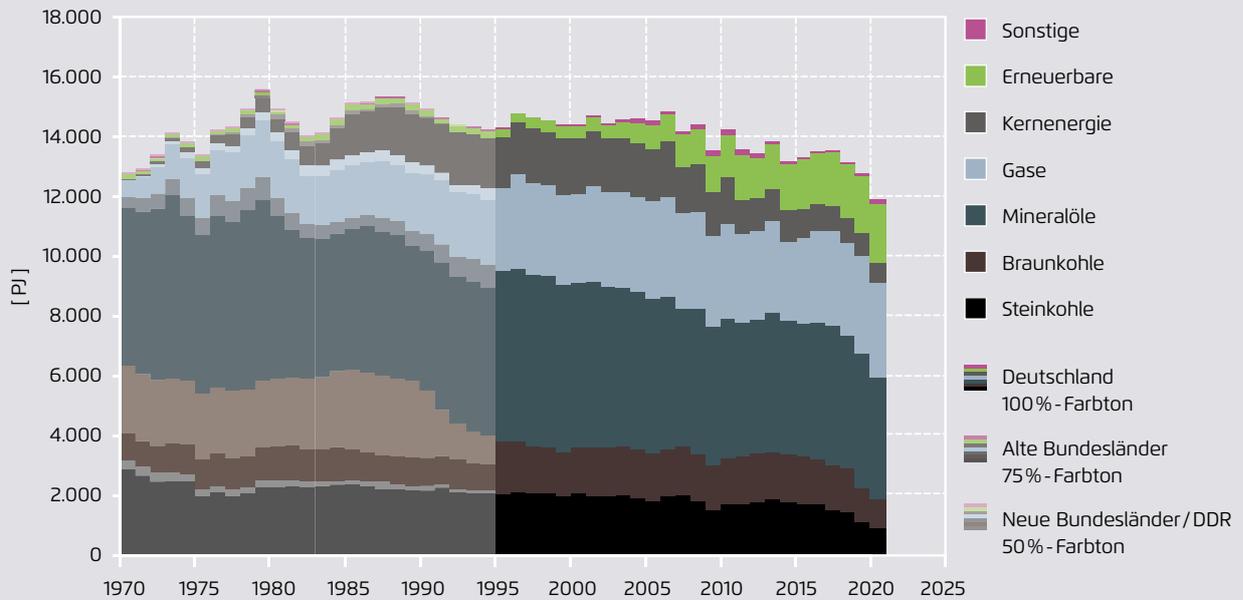
Die Rolle von Braunkohle im Kontext des gesamten Primärenergieverbrauchs in Deutschland hat sich einerseits im Verlauf der Jahre deutlich verändert, weist aber andererseits vor allem zwischen Ost- und

Westdeutschland erhebliche Unterschiede auf (Abbildung 2-4).²

² Alle Daten beruhen auf den Energiebilanzen der AG Energiebilanzen. Für den Zeitraum vor 1990 wurden die methodisch anders erstellten Energiebilanzen für die

Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in Deutschland, 1970 bis 2020

Abbildung 2-4



Öko-Institut nach AG Energiebilanzen

Bezogen auf Deutschland insgesamt repräsentierte Braunkohle im Zeitraum von 1970 bis 2015 einen Primärenergieanteil von maximal 25 Prozent (1970), der sich bis 1990 auf etwa 15 Prozent reduzierte. Nach einem leichten Rückgang im Verlauf der 1990er-Jahre schwankt der Anteil von Braunkohle am gesamten inländischen Primärenergieverbrauch seit der Jahrtausendwende in der Bandbreite von 11 bis 12 Prozent.

Für die Bundesrepublik zum Gebietsstand vor dem 3. Oktober 1990 beziehungsweise für die alten Bundesländer ist die Rolle der Braunkohle im Zeitraum von 1970 bis 1994 (nur für diesen Zeitraum liegen

alten Bundesländer beziehungsweise die DDR (auf Basis der sogenannten Substitutionsmethode) auf die aktuell verwendete Bilanzierungsmethode (die sogenannte Wirkungsgradmethode) umgerechnet.

differenzierte Primärenergiedaten auf konsistenter Basis vor) weitgehend konstant geblieben. Der Anteil am gesamten Primärenergieverbrauch bewegte sich durchgängig in einer Bandbreite von acht bis elf Prozent, wobei die Anteile seit Anfang der 1990er-Jahre in Richtung des unteren Bandbreitenwertes tendieren. Abgesehen von den Energieträgern Öl und Gas, die die Bereitstellung von Energie für den Wärme- und den Verkehrssektor in den alten Bundesländern zumindest seit den 1960er- und 1970er-Jahren dominierten, repräsentierte die Braunkohle aber auch im Stromsektor im Vergleich zu Steinkohle sowie ab Mitte der 1980er-Jahre auch im Vergleich zur Kernenergie den kleineren Teil der Bedarfsdeckung.

Eine weitaus größere Rolle spielte die Braunkohle als Primärenergieträger in der DDR. Anfang der 1970er-Jahre repräsentierte Braunkohle einen Anteil von etwa drei Vierteln des gesamten Primärenergie-

verbrauchs, ein Ergebnis der Bemühungen des Landes, energieautark zu werden und die gesamte Energiewirtschaft auf den einzigen fossilen Energieträger auszurichten, der heimisch verfügbar war. Auch wenn sich die Anteile der Braunkohle am Primärenergieverbrauch in der ersten Hälfte der 1970er-Jahre leicht reduzierten, wurden von 1975 bis 1990 etwa zwei Drittel (62 bis 71 Prozent) des Primärenergiebedarfs in der DDR durch Braunkohle gedeckt. Abgesehen vom Verkehrssektor (der vor der deutschen Vereinigung vor allem für den maximal 20-prozentigen Primärenergieanteil von Mineralöl steht) dominierte die Braunkohle neben der Stromerzeugung auch sehr große Anteile des Energieaufkommens für den verbleibenden Energiebedarf der DDR.

Nach der deutschen Vereinigung und der Restrukturierung von Energiewirtschaft und Industrie in den neuen Bundesländern sank der Primärenergieanteil der Braunkohle in den neuen Bundesländern relativ schnell ab, blieb aber selbst im Jahr 1994 noch auf einem Niveau, das mit 44 Prozent bei mehr als dem Fünffachen des Vergleichswertes für die alten Bundesländer lag.

2.1.4 Braunkohlenverwendung im Wandel: Rolle der Veredelung

Die Nutzungsstrukturen der in Deutschland geförderten Braunkohle haben sich in den vergangenen Jahrzehnten deutlich verändert (Abbildung 2-5).

In der Zeit nach dem Zweiten Weltkrieg wurde sowohl in West- als auch in Ostdeutschland der größte Teil der geförderten Braunkohlenmengen zunächst zu Briketts verarbeitet. Für die Folgejahre zeigen sich jedoch in der DDR und der Bundesrepublik sehr unterschiedliche Entwicklungsmuster:

→ In der Bundesrepublik (Gebietsstand vor dem 3. Oktober 1990) überstieg die für die Verstromung eingesetzte Fördermenge im Jahr 1960 erstmals den Einsatz in der Brikettherstellung, wobei die Produktion der Brikettfabriken bis 1954 anstieg und dann bis Mitte der 1960er-Jahre nur leicht absank, in den

Folgejahren dann aber massiv zurückging. Vor diesem Hintergrund, aber auch wegen der massiven Ausweitung des Braunkohlenabsatzes für die Verstromung war Mitte der 1970er-Jahre eine Situation erreicht, in der der Anteil der für die Veredelung eingesetzten Braunkohlenfördermengen nahezu vernachlässigbar war. Ab Mitte der 1970er-Jahre blieben dann auch die für die Verstromung eingesetzten Fördermengen zunächst auf einem Niveau von um die 110 Millionen Tonnen jährlich etwa konstant und gingen dann bis 1990 auf etwas über 90 Millionen Tonnen Rohbraunkohle zurück.

- In der DDR repräsentierte der Einsatz von Rohbraunkohle für die Veredelung im gesamten Zeitraum von 1950 bis 1985 das größte Einsatzsegment. Erst ab 1986 überstieg die in der Verstromung eingesetzte Menge an Rohbraunkohle den Verbrauch der Veredelungs- und vor allem der Brikettierungsanlagen. Gleichzeitig verblieb der Einsatz von Rohbraunkohle seit 1975 auf etwa konstantem Niveau, dagegen blieb der Zuwachs des Rohbraunkohleneinsatzes für die Stromerzeugung bis 1989 ungebrochen.
- Nach der deutschen Vereinigung im Jahr 1990 setzten sich die Einsatzstrukturen und -niveaus für die geförderte Rohbraunkohle in den alten Bundesländern relativ unverändert fort, während in den neuen Bundesländern innerhalb weniger Jahre der Absatz für die Braunkohlenveredelung fast vollständig zurückging. Seit 1995 geht fast die gesamte Braunkohlenfördermenge sowohl in den alten als auch in den neuen Bundesländern in die Verstromung.

Die Veredelung umfasst historisch hauptsächlich die Brikettproduktion für die Wärmeerzeugung zum Beispiel in privaten Haushalten. Teilweise wurden Briketts aber auch in der Industrie genutzt. In den letzten Jahren hat die Produktion von Staubkohle für Industriefeuerungen aber stark an Bedeutung gewonnen. Der Großteil der Veredelung (70 Prozent) entfällt auf das Rheinland. Die Lausitz stellt 27 Prozent der Veredelungsprodukte her. Mitteldeutschland spielt für die Herstellung von Veredelungsprodukten nur eine untergeordnete Rolle (3 Prozent der Gesamtproduk-

tion). Hintergrund ist der hohe Schwefelanteil der mitteldeutschen Braunkohle, der diese für die Brikettproduktion ungeeignet macht. Für die Brikettproduktion wurde deshalb bis 2018 Rohbraunkohle aus dem Rheinland per Eisenbahn nach Mitteldeutschland transportiert (bis zu 0,1 Millionen Tonnen im Jahr).

Während die Brikettproduktion bis 2015 im Vergleich zu 1990 um 97 Prozent zurückgegangen ist, war die Produktion von anderen Veredelungsprodukten wie Braunkohlenkoks, Staubkohle, Trockenkohle und

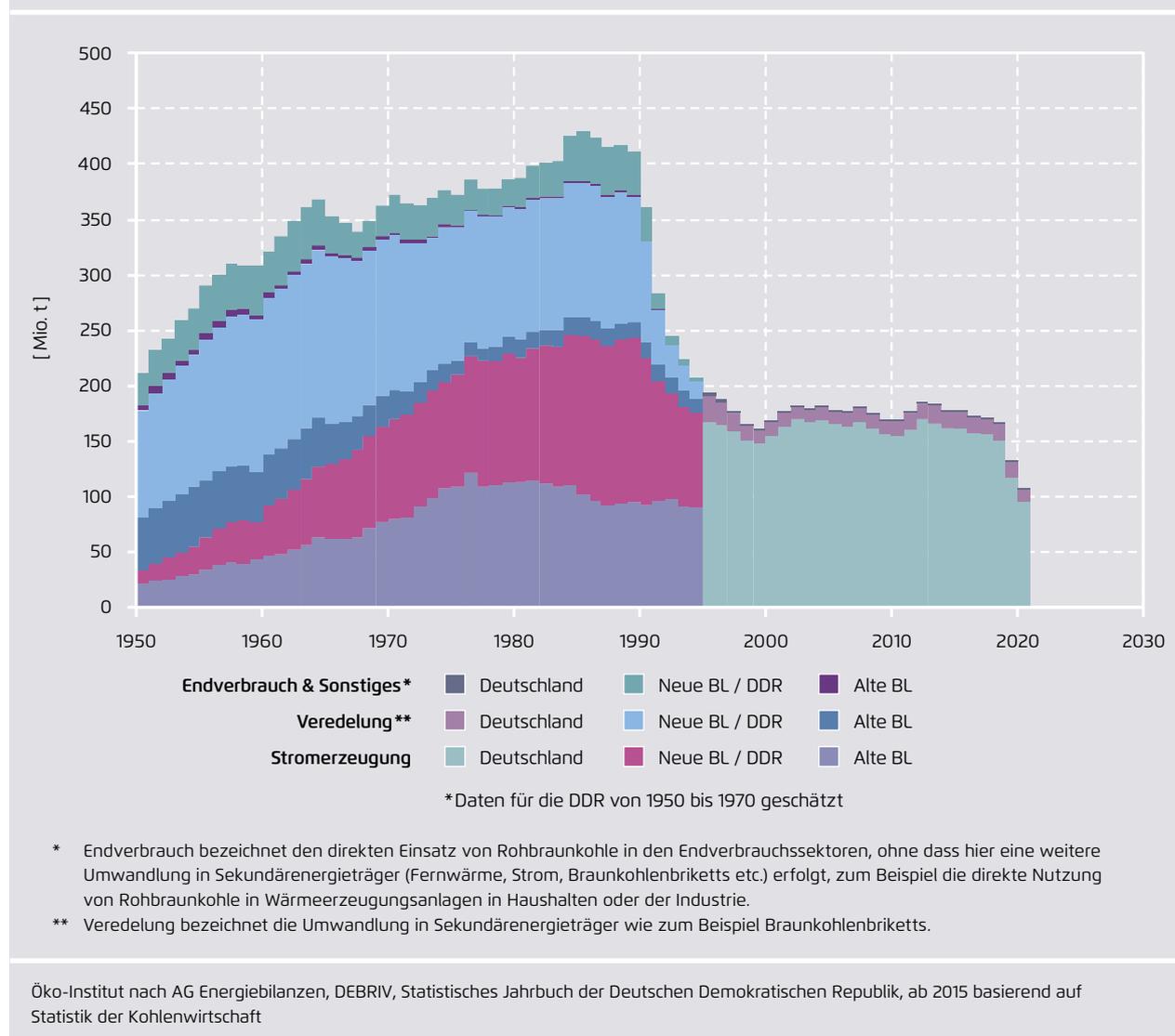
Wirbelschichtkohle bis zum Jahr 2015 im Vergleich zu 1990 deutlich angestiegen. In den letzten Jahren ist die Produktion von Veredelungsprodukten gesunken und lag im Jahr 2020 um 22 Prozent unter dem Wert von 2015 (Tabelle 2-4).

In den einzelnen Revieren ist eine unterschiedliche Struktur der Veredelung zu beobachten:

→ Für das Rheinland wird ein Rohbraunkohleneinsatz von 10,5 Millionen Tonnen im Jahr 2015 für die

Entwicklung der Braunkohlenverwendung, 1950 bis 2020

Abbildung 2-5



Veredelung berichtet. Im Rheinland werden Veredelungsprodukte von verschiedenen kleineren Produktionsbetrieben hergestellt (zum Beispiel Frechen, Fortuna-Nord, Ville/Berrenrath). In der Regel werden kleinere Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) betrieben, teilweise wird Strom ins Netz eingespeist.

- Für die Lausitz wird ein Rohbraunkohleneinsatz von 3,5 Millionen Tonnen im Jahr 2015 berichtet. Der Strom und der Prozessdampf für die Veredelung werden im (Groß-)Kraftwerk Schwarze Pumpe hergestellt und dann in den benachbarten Veredelungsanlagen genutzt.
- In Mitteldeutschland wurden am Standort Deuben kleinere Mengen an Veredelungsprodukten hergestellt. Nach einem Verpuffungs-Störfall im

Jahr 2018 am Standort Deuben wurde die Brikettproduktion eingestellt (Mibrag 2019). Die Produktion von Braunkohlenstaub am Standort Deuben wird bis Ende 2021 eingestellt, da das Kraftwerk Deuben am Auktionsverfahren um Stilllegungsprämien für Kohlekraftwerke teilgenommen, einen Zuschlag erhalten hat und auf dieser Grundlage bis Ende 2021 stillgelegt werden muss.

Die Nutzungsstrukturen der Veredelungsprodukte lassen sich auf Basis der Energiebilanzen identifizieren. Auf Grundlage der Energiebilanz für das Jahr 2015 ergeben sich die folgenden Einsatzmuster:

- Im Jahr 2015 wurden nach Energiebilanz 6,6 Millionen Tonnen Veredelungsprodukte produziert.

Braunkohlenveredelung nach Revieren, 1990 bis 2020

Tabelle 2-4

	Summe Veredelungsprodukte				Brikett				Braunkohlenkoks, Staub-, Trocken- und Wirbelschichtkohle			
	Summe	Rheinland	Lausitz	Mit-teld.	Summe	Rheinland	Lausitz	Mit-teld.	Summe	Rheinland	Lausitz	Mit-teld.
	Mio. t											
1990	44,5	5,5	22,9	16,1	40,0	2,4	22,2	15,5	4,4	3,1	0,7	0,6
2000	5,2	3,6	1,3	0,3	1,8	1,1	0,7	0,1	3,4	2,6	0,7	0,2
2010	6,2	4,2	1,8	0,2	2,0	1,2	0,9	0,0	4,2	3,1	0,9	0,2
2015	6,7	4,7	1,8	0,2	1,6	1,0	0,6	0,1	5,0	3,7	1,2	0,2
2016	6,4	4,4	1,8	0,2	1,5	0,9	0,6	0,0	4,9	3,5	1,2	0,2
2017	6,7	4,6	1,9	0,2	1,7	0,9	0,7	0,1	5,0	3,7	1,2	0,2
2018	6,6	4,6	1,8	0,2	1,6	1,0	0,6	0,0	5,0	3,7	1,2	0,2
2019	5,9	4,2	1,6	0,1	1,5	0,9	0,5	0,0	4,5	3,2	1,1	0,1
2020	5,2	3,7	1,4	0,1	1,3	0,8	0,5	0,0	3,9	2,9	0,9	0,1
Anteil 2020	100%	70%	27%	3%	100%	60%	40%	0%	100%	74%	23%	4%
Trend 2020 vs. 1990	-88%	-33%	-94%	-99%	-97%	-68%	-98%	-100%	-11%	-6%	19%	-75%
Trend 2020 vs. 2015	-22%	-22%	-22%	-31%	-22%	-22%	-14%	-100%	-22%	-21%	-25%	-7%

Öko-Institut nach Statistik der Kohlenwirtschaft

Davon entfielen 1,6 Millionen Tonnen auf Briketts und 5 Millionen Tonnen auf andere Braunkohlenprodukte (insbesondere Braunkohlenstaub).

- Im Jahr 2015 wurden 0,4 Millionen Tonnen der Brikettproduktion exportiert, 0,7 Millionen Tonnen wurden in Haushalten eingesetzt und 0,5 Millionen Tonnen in Kesselanlagen zur Strom- und Wärme-Produktion (hauptsächlich in der Industrie).
- Von den übrigen Veredelungsprodukten wurden im Jahr 2015 netto 1 Million Tonnen exportiert, 1,9 Millionen Tonnen in Zementwerken eingesetzt, 0,6 Millionen Tonnen in öffentlichen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen eingesetzt und der Rest in anderen Industrieanlagen verwendet (circa 0,9 Millionen Tonnen).

Insgesamt werden damit 20 Prozent der Braunkohlen-Veredelungsprodukte exportiert (1,4 Millionen Tonnen). Außerdem existieren weitere Spezialfälle der Veredelung wie die Montanwachsherstellung bei der Romonta (vergleiche Abschnitt 2.4.3).

Es kann davon ausgegangen werden, dass parallel zum Kohleausstieg auch die Bedeutung der Veredelung von Braunkohle zurückgeht. Denn potenzielle Perspektiven einer stofflichen Nutzung von Braunkohle sind von einer Vielzahl sehr spezifischer Rahmenbedingungen abhängig. Aus rein technischer Sicht möglich und nachgewiesen ist es, Braunkohle zum Beispiel in Basischemikalien oder Treibstoffe umzuwandeln. Entscheidend ist jedoch, ob ein solcher Einsatzpfad aus ökonomischer und ökologischer Perspektive auch sinnvoll ist. Historisch betrachtet war die stoffliche Nutzung von Braunkohle beziehungsweise die Braunkohlenverflüssigung und -vergasung nur im Rahmen der massiven Autarkiebestrebungen des Dritten Reichs sowie teilweise in der DDR darstellbar, da in beiden Fällen starke Engpässe beim Zugriff auf Mineralöl beziehungsweise Erdgas existierten und die Zahlungsbereitschaft für die Gewinnung von chemischen Produkten beziehungsweise Treibstoffen entsprechend hoch war. Die stoffliche Nutzung der Braunkohle ist sehr aufwendig und führt zu hohen Kosten, die

Umwandlungsprozesse sind aber auch mit hohen CO₂-Emissionen verbunden. Perspektivisch kann die stoffliche Nutzung von Braunkohle nur dann attraktiv werden, wenn sich einerseits sehr hohe Preisniveaus bei den internationalen Energiepreisen ergeben und andererseits die Begrenzung der CO₂-Emissionen keine klimapolitische Restriktion darstellt.

2.2 Die Unternehmen der deutschen Braunkohlenindustrie und ihre Geschichte

2.2.1 Einführung

Die Braunkohlenförderung mit industriellen Methoden blickt in Deutschland auf eine über 130-jährige und die großtechnische Braunkohlenverstromung auf eine gut 100-jährige Geschichte zurück:

- Der Beginn der Braunkohlenförderung im industriellen Maßstab wird für Deutschland durch die Einführung der ersten maschinengetriebenen (Abraum-)Bagger im Zeitraum 1885 bis 1890 markiert. Zwar hatte – ermöglicht durch die Erfindung der im Jahr 1855 patentierten Exter-Presse – die industrielle Herstellung von hochwertigen, für die Wärmeerzeugung und den Einsatz in Dampflokomotiven geeigneten Braunkohlenbriketts ab 1858 (Inbetriebnahme der ersten deutschen Brikettfabrik in Ammendorf) die Nachfrage nach Braunkohle bereits vorher deutlich steigen lassen, bis 1885/90 erfolgte der Braunkohlenabbau jedoch noch vollständig im Handbetrieb (DEBRIV 1935; Rheinbraun 1985; Steinhuber 2005; LMBV 2010; Wagenbreth & Berkner 2011).
- Die erste Stromerzeugungsanlage auf Braunkohlenbasis wurde im Jahr 1900 von der Elektrizitätswerk Berggeist AG in Brühl (EWB) in den kommerziellen Betrieb genommen. Diese wurde aus dem Tagebau der Braunkohlen- und Brikettwerk Berggeist AG im Rheinischen Revier versorgt, blieb mit einer Stromerzeugungskapazität von anfangs 980 Kilowatt jedoch noch relativ klein. Sie bildete aber auch

das erste Braunkohlenkraftwerk der Rheinisch-Westfälischen Elektrizitätswerk AG (RWE), nachdem diese 1906 die Aktienmehrheit der EWB übernommen hatte (Kleinebeckel 1986, 142ff.). Nach dem Bau einer Reihe kleinerer Braunkohlenkraftwerke mit Kapazitäten im niedrigen Megawattbereich wurde mit der im Dezember 1915 erfolgten Inbetriebnahme des Großkraftwerks Zschornowitz im Mitteldeutschen Revier eine neue Qualität der Braunkohlenverstromung erreicht (Strauß 2016, S.62 ff.). Das von der Braunkohlenwerk Golpa-Jeßnitz AG (1915 in Reichselektrowerke AG umbenannt) im Auftrag des Deutschen Reiches errichtete Kraftwerk wurde aus dem Tagebau Golpa versorgt und hatte eine elektrische Leistung von zunächst 128 Megawatt (Boll 1969, 27f.). Die Planungen des AEG-Vorstands Georg Klingenberg für dieses grubennahe Großkraftwerk, ein von Klingenberg propagiertes Konzept (Boll 1969, S. 56), bildeten auch den Anstoß zum Bau des ersten Großkraftwerks im Rheinischen Revier. 1913 nahm dort RWE das Elektrizitätswerk Vorgebirgszentrale mit einer Leistung von zunächst 30 Megawatt (brutto) in Betrieb, das über einen langfristigen Liefervertrag mit der Braunkohlen- und Brikettwerke Roddergrube AG aus dem Tagebau Vereinigte Ville versorgt wurde. Das Kraftwerk wurde schnell erweitert, war 1918 mit einer Leistung von 190 Megawatt das weltgrößte Dampfkraftwerk und wurde im Jahr 1920 in Goldenbergwerk (nach dem Technikvorstand des RWE, Bernhard Goldenberg) umbenannt (Kleinebeckel 1986, 145f.).

Wie die Technologien von Braunkohlenförderung und -nutzung sowie die wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen war die Landschaft der in der Braunkohlenindustrie tätigen Unternehmen durch tiefgreifende Veränderungsprozesse gekennzeichnet. Gemeinsam ist den Entwicklungen im Braunkohlenbergbau und in der Braunkohlenverstromung jedoch ein im Zeitverlauf zunehmender Konzentrationsprozess, der sich einerseits im Zuge unternehmerischer Entscheidungen (oder Auseinandersetzungen) ergab, andererseits aber bereits seit der Frühphase der

Braunkohlenindustrie auch durch politische Interventionen vorangetrieben wurde. Bereits in der Frühphase der industriellen Braunkohlenförderung sowie der großtechnischen Braunkohlenverstromung liegen jedoch auch die Aktivitäten von Unternehmen, die die Braunkohlenindustrie bis heute prägen. Auch ist schon seit dieser Phase der Entwicklung die Strategie zu erkennen, die Braunkohlenversorgung und die Stromerzeugung aus Braunkohle auf der Unternehmensseite eng miteinander zu verflechten.

2.2.2 Die Braunkohlenunternehmen im Rheinischen Revier

Während im Jahr 1901 für das Deutsche Reich insgesamt 412 Unternehmen gezählt wurden, die im Braunkohlenbergbau tätig waren, betrug deren Zahl im Rheinischen Revier nur 35 (Hamers 1910, S. 58). Angesichts der Konkurrenz der Steinkohle und der schwierigen wirtschaftlichen Situation der Braunkohlenwirtschaft, die zum damaligen Zeitpunkt ihre Umsätze vor allem durch die Vermarktung von industriell gefertigten Briketts erzielte, bildeten die Unternehmen relativ schnell ein Kartell. Dieses wurde um das Jahr 1910 von zwei Unternehmen dominiert, die knapp zwei Drittel der Produktion repräsentierten. Das erste Unternehmen mit einem Anteil von knapp 39 Prozent war die 1908 aus dem Zusammenschluss mehrerer Grubenwerke entstandene Rheinische Aktiengesellschaft für Braunkohlenbergbau und Briketfabrikation (RAG) (Hamers 1910, S. 122; Kleinebeckel 1986, S. 134). Das zweite Großunternehmen des rheinischen Braunkohlenbergbaus, die Braunkohlen- und Brikettwerke Roddergrube AG, wurde 1922 mehrheitlich vom RWE übernommen. Im Jahr 1933 gelang es dann dem RWE im Zusammenspiel mit dem Thyssen-Konzern und gegen den Willen des RAG-Managements, die absolute Mehrheit am Grundkapital der RAG zu erlangen. Zwar wurde im März 1933 zwischen der RAG und der Roddergrube AG ein vom RWE verbürgter Dividendengarantievertrag über 50 Jahre geschlossen, der der RAG rechtliche Selbstständigkeit und die Beibehaltung des organisatorischen Aufbaus garantierte, die Kompetenz wichtiger unternehmerischer Entschei-

dungen lag jedoch ab jetzt beim Hauptanteilseigner RWE (Kleinebeckel 1986, 168ff.).

Nach dem Ende des Zweiten Weltkriegs wurde die gesamte Braunkohlenindustrie im Rheinischen Revier unter die zunächst militärische, dann zivile Verwaltung der Alliierten gebracht, die Kapitaleigner der Unternehmen waren rechtlich ausgeschaltet (Kleinebeckel 1986, S. 184). Das Management der Braunkohlenindustrie ging 1947 an die Deutsche Kohlenbergbau-Leitung (DKBL) über, die auch das Ziel einer Entflechtung des Kohlenbergbaus verfolgen sollte. Es gelang den Vertretern der Braunkohlenunternehmen jedoch, diese vor allem auf den umfangreichen Besitz des RWE abzielenden Bestrebungen abzuwehren und die früheren Besitzverhältnisse weitgehend unverändert zu bewahren (DEBRIV 1960, S. 9).

Nach Aufhebung der Beschlagnahme im Jahr 1953 wurde die DKBL aufgelöst. Gleichzeitig setzten sich die Bemühungen zur weiteren Konzentration der Braunkohlenindustrie fort. Nach einem komplexen Prozess wurden im Jahr 1959 die RAG, die Braunkohlen- und Brikettwerke Roddergrube AG sowie die verbliebenen kleineren Braunkohlenunternehmen Braunkohlen-Industrie-AG (BIAG) „Zukunft“ und die Braunkohlenbergwerk Neurath AG unter Führung der im RWE-Besitz befindlichen RAG fusioniert und fungierten nunmehr unter dem Namen Rheinische Braunkohlenwerke AG (Rheinbraun) (Kleinebeckel 1986, 254ff.).

Die 100-Prozent-Tochter des RWE wurde im Jahr 1989 in Rheinbraun AG umbenannt. Im Jahr 2000 wurden die Braunkohlekraftwerke des RWE und die Anlagen der Rheinbraun AG in die RWE Rheinbraun AG überführt, die nunmehr sowohl die Braunkohlenförderung als auch die -verstromung übernahm. Bereits 2003 wurde die RWE Rheinbraun AG jedoch mit den sonstigen Kraftwerken der (alten) RWE Power AG zusammengeführt, auch die Braunkohlentagebaue firmierten nun unter der (neuen) RWE Power AG (RWE 2003).

Im Jahr 2013 wurden die drei verbliebenen Braunkohlentagebaue Inden, Hambach und Garzweiler II sowie die Kraftwerke der RWE Power AG in der RWE Generation SE zusammengeführt, die damit die Braunkohlengewinnung und das gesamte konventionelle europäische Stromerzeugungsgeschäft von RWE umfasste (RWE 2013).

Die Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk AG (RWE) wurde 1898 von Wilhelm Lahmeyer gegründet. Dessen Elektrizitäts-Actien-Gesellschaft vorm. W. Lahmeyer & Co. (EAG) hatte am 23. Dezember 1897 und am 5. Januar 1898 mit der Stadt Essen einen Vertrag zum Aufbau einer Elektrizitätsversorgung geschlossen und gründete das RWE als Finanz- und Betriebsgesellschaft (Schweer und Thieme 1998, S. 27). Bereits 1902 musste die EAG das RWE aus finanziellen Gründen an die Ruhrindustriellen August Thyssen und Hugo Stinnes verkaufen, die die Expansion des Unternehmens vorantrieben. Die Ausweitung des Geschäftsfelds Stromversorgung der RWE ist in dieser Phase durch fünf Säulen gekennzeichnet (DMAV 1927, Boll 1969, Schweer und Thieme 1998, Löwen 2015):

- Verträge zur Versorgung der Ruhrindustrie;
- Abschluss von Konzessionsverträgen, um dies zu erleichtern, wurde den Kommunen Beteiligungen am Aktienkapital angeboten, 1920 hielten Kommunen erstmals die Mehrheit der Aktienanteile des RWE (ab 1924 wird diese durch Mehrfachstimmrechte der Kommunen gesichert);
- deutschlandweiter Erwerb von oder Beteiligung an anderen Stromversorgern, so wurden 1923 die Gründungsgesellschaft des RWE, die EAG, und deren Beteiligungen übernommen;
- Ausbau des Hochspannungsnetzes und der konsequente Aufbau einer Großraum-Verbundwirtschaft, mit der zum Beispiel die westdeutsche Kohlenverstromung mit der süddeutschen Wasserkrafterzeugung verbunden werden konnte;
- Erwerb von Beteiligungen im Bereich der Braunkohlenförderung (siehe oben), aber auch der Steinkohlengewinnung, mit denen die Kohlever-

sorgung für den steigenden Stromerzeugungsbedarf gesichert werden konnte.

Mit dem RWE entstand damit bis zum Ende des Ersten Weltkriegs das größte deutsche Energieversorgungsunternehmen, das größere Teile ganzer Länder versorgte und zugleich in hohem Maße vertikal integriert war, also alle Wertschöpfungsstufen von der Brennstoffgewinnung bis zur Letztversorgung abdeckte.

Nach der Beilegung von Konflikten mit dem preußischen Staat im sogenannten „Elektrofrieden“ von 1927 wurden Beteiligungen im Bereich der Braunkohlenförderung arrondiert und Demarkationsgebiete abgegrenzt. Der preußische Staat erhielt weitere Anteile am Aktienkapital des RWE, das RWE entwickelte sich damit zu einem gemischtwirtschaftlichen Unternehmen, an dem nicht mehr nur Kommunen, sondern auch der preußische Staat als größter Einzelaktionär beteiligt waren (Schweer und Thieme 1998, 79ff.).

Die Stellung des RWE als marktbeherrschendes Unternehmen verstärkte sich auch in den Jahren von 1933 bis 1945, auch vor dem Hintergrund der Tatsache, dass die frühe Orientierung auf große Kraftwerkseinheiten und die Verbundwirtschaft der Befriedigung des schnell steigenden Strombedarfs durch Elektrifizierung und Autarkiepolitik diente und strukturell auch dem wirtschaftspolitischen Konzept der nationalsozialistischen Führung entsprach (Schweer und Thieme 1998, 117ff.).

Diese Entwicklung setzte sich auch in der Zeit nach dem Zweiten Weltkrieg fort, insbesondere nachdem sich das RWE den ursprünglichen Entflechtungsmaßnahmen der alliierten Verwaltung entziehen konnte (siehe oben). Ab den 1950er-Jahren orientierte sich RWE zunächst wieder voll auf die Braunkohlenverstromung, bevor nach anfänglichem Zögern (auch vor dem Hintergrund von Befürchtungen hinsichtlich der Verdrängung der Braunkohle) im Jahr 1968 der Einstieg in die massive Nuklearstro-

merzeugung vollzogen wurde (Schweer und Thieme 1998, 117ff.). Gleichwohl wurden auch in den 1970er-Jahren weiterhin umfangreiche Neuinvestitionen in Braunkohlenkraftwerke vorgenommen (vergleiche Abschnitt 2.5).

Die Zeit ab Ende der 1980er-Jahre war für das RWE vor allem durch diverse Bemühungen zur Erweiterung der Geschäftsfelder (zum Beispiel der Erwerb der Deutschen Texaco im Jahr 1988 oder der Einstieg in das Telekommunikationsgeschäft im Jahr 1994) geprägt, nach der deutschen Vereinigung aber auch durch das Vordringen in die neuen Bundesländer.

Nach harten Konflikten gelang 1990 der Abschluss von Vorverträgen („Stromverträge“ und „Braunkohlenvertrag“) für die Privatisierung der Braunkohlenförderung und -verstromung in Ostdeutschland, die 1994 vollzogen wurde und mit der das RWE Anteile an den Tagebauen, der Stromerzeugung, dem Verbundnetz und drei Regionalversorgern in den neuen Bundesländern erlangen konnte (Matthes 2000). Auf der Basis von Kartellaufgaben im Zuge der Fusion von RWE und VEW im Jahr 2000 musste RWE die Beteiligungen an den ostdeutschen Braunkohlentagebauen und -kraftwerken im Jahr 2001 jedoch wieder abgeben (Abschnitt 2.2.3).

Ab 2000 war RWE mit dem ab 2002 gesetzlich kodifizierten Auslaufen der deutschen Nuklearstromerzeugung konfrontiert, das nach den Turbulenzen der Laufzeitverlängerungen im Jahr 2010 mit der Atomgesetznovelle des Jahres 2011 bestätigt wurde und bis spätestens Ende 2022 die Abschaltung der Kernkraftwerke erzwingt, an denen RWE beteiligt ist.

Die Folgejahre waren für RWE durch die zunehmende Refokussierung auf das Energiegeschäft sowie die Ausweitung der internationalen Aktivitäten geprägt, auch zunächst als Kerngeschäft definierte Geschäftsbereiche wie die Wasserversorgung oder die Entsorgungswirtschaft wurden schrittweise wieder aufgegeben.

Mit der Abgabe von 74,9 Prozent der Anteile des 2003 in die RWE Transportnetz Strom GmbH überführten und ab 2009 als Amprion GmbH firmierenden Übertragungsnetzes im Jahr 2011 an Finanzinvestoren entsprach RWE nicht nur den gesellschaftsrechtlichen Entflechtungsvorschriften im Rahmen des europäischen Binnenmarktes für Strom, sondern gab auch erstmals einen der Kernbereiche auf, der das Geschäft von RWE seit den frühen Jahren seiner Gründung geprägt hatte.

Dieser Trend setzte sich mit der Abspaltung der Innogy SE im April 2016 fort, in die RWE seine deutschen und internationalen Geschäftstätigkeiten aus den Bereichen Netze, Vertrieb und Erneuerbare Energien ausgliederte, sodass von den traditionellen Geschäftsfeldern nur noch die konventionelle Stromerzeugung und das Großhandelsgeschäft in der Muttergesellschaft RWE AG verblieben.

2.2.3 Die Braunkohlenunternehmen im Lausitzer und im Mitteldeutschen Revier

Wie im Rheinischen Revier vollzogen sich in den ersten Jahren des 20. Jahrhunderts auch im Lausitzer Revier massive Konzentrationsprozesse, in deren Ergebnis sich vier dominierende Bergbaugesellschaften herausbildeten, von denen sich vor Beginn ihrer „Arisierung“ im Jahr 1939 drei im Besitz der nordböhmischen Kohlenhändlerfamilie Petschek befanden (DEBRIV 1935; Steinhuber 2005; Bähr et al. 2008, 322ff.; Löw 2012, 220ff.):

→ Die bedeutendste Bergbaugesellschaft war zunächst die 1888 gegründete Ilse-Bergbau AG in Senftenberg (IBAG 1938), die zahlreiche Gruben und Brikettfabriken betrieb und 1927 mehrheitlich vom Ignaz-Petschek-Zweig der Familie Petschek übernommen wurde. Diese wurde 1939 im Zuge der „Arisierung“ zum Verkauf gezwungen; die Ilse-Bergbau AG blieb zwar formal eigenständig, ging aber in den Mehrheitsbesitz der reichseigenen Vereinigte Industrie-Unternehmungen Aktiengesellschaft (VIAG) über, die ihren Anteil von 27 auf 64 Prozent erhöhte.

→ Die Eintracht Braunkohlenwerke und Brikettfabriken AG (Welzow), kurz Eintracht, wurde 1887 gegründet und kam 1902 unter den Einfluss der Petschek-Familie. 1939 erfolgte ein Zwangsverkauf an die Auffanggesellschaft Deutsche Kohlenbergbau GmbH und die Eintracht wurde liquidiert. Der Besitz ging von dort an die Reichswerke AG Hermann Göring und im weiteren Verlauf an den Flick-Konzern.

→ Die 1882 gegründete Niederlausitzer Kohlenwerke AG (NKW) betrieb Braunkohlengruben und Brikettfabriken im Lausitzer und Mitteldeutschen Revier und wurde ebenfalls ab 1902 zunehmend vom Ignaz-Petschek-Zweig der Petschek-Familie kontrolliert. Sie wurde nach dem Zwangsverkauf im Zuge der „Arisierung“ 1939 ebenfalls von der Auffanggesellschaft Deutsche Kohlenbergbau GmbH übernommen und liquidiert. Von der Deutschen Kohlenbergbau GmbH ging der Besitz über die Reichswerke AG Hermann Göring an den Flick-Konzern sowie die VIAG.

→ Die Braunkohlen- und Brikett-Industrie AG (BUBIAG) wurde 1890 von der Kohlenhändlerfamilie Friedländer gegründet, war unter anderem im Lausitzer und im Mitteldeutschen Revier tätig und blieb bis 1945 im Privatbesitz.

In den verschiedenen Förderregionen des ältesten deutschen Braunkohlenreviers in Mitteldeutschland entwickelte sich eine Unternehmensstruktur, die auch eine Besonderheit der dortigen Braunkohlennutzung, die chemische Veredelung von Braunkohle, reflektiert. Im mitteldeutschen Braunkohlenrevier dominierten folgende Unternehmen (Eichhorn 1926; Hamburger 1930; DEBRIV 1935; BGMB & DEBRIV 1939; Löw 2012, 220ff.; Strassmann 2011; Wagenbreth & Berkner 2011):

→ Die 1925 von deutschen Chemieunternehmen gegründete I.G. Farbenindustrie AG (I.G. Farben) besaß im Bitterfelder Teilrevier und nach Übernahme der Mehrheit an der größten Montanunternehmung im Mitteldeutschen Revier, der Riebck'schen Montanwerke AG, im Jahr 1925 in

- den Teilrevieren Halle-Röblingen, Geiseltal, Zeitz-Weißenfels erhebliche Förderkapazitäten, die neben der Briketterzeugung und Verstromung auch für die chemische Veredelung eingesetzt wurden.
- Die Anhaltische Kohlenwerke AG (AKW) mit Produktionsanlagen vor allem in den Teilrevieren Halle-Röblingen, Borna-Leipzig und Zeitz-Altenburg gehörte zum Julius-Petschek-Zweig der Familie Petschek, die 1938 im Zuge der „Arisierung“ zum Verkauf an die Deutschen Kohlenbergbau GmbH gezwungen wurde. Danach wurde die AKW liquidiert, der Besitz ging an die Reichswerke AG Hermann Göring und von dort an den Flickkonzern, die I.G. Farben AG sowie den Winterhall-Konzern.
 - Auch die Wersche-Weißenfelder Braunkohlen AG (WW) gehörte zum Julius-Petschek-Zweig der Familie Petschek, produzierte vor allem in den Teilrevieren Geiseltal, Halle-Röblingen und Zeitz-Weißenfels, musste wie die AKW 1938 im Zuge der „Arisierung“ an die Deutsche Kohlenbergbau GmbH verkauft werden und wurde dann liquidiert.
 - Die 1911 aus einer Fusion der deutschen Mineralölindustrie hervorgegangene Deutsche Erdöl AG (DEA) besaß vor allem in den Teilrevieren Geiseltal, Meuselwitz-Altenburg, Halle-Röblingen und Borna-Leipzig erhebliche Förder- und Brikettierkapazitäten, war aber auch stark im Bereich der chemischen Braunkohlenveredelung engagiert.
 - Die im Besitz des Ignaz-Petschek-Zweigs der Familie Petschek befindliche Niederlausitzer Kohlenwerke AG (siehe oben) verfügten auch im Zeitz-Altenburger und Borna-Leipziger Teilrevier über erhebliche Produktionskapazitäten.
 - In die Aktiengesellschaft Sächsische Werke (ASW) hatte der sächsische Staat 1923 den staatlichen Bergbau- und Kraftwerksbesitz eingebracht, sie verfügte vor allem im Teilrevier Borna-Leipzig über Tagebaue, Brikettfabriken und Kraftwerksanlagen.
 - Die reichseigene Elektrowerke AG (zu 100 Prozent im Besitz der VIAG) betrieb für ihre Großkraftwerke im Bitterfelder Revier eigene Tagebaue mit erheblichen Förderkapazitäten.
- Die Förderung im Helmstedter Revier sowie im Teilrevier Oschersleben-Egeln-Nachterstedt der mitteldeutschen Bergbauregion konzentrierte sich nach vielfältigen Fusions- und Übernahmeprozessen in der Braunschweigischen Kohlenbergwerke AG (BKB).
- Hinzuweisen ist schließlich noch auf die 1934 als Pflichtgemeinschaft der deutschen Braunkohlenwirtschaft gegründete Braunkohle-Benzin AG (Brabag), die neben den Leunawerken der I.G. Farben im Mitteldeutschen Revier (an den Standorten Böhlen, Magdeburg-Rothensee und Tröglitz) sowie in der Lausitz (am Standort Schwarzeheide) im Zuge des nationalsozialistischen Autarkieprogramms synthetisches Benzin aus Braunkohle herstellte.
- Bis zum Ende des Zweiten Weltkriegs hatten sich durch Unternehmensfusionen und -akquisitionen, vor allem aber durch die Eigentumsaneignung im Zuge der „Arisierung“ einige dominierende Unternehmen der Braunkohlenwirtschaft herausgebildet:
- die I.G. Farben mit starken Produktionsanteilen vor allem im Mitteldeutschen Braunkohlenrevier,
 - der Flick-Konzern (der sein Braunkohlengeschäft über die Mitteldeutsche Stahlwerke GmbH hielt) sowohl im Lausitzer als auch im Mitteldeutschen Revier,
 - die Deutsche Erdöl AG (DEA) mit einem erheblichen Anteil an der Produktion im Mitteldeutschen Revier,
 - die dem Land Sachsen zu 100 Prozent gehörige ASW mit erheblichen Produktionsanteilen im südlich von Leipzig gelegenen Teil des Mitteldeutschen Braunkohlenreviers,
 - die reichseigene VIAG mit einem Schwerpunkt im Lausitzer Revier, über die Elektrowerke auch im Mitteldeutschen Revier.
- Nach dem Zweiten Weltkrieg wurden die Energieunternehmen in der sowjetischen Besatzungszone 1946 enteignet und in ein System der zentralen Planwirtschaft überführt. Sie wurden zunächst von der

Sowjetischen Militäradministration in Deutschland (SMAD) in das Eigentum der UdSSR übernommen und größtenteils als Sowjetische Aktiengesellschaften (SAG) weitergeführt. Die Braunkohlenunternehmen wurden in der SAG Brennstoffindustrie in Deutschland und die Kraftwerke in der SAG für Kraftwerke in Deutschland zusammengefasst (Sperling & Schossig 2015). Sowohl bei den Braunkohlentagebauen und Brikettfabriken als auch bei den Kraftwerken kam es im Zuge der Reparatur zu umfangreichen Demontagen der (moderneren) Produktionsanlagen.

Die Unternehmen der Braunkohlenindustrie unterstanden der 1945 gegründeten Verwaltung Brennstoffindustrie und Kraftwerke der Sowjetischen Militäradministration, die bis 1949 mehrfach umorganisiert, umbenannt und hinsichtlich ihrer Zuständigkeiten neu zugeschnitten wurde. Die operative Leitung der Braunkohlenindustrie oblag der 1945 gegründeten Deutschen Zentralverwaltung für Brennstoffindustrie (DZVB), die 1947 an die Deutsche Wirtschaftskommission überging. Diese verfolgte das explizite Ziel einer Zentralisierung der Energiewirtschaft in der sowjetischen Besatzungszone (Sperling & Schossig 2015; Matthes 2000; DBI 1966).

Die folgenden Jahrzehnte waren durch vielfältige Umorganisationsprozesse geprägt, die den jeweils vorherrschenden Paradigmen der zentralen Planwirtschaft in der DDR folgten (Sperling & Schossig 2015):

- 1948 unterstanden die in acht Vereinigungen Volkseigener Betriebe (VVB) zusammengefassten 64 Braunkohlenwerke der Hauptverwaltung Kohle der Deutschen Wirtschaftskommission;
- 1952 wurden die 57 verbliebenen Braunkohlenwerke in fünf Verwaltungen Volkseigener Betriebe (VwVB) zusammengefasst und unterstanden der Hauptverwaltung Kohle des Staatssekretariats für Kohle und Energie der DDR;
- 1960 wurden 35 Braunkohlenwerke und zwei neu gegründete Kombinate in drei VVBs zusammengefasst, die der Abteilung Grundstoffindust-

rie der Staatlichen Plankommission (SPK) unterstellt waren;

- 1970 wurden neun Braunkohlenkombinate gegründet, die zusammen mit zwei verbliebenen Braunkohlenwerken in der VVB Braunkohle zusammengefasst wurden und zusammen mit dem Gaskombinat Schwarze Pumpe der Abteilung Feste Brennstoffe des Ministeriums für Grundstoffindustrie unterstellt waren;
- 1979/80 wurden die Zwischenebene der VVB aufgelöst und zwei Braunkohlenkombinate gegründet, denen elf Braunkohlenwerke unterstanden und die zusammen mit dem Gaskombinat Schwarze Pumpe der Abteilung feste Brennstoffe des Ministeriums für Kohle und Energie unterstanden.

Ende der 1980er-Jahre war die Braunkohlenwirtschaft der DDR in drei Kombinatorganismen organisiert, denen formaljuristisch und wirtschaftlich eigenständige Braunkohlenwerke unterstanden:

- das Volkseigene Braunkohlenkombinat Senftenberg (BKS) erfasste mit den Braunkohlenwerken Cottbus, Welzow Spreetal, Glückauf Knappenrode und Oberlausitz Hagenwerder sowie dem Stammbetrieb Senftenberg und einem Projektierungs- und Anlagenbaubetrieb die Tagebaue, Brikettfabriken und Industriekraftwerke im Lausitzer Revier;
- das Volkseigene Braunkohlenkombinat Bitterfeld erfasste mit den Braunkohlenwerken Gustav Sobottka Röblingen, Geiseltal Großkayna, Erich Weinert Deuben, Regis, Borna sowie dem Stammbetrieb Bitterfeld die Tagebaue, Brikettfabriken und Industriekraftwerke im Mitteldeutschen Revier;
- Das Volkseigene Gaskombinat Schwarze Pumpe erfasste vor allem die Braunkohlenschwelereien und -kokereien sowie die angegliederten Brikettfabriken und Industriekraftwerke und darüber hinaus die Aktivitäten im Bereich der Fernleitungsgasnetze.

Im Frühsommer 1990 wurden die Braunkohlenkombinate in Aktiengesellschaften überführt, es entstan-

den die Lausitzer Braunkohle AG (LAUBAG) sowie die Vereinigten Mitteldeutschen Braunkohlenwerke AG (MIBRAG).³ Im Zuge der Verhandlungen zu den „Stromverträgen“ (siehe unten) wurde im Juni 1990 auch ein Braunkohlenvertrag unterzeichnet, mit dem exklusive Vorarbeiten zur Privatisierung der ostdeutschen Braunkohlenindustrie zwischen der Rheinbraun AG und der DDR-Regierung vereinbart wurden (Matthes 2000).

Nach heftigen Konflikten um die Komplettübernahme der ostdeutschen Energiewirtschaft durch die den westdeutschen Energiesektor dominierenden Energieunternehmen und einer entsprechenden Verfassungsbeschwerde sowie nach schwierigen Privatisierungsverhandlungen mit der Treuhandanstalt wurden im Jahr 1994 diejenigen Teile der Braunkohlenunternehmen privatisiert, die langfristig weitergeführt werden sollten (THA 1994a, 475ff.; THA 1994b, 29ff.; VEAG 1998; Matthes 2000; Roesler & Semmelmann 2002; DEBRIV 2010; Sperling & Schossig 2015):

- Die weiterzuführenden Anlagen der LAUBAG wurden zu 39,5 Prozent von der Rheinbraun AG, zu 30 Prozent von der PreussenElektra AG, zu 15 Prozent von der Bayernwerk AG, zu 5,5 Prozent von der RWE Energie AG und zu jeweils 2,5 Prozent von der VEW AG, der Energieversorgung Baden-Württemberg AG, der Hamburgischen Elektrizitätswerke AG sowie der BEWAG übernommen.
- Nachdem die Kohlenförderung im Mitteldeutschen Revier aufgrund der niedrigen Kohlenqualität zunächst komplett geschlossen werden sollte, bot die Landesregierung von Sachsen-Anhalt der VEBA Kraftwerke Ruhr AG (VKR) als Investor für ein am Standort Schkopau geplantes Steinkohlenkraftwerk an, die Differenzkosten zur Errichtung eines großen Braunkohlenblocks zu übernehmen, um den Absatz

für den Tagebau Profen zu sichern. Mit der Sicherung einer finanziellen Förderung von 690 Millionen D-Mark wurde die Weiterführung der Braunkohlenförderung im Mitteldeutschen Revier möglich und es erfolgte die Privatisierung an ein Konsortium aus Morrison-Knudsen Corp., NRG Energy Inc. und PowerGen plc. (jeweils 33,33 Prozent).

- Der in der Romonta GmbH zusammengefasste Montanwachsbetrieb, der Tagebau sowie das Industriekraftwerk Amsdorf wurden an die Inhaber der Flowtex GmbH aus Baden-Württemberg privatisiert.

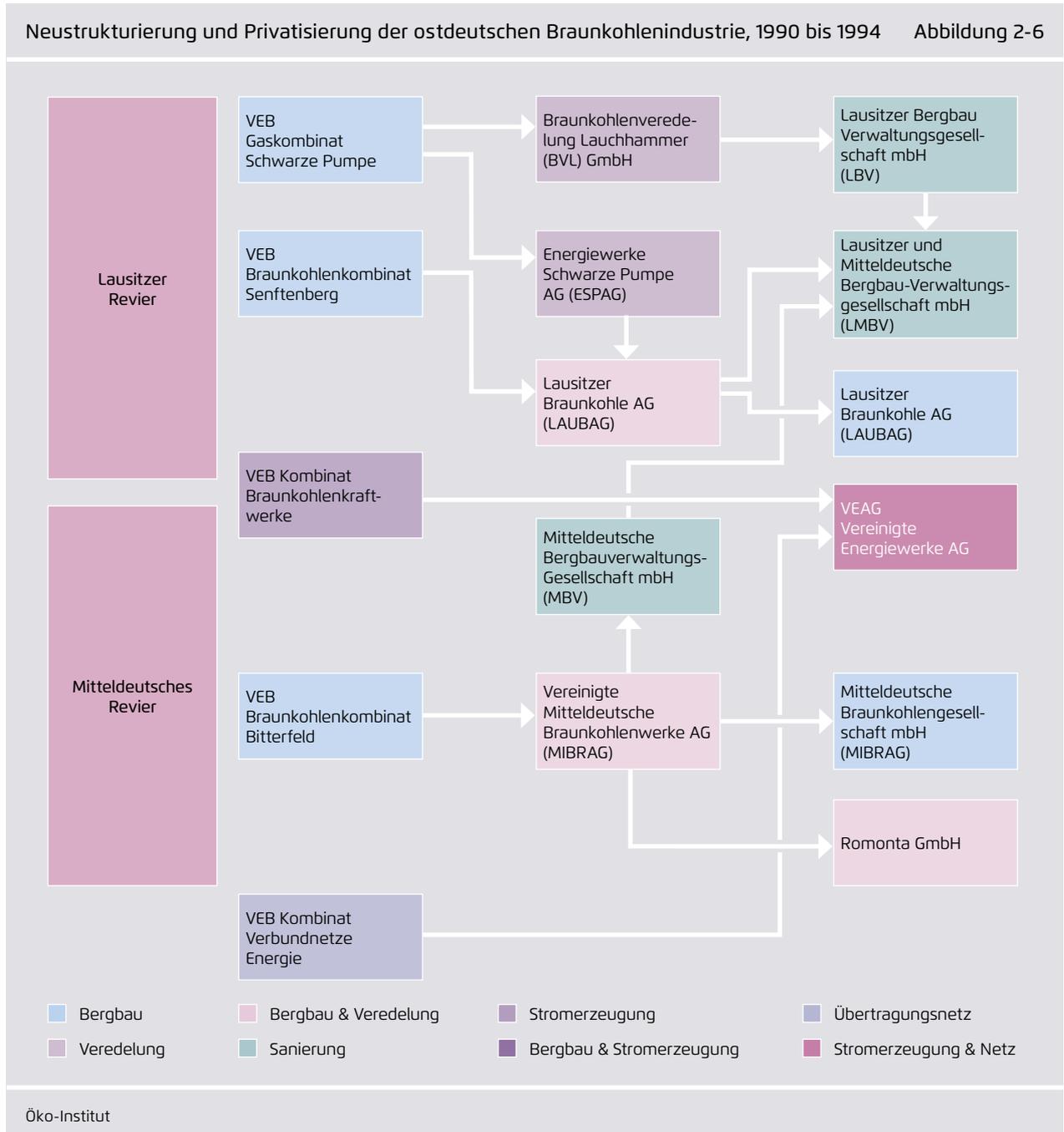
Die nicht privatisierungsfähigen Anlagen der ostdeutschen Braunkohlenwirtschaft wurden über verschiedene Zwischenschritte auf die bundeseigene Lausitzer und Mitteldeutsche Bergbau-Verwaltungsgesellschaft mbH (LMBV) übertragen.

Parallel zur Umorganisation, Neustrukturierung und Privatisierung der Braunkohlenindustrie wurde auch der Bereich der Braunkohlenkraftwerke neu geordnet. Die bis dahin im Volkseigenen Kombinat Braunkohlenkraftwerke zusammengefassten Braunkohlenkraftwerke und die Übertragungsnetze des Volkseigenen Kombinats Verbundnetze Energie wurden 1990 zunächst als Vereinigte Kraftwerks AG sowie Verbundnetz Elektroenergie AG in Aktiengesellschaften umgewandelt. Auch hier wurde im August 1990 ein Vorvertrag zur Privatisierung (der sogenannte „Stromvertrag“) abgeschlossen, nach heftigen politischen und rechtlichen Auseinandersetzungen sowie schwierigen Verhandlungen erfolgte im Jahr 1994 die Privatisierung der Vereinigte Energiewerke AG (VEAG), in der die Vereinigte Kraftwerks AG und die Verbundnetz Elektroenergie AG aufgingen (THA 1994a, 475ff; 1994a.; VEAG 1998; Matthes 2000; Roesler & Semmelmann 2002). Die Aktien der VEAG gingen an die (damals) sieben Verbundunternehmen der alten Bundesländer:

- jeweils 25 Prozent an die PreussenElektra AG, die RWE Energie AG sowie die Bayernwerk AG;

3 In die LAUBAG wurden im gleichen Jahr auch die Braunkohlenveredelungsbetriebe der Braunkohlenveredelung GmbH Lauchhammer (BVL GmbH) integriert, die aus dem Rechtsnachfolger des Gaskombinats Schwarze Pumpe, der Energiewerke Schwarze Pumpe AG (ESPAG), ausgegliedert worden waren.

Neustrukturierung und Privatisierung der ostdeutschen Braunkohlenindustrie, 1990 bis 1994 Abbildung 2-6



Öko-Institut

→ jeweils 6,25 Prozent an die VEW AG, die Energieversorgung Baden-Württemberg, die Hamburgische Electricitätswerke AG und die BEWAG.

Damit war im Lausitzer Braunkohlenrevier eine Konstellation entstanden, die weitgehend dem integrierten Modell von RWE/Rheinbraun ent-

sprach. In Mitteldeutschland wurde jedoch mit der MIBRAG ein Modell etabliert, bei dem die Eigentümer der Braunkohlengruben nur in geringem Umfang auch auf der Verstromungsseite engagiert sind. Die Verstromung der Braunkohle im Mitteldeutschen Revier wurde jenseits der Industriekraftwerke des Braunkohlenbergbaus durch neu errich-

tete Braunkohlekraftwerke gesichert, die – in unterschiedlichen Konstellationen – durch westdeutsche Unternehmen errichtet wurden.

Nach der Privatisierung im Jahr 1994 entwickelten sich die Eigentümerstrukturen der beiden ostdeutschen Braunkohlenunternehmen zunächst sehr unterschiedlich.

Die Haupteigentümer von LAUBAG und VEAG mussten aufgrund von kartellrechtlichen Auflagen im Zuge der RWE/VEW- sowie der VEBA/VIAG-Fusion ihre Anteile an der LAUBAG aufgeben. Diese gingen 2001 auf die HEW über, die im gleichen Jahr mehrheitlich von der Vattenfall AB (Stockholm) übernommen wurde. Ab 2003 firmierte die LAUBAG unter dem Namen Vattenfall Europe Mining & Generation AG. Das 2002 in die Vattenfall Europe Transmission GmbH ausgegliederte Übertragungsnetz wurde 2010 im Zuge des Ownership-Unbundling der Netze an den belgischen Netzbetreiber Elia System Operator SA-NV und den Infrastrukturfonds Industry Funds Management (IFM) abgegeben.

Für das Lausitzer Braunkohlenrevier ergab sich so die Struktur eines weitgehend integrierten und auf Bergbau sowie Verstromung fokussierten Konzerns ohne eigenes Transportnetz.

Mit dem Rückzug der Vattenfall AB aus dem Lausitzer Braunkohlenbergbau und der ostdeutschen Braunkohlenverstromung erwarb ein Konsortium aus den beiden tschechischen Unternehmen Energetický a Průmyslový Holding a.s. (EPH) mit Sitz in Brno sowie PPF Investments Ltd. mit Sitz in St. Helier (Jersey) über diverse Zwischengesellschaften jeweils hälftig die in Lausitz Energie Bergbau GmbH (Cottbus) umbenannte Fördergesellschaft für das Lausitzer Revier.

Die MIBRAG wurde 2009 an ein Konsortium aus zwei tschechischen Unternehmen weiterverkauft, die ČEZ, a.s. und die J&T Investment Advisors, s.r.o.

(J&T), beide mit Sitz in Prag und an der MIBRAG zu jeweils 50 Prozent beteiligt. J&T brachte den Anteil an der MIBRAG 2011 wiederum in die EPH ein. Die EPH erwarb 2012 auch den Anteil der ČEZ an der MIBRAG und besitzt damit die MIBRAG zu 100 Prozent.

Am Ende dieser Umstrukturierungs- und Eigentumsübertragungsprozesse befindet sich die Braunkohlenförderung im Lausitzer und im mitteldeutschen Revier mehrheitlich im Besitz der EPH. Für das Mitteldeutsche Revier erfolgt jedoch im Gegensatz zum Lausitzer Revier ein signifikanter Teil des Braunkohlenabsatzes an nicht zum Konzern gehörige Kraftwerke. Über die gemeinsamen Eigentümer von LEAG und MIBRAG sowie die Beteiligungen an den verschiedenen Kraftwerken ergibt sich jedoch auch hier eine relativ weitgehende Integration von Braunkohlenbergbau und Stromerzeugung.

Die Eigentümerschaft der auf die Montanwachsherstellung spezialisierten Romonta GmbH wurde nach der FlowTex-Betrugsaffäre im Jahr 2001 durch ein *Management-Buy-out* neu strukturiert. Im Jahr 2020 wurde die Romonta dann an ein Konsortium um die GETEC verkauft.

Eine spezifische Situation ergibt sich in der Nachkriegszeit für das Helmstedter Revier. Die Betriebe der Braunschweigischen Kohlen-Bergwerke (BKB) lagen teilweise in der britischen und teilweise in der sowjetischen Besatzungszone. Die in der sowjetischen Besatzungszone gelegenen Tagebauanlagen, Brikettfabriken und Kraftwerke wurden 1947 enteignet und als Braunkohlenwerk (BKW) Harbke weitergeführt. Die in der britischen Besatzungszone gelegenen Anlagen wurden von der BKB weitergeführt, die ausfallenden Kohlenlieferungen an das in der DDR gelegene Kraftwerk Harbke wurden durch das 1954 neu errichtete Kraftwerk Offleben übernommen. Der Braunkohlenabbau in den Tagebauen Helmstedt (BKB) und Wulfersdorf/Viktoria (BKW Harbke) wurde 1976 im

sogenannten Grenzkohlenfeiler-Abkommen zwischen der DDR und der Bundesrepublik geregelt (LMBV 2014).

Die seit 1986 vollständig im Besitz der Preussen-Elektra AG befindliche BKB ging im Zuge der Fusion der PreussenElektra-Eigentümerin VEBA mit der VIAG zur E.ON AG im Jahr 2000 als Helmstedter Revier (HSR) an die E.ON Kraftwerke GmbH über.

Die HSR mit dem verbliebenen Tagebau Schöningen und dem von dort belieferten Kraftwerk Buschhaus wurde von E.ON im Jahr 2013 an die MIBRAG verkauft und firmiert seitdem unter dem Namen Helmstedter Revier GmbH (HSR). Die Braunkohlenförderung im letzten aktiven Tagebau Schöningen endete 2016 nach Erschöpfung der Vorräte. Das Geschäftsmodell der MIBRAG einer weiträumigen Belieferung des Kraftwerks Buschhaus aus dem Tagebau Profen erwies sich nicht als tragfähig. Das Kraftwerk stellte 2016 seine Produktion ein, wurde in die neugeschaffene Sicherheitsbereitschaft für Braunkohlenkraftwerke überführt und 2020 endgültig stillgelegt.

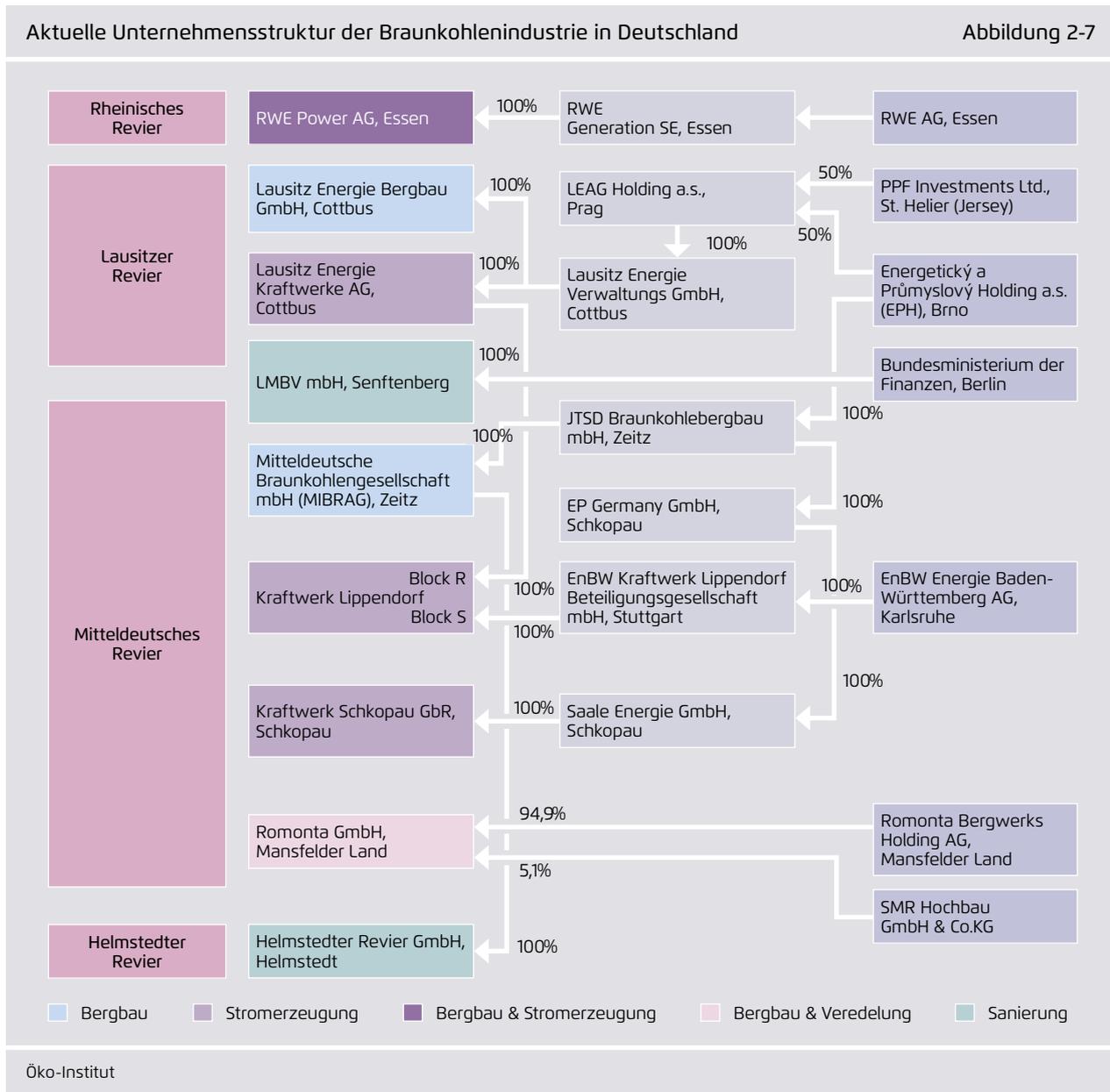
2.2.4 Die aktuelle Unternehmensstruktur der Braunkohlenindustrie in Deutschland

Abbildung 2-7 vermittelt einen Überblick zur aktuellen Unternehmensstruktur im Bereich der deutschen Braunkohlenindustrie.

→ Die Braunkohlenförderung ist mit der RWE Power AG, der LEAG und der MIBRAG auf jeweils ein Förderunternehmen im Rheinischen, Lausitzer und Mitteldeutschen Revier konzentriert. Eine einzige, kleinere Ausnahme bildet die Braunkohlenförderung für die Montanwachsherstellung der Romonta GmbH. Die LEAG und die MIBRAG sind darüber hinaus durch die EPH als gemeinsame (Mehrheits-)Eignerin verbunden, wobei das Eigentum von EPH und PPF Investments über eine Reihe von Zwischengesellschaften gehalten wird.

- Für das Rheinische Revier (RWE Power) und das Lausitzer Revier (Lausitz Energie Bergbau und Lausitz Energie Kraftwerke) sind Braunkohlenbergbau und -verstromung voll integriert.
- Für das mitteldeutsche Revier sind Bergbau und Stromerzeugung teilweise getrennt, aber über langjährige Lieferverträge miteinander verbunden. Durch die Beteiligungen der EPH am Kraftwerk Schkopau (100 Prozent über die EP Energy) sowie am Kraftwerk Lippendorf (50 Prozent über die LEAG) befinden sich jedoch auch im Mitteldeutschen Revier etwa 66 Prozent der Stromerzeugungskapazitäten unter der Kontrolle der EPH, die mit der MIBRAG die Gesamtheit der Braunkohlenlieferungen realisiert.
- Mit der Energieversorgung Baden-Württemberg AG ist im Mitteldeutschen Revier mit einem Drittel der Kraftwerkskapazität auch in nennenswertem Umfang ein Unternehmen aktiv, das nicht im Braunkohlenbergbau engagiert ist.
- Die Helmstedter Revier GmbH ist nach der Beendigung des aktiven Betriebs im Tagebau Schöningen nur noch im Bereich der Tagebausanie- rung und -rekultivierung tätig.
- Eine Sonderrolle ergibt sich schließlich für die LMBV, die für die Abwicklung, Sanierung beziehungsweise Rekultivierung der nicht privatisierten Teile der Braunkohlenwirtschaft in den neuen Bundesländern zuständig ist, sich im Bundesbesitz befindet und vom Bundesministerium für Finanzen gesteuert wird (LMBV 2010).

Die Strukturen der Braunkohlenwirtschaft in den drei Revieren sind nach den letzten Eigentums- übergängen etwa vergleichbar und durch eine sehr weitgehende vertikale Integration von Bergbau und Stromerzeugung charakterisiert. Ein Spezifikum der Braunkohlenwirtschaft im Lausitzer und Mitteldeutschen Revier besteht jedoch darin, dass das Eigentum an den Bergbau- und Kraftwerksan- lagen über mehrere und teilweise miteinander verschachtelte Zwischen- beziehungsweise Holdinggesellschaften gehalten wird.



2.3 Plan- und Genehmigungsverfahren für Braunkohlentagebaue

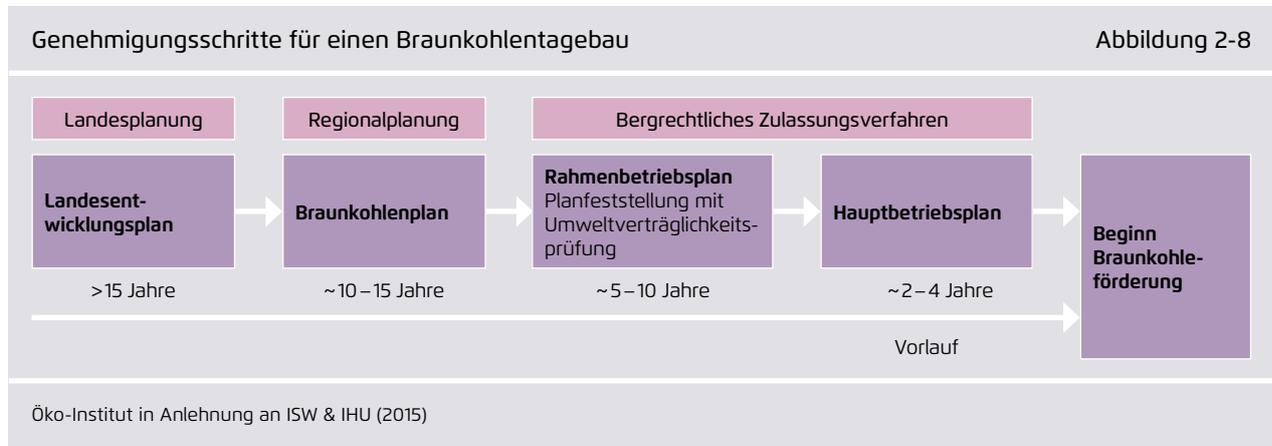
2.3.1 Überblick

Für die Gewinnung von Braunkohle im Tagebau sind eine Reihe von Planungs- und Genehmigungsschritten erforderlich.

Die ersten Planungs- und Genehmigungsschritte werden von den einzelnen Bundesländern im Rah-

men des sogenannten **Landesentwicklungsplans/ Landesentwicklungsprogramms** vorgenommen.

Zweck dieses raumplanerischen Instruments ist es, einen Ausgleich zwischen bestehenden Nutzungsansprüchen herzustellen. In NRW wird im Landesentwicklungsplan konkret festgestellt, dass über die bestehenden Braunkohlenpläne hinaus kein Bedarf für neue Abbaubereiche besteht. In Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Sachsen enthalten die Landesentwicklungspläne sehr offene Formulierungen.



Den Landesentwicklungsplänen/Landesentwicklungsprogrammen untergeordnet sind die **Braunkohlenpläne**. Ein Braunkohlenplan legt die Grundsätze und Ziele der Raumordnung für ein konkretes Gebiet fest, in dem ein Tagebau geplant wird. Der Braunkohlenplan beschreibt somit etwa die notwendigen Umsiedlungen, die Abbaugrenzen des Tagebaus und die Bergbaufolgelandschaft. Ein Braunkohlenplan wird in der Regel mit einem Vorlauf von 10 bis 15 Jahren vor Förderbeginn einer Tagebaufläche beschlossen.⁴

Die eigentliche bergrechtliche Zulassung erfolgt anschließend in zwei Stufen: Einerseits für den **Rahmenbetriebsplan** und andererseits für die Aufnahme konkreter Abbautätigkeiten für den auf ein Teilgebiet bezogenen **Hauptbetriebsplan**. Die Zulassung von Rahmenbetriebsplänen und Hauptbetriebsplänen regelt das Bundesberggesetz in den §§ 52 Abs. (2a) und 57a. Genehmigungsbehörden sind hier die zuständigen Bergämter in den Bundesländern. Der Rahmenbetriebsplan wird mit einem Vorlauf von fünf bis zehn Jahren vor Förderbeginn

beschlossen.⁵ Der Hauptbetriebsplan wird für einen Zeitraum von zwei bis vier Jahren beschlossen (§ 52 Abs. 1 Bundesberggesetz).

Die Abbildung 2-8 zeigt einen exemplarischen Zeitstrahl für die Schaffung der rechtlichen Voraussetzungen für den Betrieb eines Braunkohlentagebaus.

2.3.2 Braunkohlenpläne und Rahmenbetriebspläne im Detail

Rechtsgrundlage für Braunkohlenpläne sind die Landesplanungsgesetze der Bundesländer.⁶ Ein wichtiges Gremium bei der Erarbeitung von Braunkohlenplänen ist der Braunkohlenausschuss. Mitglieder des Braunkohlenausschuss sind Vertreter:innen der vom

4 Der Braunkohlenplan für die Erweiterungsfläche des Tagebaus Welzow-Süd, räumlicher Teilabschnitt II wurde am 2. September 2014 im Gesetz und Verordnungsblatt für das Land Brandenburg veröffentlicht. Die Kohleförderung aus dem Teilabschnitt II sollte im Jahr 2026 beginnen (S. 20 des Braunkohlenplans). Damit wurde der Braunkohlenplan zwölf Jahre vor Förderbeginn beschlossen.

5 Für den Tagebau Hambach wurde der 3. Rahmenbetriebsplan für den Zeitraum 2020 bis 2030 zum Beispiel im Jahr 2014 beschlossen. Hier betrug der Vorlauf also sechs Jahre.

6 Beispielsweise in Brandenburg das Gesetz zur Regionalplanung und zur Braunkohlen- und Sanierungsplanung (RegBkPlG). Nach § 19 des RegBkPlG werden Braunkohlenpläne von der Landesregierung durch Rechtsverordnung beschlossen. In NRW regelt das Landesplanungsgesetz (LPIG) Nordrhein-Westfalen die Erstellung eines Braunkohlenplans. Nach § 29 LPIG werden Braunkohlenpläne von der Landesplanungsbehörde genehmigt, die ihrerseits die Staatskanzlei des Landes NRW als fachlich zuständiges Landesministerium und den für die Landesplanung zuständigen Ausschuss des Landtages beteiligt. Der Braunkohlenausschuss wirkt bei der Erstellung der Braunkohlenpläne mit.

Abbau betroffenen Landkreise und Städte sowie Vertreter:innen von Kammern und Verbänden. Final werden Braunkohlenpläne von den Landesregierungen beschlossen. Mit Blick auf die Verabschiedung eines Braunkohlenplans, der nur ein Instrument der Raumordnung ist, sind noch keinerlei Genehmigungen von Tagebauen verbunden und es kann auch nicht davon ausgegangen werden, dass die vom Braunkohlenplan erfassten Fördermengen auch ohne Einschränkungen gefördert werden können.

Um die Braunkohlevorräte zu erschließen und einen Braunkohlentagebau zu betreiben, bedarf es nach Schaffung der raumplanerischen Voraussetzungen (Landesentwicklungsplan, Braunkohlenplan) auch der bergrechtlichen Zulassung (Rahmenbetriebsplan, Hauptbetriebsplan). Diese wird von den zuständigen Bergämtern in den Bundesländern erteilt:

- In NRW ist dies zum Beispiel die Bezirksregierung Arnsberg;
- in Sachsen das Sächsische Oberbergamt in Freiberg;
- in Brandenburg das Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe (LBGR) mit Sitz in Cottbus;
- in Sachsen-Anhalt das Landesamt für Geologie und Bergwesen (LAGB) mit Sitz in Halle (Saale).

Anders als bei den vorgelagerten Planungsentscheidungen kommt den Behörden bei den erforderlichen bergrechtlichen Entscheidungen kein planerisches Ermessen zu. Vielmehr handelt es sich hierbei um gebundene Entscheidungen, das heißt, dass die Genehmigungsbehörden den jeweiligen Betriebsplan zulassen müssen, wenn die gesetzlichen Voraussetzungen nach dem Bundesberggesetz (BBergG) erfüllt werden. Zu den gesetzlichen Voraussetzungen gehört, dass dem Vorhaben keine öffentlichen Interessen entgegenstehen. Solche könnten sich etwa aus überwiegenden Interessen der betroffenen Grundeigentümer oder Umweltschutzinteressen ergeben. Das Rahmenbetriebsplanverfahren beinhaltet seit 1988/90 eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) und schließt mit einem Planfeststellungsbeschluss ab.

Allerdings wurde in der Vergangenheit auch nach 1988/90 oft keine UVP durchgeführt. Dies wurde insbesondere mit einem Bestandsschutz von bereits vor Inkrafttreten der UVP-Richtlinie aufgeschlossenen Tagebauvorhaben begründet, den die Überleitungsvorschriften zur Einführung der UVP-Pflicht in das BBergG beziehungsweise der Einigungsvertrag für solche „begonnenen Vorhaben“ vermitteln sollen. Wegen der deshalb fehlenden Konzentrationswirkung liegen für diese Tagebaue zahlreiche Einzelgenehmigungen nach anderen Gesetzen (zum Beispiel Wasserrecht, Naturschutzrecht) vor.

Erst mit der Zulassung des Hauptbetriebsplans kann das Bergbauunternehmen endgültig davon ausgehen, dass die Kohle auch abgebaut werden kann, denn nach der Rechtsprechung des Bundesverwaltungsgerichts (BVerwG) entfaltet erst diese Zulassung eine Gestattungswirkung. Allerdings kann die Genehmigungsbehörde die Zulassung des Hauptbetriebsplans nicht aus Gründen versagen, die sie schon im Verfahren zum Rahmenbetriebsplan berücksichtigt hat (grundlegend BVerwG 2006).

Rechtsschutz gegen Entscheidungen in bergrechtlichen Zulassungsverfahren stehen nach Maßgabe der Verwaltungsgerichtsordnung (VwGO) grundsätzlich den betroffenen Grundeigentümern und den betroffenen Gemeinden zu (soweit sie eine Verletzung eigener Rechte geltend machen können), außerdem nach Maßgabe des Umweltrechtsbehelfsgesetzes (UmwRG) anerkannten Umweltschutzverbänden (soweit sie einen Widerspruch zu dem Umweltschutz dienenden Vorschriften geltend machen können).

Inwieweit gegen Braunkohlenpläne gerichtlich vorgegangen werden kann, richtet sich weitgehend nach Landesrecht. Auf direktem Wege ist dafür in den Ländern Brandenburg, Sachsen und Sachsen-Anhalt der Weg eines Normenkontrollverfahrens im Sinne von § 47 der Verwaltungsgerichtsordnung eröffnet, dies aber nur innerhalb eines Jahres nach Bekanntgabe des Plans. Antragsberechtigt sind die durch den Plan belasteten Gemeinden und

Grundstückseigentümer (Umweltschutzverbände nur in besonders gelagerten Fällen). Die Möglichkeit eines Normenkontrollverfahrens besteht jedoch nicht in Nordrhein-Westfalen. Auf indirektem Wege ist im Übrigen eine gerichtliche Überprüfung von Braunkohlenplänen innerhalb von Gerichtsverfahren möglich, die sich gegen die bergrechtliche Zulassung von Rahmenbetriebsplänen richten.

2.4 Braunkohlenreviere und -tagebaue

2.4.1 Rheinland

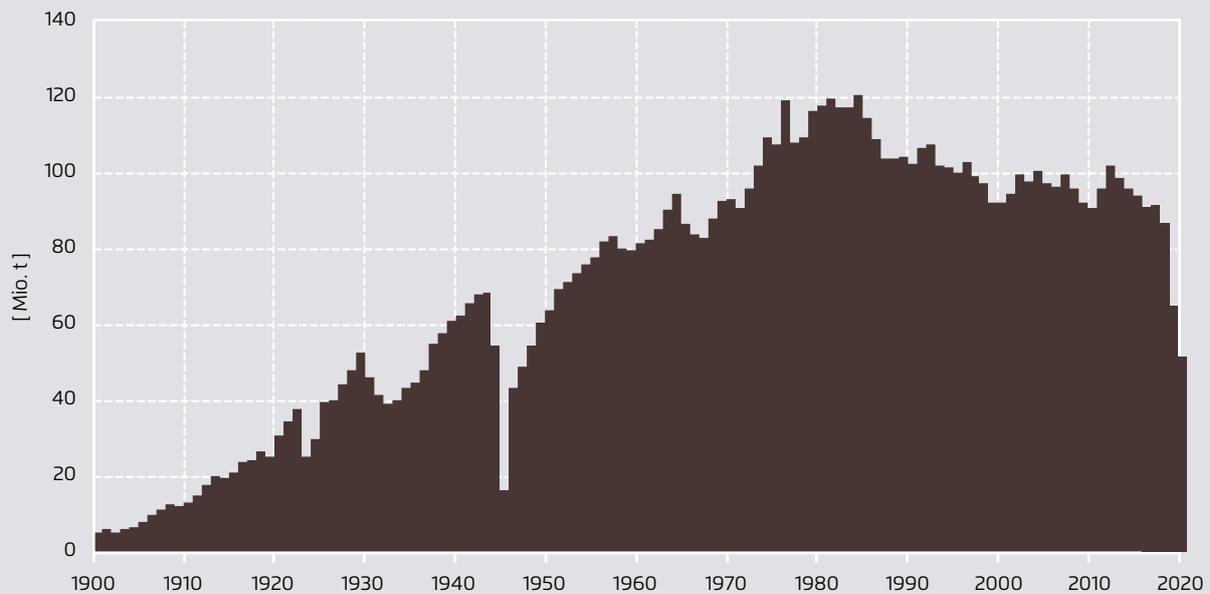
Die Braunkohlenförderung im Rheinland war seit vielen Jahrzehnten konstant und betrug etwa 90 bis 100 Millionen Tonnen pro Jahr. Im Jahr 2020 sank der Abbau von Rohbraunkohle auf 51 Millionen Tonnen (Abbildung 2-9).

Der Tagebau Inden versorgt das Kraftwerk Weisweiler. Im Jahr 2020 betrug die Braunkohlenförderung im Tagebau Inden 12 Millionen Tonnen Braunkohle. Der Tagebau Inden ist der kleinste Tagebau im Rheinland. Eine Verbindung zu den anderen Tagebauen/Kraftwerken existiert nicht.

Der Tagebau Garzweiler II erreichte im Jahr 2020 eine Förderung von 19 Millionen Tonnen Braunkohle. Im Tagebau Hambach wurden 20 Millionen Tonnen Braunkohle gefördert (Tabelle 3-3). Die Tagebaue Garzweiler II und Hambach sind beide an die sogenannte Nord-Süd-Bahn (eine Werksbahn) angeschlossen und versorgen neben einigen kleineren Abnehmern (Industriekraftwerke und Veredelungsbetriebe) hauptsächlich die Kraftwerke Neurath und Niederaußem.

Braunkohlenförderung im Rheinland, 1900 bis 2020

Abbildung 2-9



Öko-Institut nach Statistik der Kohlenwirtschaft, DEBRIV, Statistische Jahrbücher für das Deutsche Reich und für den Preußischen Staat

Für einen Teil der Kohlenförderung des Hambacher Tagebaus wird berichtet, dass die Kohle im Kraftwerkskessel zu Verschlackungen führt.⁷ Bisher wird das Problem durch Kohlenmischung aus den beiden Tagebauen Garzweiler II und Hambach abgemildert (Muhammadiyah 2007).

Die Förderung im Rheinland erfolgt mit der Bagger-Band-Technologie. Der Abraum wird mit Schaufelradbaggern gefördert, mit Bandanlagen zuerst zum zentralen Massenverteiler und dann in bereits ausgekohlte Bereiche des Tagebaus transportiert und dort mit Absetzern verkippt. Tabelle 2-5 zeigt die im Rheinland verwendeten Schaufelradbagger differenziert nach Leistungsklassen. In den Tagebauen Inden und Garzweiler II dominieren kleinere Schaufelradbagger mit einer Förderkapazität von bis zu 110.000 Kubikmeter pro Tag. Diese wurden bereits um 1960 gebaut. Im Tagebau Hambach werden hingegen hauptsächlich größere Schaufelradbagger mit einer Förderkapazität von bis zu 240.000 Kubikmeter pro Tag verwendet, die größtenteils vor 1980 gebaut wur-

7 Dazu Muhammadiyah (2007): „Bei der Hambachkohle HKT wurde festgehalten, dass bei höherem Si- und Al-Gehalt ein großer Anteil an Anorthit, Merwininit oder Pyroxen bei höheren Temperaturen zu verzeichnen ist. Diese Phasen führen zur Bildung von silikatischen Schmelzphasen. Deshalb muss die Hambachkohle HKT als verschlackungskritisch im Hinblick auf die Feuerung im Kraftwerkskessel bewertet werden.“

den. Die Investitionen in diesen Teil der Fördertechnik im Rheinland wurden also größtenteils vor über 35 Jahren getätigt. Im Jahr 2020 wurde ein hauptsächlich auf der ersten Sohle tätiger Bagger im Tagebau Hambach stillgelegt (RWE Power 2020a), dessen Förderkapazität 110.000 Kubikmeter pro Tag betrug.

2.4.2 Lausitz

In der Lausitz wird aktuell noch aus vier Tagebauen Kohle gefördert. Die Tagebaue Jänschwalde und Welzow-Süd befinden sich im Land Brandenburg und die Tagebaue Nochten und Reichwalde in Sachsen. Der Tagebau Cottbus-Nord, der Ende 2015 stillgelegt wurde und gerade rekultiviert wird, befindet sich ebenfalls im Land Brandenburg. Auf Brandenburg und Sachsen entfallen jeweils etwa 50 Prozent der Braunkohlenförderung im Lausitzer Revier.

Die Tagebaue versorgen hauptsächlich die Kraftwerke Jänschwalde, Schwarze Pumpe und Boxberg (94 Prozent der Förderung). Pro Jahr werden aus dem Tagebau Welzow-Süd und dem Tagebau Nochten etwa 3,3 Millionen Tonnen Rohbraunkohle zur Veredelung am Standort Schwarze Pumpe eingesetzt (Statistik der Kohlenwirtschaft, Tabelle: Verwendung).

Traditionell versorgten die Tagebaue Jänschwalde und Cottbus-Nord das Kraftwerk Jänschwalde, der Tagebau Welzow-Süd das Kraftwerk Schwarze

Größenverteilung der Schaufelradbagger im Rheinland

Tabelle 2-5

Baujahr	Anzahl Schaufelradbagger			Summe
	bis 1955	um 1960	ab 1976	
Kapazität (m³/d)	60.000/80.000	100.000/110.000	200.000/240.000	
Inden	2	3	–	5
Garzweiler	–	4	2	6
Hambach	–	1	6	7

Öko-Institut nach Niemann-Delius et al. (2008), S. 63; RWE Power (2016e); RWE Power (2016d); RWE Power (2016c), RWE Power (2020a)

Pumpe und der Tagebau Nochten das Kraftwerk Boxberg. In den letzten Jahren wurde die Kohlenverbindungsbahn, die die Tagebaue und die Kraftwerke miteinander verbindet, jedoch verstärkt genutzt. Hintergrund waren strukturelle Veränderungen im Revier. Dazu gehört die Auskohlung des Tagebaus Cottbus-Nord Ende 2015 und die Wiederaufnahme der Braunkohlenförderung im Tagebau Reichwalde im Jahr 2012.⁸ Der Tagebau Reichwalde übernahm zum Teil die Versorgung des neuen Kraftwerksblocks Boxberg R, musste aber auch die sinkende Förderung in anderen Tagebauen im nördlichen Bereich des Reviers kompensieren (Jänschwalde und Cottbus-Nord). In der Folge wird aktuell mit der Kohlenverbindungsbahn, die die Tagebaue mit den Kraftwerken des Reviers verbindet, Kohle „Richtung

8 Die Förderung im Tagebau Reichwalde ruhte wegen gesunkener Nachfrage seit 1999.

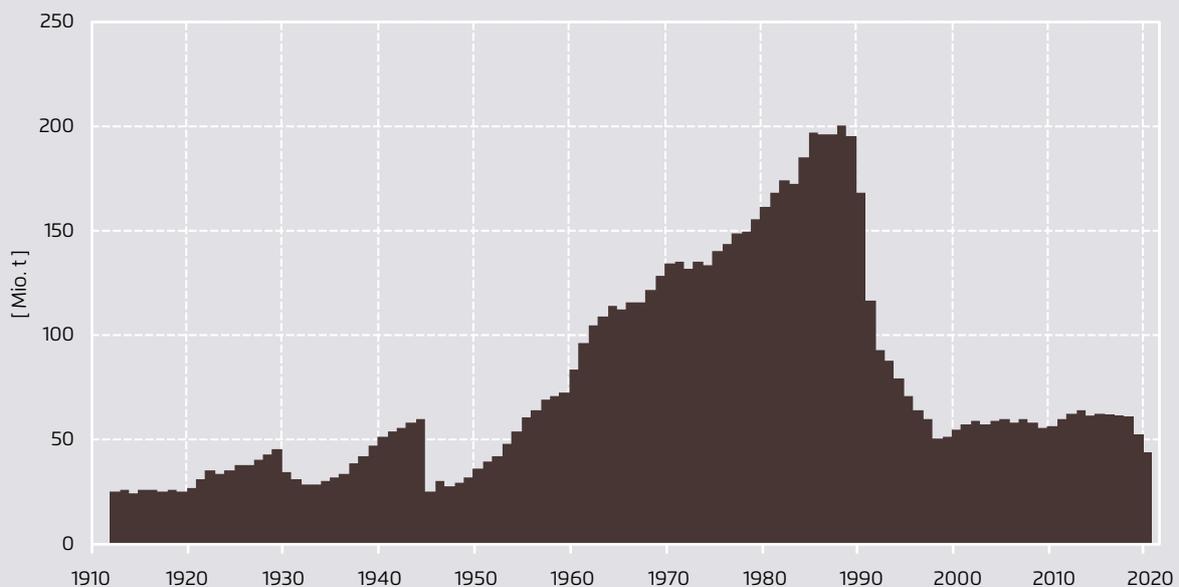
Norden“ transportiert. Im Jahr 2023 ist der Tagebau Jänschwalde ausgekohlt und wird dann stillgelegt (LEAG 2017). Die Versorgung des Kraftwerks Jänschwalde erfolgt dann bis zur Stilllegung Ende 2028 aus den verbleibenden drei südlichen Tagebauen.

Für die Braunkohle aus dem Tagebau Reichwalde wird berichtet, dass sie Verschlackung im Kraftwerkskessel verursacht. Um dies zu reduzieren, wird die Kohle aus dem Tagebau Reichwalde mit Kohlen aus anderen Tagebauen gemischt (Erdmann 2013, S. 23 - 25).

In der Lausitz werden Förderbrücken im Verbund mit Eimerkettenbaggern zur Abraumbewegung eingesetzt. In allen vier noch produzierenden Tagebauen wird die gleiche Förderbrücke F 60 eingesetzt. Die Bezeichnung F 60 bedeutet, dass mit der Förderbrücke eine Abraummächtigkeit von bis zu 60 Metern gefördert werden kann. Die Länge dieser Förderbrücken beträgt

Braunkohlenförderung in der Lausitz, 1910 bis 2020

Abbildung 2-10



Öko-Institut nach Statistik der Kohlenwirtschaft, DEBRIV, Statistische Jahrbücher für das Deutsche Reich und für den Preußischen Staat

Rohkohleverteilung im Lausitzer Revier im Jahr 2016

Tabelle 2-6

		Tagebaue				
		Welzow-Süd	Reichwalde	Nochten	Jänschwalde	Summe
		Mio. t Rohbraunkohle				
Kraftwerke	Jänschwalde	13,4	1,5	–	10,4	25,3
	Klingenberg	1,4	–	–	–	1,4
	Schwarze Pumpe	2,8	4	5,3	–	12,1
	Boxberg	1,2	7,8	10,3	–	19,3
	Veredelung	2,8	–	1	–	3,8
	Summe	21,6	13,3	16,6	10,4	61,9

Öko-Institut nach Grosser (2016)

500 Meter. Die in der Lausitz verwendeten Förderbrücken gingen zwischen den Jahren 1972 (Welzow-Süd) bis 1988 (Reichwalde) in Betrieb. Theoretisch verfügen damit alle vier Tagebaue in der Lausitz über die gleiche Förderkapazität. Die geringste Förderung im Jahr 2015 wurde im Tagebau Jänschwalde mit nur 11,9 Millionen Tonnen Braunkohle erreicht. Die höchste Förderung erreichte der Tagebau Welzow-Süd mit 18,2 Millionen Tonnen Braunkohle.

Die Kohlenförderkapazität wird zum einen durch das Verhältnis von Abraum zu Kohle bestimmt. Wenn unter dem Abraum nur ein Kohlenflöz mit einer geringen Mächtigkeit liegt, ist die Kohlenförderung entsprechend geringer als bei einem Kohlenflöz mit höherer Mächtigkeit. Die Förderbrücke trägt Abraum mit einer Mächtigkeit von bis zu 60 Metern ab. Um Abraum mit einer Mächtigkeit von über 60 Metern zu fördern, ist der Einsatz eines Vorschnittbaggers notwendig. Dabei handelt es sich in der Regel um Schaufelradbagger wie im Rheinland. Der Vorschnittbagger wird im Tagebau in Abbaurichtung vor der Förderbrücke eingesetzt, um die Abraummächtigkeit auf 60 Meter zu reduzieren. Wie in den anderen Revieren wird der im Vorschnitt geförderte Abraum dann mithilfe von Bandanlagen um den Tagebau herum transportiert und auf der Rückseite verkippt.

Zum anderen wird die Förderkapazität einer Förderbrücke durch die sogenannte Strossenlänge beeinflusst. Dies bedeutet vereinfacht gesagt, dass bei einer geringen Tagebaubreite die Förderleistung der Förderbrücke zurückgeht, weil mehr Zeit zur Verrückung der Brücke benötigt wird. Eine Verkürzung der Tagebaubreite von vier auf zwei Kilometer reduziert die Förderkapazität um 10 Prozent bis 40 Prozent (Geomontan & TU Freiberg 2010, Tabelle 7.1, Tabelle 7.2).

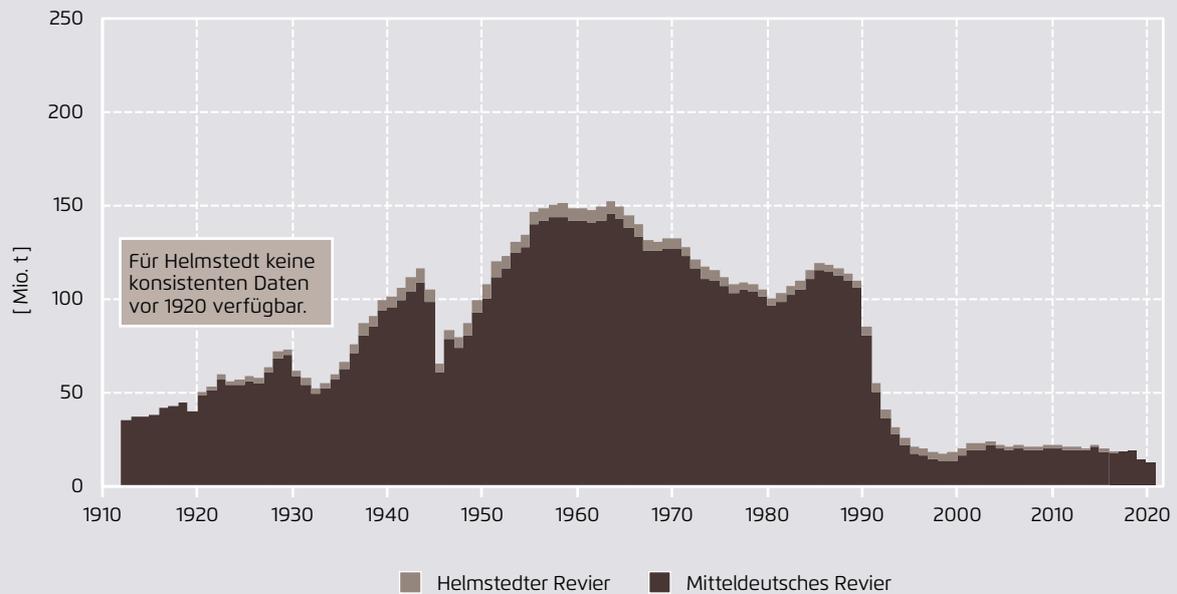
2.4.3 Mitteldeutschland und Helmstedter Revier

Im Mitteldeutschen Revier wird von der MIBRAG Braunkohle in den Tagebauen Profen und Vereinigtes Schleenhain gefördert. Die Braunkohle im Mitteldeutschen Revier zeichnet sich durch vergleichsweise hohe Heizwerte, aber auch hohe Schwefelgehalte aus. Der Tagebau Profen versorgt hauptsächlich das Kraftwerk Schkopau, während der Tagebau Vereinigtes Schleenhain das Kraftwerk Lippendorf versorgt. Außerdem werden noch einige kleinere Kraftwerke von der MIBRAG mit Braunkohle versorgt.

Im Jahr 2020 betrug die Braunkohlenförderung in Mitteldeutschland 12,8 Millionen Tonnen. Davon entfielen 4,7 Millionen Tonnen auf Profen, 7,6 Millionen Tonnen auf Vereinigtes Schleenhain und 0,5 Millionen Tonnen auf den Tagebau Amsdorf. Der Tagebau Vereinigtes Schleenhain versorgt das Kraftwerk

Braunkohlenförderung in Mitteldeutschland und Helmstedt, 1910 bis 2020

Abbildung 2-11



Öko-Institut nach Statistik der Kohlenwirtschaft, DEBRIV, Statistische Jahrbücher für das Deutsche Reich und für den Preußischen Staat

Lippendorf durch eine Bandanlage. Der Tagebau Profen verfügt über einen Anschluss an das öffentliche Eisenbahnnetz. Der Großteil der Förderung des Tagebaus Profen wird über das öffentliche Eisenbahnnetz nach Schkopau transportiert. Die Entfernung beträgt etwa 40 Kilometer. Damit ist das Kraftwerk Schkopau das einzige größere Kraftwerk, das nicht über Werksbahnen oder Bandanlagen versorgt wird, sondern über das öffentliche Eisenbahnnetz. Dies führt tendenziell zu leicht höheren variablen Kosten des Kraftwerks, weil die Transportkosten höher sind und insbesondere nicht als Fixkosten anfallen. Zwischen den beiden Tagebauen besteht die begrenzte Möglichkeit, Kohle über Lkw zu transportieren. Auf diese Weise könnte zum Beispiel Braunkohle auch aus dem Tagebau Vereinigtes Schleenhain an andere Abnehmer als das Kraftwerk Lippendorf geliefert werden (unter Nutzung des Bahnanschlusses im Tagebau Profen).

Außerdem hat die MIBRAG im Jahr 2013 die Helmstedter Revier GmbH übernommen (MIBRAG 2013). Deshalb wird in diesem Abschnitt das Helmstedter Revier gemeinsam mit dem Mitteldeutschen Revier vorgestellt. Der Tagebau Schöningen im Helmstedter Revier versorgte das Kraftwerk Buschhaus, das zum 1. Oktober 2016 stillgelegt und in die Braunkohlen-Sicherheitsbereitschaft überführt wurde.⁹ Der Tagebau Schöningen ist ebenfalls stillgelegt worden.¹⁰

⁹ Ursprünglich plante die MIBRAG das Kraftwerk Buschhaus aus dem Tagebau Profen mitzuversorgen, nachdem der Tagebau Schöningen ausgekohlt wurde.

¹⁰ Ende 2014 hatte die Helmstedter Revier GmbH Rückstellungen in Höhe von 70 Millionen Euro gebildet, um die Rekultivierung des Tagebaus Schöningen zu finanzieren (HSR 2015).

Der Tagebau Amsdorf, der von der Romonta betrieben wird, wird ebenfalls zum Mitteldeutschen Revier gezählt. Im Jahr 2020 betrug die Kohlenförderung des Tagebau Amsdorf 0,5 Millionen Tonnen (Statistik der Kohlenwirtschaft, Braunkohlenförderung nach Tagebauen).

Die Romonta stellt hauptsächlich Montanwachs her. Die im Tagebau Amsdorf geförderte Braunkohle ist bitumenhaltig (enthält also Bestandteile, die auch im Rohöl enthalten sind). Das Bitumen wird aus der Braunkohle extrahiert. Die übrigen Bestandteile der Braunkohle werden im Kraftwerk der Romonta verbrannt. Das Kraftwerk produziert Prozessdampf und Strom für die Wachsextraktion. Es wird aber auch Strom ins öffentliche Netz eingespeist. Im Jahr 2014 erzielte die Romonta 60 Prozent ihres Umsatzes mit der Montanwachproduktion, 22 Prozent mit dem Verkauf von

Strom und 14 Prozent mit Abfallverbrennung (Romonta 2015).¹¹

2.4.4 Braunkohlentagebaue im Überblick

Die folgende Tabelle 2-7 zeigt für jeden Tagebau die Braunkohlenförderung. Außerdem ist in Tabelle 2-8 die Entwicklung des Abraum-zu-Kohle-Verhältnisses (A/K-Verhältnis) angegeben. Je ungünstiger das Abraum-zu-Kohle-Verhältnis, desto höher sind der Aufwand und die Kosten, um die Braunkohle zu fördern. Im Jahr 2015 war das Abraum-zu-Kohle-Verhältnis in der Lausitz mit fast 6 : 1 am höchsten, gefolgt vom Rheinland mit 5 : 1. Das Mitteldeutsche Revier weist mit einem Abraum-zu-Kohle-Verhältnis von fast 4 : 1 die günstigsten Bedingungen auf. Auch innerhalb der Reviere gibt es Unterschiede

11 Die „sonstigen Umsätze“ betragen im Jahr 2014 etwa vier Prozent.

	Förderung (Mio. t)						
	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Deutschland	169,4	178,1	171,5	171,3	166,3	131,3	107,4
Rheinland	90,7	95,2	90,5	91,2	86,3	64,8	51,4
Garzweiler II	35,7	35,1	32,5	32,8	30,1	22,6	19,4
Hambach	34,6	41,0	38,5	38,7	38,8	28,4	20,4
Inden	20,5	19,1	19,5	19,8	17,4	13,8	11,6
Helmstedt	2,0	1,5	1,1	–	–	–	–
Lausitz	56,7	62,5	62,3	61,2	60,7	52,0	43,2
Cottbus-Nord	5,8	2,4	–	–	–	–	–
Jänschwalde	11,5	11,9	10,0	7,5	9,1	7,3	7,4
Welzow-Süd	20,7	18,2	23,8	22,1	21,8	17,4	15,8
Nochten	18,7	17,8	14,8	18,5	16,3	14,6	14,0
Reichwalde	< 0,1	12,2	13,7	13,2	13,5	12,6	6,0
Mitteldeutschland	20,0	18,9	17,7	18,8	19,2	14,5	12,8
Profen gesamt	8,4	8,6	7,3	7,8	7,8	5,7	4,7
Schleenhain	11,2	10,0	10,0	10,6	11,0	8,4	7,6
Amsdorf	0,4	0,3	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5

Öko-Institut nach Statistik der Kohlenwirtschaft (2010–2020)

Entwicklung des Abraum-zu-Kohle-Verhältnisses nach Revieren und Tagebauen, 2010 bis 2020

Tabelle 2-8

	Abraum-zu-Kohle-Verhältnis (m ³ /t)						
	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Deutschland	5,6	5,0	5,0	5,0	5,3	5,6	5,7
Rheinland	5,2	4,7	4,7	4,4	5,0	5,5	6,0
Garzweiler II	3,8	4,4	4,5	4,0	4,3	5,3	6,0
Hambach	7,0	5,3	5,6	5,3	5,9	6,2	7,4
Inden	4,4	3,9	3,4	3,6	4,0	4,2	3,4
Helmstedt	3,4	0,8	0,0	–	–	–	–
Lausitz	7,2	5,9	6,0	6,3	6,4	6,3	6,1
Cottbus-Nord	4,2	3,0	–	–	–	–	–
Jänschwalde	10,6	9,2	10,9	16,9	13,6	11,6	10,3
Welzow-Süd	6,7	5,7	4,9	4,9	5,0	5,5	5,4
Nochten	6,3	5,5	5,7	5,0	5,3	5,5	5,0
Reichwalde	–	4,2	4,6	4,7	5,2	5,4	5,6
Mitteldeutschland	3,3	3,7	2,9	3,0	3,2	3,8	3,3
Profen gesamt	4,9	3,9	2,9	3,1	3,4	3,4	3,8
Schleenhain	1,9	3,3	2,6	2,9	2,9	4,0	2,9
Amsdorf	11,2	12,6	7,5	6,0	6,1	4,9	5,7

Öko-Institut nach Statistik der Kohlenwirtschaft (2010–2020)

beim Abraum-zu-Kohle-Verhältnis. Im Rheinland verzeichnet der Tagebau Hambach das ungünstigste Abraum-zu-Kohle-Verhältnis. In der Lausitz war das Abraum-zu-Kohle-Verhältnis im Tagebau Reichwalde in der Vergangenheit am günstigsten, hat sich jedoch in den vergangenen Jahren verschlechtert. Im Jahr 2020 wies der Tagebau Nochten mit 5 : 1 das günstigste Abraum-zu-Kohle-Verhältnis im Lausitzer Braunkohlenrevier auf.

2.5 Braunkohlenkraftwerke in Deutschland

2.5.1 Technische Beschreibung

Die in Deutschland betriebenen Braunkohlenkraftwerke sind überwiegend klassische Dampfkraftwerke, die mit Rohbraunkohle betrieben werden. Sie wird direkt innerhalb des Reviers über Werksbahnen,

Bandanlagen und in Ausnahmefällen über das öffentliche Bahnnetz vom Tagebau zu den Kraftwerken transportiert.¹² Am Kraftwerk oder in der Nähe des Kraftwerks ist in der Regel ein Kohlenbunker vorhanden, um einen Kohlenvorrat für einige Tage lagern zu können.

Die Braunkohle wird im Kraftwerk in Kohlenmühlen zerkleinert. Dann wird sie in einen Kraftwerkskessel eingeblasen und verbrannt. Die dabei entstehenden hohen Temperaturen von bis zu 1.100 Grad Celsius werden zur Dampfproduktion genutzt. Der Dampf wird über eine Dampfturbine geleitet. Hier erfolgt die

12 Rohbraunkohle wird teilweise auch außerhalb der klassischen Reviere eingesetzt. So werden zum Beispiel die KWK-Anlagen in Chemnitz und in Köln-Merkenich mit Rohbraunkohle betrieben. Vereinzelt wird auch veredelte Braunkohle in einigen kleineren Anlagen eingesetzt (Heizkraftwerk Cottbus, Heizkraftwerk Frankfurt (Oder)).

Stromproduktion. Die bei der Verbrennung entstehenden Rauchgase werden der Rauchgasreinigung zugeführt. Diese besteht bei Braunkohlenkraftwerken in der Regel aus einem Elektrofilter zur Staubabscheidung und einer Rauchgasentschwefelungsanlage (REA). Ein Katalysator zur Vermeidung von Stickoxidemissionen wird bei Braunkohlenkraftwerken bisher nicht verwendet.

Der Heizwert von Braunkohle in Deutschland beträgt nur 2,5 Kilowattstunden Wärmeenergie pro Kilogramm, während er bei der Steinkohle etwa 5,8 Kilowattstunden pro Kilogramm beträgt. Die Leistungsdichte in einem Braunkohlenkraftwerk ist also deutlich geringer als in einem Steinkohlenkraftwerk. Dies bedeutet, dass ein Braunkohlenkraftwerk mehr als doppelt so viel Brennstoff durchsetzen muss, um die gleiche Energiemenge freizusetzen wie ein Steinkohlenkraftwerk. Bauteile wie der Kraftwerkskessel, aber auch die Rauchgasreinigungsanlage müssen deshalb deutlich größer dimensioniert werden als bei einem Steinkohlenkraftwerk. Dies führt zu höheren Investitions- und Betriebskosten für diese Bauteile (Schreiner 2016). Andere Komponenten von Braunkohlenkraftwerken, zum Beispiel die Dampfturbine oder die elektrischen Anlagen, sind mit denen eines Steinkohlenkraftwerks vergleichbar.

Nach der Stromproduktion in der Dampfturbine kann der Dampf noch zur Wärmeproduktion genutzt werden. Je niedriger das benötigte Temperaturniveau der Wärme ist, desto niedriger ist der Stromverlust. Für industrielle Anwendungen werden höhere Temperaturniveaus benötigt als für die Versorgung mit Fernwärme.

Ein Teil der Stromproduktion eines Braunkohlenkraftwerks wird direkt im Kraftwerk verbraucht, um Pumpen, Kohlenmühlen und die Rauchgasreinigung zu betreiben (Eigenverbrauch). Die durchschnittliche Bruttostromerzeugung der Braunkohlenkraftwerke betrug im Jahr 2014 155,8 Terawattstunden (AG Energiebilanzen), die Nettostromerzeugung betrug nur 144 Terawattstunden (UBA 2017). Im

Durchschnitt über alle Braunkohlenkraftwerke beträgt der Eigenverbrauch 7,6 Prozent. Der Eigenverbrauch neuerer Kraftwerke ist wegen der geringeren Volumenströme niedriger als der Eigenverbrauch älterer Kraftwerke. Für das Kraftwerk Lippendorf wird für das Jahr 2014 ein Eigenverbrauch in Höhe von 5,5 Prozent angegeben (EnBW 2015). EEFA 2013 gibt einen Eigenverbrauch von nur 5 Prozent für neu zu errichtende Braunkohlenkraftwerke an.¹³ Neben dem Eigenverbrauch der Kraftwerke verbrauchen auch die Braunkohlentagebaue Strom (fünf Terawattstunden im Jahr 2014, vergleiche Öko-Institut 2017). Dieser Eigenverbrauch der Tagebaue fällt zusätzlich zum Eigenverbrauch der Kraftwerke an.

Stromgeführte Kraftwerke, die um das Jahr 1980 errichtet wurden, erreichen heute Nettonutzungsgrade um 35 Prozent. Neuanlagen, die in den letzten Jahren errichtet wurden, erreichen im Jahresdurchschnitt Nettonutzungsgrade von 42 Prozent. Diese Nutzungsgradsteigerung konnte durch eine Erhöhung der Dampf- und Temperaturparameter, durch Wärmeverschiebesysteme (Wärmerückgewinnung aus den heißen Abgasen nach der Rauchgasreinigung) und eine Reduktion des Eigenverbrauchs erreicht werden.

2.5.2 Flexibilität im Betrieb

Aus ökonomischen Gründen wurden Braunkohlenkraftwerke traditionell als Grundlastkraftwerke betrieben. Wegen der hohen Fixkosten und der geringen variablen Kosten war es sinnvoll, die Kraftwerke hoch auszulasten. Bedingt durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien steigt der Bedarf, dass Braunkohlenkraftwerke flexibler betrieben werden. Bezüglich der Flexibilität sind verschiedene Dimensionen zu berücksichtigen:

→ Braunkohlenkraftwerke können flexibel ihre Leistung anpassen. Der Gradient der Laständerung zwischen der Mindestlast und der Volllast beträgt

¹³ Wobei der Eigenverbrauch im Jahresdurchschnitt wahrscheinlich leicht höher ausfällt.

etwa drei Prozent der Nennleistung pro Minute (DEBRIV 2016). Ein Braunkohlenkraftwerk mit einer Mindestlast von 40 Prozent der Nennleistung kann dann innerhalb von 20 Minuten Volllast erreichen. Für Steinkohlenkraftwerke und Erdgas-GuD-Kraftwerke werden vergleichbare Gradienten von drei bis vier Prozent der Nennleistung pro Minute angegeben (DEBRIV 2016).

- Im Teillastbetrieb sinken die elektrischen Wirkungsgrade der Braunkohlenkraftwerke überproportional. Erdmann 2013 gibt an, dass bei einem 500-Megawatt-Block der Wirkungsgrad um einen Prozentpunkt fällt, wenn der Block mit einer Teillast von 70 Prozent betrieben wird. Bei einer Teillast von 40 Prozent sinkt der Wirkungsgrad stärker, um insgesamt 3,4 Prozentpunkte. Das Absinken des elektrischen Wirkungsgrads in Teillast ist für neue und alte Kraftwerke vergleichbar.¹⁴
- Die Mindestlast von neueren Braunkohlenkraftwerken wird mit 40 bis 50 Prozent angegeben (DEBRIV 2016). Für ältere Kraftwerksblöcke im Rheinland ist teilweise eine Mindestlast von 60 Prozent zu beobachten.¹⁵ Es ist technisch möglich, die Mindestlast auf bis zu 20 Prozent abzusenken, zum Beispiel durch den Einbau von Trockenbraunkohlenbrennern, dies ist aber mit zusätzlichen Investitionskosten verbunden (vergleiche Kapitel 2.5.4).
- Eine kompliziertere Situation ergibt sich für Braunkohlenkraftwerke hinsichtlich der Abfahr- und Anfahrvorgänge. Dabei ist zwischen einem

Heißstart (zum Beispiel ein morgendlicher Anfahrvorgang, nachdem das Kraftwerk in der Nacht abgeschaltet war), einem Warmstart (zum Beispiel ein Anfahrvorgang nach einem Wochenendstillstand) und einem Kaltstart (zum Beispiel nach einem Revisionsstillstand) zu unterscheiden. Für einen Kaltstart werden 9 bis 15 Stunden benötigt (Klemm 2008). Für einen Heißstart werden für Steinkohlenkraftwerke zwei Stunden, für einen Warmstart fünf Stunden angegeben. Für Braunkohlenkraftwerke liegen die Zeiten für einen Heiß- und Warmstart etwas über diesen Werten. Die Kosten für diese Anfahrvorgänge ergeben sich vor allem durch den zusätzlichen Brennstoffverbrauch (für Stützfeuerungen sowie wegen der geringeren Teillastwirkungsgrade) und die Verschleißerscheinungen, die durch die Temperaturwechsel auftreten.

- Wegen der Auslegung der Kraftwerke für den Grundlastbetrieb mit voller Leistung ist auch die Rauchgasreinigung dahingehend optimiert. Während der Anfahrvorgänge und im Teillastbetrieb können deshalb auch höhere Luftschadstoffemissionen als unter Volllast auftreten.

Braunkohlenkraftwerke können also in Lastbereichen oberhalb der Mindestlast vergleichsweise flexibel betrieben werden. Unterhalb der jeweiligen, teilweise relativ hohen Mindestlastwerte bilden Braunkohlenkraftwerke aber wegen der lang dauernden Anfahr- und Abfahrvorgänge eher unflexible Komponenten des Stromsystems.

2.5.3 Elektrische Wirkungsgrade

Die Wirkungsgrade der Braunkohlenkraftwerke konnten im Laufe der Jahre erheblich verbessert werden. In der Literatur werden in der Regel die elektrischen Wirkungsgrade angegeben, die am Bestpunkt – das heißt unter optimalen Betriebsbedingungen – erreicht werden. Die folgende Tabelle 2-9 fasst die Wirkungsgrade der jeweiligen Kraftwerke zusammen: Grundsätzlich haben neuere Anlagen höhere Wirkungsgrade als ältere Anlagen. Die vor 1990 errichteten 500-Megawatt-Blöcke der

14 Für den neuen Kraftwerksblock Boxberg R wird ein Absinken des Wirkungsgrades um 4,4 Prozentpunkte angegeben. Auch hier ist der Wirkungsgrad im Vergleich zum Wirkungsgrad bei Volllast dann etwa 10 Prozent niedriger.

15 RWE gibt an, dass im Rahmen einer Revision im Jahr 2011 bei einem 600-Megawatt-Block des Kraftwerks Neurath (Block E) die Mindestlast von 66 Prozent auf 50 Prozent abgesenkt wurde (RWE 14.09.2011). Es wird davon ausgegangen, dass einige ältere Blöcke im Rheinland noch eine Mindestlast von circa 60 Prozent aufweisen.

Elektrische Wirkungsgrade der Braunkohlenkraftwerke im Überblick

Tabelle 2-9

	Inbetriebnahme	Leistung (MW _{el} pro Block)	Eigentümerin	Wirkungsgrad	Quelle
Boxberg R	2013	640	LEAG	43,7%	VEG (2012)
Neurath F (BoA)	2012	1.050	RWE	> 43%	RWE Power (2006)
Neurath G (BoA)	2012	1.050	RWE	> 43%	RWE Power (2006)
Niederaußem K	2002	944	RWE	> 43%	RWE Power (2009)
Boxberg Q	2000	857	LEAG	41,7%	VEAG (1998), S. 110
Lippendorf R	2000	875	LEAG	42,0%	VEAG (1998), S. 118
Lippendorf S	1999	875	EnBW	42,0%	VEAG (1998), S. 118
Schwarze Pumpe B	1998	750	LEAG	40,6%	VEAG (1998), S. 95
Schwarze Pumpe A	1997	750	LEAG	40,6%	VEAG (1998), S. 95
Schkopau A	1996	450	Uniper/Saale-Energie	40,0%	VKR et al.(1998), S. 44
Schkopau B	1996	450	Uniper/Saale-Energie	40,0%	VKR et al.(1998), S. 44
600-MW-Blöcke	1974–1976	ca. 600	RWE	36%–38%	RWE Power (2009)
500-MW-Blöcke	1979–1989	465	LEAG	35,5%–36,1%	VEBA (1998), S. 38
300-MW-Blöcke	1965–1973	ca. 300	RWE	32%–34%	RWE Power (2009)

Öko-Institut nach RWE Power (2006, 2009), VEG (2012), VKR et al. (1998), VEAG (1998)

LEAG und die 600-Megawatt-Blöcke von RWE sind bezüglich der angegebenen Wirkungsgrade vergleichbar (35,5 bis 38 Prozent). In den ab 1996 errichteten Kraftwerksblöcken liegt der elektrische Wirkungsgrad durchgehend über 40 Prozent.

Diese elektrischen Wirkungsgrade am Bestpunkt werden nur bei voller Auslastung und unter optimalen Bedingungen erreicht. Die tatsächliche Umwandlungseffizienz im Jahresdurchschnitt liegt darunter, weil der spezifische Brennstoffverbrauch im Teillastbetrieb höher liegt und für Startvorgänge zusätzlicher Brennstoff benötigt wird. Das reale Verhältnis von Nettostromproduktion zu Brennstoffeinsatz im Jahresdurchschnitt wird als elektrischer Nutzungsgrad bezeichnet und ist in der Regel um fünf Prozent geringer als der elektrische Wirkungsgrad.

2.5.4 Weiterentwicklung der Kraftwerkstechnik

RWE forscht seit Langem an der Braunkohlentrocknung und hat dafür ein Wirbelschicht-Trocknungs-

verfahren mit interner Abwärmenutzung entwickelt (WTA). Zur Trocknung der Braunkohle wird Dampf auf einem Temperaturniveau von etwa 110 Grad Celsius verwendet. Bei der Trocknung entsteht Wasserdampf (Brüden). Ein Teil der im Wasserdampf enthaltenen Energie wird im Prozess zurückgewonnen (RWE Power 2009a).

Im Jahr 2015 wurde eine Braunkohlentrocknung am BoA-Block¹⁶ des Standorts Niederaußem kommerziell in Betrieb genommen (Prototyp in kommerziellem Maßstab). Durch die Trockenbraunkohle werden 30 Prozent der sonst benötigten Rohbraunkohle ersetzt. RWE gibt die Kosten für Errichtung und Betrieb mit 50 Millionen Euro an (RWE Power 2009a). Vattenfall hat einen Teil der Brenner des Blocks Jänschwalde F auf Trockenbraunkohle umge-

16 BoA = Braunkohlekraftwerk mit optimierter Anlagentechnik

rüstet. Dadurch konnte die Mindestlast des Kraftwerksblocks auf 20 Prozent abgesenkt werden.¹⁷

Vorteil der Trockenbraunkohle ist, dass sich damit – vergleichbar zu Steinkohlenkraftwerken – leicht höhere Wirkungsgrade erreichen lassen. Außerdem kann die Teillast des Kraftwerks weiter abgesenkt werden. Beides reduziert tendenziell die Brennstoffkosten. Gleichzeitig steigen aber die fixen Betriebskosten und die Investitionskosten an. Nach Prognos (2011, S. 143) steigen durch den Einsatz von Trockenbraunkohle in Neubaukraftwerken die Investitionskosten um 200 Euro je Kilowatt (elektrisch) und die fixen Betriebskosten steigen von zwei Prozent der Investitionskosten pro Jahr auf vier Prozent der Investitionskosten pro Jahr.

In Bestandsanlagen ist die komplette Umrüstung auf Trockenbraunkohle nur begrenzt sinnvoll, weil die Gesamtanlage nicht darauf ausgelegt ist. Die Umrüstung von einigen Brennern kann interessant sein, um bei niedrigerer Last eine stabile Feuerung aufrechtzuerhalten.

Um Wirkungsgradsteigerungen zu realisieren, ist es aber sinnvoll, auch den Kraftwerkskessel auf Trockenbraunkohle auszulegen. Dies ist insbesondere bei Neuanlagen möglich. Im Anlagenkonzept für die ehemals geplante BoA-Plus-Anlage wird dieser Ansatz zum Teil verfolgt (RWE Power 2016a). Die Braunkohlentrocknung wird auch oft in Kombination mit *Carbon Capture and Storage* (CCS) diskutiert. Denn insbesondere für die Oxyfuel- und IGCC-Technologien¹⁸ ist ein Einsatz von Trockenbraunkohle vorgesehen, um einen Teil der Wirkungsgradverluste auszugleichen.

Für die heute im Betrieb befindlichen Bestandsanlagen werden sich durch die Braunkohlentrocknung keine substanziellen Emissionsminderungsbeiträge erreichen lassen, wohl aber Flexibilisierungsbeiträge. Ob sich die Braunkohlentrocknung bei Bestandsanlagen durchsetzt, bleibt abzuwarten. Der teilweise auf Trockenbraunkohle umgerüstete Block Jänschwalde F wurde als erster Kraftwerksblock in der Lausitz am 1. Oktober 2018 in die Sicherheitsbereitschaft überführt und dann stillgelegt.

2.5.5 Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten und Stromerzeugung

2.5.5.1 Historische Entwicklung bis 2020

Die Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung im Bereich der Braunkohlenverstromung im Zeitraum 1960 bis 2020 lässt sich in sechs Phasen einteilen (Abbildung 2-12)¹⁹:

1. Von 1960 bis zur Mitte der 1980er-Jahre wuchs die installierte Leistung der Braunkohlenkraftwerke sowohl in der Bundesrepublik als auch in der DDR kräftig an. In der Bundesrepublik betrug der Kapazitätswachstum von 1960 bis 1975 etwa acht Gigawatt (brutto), in der DDR wurde die Kapazität der Braunkohlenkraftwerke im gleichen Zeitraum um etwa sieben Gigawatt (brutto) erweitert.
2. Im Verlauf der 1980er-Jahre war die Entwicklung in der Bundesrepublik durch eine Stagnation des Leistungszuwachses beziehungsweise einen leichten Rückgang gekennzeichnet. In der DDR nahm die installierte Kapazität relativ stetig, aber nur noch mit geringer Wachstumsdynamik zu. Die

17 Die Trockenbraunkohle wurde mit Lkws aus dem Veredelungsbetrieb Schwarze Pumpe nach Jänschwalde gefahren. Acht Brenner mit einer Leistung von je 30 Megawatt (thermisch) wurden installiert. Die installierte Leistung beträgt also 240 Megawatt (thermisch). Dies entspricht etwa 20 Prozent der Feuerungswärmeleistung des Blocks F. Die Investitionen betragen 13,5 Millionen Euro. Die Brenner gingen im November 2014 in Betrieb. Der Block F wurde im Jahr 2018 in die Sicherheitsbereitschaft überführt. <https://www.leag.de/de/seitenblickblog/artikel/trockenbraunkohle-als-zuendende-idee/>

18 IGCC = Integrated Gasification Combined Cycle

19 Die Abbildung zeigt für die Bundesrepublik im Gebietsstand bis 1989 sowie Deutschland ab 1990 die installierte Bruttoengpassleistung und für die DDR von 1960 bis 1989 die höchstmögliche Bruttoerzeugungsleistung.

höchste Stromerzeugungskapazität bei Braunkohlenkraftwerken wurde in der Bundesrepublik im Jahr 1976 mit etwa 14 Gigawatt und in der DDR im Jahr 1989 mit knapp 18,4 Gigawatt erreicht.

3. Die 1990er-Jahre sind für die alten und neuen Bundesländer durch sehr unterschiedliche Entwicklungsdynamiken gekennzeichnet. In den alten Bundesländern setzte sich der Kapazitätsrückgang relativ stetig, aber mit geringer Dynamik fort, während sich die installierte Kapazität in den neuen Bundesländern im Zuge des Strukturwandels und der Modernisierung des ostdeutschen Stromsystems um fast sechs Gigawatt beziehungsweise um etwa ein Drittel verringerte. Ein wesentlicher Teil des Kapazitätsrückgangs bezog sich in den neuen Bundesländern jedoch auf die Braunkohlenkraftwerke der industriellen Stromerzeugung,

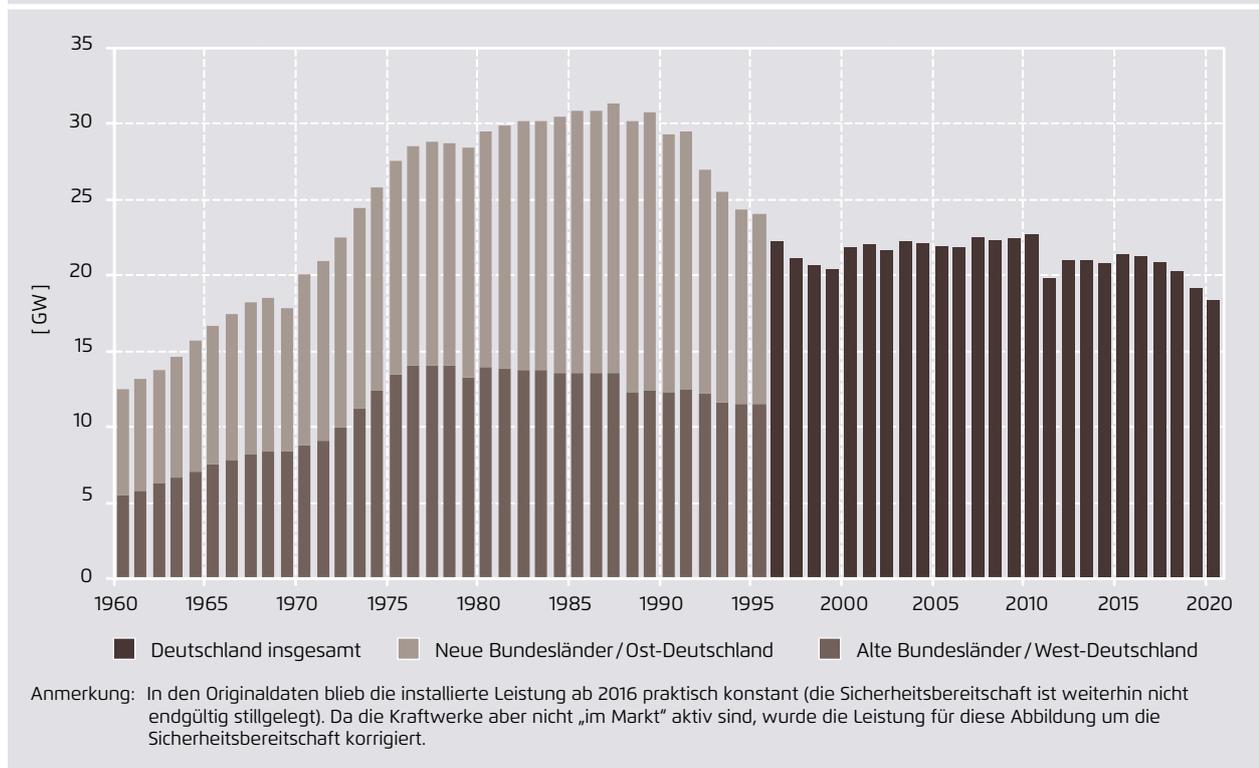
sodass sich im Verlauf der 1990er-Jahre die Braunkohlenstromerzeugung in zunehmendem Maße auf die öffentliche Stromversorgung konzentrierte. In den 1990er-Jahren wurden alle Großkraftwerke in den neuen Bundesländern stillgelegt, die bereits ein Alter von 20 Jahren überschritten hatten. Im Lausitzer Revier wurden die jüngeren 500-Megawatt-Blöcke mit Rauchgasreinigungsanlagen nachgerüstet und ertüchtigt.²⁰

4. Ab Ende der 1990er-Jahre wurden in den neuen Bundesländern 5,5 Gigawatt und im Rheinland

20 Die beiden 500-MW-Blöcke in Hagenwerder (Oberlausitzer Braunkohlerevier bei Görlitz), deren Inbetriebnahme bereits in den Jahren 1974 bis 1977 erfolgte, wurden nicht nachgerüstet, sondern Ende 1997 stillgelegt.

Entwicklung der installierten Brutto-Erzeugungskapazität der Braunkohlenkraftwerke in Deutschland, 1960 bis 2020

Abbildung 2-12



Öko-Institut nach Bundesministerium für Wirtschaft, OGREB-Institut für Kraftwerkstechnik

- 1 Gigawatt neuer Braunkohlenkraftwerke in Betrieb genommen, sodass sich die insgesamt installierte Kapazität leicht erhöhte, dann aber bis 2011 etwa konstant blieb. Aus den in den neuen Bundesländern errichteten Neubauanlagen (Schkopau, Schwarze Pumpe, Lippendorf, Boxberg) wurde Fernwärme beziehungsweise Prozessdampf ausgekoppelt.
5. Mit der Inbetriebnahme zweier Neubaublöcke im Rheinischen Revier und des neuen Kraftwerksblocks Boxberg in der Lausitz gingen die letzten Neuanlagen in Betrieb. Die installierte Braunkohlenkraftwerksleistung nahm noch einmal auf fast 25 Gigawatt zu, ging aber nach Stilllegung alter Kraftwerksblöcke im Rheinischen Revier wieder auf etwa 23 Gigawatt zurück. Im Lausitzer Revier blieb die Kapazität der Altkraftwerke konstant.
6. Im Zuge der ab 2016 wirksam werdenden Überführung von Braunkohlenkraftwerksblöcken in die sogenannte Sicherheitsbereitschaft (§ 13g EnWG)

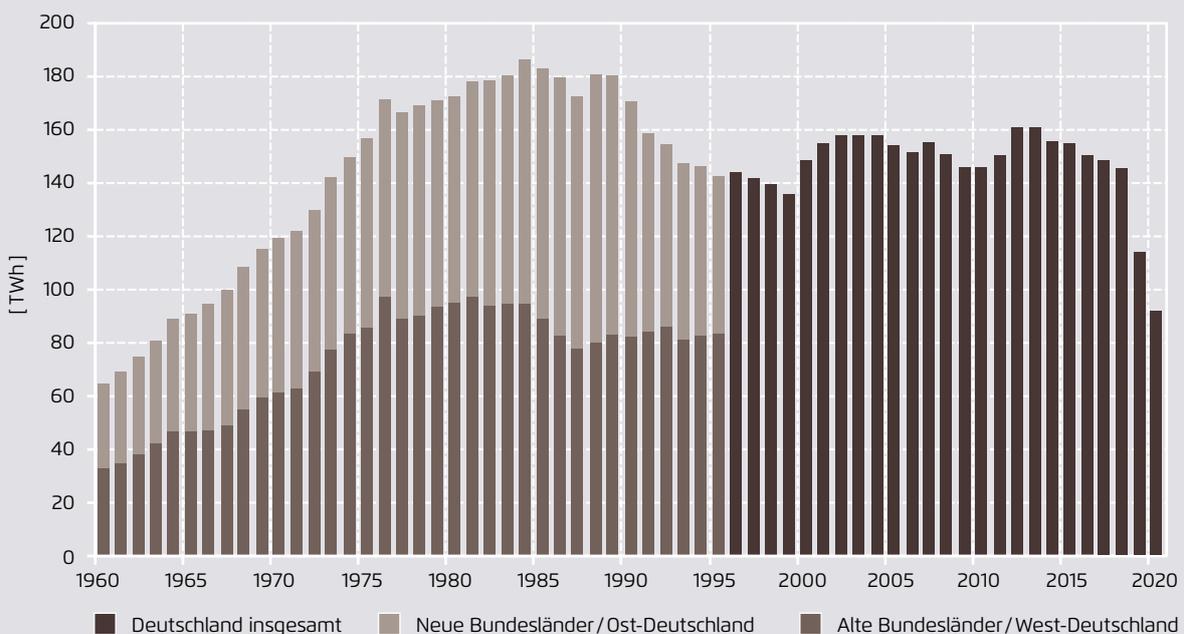
ging im Zeitraum bis 2020 die installierte Bruttoerzeugungskapazität um etwa 2,9 Megawatt zurück (dies entspricht einer Nettoleistung von 2,7 Gigawatt).

Insgesamt ist die bisherige Entwicklung der Braunkohlenkraftwerksflotte durch eine Phase stetigen Wachstums (1960 bis 1980), eine Phase weitgehender Stagnation (1980 bis 1990 in der DDR sowie 1980 bis 2000 in den alten Bundesländern), eine Phase massiven Kapazitätsabbaus in den neuen Bundesländern (1990 bis 1995) sowie eine Phase mit leichter Kapazitätzunahme mit Tendenz zur Stagnation (2000 bis 2015) charakterisiert.

Mit einem strukturell ähnlichen Profil wie bei der Kapazitätsentwicklung vollzog sich die Bruttostromerzeugung aus Braunkohle (Abbildung 2-13). Die Tatsache, dass die für die Entwicklung der installier-

Entwicklung der der Bruttostromerzeugung aus Braunkohle in Deutschland, 1960 bis 2020

Abbildung 2-13



Öko-Institut nach Bundesministerium für Wirtschaft, OGREB-Institut für Kraftwerkstechnik

ten Kapazität unterscheidbaren Phasen sich hier mit etwas anderer Ausprägung darstellen, ist vor allem auf die unterschiedlichen Fahrweisen der Kraftwerke zurückzuführen, die sich vor allem aus der Stellung der Braunkohle in der gesamten Stromerzeugungsflotte ergeben:

- In der Bundesrepublik (Gebietsstand vor dem 3. Oktober 1990) wurden Braunkohlenkraftwerke durchgängig im Bereich der Grundlastzeugung betrieben. Über den Zeitraum von 1960 bis 1995 lag die jährliche Auslastung durchgängig im Bereich von etwa 7.000 Vollbenutzungsstunden.
- In der DDR (von 1960 bis 1990) beziehungsweise in den neuen Bundesländern (von 1990 bis 1995) wurden die in der gesamten Stromerzeugung dominierenden Braunkohlenkraftwerke auch im gesamten Mittellastbereich betrieben. Die Zahl der Vollbenutzungsstunden stieg von etwa 4.500 im Jahr 1960 auf Werte um die 5.000 während der 1970er- und 1980er-Jahre. Nach der Umstrukturierung der Stromwirtschaft in den neuen Bundesländern beschränkte sich der Betrieb der Braunkohlenkraftwerke wieder auf den Bereich des Grundlastangebots und bewegte sich im Mittelwert der gesamten Braunkohlenkraftwerksflotte in einer Bandbreite von 6.500 bis 7.000 Vollbenutzungsstunden.

Die Bruttostromerzeugung aus Braunkohle erreichte in der Bundesrepublik 1983 mit knapp 95 Terawattstunden und in der DDR im Jahr 1988 mit 101 Terawattstunden ihren Höhepunkt. Bezogen auf Deutschland insgesamt markiert das Jahr 1984 mit einem Erzeugungsniveau von 186 Terawattstunden den historischen Höhepunkt der Bruttostromerzeugung aus Braunkohle. Nach dem Umbau und der Modernisierung des Stromsektors in den neuen Bundesländern bewegte sich die Stromerzeugung aus Braunkohle zunächst uneinheitlich in einer Bandbreite von 145 bis 160 Terawattstunden, wobei sich der 2014 begonnene Abbau der Stromerzeugung aus Braunkohle bis 2020 fortsetzt hat. Dieser Rückgang hatte zwei Gründe. Zum einen die Überführung von

Braunkohlenkraftwerken in die Sicherheitsbereitschaft, zum anderen ist die Stromerzeugung aus Braunkohlenkraftwerken durch die stark gestiegenen CO₂-Preise seit 2019 stark zurückgegangen.

2.5.5.2 Struktur des Kraftwerksbestands

Im Jahr 2020 betrug die installierte elektrische Kapazität der Braunkohlenkraftwerke in Deutschland etwa 18 Gigawatt (netto, das heißt ohne den Leistungsanteil, der für den Eigenverbrauch benötigt wird). Der Großteil der Kraftwerkskapazität (95 Prozent) konzentriert sich auf stromgeführte Großkraftwerke mit einer installierten Leistung über 150 Megawatt (elektrisch) pro Anlage. Kleinere Anlagen werden überwiegend wärmegeführt als KWK-Anlagen betrieben. Ihre Gesamtkapazität beträgt weniger als ein Gigawatt.

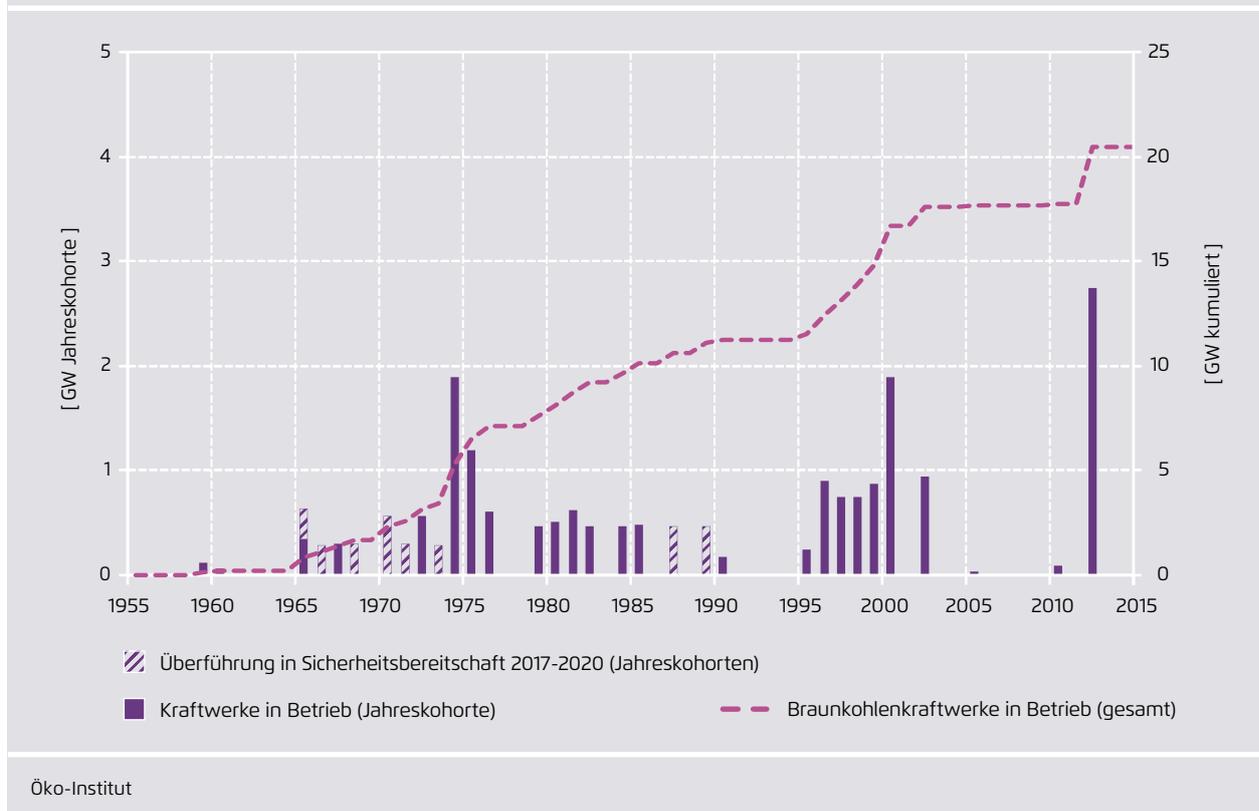
Die Flotte der stromgeführten Braunkohlenkraftwerke in Deutschland lässt sich in zwei Gruppen einteilen:

1. Ältere Kraftwerksblöcke mit vergleichsweise geringer Leistung pro Block (unter 600 Megawatt) und schlechten Wirkungsgraden, die größtenteils deutlich vor 1990 errichtet wurden, vereinten Anfang 2020 noch eine installierte Leistung von 8,6 Gigawatt auf sich.
2. Neuere Kraftwerksblöcke, die nach 1990 und teilweise erst vor wenigen Jahren in Betrieb gegangen sind, verfügen über höhere Wirkungsgrade und größere Leistung pro Block (bis zu 1.050 Megawatt). Ihre Kapazität beträgt insgesamt 8,7 Gigawatt.

Die Abbildung 2-14 zeigt die Altersstruktur der deutschen Braunkohlenkraftwerke nach Inbetriebnahmejahren. Die derzeit betriebene Flotte an Braunkohlenkraftwerken ist in vier Wellen in Betrieb genommen worden. In den 1970er-Jahren wurden vor allem Kraftwerksblöcke im Rheinischen Braunkohlenrevier in Betrieb genommen, in den 1980er-Jahren nahmen vor allem die nach der deutschen Vereinigung in der Lausitz weiter betrie-

Braunkohlenkraftwerke nach Jahreskohorten

Abbildung 2-14



benen Kraftwerke ihren Betrieb auf. Die Dekade ab 1995 ist dann vor allem durch die Errichtung von modernen Anlagen in den beiden ostdeutschen Revieren und einer Neuanlage im Rheinischen Revier geprägt, im Jahr 2012 gingen schließlich noch drei Braunkohlenkraftwerksblöcke in Betrieb. Davon zwei Kraftwerksblöcke mit optimierter Anlagentechnik (BoA) im Rheinischen Revier und ein Kraftwerksblock in der Lausitz (Boxberg). Damit wurde knapp die Hälfte der Kraftwerkskapazität vor dem Jahr 1990 in Betrieb genommen.

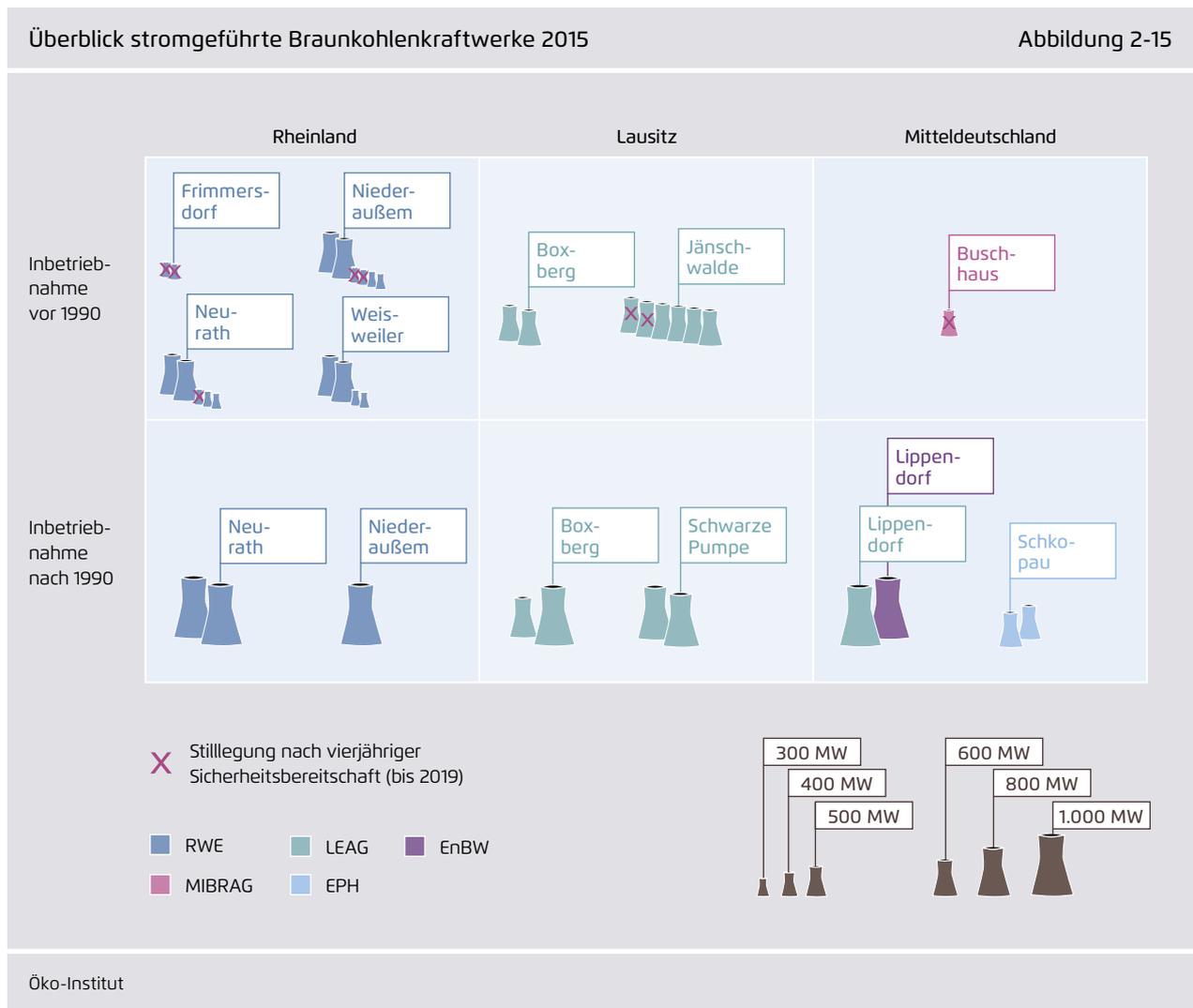
In der Abbildung 2-15 wird deutlich, wie sich die verschiedenen Leistungs- und Altersklassen der Blöcke auf die verschiedenen Anlagen und Reviere verteilen.

Tabelle 2-10 vermittelt einen Überblick zu den Schlüsseldaten der Braunkohlenkraftwerke. Gezeigt

sind Leistung, Stromproduktion, CO₂-Emissionen sowie die Auslastung im Jahr 2020. Im Jahr 2020 betrug die Auslastung der Braunkohlenkraftwerke 4.660 Vollbenutzungsstunden und ist damit im Vergleich zum Jahr 2015 (7.000 Vollbenutzungsstunden) deutlich zurückgegangen. Etwa die Hälfte der Kraftwerkskapazität entfällt auf das Rheinland, ein Drittel auf die Lausitz und ein Sechstel auf Mitteldeutschland.

2.6 Braunkohlenkraftwerke und Kraft-Wärme-Kopplung

Die folgende Tabelle 2-11 zeigt die Wärmeproduktion aus Kraft-Wärme-Kopplungs-(KWK-)Anlagen auf Braunkohlenbasis für alle Reviere im Überblick. Es wird deutlich, dass die KWK-Wärmeproduktion aus der Braunkohle hauptsächlich durch kleinere



wärmegeführte KWK-Anlagen abgedeckt wird.²¹ Etwa die Hälfte der gesamten KWK-Wärmeproduktion aller Braunkohlenkraftwerke ist dabei der öffentlichen Wärmeversorgung zuzuordnen. Die andere Hälfte der Wärmeproduktion wird in der Industrie genutzt, hier ist insbesondere die Braunkohlenveredelung relevant.

21 Strom- und wärmegeführt bezeichnet die wirtschaftliche Betriebsweise des Kraftwerks. Ein stromgeführtes Kraftwerk richtet seine Produktion nach der Stromnachfrage aus, ein wärmegeführtes Kraftwerk nach der Wärmenachfrage.

Unter den großen Kraftwerken weisen Schkopau, Lippendorf und Schwarze Pumpe die absolut höchste Wärmeauskopplung auf. Dabei handelt es sich um vergleichsweise neue Kraftwerke, die erst nach 1990 errichtet wurden.

Bei den Braunkohlen-KWK-Anlagen ist die Wärmeproduktion rückläufig. Hintergrund ist, dass mit dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) ein effektives Instrument verfügbar ist, das entscheidend dazu beiträgt, dass die bisherige Wärmeversorgung aus Braunkohlenkraftwerken durch umweltfreundlichere Alternativen

Übersicht Braunkohlenkraftwerke im Jahr 2020 in Deutschland (Anlagenkonzept)

Tabelle 2-10

Kraftwerk	Elektrische Leistung	Emissionen	Stromproduktion	Vollbenutzungs- stunden
	BNetzA	EUTL	ENTSO-E	berechnet
	MW _{el}	Mio. t CO ₂	TWh _{el}	h
Rheinland	8.868	43	37	4.135
Neurath	3.919	19	17	4.395
Niederaußem	2.812	12	10	3.600
Weisweiler	1.961	11	9	4.487
Frechen	176	1	1	2.976
Lausitz	5.787	39	34	5.824
Jänschwalde	1.860	14	12	6.239
Schwarze Pumpe	1.500	10	8	5.553
Boxberg Werk IV	1.497	9	8	5.473
Boxberg Werk III	930	7	6	5.995
Mitteldeutschland	2.650	11	11	4.008
Lippendorf	1.750	8	8	4.560
Schkopau	900	3	3	2.934
Kleinanlagen	838	6	4	4.237
Alle Anlagen	18.143	100	85	4.660

Anmerkung: Um die Bahnstromscheibe des Kraftwerks Schkopau zu berücksichtigen, wurde die Stromproduktion um 12,5% nach oben korrigiert. Öko-Institut auf Basis von Daten von Bundesnetzagentur (BNetzA), European Union Transaction Log (EUTL), European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)

substituiert werden kann. Beispiele für die Substitution von Braunkohlen-KWK-Anlagen sind:

- In Cottbus, Frankfurt (Oder), Aachen und Chemnitz werden bis Ende 2022 Erdgas-Motorenkraftwerke errichtet, um die Wärmeerzeugung aus den Braunkohlen-KWK-Anlagen zu ersetzen.
- In Leipzig wird ein Erdgas-Gasturbinen Kraftwerk errichtet, um die Wärmeversorgung durch das Kraftwerk Lippendorf abzulösen.
- Am Standort Jänschwalde plant die LEAG ein Ersatzbrennstoffkraftwerk, das auch Wärme nach Cottbus liefern soll. Dadurch würde die bisherige Wärmeauskopplung aus dem Kraftwerk Jänschwalde abgelöst (LEAG 2020c).

- Die Braunkohlenkessel des Kraftwerks Klingenberg in Berlin wurden Mitte 2017 außer Betrieb genommen. Vattenfall hat die am gleichen Standort vorhandenen Erdgas-KWK-Anlagen modernisiert und hat zusätzlich ein GuD-Kraftwerk am Standort Marzahn errichtet (Vattenfall 2017).
- RWE hat Mitte 2015 den größten Teil des Kraftwerks Goldenberg, in dem keine Wärme ausgekoppelt wurde, stillgelegt. Es verbleibt eine elektrische Leistung von 40 Megawatt im KWK-Betrieb, die den Chemiapark Knapsack (InfraServ GmbH & Co. Knapsack KG) in Hürth, eine Papierfabrik (Rhein-Erft Rundschau 2014) sowie die Stadtwerke Hürth mit Prozessdampf beziehungsweise Fernwärme versorgt. Die Fernwärmeversorgung soll zukünftig durch

Industrieabwärme aus einer Rußfabrik (Orion Engineered Carbons) ersetzt werden. Weil die Anlage zur Abwärmenutzung noch im Bau ist,

wurde der Vertrag für die Fernwärmeversorgung durch das Kraftwerk Goldenberg bis 2023 verlängert (Stadtwerke Hürth 2020).

Überblick Wärmeproduktion der Braunkohlen-KWK-Anlagen 2015

Tabelle 2-11

Name der Anlage (EUTL)	Leistung 2015	Leistung 2020	KWK-Wärme (Schätzung 2015)	Anteil Wärme	Verwendung (hauptsächlich)	Kohlebezug aus Revier
	MW _{el}	MW _{el}	TWh _{th/a}			
Schwarze Pumpe	1.500	1.500	1,8	14 %	Industrie	Lausitz
Schkopau	900	900	1,3	21 %	Industrie	Mitteld.
Lippendorf	1.750	1.750	1,0	8 %	Fernwärme	Mitteld.
Weisweiler	1.961	1.961	0,4	3 %	Fernwärme	Rheinland
Jänschwalde	2.790	1.860	0,3	2 %	Fernwärme	Lausitz
Boxberg	2.427	2.427	0,1	1 %	Fernwärme	Lausitz
Neurath	4.211	3.919	0,1	0 %	Fernwärme	Rheinland
Niederaußem	3.406	2.812	0,1	1 %	Fernwärme	Rheinland
Frechen	118	176	1,5	71 %	Industrie	Rheinland
Summe Großkraftwerke	19.063	17.305	6,6			
HKW Klingenberg	164	0	2,2	81 %	Fernwärme	Lausitz
Goldenberg	151	40	0,9	64 %	Industrie	Rheinland
HKW Chemnitz	148	151	1,0	59 %	Fernwärme	Mitteldt.
Köln-Merkenich	75	75	0,6	65 %	Fernwärme	Rheinland
HKW Cottbus	74	74	0,2	53 %	Fernwärme	Lausitz
Deuben	67	67	0,3	43 %	Eigenverbrauch	Mitteld.
Ville/Berrenrath	52	98	0,6	60 %	Industrie	Rheinland
Amsdorf	49	45	0,5	71 %	Industrie	Mitteldt.
HKW Dessau	49	0	0,3	75 %	Fernwärme	Mitteldt.
Frankfurt (Oder)	45	48	0,3	75 %	Fernwärme	Lausitz
Kassel	34	34	0,2	78 %	Fernwärme	
Wahlitz	31	31	0,1	33 %	Eigenverbrauch	Mitteld.
Anlagen < 30 MW	175	175	2,2			
Summe kleine KWK	1.114	838	9,4			
Summe gesamt	20.177	18.143	16,0			

Anmerkung: Angaben können zu kleineren Anteilen Wärmeproduktion aus (Erdgas-)Spitzenlastkesseln enthalten, wenn diese zur ETS-Anlage gehören.

Öko-Institut auf Basis von Daten von Bundesnetzagentur (BNetzA), European Union Transaction Log (EUTL), European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)

3 Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung und Kohleverstromungsbeendigungsgesetz

3.1 Die Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung

Die im Klimaschutzplan 2050 vorgesehene Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (KWSB, sogenannte Kohlekommission) wurde mit Beschluss des Bundeskabinetts im Juni 2018 eingesetzt.

Sie setzte sich aus insgesamt 28 stimmberechtigten Mitgliedern und 3 Mitgliedern ohne Stimmrecht zusammen. Keines der Mitglieder gehörte aktuell einer Regierung oder einer Regierungsinstitution des Bundes oder der Länder an. Die Zusammensetzung der stimmberechtigten Mitglieder erfasste ein vergleichsweise großes Spektrum von Positionen und Hintergründen: Wirtschaft, Energieindustrie, Gewerkschaften, Umweltorganisationen, Wissenschaftler:innen aus unterschiedlichen Disziplinen, Vertreter:innen von Gebietskörperschaften (Städte und Landkreise) aus den Braunkohlenregionen, Bergbaubetroffene aus den Braunkohlenrevieren sowie zwei ehemalige Ministerpräsidenten ostdeutscher Kohleländer. Neben diesen stimmberechtigten Mitgliedern waren auch drei Vertreter des Deutschen Bundestages als Mitglieder ohne Stimmrecht vertreten, die Bundesregierung sowie die Regierungen der Kohleländer waren als Beobachter mit Rederecht ebenfalls Teil des Prozesses.

Das der Kommissionsarbeit zugrunde liegende und von der Bundesregierung beschlossene Mandat bestand aus insgesamt sechs Schwerpunkten:

1. der Schaffung konkreter Perspektiven für neue und zukunftssichere **Arbeitsplätze** in den Kohleregionen,
2. der Entwicklung eines **Instrumentenmix**, mit dem die Anforderungen von wirtschaftlicher Entwicklung, Strukturwandel, Sozialverträglichkeit, gesellschaftlichem Zusammenhalt und Klimaschutz zusammengebracht und Perspektiven für zukunftsfähige Energieregionen im Kontext der Energiewende geschaffen werden können,
3. die Erarbeitung eines entsprechenden **Investitionsprogramms**,
4. die Identifikation von Maßnahmen, mit denen das **Emissionsminderungsziel** für die Energiewirtschaft für 2030 zuverlässig erreicht und die hinsichtlich ihrer Folgen eingeordnet werden können,
5. die Entwicklung eines Plans zur schrittweisen **Reduzierung und Beendigung** der Kohleverstromung in Deutschland,
6. die Spezifikation des Beitrags der Energiewirtschaft zur möglichst weitgehenden Schließung der verbliebenen **Emissionsminderungslücke** zur Erreichung des Ziels für 2020.

Einen wichtigen Rahmen für die Arbeiten der Kommission bildeten einerseits die im Laufe des Jahres 2018 massiv erstarkten Proteste der *Fridays-for-Future*-Bewegung sowie die heftigen und teilweise gewalttätigen Auseinandersetzungen um den vom Braunkohletagebau Hambach bedrohten Hambacher Forst im Rheinischen Braunkohlenrevier. Andererseits entwickelte der Braunkohlenausstieg vor allem in den ostdeutschen Braunkohlenrevieren mit der ständigen Referenz auf den Strukturbruch Anfang der 1990er-Jahre eine erhebliche politische Dynamik, in der das Erstarken rechtsextremer Parteien und die parteipolitische Polarisierung im Kontext der Braunkohlenfrage in diesen Regionen eine wichtige Rolle spielte.

Am 26. Januar 2019 verabschiedete die KWSB einen umfassenden Bericht mit Analysen und Empfehlungen.²²

Die Empfehlungen der Kommission ergaben sich aus einem Arbeits- und Verhandlungsprozess, der durch zwei unterschiedliche Ansätze gekennzeichnet war:

- Für die klimapolitischen, energiewirtschaftlichen, arbeitsmarktpolitischen sowie Monitoring-Fragen vollzogen sich die Faktenfindungs-, Diskussions- und Verhandlungsprozesse im Wesentlichen innerhalb der Kommission beziehungsweise zwischen der Kommission und den Regierungen von Bund und Ländern.
- Für die Strukturwandel-Projekte verfolgte die Kommission einen anderen Ansatz. Sie forderte die vom Kohleausstieg besonders betroffenen Bundesländer auf, eigene Maßnahmen- und Projektlisten zu entwickeln und finanzierungsrelevante Vorschläge mit der Bundesregierung zu diskutieren. Auf dieser Grundlage erarbeitete die Kommission dann ein übergeordnetes Strukturwandelpaket, in dem die inhaltliche Ausrichtung und die notwendigen Finanzierungsmittel spezifiziert wurden. Die Maßnahmenlisten der Bundesländer wurden dem Bericht der KWSB beigelegt, ohne dass sich die Kommission die ganze Breite der einzelnen Detailvorschläge zu eigen machte.

Das Leitmotiv der Empfehlungen und der entsprechenden Erarbeitungsprozesse bestand darin, dass die Rahmensetzung für den Kohleausstieg sowie die wesentlichen energie-, klima- und arbeitsmarktpolitischen Begleitregelungen auf zentraler Ebene gesetzt werden müssen, die Konzepte und Projekte für den regionalen Strukturwandel jedoch primär auf regionaler Ebene diskutiert und entwickelt werden sollten. Dieses Modell setzte sich dann bis in das Finanzierungsmodell der verschiedenen Maßnahmen fort. Ein Teil der Maßnahmen soll über direkte Finanzierungen des Bundes umgesetzt werden, ein Teil aber auch über Mittelzusagen

an die Länder ermöglicht werden, die dann in eigener Regie Projekte finanzieren (Matthes 2021).

Mit den Ergebnissen der Kommission wurde, jenseits aller Kontroversen um Geschwindigkeit und instrumentelle Fragen, auf vier Ebenen eine neue Qualität der Kohlediskussion in Deutschland geschaffen:

- Das Ende der Kohleverstromung und des Braunkohlenbergbaus in Deutschland war beschlossen. Damit lag der kohlepolitische Fokus nicht länger auf dem Ob, sondern auf dem Wann und Wie des Kohleausstiegs – und dies in überschaubaren Zeiträumen.
- Für den Verlauf der 2020er-Jahre lagen nun ein detaillierter Ausstiegsfahrplan und eine klare Empfehlung für die Instrumentierung des Ausstiegsprozesses vor.
- Die Einbettung des Kohleausstiegs in ein größeres energie- und klimapolitisches Programm und dessen zentrale Elemente waren in einem großen Konsens formuliert.
- Es war ein umfassender und programmatischer Ansatz zur Adressierung der beschäftigungspolitischen Anpassungsprozesse und der regionalpolitischen Herausforderungen ausgearbeitet worden.

Insofern begann mit den Beschlüssen beziehungsweise Empfehlungen der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung vom 26. Januar 2019 eine neue Etappe der Kohlepolitik in Deutschland.

3.2 Umsetzung des Ausstiegs aus der Kohleverstromung durch die Bundesregierung

3.2.1 Rechtliche Umsetzung

Auf Grundlage der Kommissionsempfehlungen handelte die Bundesregierung zunächst mit den Bundesländern eine gesetzliche Grundlage für die Strukturwandelmaßnahmen aus. Der Entwurf der Bundesregierung für ein **Strukturstärkungsgesetz Kohleregionen** wurde am 28. August 2019 beschlossen.

²² vgl. BMWi 2019.

Nach Verhandlungen vor allem mit den Braunkohlenkraftwerksbetreibern²³ wurden die Eckpunkte des Maßnahmenpakets zu den konkreten Ausstiegsfahrplänen Ende 2019 beziehungsweise in einer Verhandlungsrunde zwischen der Bundesregierung und den Ministerpräsidenten der Kohleländer am 15. Januar 2020 finalisiert. Am 8. August 2020 wurden diese Regelungen als **Kohleausstiegsgesetz** zusammen mit dem Strukturstärkungsgesetz Kohleregionen beschlossen. Am 14. August 2020 traten die beiden zentralen Gesetzespakete²⁴ zum deutschen Kohleausstieg in Kraft. Die Unterzeichnung des öffentlich-rechtlichen Vertrags zwischen der Bundesregierung und den betroffenen Unternehmen erfolgte am 10. Februar 2021 (BMWi et al. 2021).

Bereits im September 2020 erfolgten die ersten Ausschreibungen für die Stilllegung von Steinkohlekraftwerken, an der auch kleinere Braunkohlenkraftwerke mitbieten konnten und auch erfolgreich waren. Ende 2020 wurden die ersten Steinkohle- und Braunkohlenkraftwerksblöcke auf Grundlage der Kohleausstiegs-Gesetzgebung abgeschaltet.

3.2.2 Entschädigungen

Als Entschädigungsvolumen für die großen Braunkohlenkraftwerke wurde zwischen der Bundesregierung und den Braunkohlenunternehmen eine Summe von 4,35 Milliarden Euro ausgehandelt, davon 2,6 Milliarden Euro für RWE und 1,75 Milliarden Euro für die LEAG (§ 44 KVBG). Dieses Ergebnis beruhte jedoch nicht auf einem transparenten und nachvollziehbaren Verfahren, sondern auf einem Ad-hoc-Verhandlungsprozess. Im Vergleich zu einem regelbasierten Ansatz, den auch die Kohlekommission mit Blick auf das

Referenzmodell der Sicherheitsbereitschaft für Braunkohlenkraftwerke vor Augen gehabt hatte, wurde in einer Analyse des Öko-Instituts ermittelt, dass diese pauschal ausgehandelten Entschädigungssummen um etwa 2 Milliarden Euro zu hoch sein könnten (Öko-Institut 2020). Der von der Bundesregierung verfolgte Ansatz intransparent ausgehandelter und unplausibler Entschädigungen erscheint insbesondere mit Blick auf die noch ausstehenden Beihilfegenehmigungen durch die Europäische Kommission wenig robust.²⁵

Zusätzlich zu den 4,35 Milliarden Euro erhalten die Betreiber von großen Braunkohlenkraftwerken noch eine Vergütung für die „zeitlich gestreckte Stilllegung“ nach § 50 KVBG (wie bei der Sicherheitsbereitschaft nach § 13g EnWG).

Die Auszahlungsmodalitäten sind in § 45 KVBG geregelt. Die Entschädigungen werden über 15 Jahre in jeweils gleich großen Raten ausgezahlt. Die Auszahlung beginnt in dem Jahr, in dem die betreffenden Unternehmen erstmals einen Braunkohlenkraftwerksblock stilllegen.

- Für RWE beginnt die Auszahlung also am 31. Dezember 2020,
- für die LEAG beginnt die Auszahlung am 31. Dezember 2025.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass im Falle der LEAG die Entschädigungen nicht nur direkt an die LEAG, sondern auch an die Zweckgesellschaft Brandenburg und die Zweckgesellschaft Sachsen gezahlt werden. Die Zweckgesellschaften wurden gegründet, um die Finanzierung der Wiedernutzbarmachung der Braunkohlentagebaue in der Lausitz finanziell abzusichern. Nach § 45 Absatz 3 KVBG kann die Auszahlung der Entschädigungen für die LEAG bereits früher beginnen, wenn das Land Brandenburg oder der Freistaat Sachsen zusätzliche Einzahlungen in die Zweckgesell-

23 Da es hier an einigen Punkten deutliche Abweichungen von den Empfehlungen der KWSB gab, distanzierten sich 8 Mitglieder der Kommission am 21. Januar 2020 deutlich von den Festlegungen zu den Abschaltenden vor allem für die alten Braunkohlenkraftwerksblöcke in Ostdeutschland (Praetorius et al. 2020.)

24 Bei beiden Gesetzen handelt es sich um Artikelgesetzes, in denen jeweils eine ganze Reihe von Gesetzen neu geschaffen beziehungsweise bestehende Gesetze geändert wurden.

25 Die Europäische Kommission hat im März 2021 ein entsprechendes Prüfungsverfahren eingeleitet (Europäische Kommission 2021).

schaften geltend machen (vergleiche Abschnitt 7.3.3 bezüglich der Ausgestaltung der Zweckgesellschaften).

Grundsätzlich ist zu berücksichtigen, dass nur für die Stilllegung von Braunkohlenkraftwerken bis 2030 Entschädigungen gezahlt werden. Die Stilllegungen von Braunkohlenkraftwerken ab 2030 erfolgen auf rein ordnungsrechtlicher Basis und ohne weitere Entschädigungen.

Die Entschädigungen stehen einer früheren Stilllegung der Kraftwerke und Tagebaue nicht entgegen. Wenn sich die Betreiber auf freiwilliger Basis für eine frühere Stilllegung ihrer Anlagen entscheiden, so ist dies ohne Kürzung der Entschädigungszahlungen möglich, es entstehen also keine ökonomischen Anreize gegen frühere Stilllegungen. Außerdem ist nach dem öffentlich-rechtlichen Vertrag ein Vorziehen der gesetzlichen Stilllegungen nach 2030 um jeweils drei Jahre entschädigungslos möglich, wenn dies acht Jahre vor den aktuell festgelegten Stilllegungsdaten beschlossen wird (§ 22 Abs. 2 des öffentlich-rechtlichen Vertrags).

3.2.3 Vorziehung des Kohleausstiegs

Nach den Regelungen des öffentlich-rechtlichen Vertrages zwischen der Bundesregierung und den Braunkohlenunternehmen ist auch ein Vorziehen der gesetzlich geregelten Stilllegungen nach 2030 um jeweils drei Jahre entschädigungslos möglich, wenn dies spätestens acht Jahre vor den aktuell festgelegten Stilllegungsdaten beschlossen wird (§ 22 Abs. 2 des öffentlich-rechtlichen Vertrags). Die Beschlüsse zu einem solchen entschädigungslosen Vorziehen der Kraftwerksstilllegungen müssten damit spätestens im Rahmen der in den Jahren 2026 und 2029 vorgesehenen umfassenden Überprüfung nach §§ 54 und 56 KVBG erfolgen. Im Folgenden soll zunächst kurz dargestellt werden, welche neuen Stilllegungsdaten sich ergeben würden, wenn die Stilllegungen im Rahmen der Ende 2021 geltenden Rechtslage um drei Jahre vorgezogen würden:

→ Bisher ist die Stilllegung des Kraftwerks Schkopau spätestens zum 31.12.2034 vorgesehen. Als

vorgezogenes Stilllegungsdatum für die Anlage in Schkopau würde sich dann der 31.12.2031 ergeben. Bisher ist die Stilllegung des Kraftwerks Lippendorf spätestens zum 31.12.2035 vorgesehen. Das vorgezogene Stilllegungsdatum für das Kraftwerk Lippendorf wäre dann der 31.12.2032.

→ Die Stilllegung der verbleibenden Blöcke in Neurath, Niederaußem, Schwarze Pumpe und Boxberg ist bisher spätestens bis zum 31.12.2038 vorgesehen. Ein Vorziehen um drei Jahre bedeutet, dass die Stilllegung dieser Blöcke spätestens bis zum 31.12.2035 erfolgen müsste.

Im Koalitionsvertrag der neuen Regierungskoalition für die 20. Legislaturperiode (2021-2025) ist vorgesehen, dass die erste umfassende Überprüfung bereits auf das Jahr 2022 vorgezogen wird. In diesem Kontext wird auch geklärt werden, ob und inwieweit das im Koalitionsvertrag angestrebte Ende der Kohleverstromung in Deutschland bereits im Jahr 2030 auch Konsequenzen für die gesetzlich kodifizierten Höchstmengen der verbleibenden Kohlekraftwerkskapazitäten im Zulauf auf das neue Endjahr 2030 haben wird oder sich der beschleunigte Ausstiegsprozess ohne eine solche klare gesetzliche Festlegung für den Ausstiegspfad vollziehen soll.

Der Koalitionsvertrag enthält neben einer Anpassung der arbeitsmarktpolitischen und regionalwirtschaftlichen Flankierungsmaßnahmen an einen schnelleren Ausstieg jedoch auch einige Eckpunkte für die Instrumentierung des beschleunigten Abbaus der Kohleverstromung. So sollen die Sicherung eines CO₂-Preises von mindestens 60 Euro je Tonne über einen europäischen oder ggf. auch nationalen Mindestpreis sowie der massiv erhöhte Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (80% bis 2030) die wirtschaftlichen Anreize zur Stilllegung von Kohlekraftwerken erhöhen. Gleichzeitig wird die zusätzliche Zahlung direkter Entschädigungen an die Kohleunternehmen ausgeschlossen, gleichzeitig aber auch die Prüfung einer Stiftungslösung für den Rückbau der Kohlekraftwerke und die Renaturierung eingeleitet (SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP 2021).

3.3 Stilllegungspfad Braunkohle

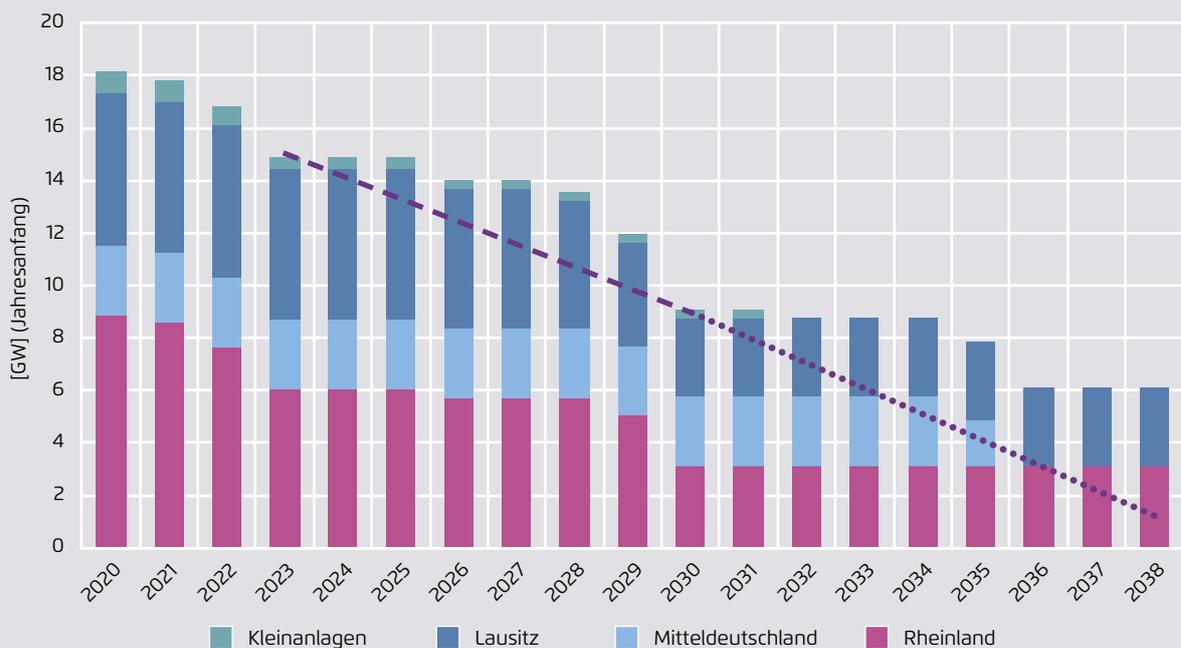
In diesem Abschnitt werden die bisherigen Stilllegungspfade für einen Kohleausstieg bis spätestens 2038 beschrieben. Die Implikationen des Koalitionsvertrages für die 20. Legislaturperiode (2021-2025) für den Ausstiegspfad im Zulauf auf das nunmehr angestrebte Endjahr 2030 für die Kohleverstromung konnten noch nicht berücksichtigt werden. Der bisher vorgesehene Ausstieg aus der Braunkohlenverstromung in Deutschland basiert auf einem im neu geschaffenen **Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG)** gesetzlich fixierten Ausstiegsfahrplan. Es ist eine komplette Abschaltung aller Kohlekraftwerke bis 2038 vorgesehen, die gegebenenfalls auf das Jahr 2035 vorgezogen werden kann. Die Abbildung 3-1 verdeutlicht den damit entstandenen Pfad für die Beendigung der Kohleverstromung in Deutschland. Die gestrichelte Linie zeigt bis 2030 die deutlich stetiger angelegte

Empfehlung der KWSB. Diese hatte für die Braunkohlenkraftwerke im Zeitraum 2022 bis 2030 einen stetigen Abschaltprozess empfohlen. Damit weicht der gesetzlich geregelte Ausstiegspfad mit Blick auf die Stetigkeitsempfehlung der Kommission (die diese sowohl für den Abbau der Braun- wie auch der Steinkohlekraftwerke ausgesprochen hatte) deutlich von den Beschlüssen der KWSB ab. Es ist festzuhalten, dass mit einer ehrgeizigeren Stilllegung von Braunkohlenkraftwerken (wie es die KWSB vorgeschlagen hat) im Zeitverlauf stärkere Klimaschutzeffekte hätten erzielt werden können. Für den Zeitraum von 2030 bis 2038 enthält der Bericht der KWSB keine Empfehlungen für spezifische Zwischenschritte.

Die Stilllegung der größeren Braunkohlenkraftwerke wurde damit im Kern über einen Verhandlungsprozess mit den Braunkohlenkraftwerks- und -tagebaubetreibern geregelt, in dem Entschädigungszahlungen

Vergleich des von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung (KWSB) vorgeschlagenen Stilllegungspfads mit dem im Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) festgelegten Stilllegungspfad

Abbildung 3-1



Öko-Institut nach Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG)

(siehe Abschnitt 3.2.2) sowie die Details der Stilllegungspfade für die größeren Braunkohlenkraftwerke festgelegt wurden (im Anhang 2 des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes). Über die sich mit einem deutlichen Anstieg der CO₂-Zertifikatspreise des EU ETS deutlich verschlechternden Umfeldbedingungen kann sich der Ausstiegsprozess jedoch gegebenenfalls deutlich beschleunigen.²⁶

Stilllegungen kleinerer Braunkohlenkraftwerke mit einer Leistung von weniger als 150 Megawatt elektrischer Leistung können über die folgenden Mechanismen erreicht werden:

- Für Kohlekraftwerke, die der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme dienen (KWK), kann bei einer Stilllegung auch eine (sehr großzügige) Förderung über das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) in Anspruch genommen werden.
- Alternativ dazu können kleinere Braunkohlenkraftwerke auch an den Ausschreibungen zu Stilllegungsprämien für Steinkohlekraftwerke teilnehmen, haben diese Option in den bisher erfolgten Ausschreibungsrunden auch genutzt und waren dort erfolgreich.

Nach § 44 (3) KVBG steht es den Anlagenbetreibern frei, Kraftwerksblöcke auf freiwilliger Basis früher stillzulegen. Auch bei einer solchen früheren Stilllegung werden die Entschädigungen voll ausgezahlt.

3.3.1 Stilllegungspfad nach Anhang 2 KVBG

Mit dem Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) ist im Bereich der Braunkohlenkraftwerke ein fester Stilllegungsplan rechtlich fixiert worden, in dem für jeden Kraftwerksblock ein Datum für den

spätestmöglichen Stilllegungstermin definiert wird. In der Tabelle 3-1 sind diese Stilllegungsdaten dieser Anlagen zusammengestellt.

Im Kontext der allgemeinen Stilllegungsregelungen für die Braunkohlenkraftwerksblöcke sind jedoch einige Besonderheiten zu beachten:

- Für einige Blöcke ist eine zeitlich gestreckte Stilllegung vorgesehen. Die entsprechenden Anlagen (Jänschwalde A und B sowie Niederaußem G oder H) werden damit zwar aus dem Markt genommen und produzieren (und emittieren) nicht mehr im Regelbetrieb. Die Anlagen bleiben aber zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bis zum endgültigen Stilllegungsdatum verfügbar und erhalten dafür eine zusätzliche Vergütung.
- Das Kraftwerk Frechen wird zunächst nur teilweise stillgelegt (Leistungsanteil von 120 Megawatt von insgesamt 176 Megawatt).
- Für einige Kraftwerksblöcke wurden Wahlmöglichkeiten geschaffen, nach der sie ihre Position in der Stilllegungsabfolge tauschen können.
- Die meisten Kraftwerksblöcke sind an größere Tagebausysteme angeschlossen. Im Rheinischen Revier verbindet die Nord-Süd-Bahn die Tagebaue Hambach und Garzweiler 2, in der Lausitz ermöglicht die Kohleverbindungsbahn die relativ flexible Versorgung aus den Tagebauen Jänschwalde, Welzow-Süd, Nochten und Reichwalde.
- Einige Kraftwerksstandorte werden jedoch im Wesentlichen von nur einen Tagebau versorgt, sodass eine flexible Versorgung nicht oder nur in sehr engen Grenzen möglich ist. Dies betrifft den Standort Weisweiler am Tagebau Inden im Rheinland, den Standort Lippendorf und den Tagebau Vereinigtes Schleenhain sowie den Tagebau Profen zur Versorgung des Kraftwerks Schkopau.

3.3.1.1 Rheinland

Mit den Großkraftwerken Neurath, Niederaußem und Weisweiler befindet sich 2020 knapp die Hälfte (neun Gigawatt) der Kapazität zur Braunkohlenverstromung im Revier Rheinland.

26 Die anderen Regelungen zum Kohleausstieg wurden so gestaltet, dass die marktliche Stilllegung von Kohlekraftwerken nicht konterkariert werden kann. Auf die aktive Nutzung der CO₂-Bepreisung als ausstiegsfördernde Maßnahme, zum Beispiel über einen CO₂-Mindestpreis im EU ETS, konnte sich die KWSB nicht einigen, auch wenn der Kommissionsbericht ein entsprechendes Sondervotum von sechs Kommissionsmitgliedern enthält.

Stilllegungspfad nach Anhang 2 KVBG				Tabelle 3-1
Braunkohle- kraftwerksblock	Leistung (netto)	Revier	Tagebau/ Tagebausystem	Stilllegung / Überführungszeitpunkt
	MW _{el}			
Niederaußem D	297	Rheinland	Nord-Süd-Bahn	31.12.20
Niederaußem C	295	Rheinland	Nord-Süd-Bahn	31.12.21
Neurath B	294	Rheinland	Nord-Süd-Bahn	31.12.21
Weisweiler E ^b	321	Rheinland	Inden	31.12.21
Neurath A	294	Rheinland	Nord-Süd-Bahn	01.04.22
Neurath D	607	Rheinland	Nord-Süd-Bahn	31.12.22
Neurath E	604	Rheinland	Nord-Süd-Bahn	31.12.22
Frechen	176 ^f	Rheinland	Nord-Süd-Bahn	31.12.22
Weisweiler F ^b	321	Rheinland	Inden	01.01.25
Weisweiler G ^c	663	Rheinland	Inden	01.04.28
Jänschwalde A ^d	465	Lausitz	Kohleverbindungsbahn	31.12.25
Jänschwalde B ^e	465	Lausitz	Kohleverbindungsbahn	31.12.27
Jänschwalde C	465	Lausitz	Kohleverbindungsbahn	31.12.28
Jänschwalde D	465	Lausitz	Kohleverbindungsbahn	31.12.28
Weisweiler H ^c	656	Rheinland	Inden	01.04.29
Niederaußem G ^a	628	Rheinland	Nord-Süd-Bahn	31.12.29
Boxberg N	465	Lausitz	Kohleverbindungsbahn	31.12.29
Boxberg P	465	Lausitz	Kohleverbindungsbahn	31.12.29
Niederaußem H ^a	648	Rheinland	Nord-Süd-Bahn	31.12.29
Schkopau A	450	Mitteldeutschland	Profen	31.12.34
Schkopau B	450	Mitteldeutschland	Profen	31.12.34
Lippendorf R	875	Mitteldeutschland	Vereinigtes Schleenhain	31.12.35
Lippendorf S	875	Mitteldeutschland	Vereinigtes Schleenhain	31.12.35
Niederaußem K	944	Rheinland	Nord-Süd-Bahn	31.12.38
Neurath F	1.060	Rheinland	Nord-Süd-Bahn	31.12.38
Neurath G	1.060	Rheinland	Nord-Süd-Bahn	31.12.38
Boxberg R	640	Lausitz	Kohleverbindungsbahn	31.12.38
Boxberg Q	857	Lausitz	Kohleverbindungsbahn	31.12.38
Schwarze Pumpe A	750	Lausitz	Kohleverbindungsbahn	31.12.38
Schwarze Pumpe B	750	Lausitz	Kohleverbindungsbahn	31.12.38

^a gegenseitiges Wahlrecht für Niederaußem G/H sowie zeitlich gestreckte Stilllegung über 4 Jahre für den Block, der 2033 stillgelegt werden soll

^b gegenseitiges Wahlrecht für Weisweiler E/F

^c gegenseitiges Wahlrecht für Weisweiler G/H

^d zeitlich gestreckte Stilllegung über 3 Jahre

^e zeitlich gestreckte Stilllegung über 1 Jahr

^f Stilllegung von 120 MW

Öko-Institut nach Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG)

Für das Rheinland können drei Generationen von Kraftwerken unterschieden werden, deren Wirkungsgrad und damit Umweltbelastung sich deutlich unterscheiden:

1. Sechs Blöcke mit einer Leistung von je etwa 300 Megawatt wurden zwischen 1965 und 1973 errichtet. Sie sind die ältesten Kohorte, von der ab 2020 nur je zwei Blöcke an den Standorten Weisweiler, Neurath und Niederaußem verbleiben.
2. Sechs Blöcke mit einer Leistung von je etwa 600 Megawatt wurden zwischen 1974 und 1976 errichtet. Auch hier verfügen die Kraftwerke Weisweiler, Neurath und Niederaußem über je zwei Anlagen.
3. Drei Braunkohlenkraftwerke mit optimierter Anlagentechnik (BoA) sind nach der Jahrtausendwende mit einer Leistung von jeweils etwa 1.000 Megawatt in Betrieb genommen worden. Ein Block ging 2002 im Kraftwerk Niederaußem in Betrieb, zwei weitere 2012 im Kraftwerk Neurath.

Die folgende Abbildung 3-2 zeigt den Kohleausstiegspfad im Rheinland. Bis Ende 2022 reduziert sich die installierte Leistung um etwa 2,7 Gigawatt. Dies wird durch die Stilllegung von zwei 600-Megawatt-Blöcken am Standort Neurath und die Stilllegung von fünf 300-Megawatt-Blöcken erreicht. Außerdem wird Ende 2022 am Veredelungsstandort Frechen ein Leistungsanteil von 120 Megawatt von insgesamt 176 Megawatt stillgelegt. Es verbleibt also ein Leistungsanteil von 56 Megawatt im Betrieb. Ende 2022 wird auch die Brikettierung am Standort Frechen eingestellt.²⁷ Der verbleibende 300-Megawatt-Block am Standort Weisweiler (Wahlrecht zwischen den Blöcken E/F) wird bis Anfang 2025 stillgelegt.

27 Dies entspricht 20 Prozent der bisher im Rheinland hergestellten Veredelungsprodukte. Im Jahr 2017 wurden 11,6 Millionen Tonnen Rohbraunkohle (davon 2,5 Millionen Tonnen in Grubenkraftwerken) zur Produktion von 4,9 Millionen Tonnen Veredelungsproduktion eingesetzt. Ab 2023 geht Frontier von einem Rohbraunkohlebedarf von 9 Millionen Tonnen für die Veredelung aus (Frontier et al. 2019).

Kohleausstieg im Rheinland, Kraftwerksblöcke > 150 Megawatt

Abbildung 3-2



Öko-Institut nach Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVVG)

Die verbleibenden vier 600-Megawatt-Blöcke mit einer Leistung von insgesamt 2,6 Gigawatt werden bis spätestens 2030 stillgelegt. Am 01.04.2028 soll der erste 600-Megawatt-Block im Kraftwerk Weisweiler außer Betrieb gehen, am 01.04.2029 der zweite 600-Megawatt-Block im Kraftwerk Weisweiler. Die beiden verbleibenden 600-Megawatt-Blöcke im Kraftwerk Niederaußem sollen bis Ende 2029 stillgelegt werden, wobei einer der beiden Blöcke noch für vier Jahre in eine zeitlich gestreckte Stilllegung überführt wird.

Die drei verbleibenden BOA-Blöcke in den Kraftwerken Niederaußem und in Neurath mit einer Leistung von insgesamt 3 Gigawatt können bis Ende 2038 betrieben werden.

Abbildung 3-2 verdeutlicht, dass der Kohleausstieg im Rheinland im Zeitraum 2022 bis 2030 in größeren Stufen vollzogen wird.

Die Abschaltung der kleineren Anlagen im Rheinland mit gekoppelter Wärmeerzeugung erfolgt größtenteils erst 2031, weil dann die gesetzliche Reduzierung auch für kleinere Anlagen greift (vergleiche Abschnitt 3.3.2). In den Auktionen für Steinkohlekraftwerke waren einige kleinere Anlagen aus dem Rheinland (mit in Summe etwa 60 Megawatt elektrischer Leistung) erfolgreich, die bereits 2021/22 stillgelegt werden (vergleiche Abschnitt 3.3.2).

3.3.1.2 Lausitz

In der Lausitz werden stromgeführte Kraftwerksblöcke an den Standorten Jänschwalde, Schwarze Pumpe und Boxberg betrieben. Zwei Kraftwerksblöcke am Standort Jänschwalde wurden in den Jahren 2018 und 2019 außer Betrieb genommen und in die Braunkohlen-Sicherheitsbereitschaft überführt. Dann sind in der Lausitz noch sechs ältere 500-Megawatt-Blöcke und vier Neubaublöcke in Betrieb:

→ In Jänschwalde sind ab 2020 noch vier ältere 500-Megawatt-Blöcke in Betrieb. Diese Blöcke wurden 1981 bis 1985 errichtet.

- Am Standort Schwarze Pumpe werden zwei Kraftwerksblöcke mit je 750 Megawatt Kraftwerksleistung betrieben. Sie wurden nach der Wende neu errichtet und gingen 1997 und 1998 in Betrieb. In diesen Anlagen wird auch Prozessdampf für die benachbarte Braunkohlenveredelung und benachbarte Industriebetriebe ausgekoppelt.
- Am Standort Boxberg werden die beiden ältesten 500-Megawatt-Blöcke betrieben, die 1979 und 1980 in Betrieb gingen. Zwei neue Kraftwerksblöcke wurden nach der Wende errichtet: Block Q mit einer installierten Nettoleistung von 857 Megawatt ging im Jahr 2000 in Betrieb, Block R mit einer Nettoleistung von 640 Megawatt im Jahr 2012.

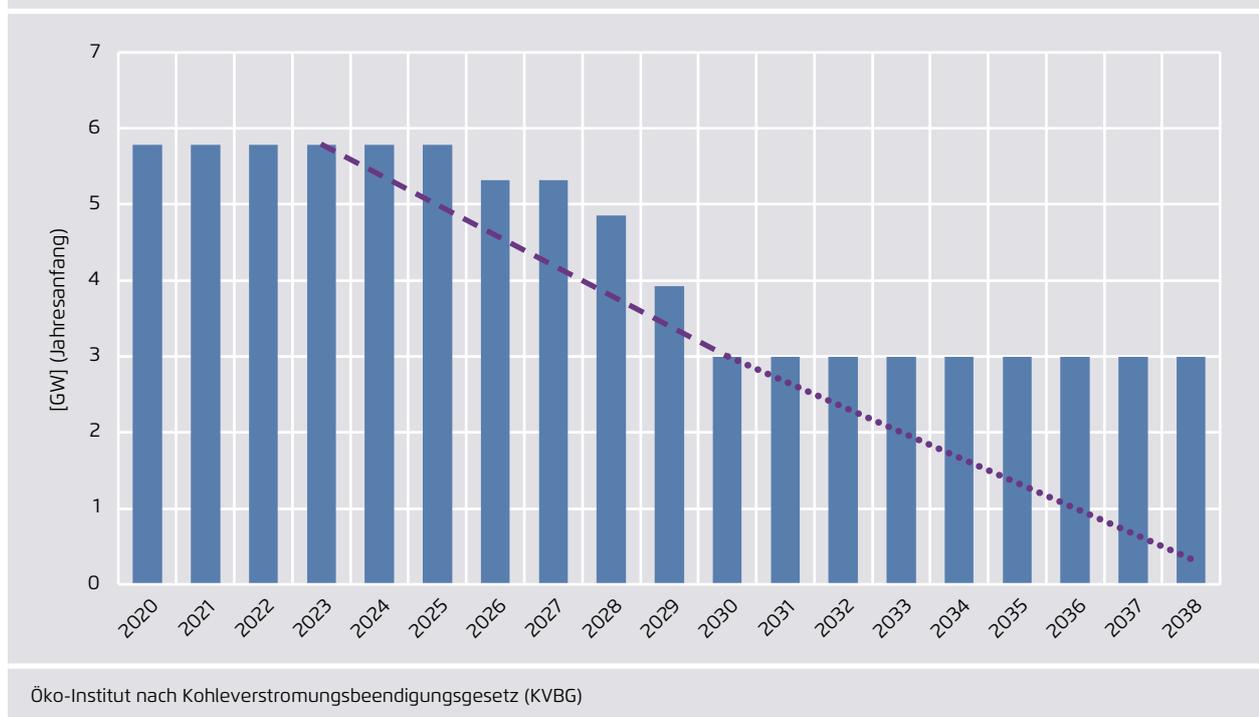
Die folgende Abbildung 3-3 zeigt den derzeit vorgesehenen Kohleausstiegspfad für das Lausitzer Revier:

- Als erster Kraftwerksblock soll Jänschwalde A am 31.12.2025 in die zeitlich gestreckte Stilllegung überführt werden. Zwei Jahre später, am 31.12.2027, ist die Überführung des Blocks Jänschwalde B in die zeitlich gestreckte Stilllegung vorgesehen. Anders als bei der bisherigen Sicherheitsbereitschaft sollen diese Kraftwerksblöcke nur drei und ein Jahr in der zeitlich gestreckten Stilllegungsphase verbleiben. Am 31.12.2028 werden nach den bisherigen Planungen alle verbleibenden Blöcke am Standort Jänschwalde gemeinsam stillgelegt und die zeitlich gestreckte Stilllegung der Blöcke A und B endet.
- Die beiden 500-Megawatt-Blöcke am Standort Boxberg sollen spätestens am 31.12.2029 den Betrieb einstellen.
- Die ab 1997 errichteten Kraftwerksblöcke am Standort Schwarze Pumpe und in Boxberg werden spätestens am 31. Dezember 2038 stillgelegt.

Abbildung 3-3 verdeutlicht, dass der Kohleausstieg in der Lausitz im Zeitraum 2022 bis 2030 nicht stetig verläuft. Es ist darauf hinzuweisen, dass der Beginn der Stilllegungen von älteren Kraftwerksblöcken in der Lausitz einen der wichtigsten Konflikte in den Schlussverhandlungen

Kohleausstieg in der Lausitz, Kraftwerksblöcke > 150 Megawatt

Abbildung 3-3



gen der KWSB darstellte. Im KWSB-Bericht ist die letztlich gefundene Kompromisslösung in folgender Formulierung dokumentiert: „Die Verringerung der Treibhausgasemissionen im Zeitraum 2023 bis 2030 erfolgt möglichst stetig. 2025 erfolgt dabei ein substanzieller Zwischenschritt bei der Emissionsminderung von 10 Millionen t CO₂ möglichst durch ein Innovationsprojekt.“ (KWSB, S. 63)

Konkret war auf der letzten Kommissionssitzung am 25./26. Januar 2019 diskutiert worden, dass das Kraftwerk Jänschwalde im Jahr 2025 zu einem Salzspeicherkraftwerk umgerüstet wird. Die Emissionsminderung von 10 Millionen Tonnen CO₂ entspricht dabei der Netto-Emissionsminderung, die durch eine Stilllegung von 2 Gigawatt Braunkohlekraftwerken erreicht werden kann (Netto-Emissionsminderung 5 Millionen Tonnen CO₂/GW).

Aus dem Lausitzer Revier wurden auch zwei kleinere öffentliche KWK-Anlagen in Cottbus und

Frankfurt (Oder) versorgt. Sie verwenden keine Rohbraunkohle, sondern Wirbelschichtbraunkohle aus dem Veredelungsbetrieb in Schwarze Pumpe. Beide Anlagen werden durch Erdgas-Motorenkraftwerke ersetzt (vergleiche Abschnitt 3.3.2). Bezüglich der kleineren KWK-Anlagen erfolgt der Kohleausstieg in der Lausitz bis 2022.

3.3.1.3 Mitteldeutschland

Die stromgeführten Kraftwerke in Mitteldeutschland wurden nach der Wende komplett neu errichtet. Am Standort Schkopau wurden zwei 450-Megawatt-Blöcke errichtet, die 1995/96 in Betrieb gingen. Der Bau des Kraftwerks wurde vom Land Sachsen-Anhalt zur Sicherung des Braunkohlenabsatzes aus dem Tagebau Profen mit 306,8 Millionen Euro subventioniert (braunkohlenbedingte Mehrkosten im Vergleich zu einem Steinkohlenkraftwerk). Eigentümerin des Kraftwerks Schkopau ist die Kraftwerk Schkopau GbR (KSR 2016). Ursprünglich wurde ein Anteil von 58,1 Prozent der Kraftwerks Schkopau GbR von

Uniper gehalten. Im Februar 2020 hat Uniper seine Beteiligung am Kraftwerk Schkopau an die Saale Energie GmbH verkauft, die bisher schon die Eigentümerin des restlichen Anteils in Höhe von 41,9 Prozent war. Der Kauf wird im Oktober 2021 wirksam. Die Saale Energie übernimmt dann auch die Betriebsführung des Kraftwerks Schkopau. Die Anteile der Saale Energie GmbH werden von der EPH gehalten. Für das Kraftwerk Schkopau wurde ein Strombezugsvertrag (110 Megawatt) mit der DB Energie GmbH abgeschlossen, der bis 2023 läuft. Es besteht eine Verlängerungsoption für drei Jahre.

In Lippendorf wurden die Kraftwerksblöcke R und S errichtet, die über eine installierte Nettoleistung von je 875 Megawatt verfügen und in den Jahren 1999/2000 in Betrieb gingen. Lippendorf befindet sich südlich von Leipzig und versorgt bis zur Inbetriebnahme eines neuen Erdgas-GuD-Kraftwerks die Stadt mit einem Teil der benötigten Fernwärme. Inhaberin des Blocks S ist die EnBW,

Inhaberin des Blocks R ist die LEAG. Die LEAG betreibt beide Blöcke des Kraftwerks Lippendorf (also auch den Block der EnBW). Über die Braunkohlenlieferung wurde ein Brennstoffliefervertrag mit der MIBRAG abgeschlossen. In Summe kontrolliert die EPH etwa zwei Drittel der Stromproduktion des Mitteldeutschen Reviers.

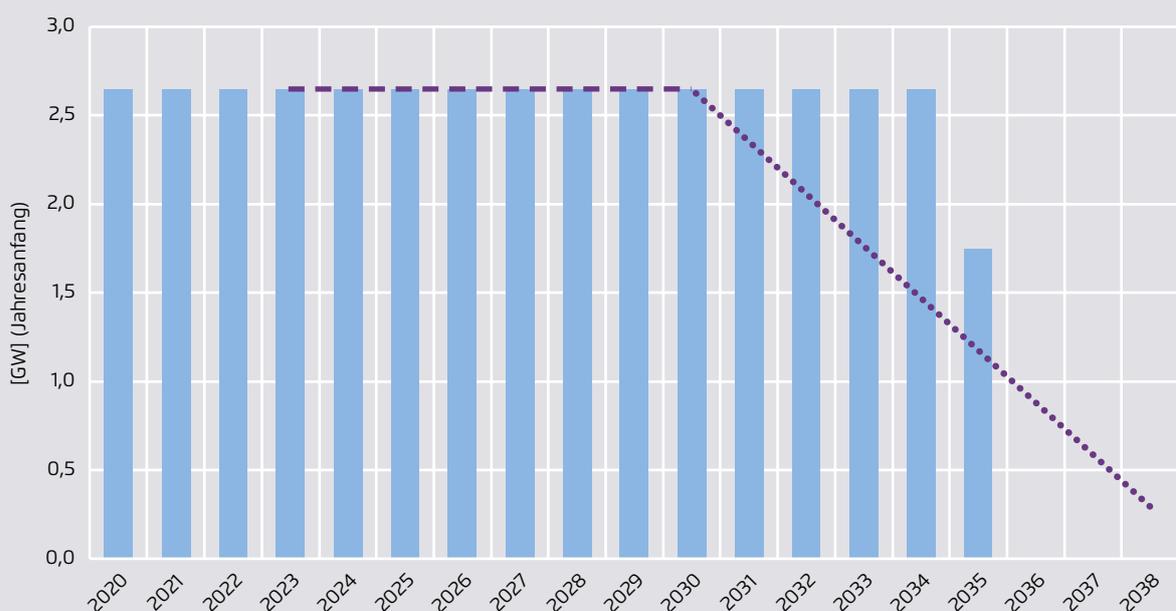
Die folgende Abbildung 3-4 zeigt den Kohleausstiegsprozess in Mitteldeutschland nach den bisherigen Planungen:

- Das Kraftwerk Schkopau wird spätestens am 31.12.2034 stillgelegt,
- das Kraftwerk Lippendorf wird spätestens am 31.12.2035 stillgelegt.

Im Zeitraum bis 2030 werden in Mitteldeutschland keine stromgeführten Kraftwerke stillgelegt. Hintergrund ist, dass die stromgeführten Kraftwerke nach 1990 neu errichtet wurden. Die

Kohleausstieg in Mitteldeutschland, Kraftwerksblöcke > 150 Megawatt

Abbildung 3-4



Öko-Institut nach Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG)

Abschaltung der kleineren Anlagen mit gekoppelter Wärmeerzeugung erfolgt größtenteils bereits zeitnah. Bis Ende 2022 wird eine Leistung von zusammen 220 Megawatt stillgelegt (Deuben im Jahr 2021 und Chemnitz im Jahr 2022). Die Stilllegung der übrigen Anlagen (zum Beispiel Wähilitz, Romonta) mit einer Leistung von etwa 100 Megawatt erfolgt bis spätestens 2031, weil dann die gesetzliche Reduzierung auch für kleinere Anlagen greift (vergleiche Abschnitt 3.3.2).

3.3.2 Kleinanlagen, Wärmeerzeugung und Kraft-Wärme-Kopplung (inkl. Umrüstung auf Erdgas)

Die folgende Tabelle 3-2 zeigt die Braunkohlenkraftwerke, die Mitte 2020 noch in Betrieb waren und nicht vom Anhang 2 des KVBG erfasst werden. Die installierte elektrische Nettoleistung dieser Kraftwerke umfasst 760 Megawatt. Der Betrieb dieser Kraftwerke verursachte im Jahr 2020 CO₂-Emissionen in einem Umfang von 6,3 Millionen Tonnen.

Überblick Braunkohlenkraftwerke < 150 Megawatt							Tabelle 3-2
EUTL-ID	BNetzA- Nummer(n)	Kraftwerk	Leistung	Emissionen	Instrument	Still- legung	
			MW _{el}	Mio. t CO ₂			
DE 1098	BNA0177 BNA0179	HKW Chemnitz B&C	151	0,9	KWKG	2022	
DE 1604	BNA0491	Ville Berrenrath	98	0,7			
DE 1276	BNA0543	HKW Merkenich 6	75	0,3	KWKG	2025	
DE 1524	BNA0183	HKW Cottbus 1	74	0,0	KWKG	2022	
DE 1133	BNA0196	Deuben	67	0,6	2. Auktion	2021	
DE 865	BNA0284	SW Frankfurt (Oder) HKW	48	0,2	KWKG	2022	
DE 978	BNA1486	Grubenheizkraftwerk Romonta	45	0,5			
DE 1601	BNA0490a	Goldenberg	40	0,8			
DE 706	BNA0523	SW Kassel	34	0,1	KWKG	2025	
DE 1131	BNA1002	Wähilitz	31	0,2			
DE 950	BNA1451	HKW Sachtleben Chemie	28	0,1	3. Auktion	2022	
DE 3595	BNA1400a	Südzucker AG Zeitz	23	0,1			
DE 176	BNA1164	P&L Werk Jülich Kessel 5	23	0,1	1. Auktion	2021	
DE 183	BNA1185	P&L Werk Könnern Kessel 1&2	20	0,1			
DE 1859	BNA1461	CropEnergies Bioethanol Zeitz	18	0,4			
DE 4100	BNA0714	Fortuna Nord	15	0,4			
DE 177	BNA1141	P&L Werk Euskirchen Kessel 4&6	15	0,1			
DE 539	BNA1097	Smurfit Kappa Zülpich Papier	14	0,1	3. Auktion	2022	
DE 202183	BNA1293b	Martinswerk K2 TG2	10	0,2			
DE 615	BNA1511a	Papierfabrik Schoellershammer	9	0,1			
Summe			837	6,3			

Öko-Institut auf Basis von Daten von Bundesnetzagentur (BNetzA), European Union Transaction Log (EUTL), European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)

Im Rahmen des KVBG wurden umfangreiche Ausnahmen für Kleinanlagen vorgesehen. So sind Kleinanlagen bis zum Jahr 2031 von der gesetzlichen Reduzierung (ordnungsrechtliche Stilllegung) ausgenommen (§ 27, § 38 und § 43 KVBG). Gleichwohl wird die Hälfte der Kraftwerkskapazität der Kleinanlagen bis Ende 2022 stillgelegt und bis Ende 2025 sogar zwei Drittel. KWK-Anlagen mit einer Leistung von 350 Megawatt haben angekündigt, dass sie den Kohlersatzbonus des KWKGs nutzen werden. Anlagen mit einer Leistung von 140 Megawatt waren in einer der ersten drei Steinkohleauktionen erfolgreich (Tabelle 3-2).

Da es sich bei den verbleibenden Kleinanlagen insbesondere um ältere Kraftwerke handelt, werden diese dann voraussichtlich spätestens 2031 stillgelegt, weil sie dann von der gesetzlichen Reduzierung erfasst werden und die ältesten Blöcke zuerst stillgelegt werden. Nur wenn ausreichend Steinkohlekraftwerke freiwillig stillgelegt werden oder den Kohlersatzbonus im KWKG nutzen, würde die gesetzliche Reduzierung für die verbleibenden Braunkohlenkleinanlagen nicht greifen.

3.4 Effekte des Kohleausstiegs auf Braunkohlenplanungen

3.4.1 Umsetzung des Kohleausstiegs im Rheinland

RWE hat bereits Anfang 2020 angepasste Planungen für das Rheinische Revier vorgelegt (vergleiche Abbildung 3-5). Am 23.03.2021 hat das Land NRW die neue Leitentscheidung beschlossen (LReg NRW 2021). Zentraler Bestandteil der überarbeiteten Planungen ist die Verkleinerung des Tagebaus Hambach. Insgesamt bleiben im Vergleich mit dem ursprünglichen Braunkohlenplan 1,1 Milliarden Tonnen Braunkohle im Boden. Dadurch wird der Hambacher Wald erhalten. Ab Anfang 2020 sollen insgesamt nur noch 0,15 Milliarden Tonnen Braunkohle gefördert werden. Ab 2023 soll die Braunkohlenförderung im Tagebau Hambach

deutlich zurückgehen und 2029 ganz eingestellt werden (RWE Power 2020c).²⁸

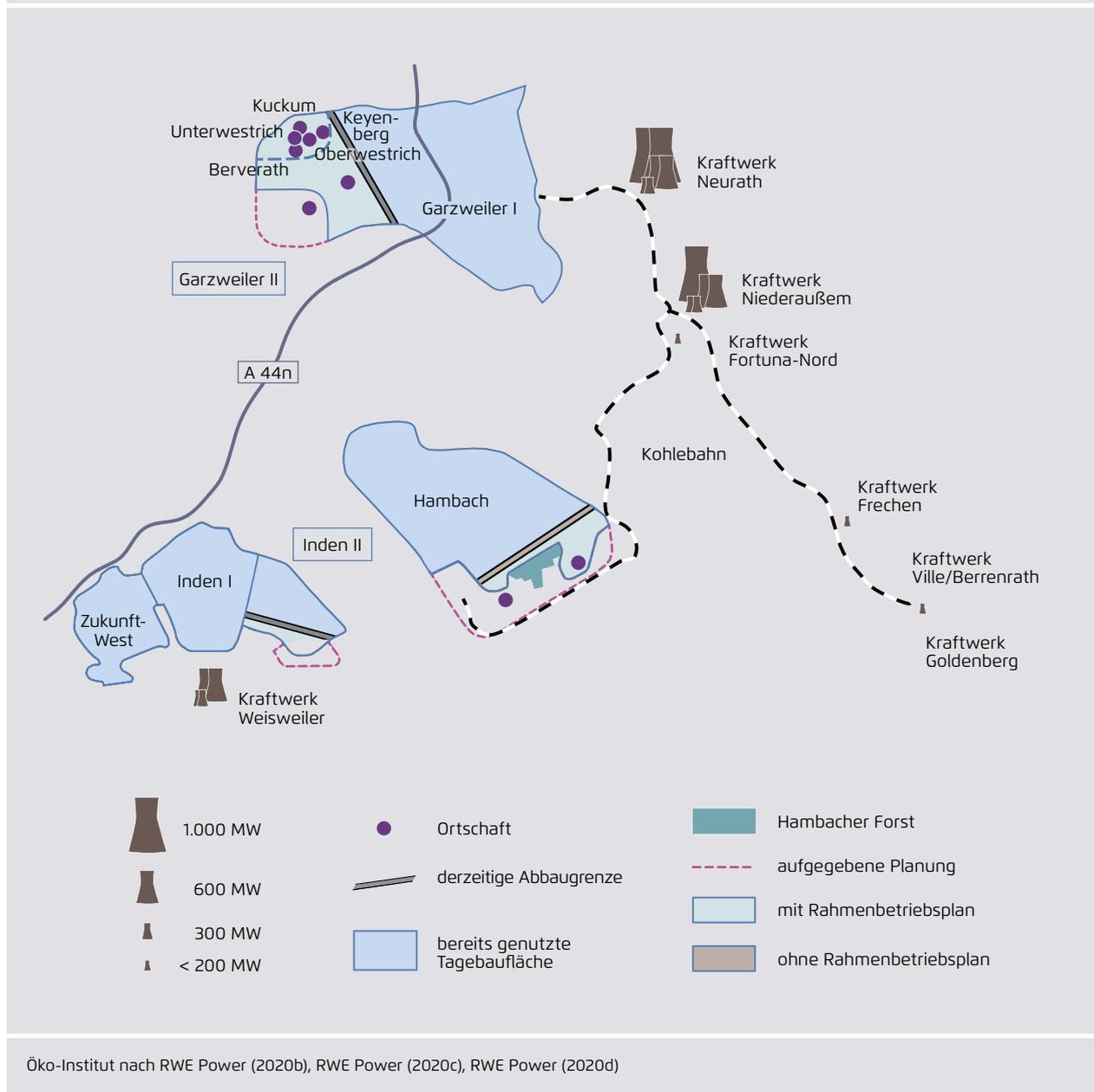
Im Tagebau Inden sind kleinere Anpassungen der Planung vorgesehen. Die geplante Braunkohlenförderung reduziert sich um 0,1 Milliarden Tonnen Braunkohle (RWE Power 2020d). Der Tagebau wird gemeinsam mit dem letzten Kraftwerksblock in Weisweiler am 01.04.2029 stillgelegt. Im Vergleich zur bisherigen Planung verändert sich insbesondere die kumulierte Braunkohlenförderung.

Die Planungen von RWE sehen bisher keine Verkleinerung des Tagebaus Garzweiler vor, der ab 2030 der letzte verbleibende Tagebau im Rheinland sein wird und die Versorgung der BOA-Blöcke übernehmen wird. Anfang 2020 betrug der Braunkohlevorrat im Tagebau Garzweiler 670 Millionen Tonnen Rohbraunkohle (RWE Power 2020b). Im Tagebau Garzweiler II werden aktuell noch Umsiedlungen für die Orte Keyenberg, Unterwestrich,

28 Wenn in den Jahren 2020, 2021 und 2022 noch je 27 Millionen Tonnen Braunkohle im Tagebau Hambach gewonnen würde, könnte die Braunkohleförderung in den verbleibenden Jahren von 2023 bis 2029 noch 10 Millionen Tonnen pro Jahr betragen. Im Jahr 2019 wurden neun Millionen Tonnen Braunkohle im Rheinland für die Veredelung eingesetzt. Im Jahr 2020 noch acht Millionen Tonnen Braunkohle (Statistik der Kohlenwirtschaft, Tabelle: Verwendung), bisher wurde diese überwiegend vom Tagebau Hambach produziert. Dies entspricht einem Anteil von 14 Prozent bezogen auf die Förderung des Rheinischen Reviers oder 33 Prozent bezogen auf die Förderung des Tagebaus Hambach (Angaben für 2019). Ende 2022 wird die Brikettierung am Standort Frechen stillgelegt. Gleichzeitig wird in Frechen eine elektrische Leistung von 120 Megawatt stillgelegt (von 176 Megawatt). In der Folge wird auch der Kohlebedarf für die Veredelung auf 7,5 Millionen Tonnen zurückgehen (Frontier et al. 2019). Hintergrund ist, dass die Brikettierung nur einen kleineren Teil der Veredelung ausmacht und die Staubproduktion weiterbetrieben wird. Mit dem Einstellen der Förderung im Tagebau Hambach Ende 2029 endet entweder die Braunkohleveredelung oder dieser Bedarf wird dann auch vom Tagebau Garzweiler gedeckt werden.

Revierkarte Rheinland

Abbildung 3-5



Oberwestrich, Kuckum und Berverath durchgeführt. Insgesamt haben diese Orte eine Bevölkerung von 1.600 Einwohnerinnen und Einwohnern. Der Umsiedlungsprozess wurde Ende 2016 begonnen. Nach Angaben in der Leitentscheidung sind die Umsiedlungen schon vergleichsweise weit fortgeschritten: „Zum 31. Januar 2021 hatten sich bereits

rund 86 Prozent der Einwohner mit der Bergbautreibenden über den Verkauf des Grundeigentums geeinigt und 61 Prozent der Umsiedler haben bereits die früher von fast 1.600 Menschen bewohnten Altorte verlassen. Rund 17 Prozent der Anwesen wurde noch nicht verkauft.“ (LReg NRW 2021, S. 33/34). Nach Entscheidungssatz 13 der Leitent-

Tagebaue im Rheinland im Überblick			Tabelle 3-3
	Vorrat Anfang 2020	Förderung 2020	Vorrat Ende 2020
	Mio. t		
Revier Rheinland	945		894
Garzweiler	670	19	651
Hambach	150	20	130
Inden	125	12	113

Öko-Institut nach RWE Power (2020b), RWE Power (2020c), RWE Power (2020d) und nach Statistik der Kohlenwirtschaft

Tagebauverkleinerungen durch den Kohleausstieg im Rheinland, Vorräte Stand Ende 2020			Tabelle 3-4
	Vorrat vor Verkleinerung	Verkleinerung	Vorrat nach Verkleinerung
	Mio. t		
Revier Rheinland	2.094	1.200	894
Garzweiler	651	–	651
Hambach	1.230	1.100	130
Inden	213	100	113

Öko-Institut nach RWE Power (2020b), RWE Power (2020c), RWE Power (2020d) und nach Statistik der Kohlenwirtschaft

scheidung wurde die Inanspruchnahme auf frühestens Ende 2026 verschoben. Dann ist auch bekannt, ob der Kohleausstieg auf 2035 vorgezogen werden soll (Überprüfung der Bundesregierung nach § 54 und § 56 KVBG im Jahr 2026). Bis 2026 soll der Kohleabbau im Bereich der Ortschaften Lützerath und Immerath erfolgen, die bis auf einen Landwirt bereits größtenteils umgesiedelt sind (LReg NRW 2021). Die bergbauliche Inanspruchnahme der Orte Keyenberg, Unterwestrich, Oberwestrich, Kuckum und Berverath soll bis 2028 abgeschlossen werden, wenn die energiewirtschaftliche Notwendigkeit im Jahr 2026 bestätigt wird. Danach stehen im Tagebau Garzweiler II keine Umsiedlungen mehr an.

Stand Ende 2020 beträgt die geplante Braunkohlenförderung noch etwa 900 Millionen Tonnen Braunkohle (Tabelle 3-3). Davon entfällt der überwiegende Anteil auf den Tagebau Garzweiler.

Im Vergleich zum bisherigen Stand der Planung werden die Tagebaue im Rheinland um 57 Prozent verkleinert, wie Tabelle 3-4 zeigt.

3.4.2 Umsetzung des Kohleausstiegs in der Lausitz

Die LEAG hat Anfang 2021 ihr überarbeitetes Revierkonzept veröffentlicht (LEAG 2021a). Insgesamt verringert sich die Braunkohlenförderung gegenüber der bisherigen Planung um 340 Millionen Tonnen (LEAG 2020b). Davon entfällt eine Verkleinerung von 200 Millionen Tonnen auf Welzow-Süd II. Auf welche Tagebaue die restliche Verkleinerung von 140 Millionen Tonnen entfallen soll ist unklar (LReg BB 2021). Die planerische Umsetzung des Kohleausstiegs in der Lausitz steht noch am Anfang. Eine Reihe von Braunkohlenplänen und Rahmenbetriebsplänen

sind noch anzupassen. Dies bedeutet für die einzelnen Tagebaue:

- Das Anfang 2021 überarbeitete Revierkonzept sieht keine Veränderung der Planung im Tagebau Jänschwalde vor.
- Auf die Tagebauerweiterung Welzow-Süd II wird verzichtet, der bestehende Tagebau Welzow-Süd wird jedoch wie bisher geplant umgesetzt. Im Sommer 2021 wurde der Beginn des Verfahrens

zur Änderung des Braunkohlenplans angekündigt (Gemeinsame Landesplanungsabteilung Berlin-Brandenburg 2021). Der Rahmenbetriebsplan für den Tagebau Welzow-Süd I wurde bereits so angepasst, dass auf die Tagebauerweiterung verzichtet werden kann (LBGR 2018).

- Der Tagebau Reichwalde soll verkleinert werden. Die Kommandantur des Truppenübungsplatzes Oberlausitz soll nicht mehr bergbaulich in Anspruch genommen werden.

Braunkohlevorräte in der Lausitz Tabelle 3-5

	Vorrat Ende	Förderung				Vorrat Ende	
	2016	2017	2018	2019	2020	2019	2020
	Mio. t						
Revier Lausitz	876	61,2	60,7	52,0	43,2	702	659
Jänschwalde	68	7,5	9,1	7,3	7,4	44	37
Welzow-Süd (AG I)	254	22,1	21,8	17,4	15,8	193	177
Nochten (AG I)	223	18,5	16,3	14,6	14,0	174	160
Reichwalde	331	13,2	13,5	12,6	6,0	292	286

Öko-Institut nach BMWi (2019), Statistik der Kohlenwirtschaft

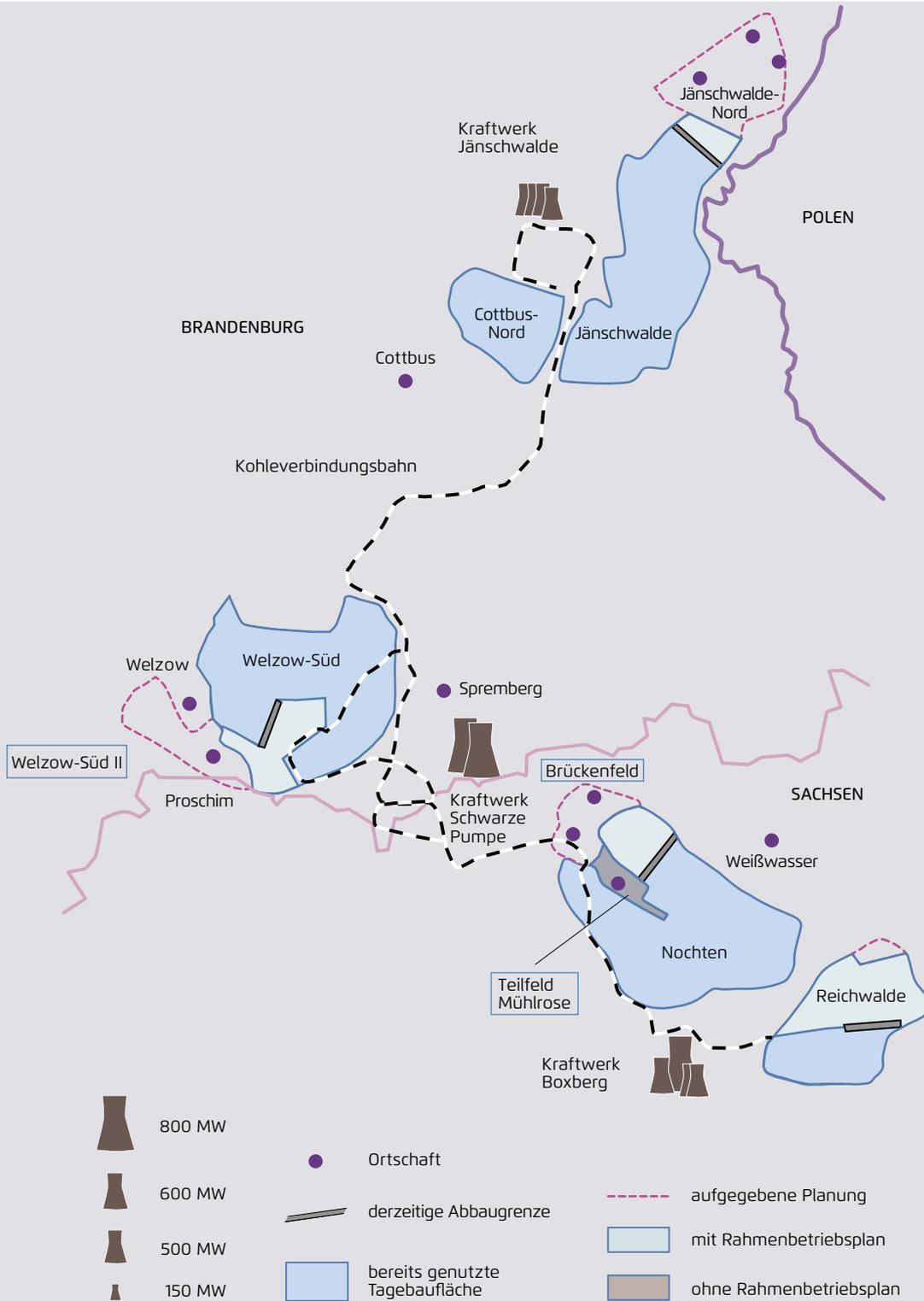
Tagebauverkleinerungen durch den Kohleausstieg in der Lausitz, Vorräte Stand Ende 2020 Tabelle 3-6

	Vorrat Ende 2020	Geplante Verkleinerung	Verbleibender Vorrat Ende 2020
	Mio. t		
Revier Lausitz	1.004	340	664
Jänschwalde	37	–	37
Welzow-Süd (AG I)	177	–	177
Welzow-Süd (AG II)	200	200	–
Nochten (AG I)	160	–	160
Nochten-Teilfeld Mühlrose	145	–	145
Reichwalde	286	140	146

Anmerkung: Für diese Darstellung wurde angenommen, dass die restliche Verkleinerung von 140 Mio. t komplett auf den Tagebau Reichwalde entfällt.
 Öko-Institut nach BMWi (2019), LEAG (2020b), LEAG (2021a)

Revierkarte Lausitz

Abbildung 3-6



Öko-Institut nach LEAG (2021a)

→ Im Tagebau Nochten plant die LEAG weiterhin den Abbau des Teilfelds Mühlrose. Mit der Inanspruchnahme des Teilfelds Mühlrose ist auch die Umsiedlung des Dorfes Mühlrose verbunden. Der Tagebau Nochten gliedert sich in das Abbauggebiet 1 (AG 1) mit beschlossener Rahmenbetriebsplan (mit einem Vorrat von 160 Millionen Tonnen Braunkohle; Stand Ende 2020) und in das Teilfeld Mühlrose mit einem Vorrat von 145 Millionen Tonnen. Für das Teilfeld Mühlrose liegt noch kein zugelassener Rahmenbetriebsplan vor. Im März 2019 wurde der Grundlagenvertrag unterschrieben, der die Rahmenbedingungen einer sozialverträglichen Umsiedlung regelt (LEAG 2019a). Dieser Grundlagenvertrag wurde zwischen der LEAG und der Gemeinde geschlossen. Auf dieser Grundlage kann die LEAG dann Verhandlungen mit den einzelnen Grundstückseigentümer:innen führen. Damit stellt der Grundlagenvertrag letztlich ein Angebot an diejenigen Bewohner:innen dar, die gerne umsiedeln möchten. Insgesamt sind in Mühlrose noch 200 Umsiedlungen geplant. Für eine vollständige Umsiedlungsentscheidung für Mühlrose sind jedoch noch weitere Schritte notwendig, zum Beispiel die Zulassung eines Rahmenbetriebsplans. Dieser wird nach aktuellem Stand in den nächsten Jahren erwartet. Das Teilfeld Mühlrose verfügt über ein vergleichsweise günstiges Abraum-zu-Kohle-Verhältnis von 4,8:1 (LEAG 2018).

Tabelle 3-6 zeigt, dass der Braunkohlenvorrat Ende 2020 in der Lausitz noch etwa 1.000 Millionen Tonnen Rohbraunkohle betrug. Durch das überarbeitete Revierkonzept werden die Tagebaue in der Lausitz um etwa ein Drittel verkleinert. Der nach der Verkleinerung verbleibende Vorrat beträgt Ende 2020 noch 664 Millionen Tonnen Rohbraunkohle. Das Vorziehen des Kohleausstiegs auf 2035 wurde bisher in der Lausitz planerisch nicht vorbereitet.

3.4.3 Umsetzung des Kohleausstiegs in Mitteldeutschland

Der Kohleausstieg führt auch in Mitteldeutschland zu einer Reduktion der Braunkohlenförderung. Die Mibrag plant die Verkleinerung des Tagebaus Vereinigtes Schleenhain (vergleiche Abbildung 3-7). Dies bedeutet, dass das Abbaufeld Groitzscher Dreieck nicht mehr in Anspruch genommen wird. Der Braunkohlenvorrat des Abbaufeldes beträgt 68 Millionen Tonnen Braunkohle (BET et al. 2020), die somit nicht mehr gefördert werden. Die Orte Pödelwitz und Obertitz werden nicht mehr umgesiedelt. Eine Verkleinerung des Tagebaus Profen ist bisher nicht geplant.

Tabelle 3-7 stellt die verbleibenden Vorräte im Mitteldeutschen Revier dar, die nach der Verkleinerung um das Abbaufeld Groitzscher Dreieck Ende 2020 noch 243 Millionen Tonnen Rohbraunkohle betragen. Das mögliche Vorziehen des Kohleausstiegs um drei Jahre auf 2031 für den Tagebau Profen und 2032 für den Tagebau Vereinigtes Schleenhain wurde bisher in Mitteldeutschland im Rahmen der Braunkohlenplanung noch nicht vorbereitet.

Die Romonta plant die Errichtung eines Ersatzbrennstoffkraftwerks (Jahresverbrennungskapazität von 140.000 Tonnen), das bis Mitte 2024 in Betrieb gehen soll. Damit kann der Wärmebedarf für die Montanwachsproduktion ohne Kohleverbrennung bereitgestellt werden und der Ausstieg aus der Kohleverbrennung wird ermöglicht (GETEC & ROMONTA 2021). Außerdem sind im Rahmen der Rekultivierung des Tagebaus Amsdorfs die Errichtung eines Windparks und der Ausbau der Photovoltaik geplant (Romonta 2020a). Die Braunkohlenvorräte im Tagebau Amsdorf reichen bei Fortschreibung der aktuellen Produktion etwa bis 2028. Vor diesem Hintergrund ist für den Tagebau Amsdorf keine Anpassung der Tagebauplanungen geplant.

Braunkohlenvorräte der Tagebaue in Mitteldeutschland

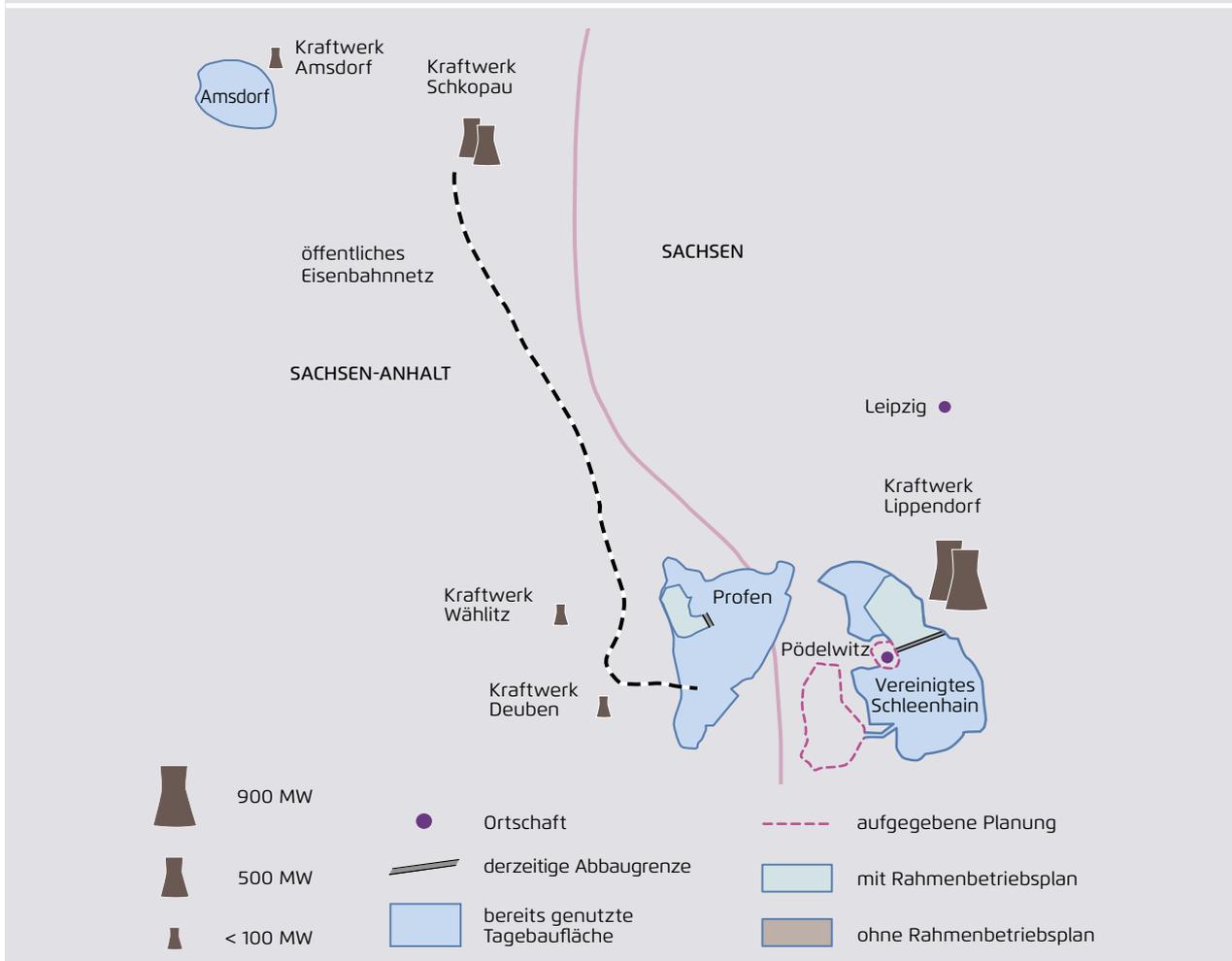
Tabelle 3-7

	Vorrat Ende	Förderung			Vorrat Ende
	2017	2018	2019	2020	2020
	Mio. t				
Revier Mitteldeutschland	289,0	19,2	14,5	12,8	243,0
Profen	124,0	7,8	5,7	4,7	106,0
Vereinigtes Schleenhain*	160,0	11,0	8,4	7,6	133,0
Amsdorf	5,5	0,5	0,5	0,5	4,1

* Vorrat ohne das Abbaufeld Grotzischer Dreieck (68 Millionen Tonnen Rohbraunkohle)
 Öko-Institut nach BMWi (2019), BET et al. (2020), Statistik der Kohlenwirtschaft

Revierkarte Mitteldeutschland

Abbildung 3-7



Öko-Institut nach DEBRIV (2015)

3.5 Die Empfehlungen der KWSB zur arbeitsmarkt- und regionalpolitischen Dimension des Kohleausstiegs und deren Umsetzung

In den Diskussionen um den deutschen Kohleausstieg und vor allem in den Verhandlungen der KWSB hatte sich gezeigt, dass sich mit Blick auf die beschäftigungs- und die strukturpolitischen Fragen des Kohleausstiegs zwei sehr unterschiedliche Herausforderungen stellten:

- Angesichts der Altersstruktur der Beschäftigten in den Unternehmen sowie der vor allem im Braunkohlenbergbau auch noch langfristig erforderlichen Nachsorgearbeiten konnte erwartet werden, dass der Beschäftigungsabbau zu größeren Teilen mit dem altersbedingten Ausscheiden von Beschäftigten harmonisiert und den hier entstehenden Herausforderungen durch sehr zielgerichtete Maßnahmen begegnet werden kann.
- Zum prioritären Handlungsfeld entwickelte sich die Begleitung des Strukturwandels in den jeweiligen Schwerpunktregionen für die Bereiche jenseits der Kohlebeschäftigten. Dazu gehörte vor allem die umfassende Sicherung der Attraktivität der Kohleregionen für vor allem junge Menschen sowie der Aufbau neuer Wertschöpfungsstrukturen.

Ein erstes Element der Flankierung für die heutigen Beschäftigten von Kohlekraftwerken und Braunkohlentagebauen besteht darin, dass die Zahlung von Entschädigungen nur an diejenigen Unternehmen möglich ist, für die im Fall von Stilllegungen tarifvertragliche Regelungen oder Betriebsvereinbarungen zum Umgang mit den entsprechenden Beschäftigten zur Anwendung kommen.

Schwerpunktmäßig konzentriert sich aber die Begleitung des Arbeitsplatzabbaus in den Unternehmen der Kohleverstromung sowie des Braunkohlenbergbaus auf das Instrument des Anpassungsgeldes (APG), das im Zuge des Abbaus der Steinkohleförderung in Westdeutschland entwi-

ckelt und langjährig erprobt worden ist. Die durch politische Maßnahmen des Kohleausstiegs freigesetzten Beschäftigten können im Rahmen des APG den Eintritt in die Rente um bis zu fünf Jahre vorziehen, ohne dass sie Einbußen bei der Rentenhöhe hinnehmen müssen. Angesichts der überproportional guten Löhne in der Kohleindustrie, der Möglichkeiten zum Zuverdienst sowie durch eine Reihe weiterer Vergünstigungen (Steuerbefreiung, Beitragsübernahmen etc.) existiert mit dem APG ein vergleichsweise attraktives Begleitinstrument für den Beschäftigungsabbau. Darüber hinaus wurde im Kontext des 2020 beschlossenen Kohleausstiegs der Kreis der APG-Berechtigten auch auf erhebliche Teile der Zulieferindustrie ausgeweitet. Der Zeitraum für die Zahlungen des APG erstreckt sich durch die langen Nachsorgefristen im Braunkohlenbergbau möglicherweise bis zum Jahr 2048, das entsprechende Finanzvolumen über den Gesamtzeitraum wird auf etwa 4,8 Milliarden Euro geschätzt (Matthes 2021). Der Koalitionsvertrag für die 20. Legislaturperiode (2021-2025) enthält neben dem Ziel eines vorgezogenen Kohleausstiegs bis zum Jahr 2030 auch die Regelung, die Zahlung des APG nicht nur auf die Arbeitsplätze zu beschränken, die im Zuge der Umsetzung des im Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes (KVBG) kodifizierten Ausstiegspfades wegfallen. Darüber hinaus soll die arbeitsmarktpolitische Flankierung des Kohleausstiegs nunmehr auch durch eine Qualifizierungskomponente für jüngere Beschäftigte ergänzt werden (SPD, BÜNDNIS 90 / DIE GRÜNEN und FDP 2021). Mit diesem Instrumentarium werden die mit dem Kohleausstieg entstehenden Härten für die bisherigen Beschäftigten in der Braunkohlenförderung beziehungsweise in der Kohleverstromung sowie in den wichtigsten Zulieferbereichen weitgehend abgemildert.

Im Zentrum der politischen Begleitmaßnahmen zum Kohleausstieg in Deutschland steht die Flankierung des Strukturwandels in den Kohleregionen. Die entsprechenden Maßnahmen basieren zunächst auf der im Zuge der KWSB-Arbeit begonnenen und in

Verhandlungen zwischen Bundes- und Landesregierungen fortgesetzten Konzentration auf spezifische Handlungsbereiche:

- Wirtschaftsförderung und -entwicklung,
- Infrastrukturausbau,
- Stärkung der Kommunen im Bereich der Daseinsvorsorge,
- Förderung von Wissenschaft, Forschung und Entwicklung,
- Bildung und Fachkräfteentwicklung,
- regionale Verankerung und Beteiligung der Zivilgesellschaft.

Darüber hinaus wurden die verschiedenen Maßnahmen mit Blick auf die Finanzierung in drei Gruppen unterteilt:

- insgesamt 26 Milliarden Euro bis zum Jahr 2038 für ein breites Spektrum von Maßnahmen der Bundesregierung zugunsten der Braunkohlenerländer Brandenburg, Sachsen, Sachsen-Anhalt sowie Nordrhein-Westfalen;
- insgesamt 14 Milliarden Euro bis zum Jahr 2038 für Strukturwandelmaßnahmen in der Regie der genannten Braunkohlenerländer auf der Grundlage von gesetzlich fixierten Leitbildern, zum Beispiel für die Umnutzung von Kraftwerkstandorten, regionale Infrastrukturanbindungen sowie die Verfügbarmachung von großen Flächen vor allem für die regenerative Stromerzeugung;
- insgesamt 1 Milliarden Euro für Maßnahmen in den vom Steinkohleausstieg betroffenen strukturschwachen Regionen in Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen sowie im Saarland.

Das **Strukturstärkungsgesetz** Kohleregionen vom 8. August 2020 enthält neben diesen Leitbildern und verbindlichen Finanzierungszusagen eine sehr umfangreiche Liste von Einzelmaßnahmen und -programmen, die im Rahmen des Investitionsgesetzes Kohleregionen (InvKG) unter der Regie des Bundes finanziert werden:

- Infrastrukturprojekte im Bereich der Straßen- und Schienenverbindungen,
- Stärkung der kommunalen Infrastrukturen vor allem im innovativen Bereich,
- Maßnahmen im Bereich Innovation:
 - Stärkung von Innovationsaktivitäten im Bereich Energie und Klimaschutz;²⁹
 - Gründungen von wissenschaftlichen Einrichtungen mit Ausrichtung auf spezifische Innovations Schwerpunkte;³⁰
 - eine Ausschreibung von zwei staatlich finanzierten großen Forschungsinstituten mit offener thematischer Ausrichtung im Lausitzer und im Mitteldeutschen Braunkohlenrevier;³¹
- Programme beziehungsweise Einzelmaßnahmen zur Stärkung von Bildung, Kultur und Sport in den Kohleregionen;
- Schaffung von 5.000 neuen Arbeitsplätzen in Einrichtungen des Bundes in den Kohleregionen in einem Zeitraum von zehn Jahren.

Einige der entsprechenden Maßnahmen sollen nach den Vereinbarungen des Koalitionsvertrages für die 20. Legislaturperiode (2021–2025) im Kontext des nunmehr für 2030 angestrebten Kohleausstieges vorgezogen bzw. beschleunigt werden (SPD, BÜNDNIS 90 / DIE GRÜNEN und FDP 2021).

Im Kontext des Kohleausstiegs wurden damit zielgerichtete Maßnahmen zur Flankierung des Arbeitsplatzabbaus in der Kohleverstromung, im Braunkohlenbergbau und in den Zulieferbereichen über Regelungen der Altersfinanzierung ergriffen, mit denen auch die Kaufkraft der freigesetzten Beschäftigten in den Regionen weitgehend erhalten bleiben kann. Der Strukturwandel wird mit einem Fokus auf Infrastrukturen, Wirtschaftsför-

29 vgl. hierzu § 16 Abs. 2 Nr. 1 und Abs. 3 sowie § 17 Nr. 15, 16, 19, 20, 23, 26, 27 und 30 InvKG

30 vgl. hierzu § 16 Abs. 2 Nr. 2 und 3 sowie § 17 Nr. 2, 3, 7, 8, 14, 17, 18, 21, 22, 24 und 28 InvKG

31 vgl. hierzu § 17 Nr. 29 InvKG

derung, Innovation und weitere Maßnahmen zur Erhaltung der regionalen Attraktivität über großvolumige Maßnahmen beziehungsweise Programme flankiert, für die die Konzepte überwiegend in den Regionen entwickelt wurden und der weitaus größte Teil der Finanzierung von der Bundesregierung übernommen wird. Gleichwohl sind die regionalen Konflikte um den Vollzug des Kohleausstiegs mit Blick auf die weiter vorgesehene Abbaggerung einiger Dörfer keineswegs in Gänze beigelegt.

Die arbeitsmarktpolitische Flankierung als auch die für den Strukturwandel vorgesehenen Mittel bilden mit insgesamt 46 Milliarden Euro den weitaus größten Teil der für den Kohleausstieg verfügbar gemachten Finanzmittel, auch wenn diese Mittel zumindest in Teilen aus der Umwidmung anderer Programme gespeist werden.

Mit Blick auf die Flankierung des Strukturwandels in den Kohleregionen ist jedoch auch festzuhalten, dass diese zumindest teilweise auch dem Zweck dienen, die in Deutschland massiv zugenommenen Lücken bei den Lebensbedingungen zwischen strukturstarken Metropol- sowie strukturschwachen ländlichen Regionen zu schließen. Ein großer Teil der entsprechenden Maßnahmen hätte damit auch unabhängig vom Kohleausstieg früher oder später angegangen beziehungsweise hätten die entsprechenden Mittel aufgebracht werden müssen. Insofern bilden die im Zuge des Kohleausstiegs ausgehandelten und ausgearbeiteten Handlungsstrategien auch einen interessanten Ansatzpunkt für die aktive Gestaltung des Strukturwandels in anderen Bereichen beziehungsweise Regionen, ob dieser nun ursächlich durch die Energiewende beziehungsweise den Übergang zu einem klimaneutralen Wirtschaftssystem ausgelöst wurde oder nicht (Matthes 2021).

4 Bedeutung des Braunkohlenbergbaus in Deutschland für die Beschäftigung und die Regionalwirtschaft

4.1 Beschäftigung

Die Beschäftigung im Braunkohlenbergbau in Deutschland exklusive der Kraftwerke der allgemeinen Versorgung (Abbildung 4-1) betrug zwischen 1960 und 1989 circa 150.000 Beschäftigte. Die einzelnen Reviere durchlaufen dabei jeweils unterschiedliche Dynamiken.

→ Bis 1990 war der prozentual stärkste Beschäftigungsrückgang in den Revieren Helmstedt, Bayern und Hessen zu beobachten (in der Grafik als andere Reviere bezeichnet). Im Jahr 1960 betrug die Anzahl der Beschäftigten noch über 10.000 und

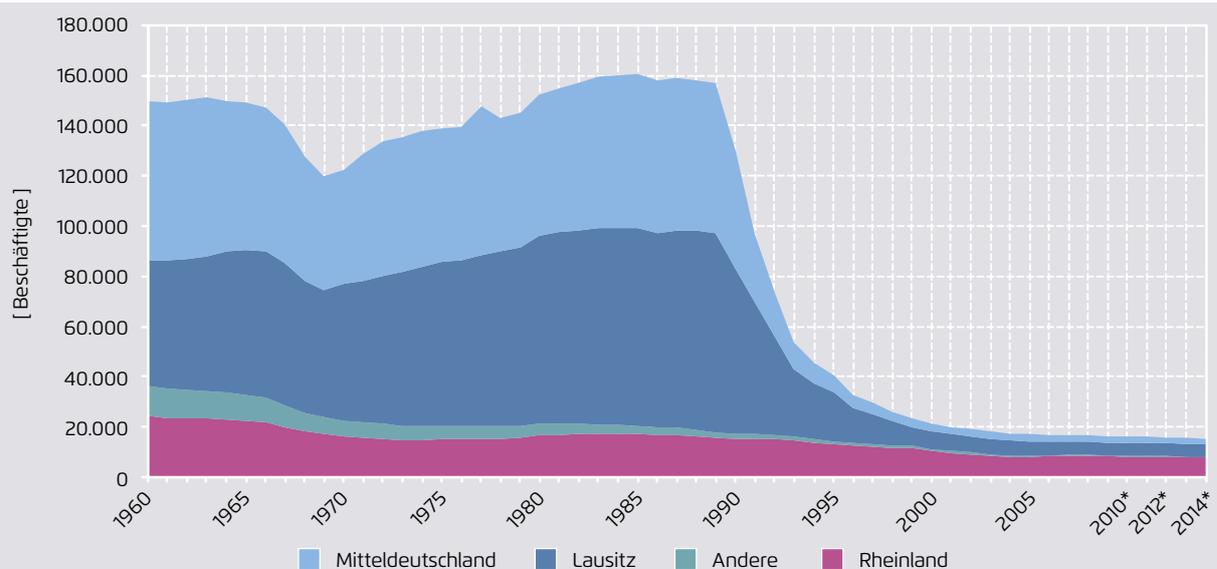
ging bis 1991 auf etwa 2.000 zurück. Die Braunkohlenförderung in Bayern wurde bereits 1982 und in Hessen 1991 eingestellt. Im Revier Helmstedt wurde bis zur Stilllegung des Tagebaus Schöningen im Jahr 2016 Braunkohle gefördert. Bis Ende 2020 ist die Anzahl der Beschäftigten auf 53 zurückgegangen.³²

→ Seit 1989 geht die Anzahl der Beschäftigten bedingt durch die Anpassungsprozesse nach der

32 Ende Oktober 2016 waren im Helmstedter Revier noch 226 Beschäftigte zu verzeichnen (Statistik der Kohlenwirtschaft, Beschäftigte der Braunkohlenindustrie in Deutschland. Bergheim, den 01.02.2021).

Beschäftigte im Braunkohlenbergbau nach Revieren, 1960 bis 2014

Abbildung 4-1



* Daten zu Beschäftigten exkl. allg. Versorgung zwischen 2008 und 2014 wurden interpoliert. Die Werte für 2014 basieren auf dem Monatsbericht des DEBRIV. Aufteilung auf die Reviere im Jahr 2014 basierend auf Angaben in den Jahresabschlüssen der Braunkohleunternehmen.

Öko-Institut nach Statistik der Kohlenwirtschaft, Monatsberichte des DEBRIV zu Beschäftigten der Braunkohleindustrie

Wende stark zurück. Im Jahr 1989 waren in der Lausitz noch 80.000 Menschen beschäftigt und in Mitteldeutschland noch 60.000. Bis zum Jahr 2000 reduzierte sich die Anzahl der Beschäftigten um mehr als 90 Prozent auf 7.000 in der Lausitz und 3.000 in Mitteldeutschland.

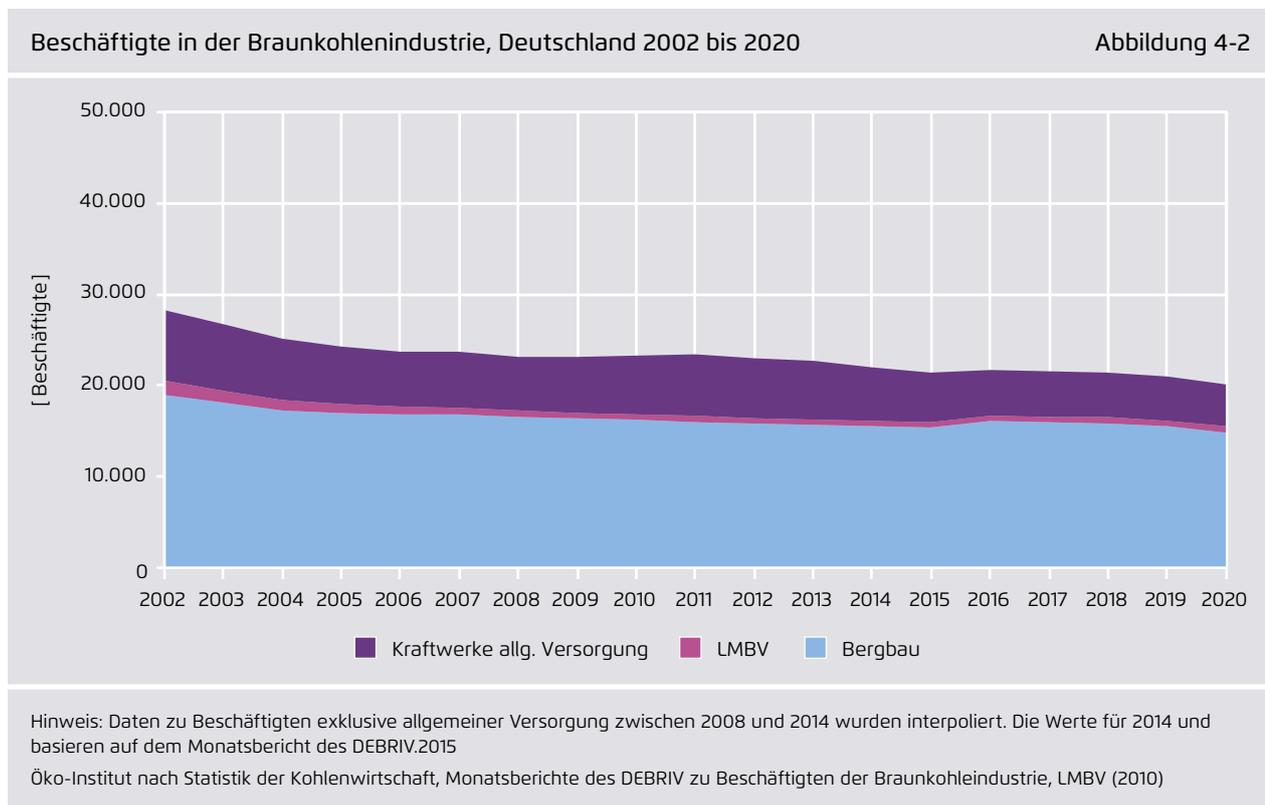
→ Im Rheinland geht die Anzahl der Beschäftigten seit 1983 kontinuierlich zurück und hat sich seitdem mehr als halbiert.

Im Jahr 2014 waren insgesamt etwa 15.000 Beschäftigte im Braunkohlenbergbau zu verzeichnen (Abbildung 4-1).

Aktuelle Beschäftigtenzahlen in der Braunkohlenindustrie in Deutschland werden monatlich vom DEBRIV veröffentlicht. Jährliche Daten auch für historische Jahre werden auf der Website der Statistik der Kohlenwirtschaft veröffentlicht. Seit 2002 werden auch Angaben für die Beschäftigten inklusive

der Kraftwerke der allgemeinen Versorgung veröffentlicht. Seit 2008 gibt die Statistik der Kohlenwirtschaft nur noch die Summe der Beschäftigten aus dem Bergbau und den Braunkohlenkraftwerken der allgemeinen Versorgung an. Die Entwicklung ist in Abbildung 4-2 dargestellt. Ende Dezember 2020 sind laut der Statistik der Kohlenwirtschaft noch 19.500 Personen in der Braunkohlenindustrie beschäftigt. Dies stellt im Vergleich zu 2016 einen Rückgang von 8 Prozent dar.

Dabei ist zu beachten, dass in den Beschäftigtenzahlen nicht nur der aktive Bergbau enthalten ist. Die Anzahl der Beschäftigten der LMBV (Lausitzer und Mitteldeutsche Bergbau-Verwaltungsgesellschaft mbH) betrug im Jahr 1995 noch über 10.000 und ging bis zum Jahr 2000 auf 1.900 Beschäftigte zurück. Ende des Jahres 2020 hatte die LMBV noch 609 Beschäftigte, die für die Rekultivierung der Alttagebaue in der Lausitz (408 Beschäftigte) und in Mitteldeutschland



(201 Beschäftigte) zuständig sind. Der Fortbestand dieser Arbeitsplätze ist nicht von einer Fortführung der Braunkohlenförderung abhängig, da die Finanzierung der LMBV durch Steuermittel erfolgt.

Von den knapp 20.000 Beschäftigten der Braunkohlenindustrie waren Ende 2020 etwa sechs Prozent (1.262) Auszubildende.

Vor dem Hintergrund einer sinkenden Belegschaft im Braunkohlenbergbau (siehe Abbildung 4-1), ergibt sich eine alternde Belegschaft, wie Abbildung 4-3 veranschaulicht.

Lag der Anteil der über 56-jährigen Beschäftigten im Jahr 1991 bei 1,8 Prozent, so stieg er bis 2014 auf 26,5 Prozent. Demgegenüber sank der Anteil der 15- bis 20-jährigen Belegschaft im gleichen Zeitraum

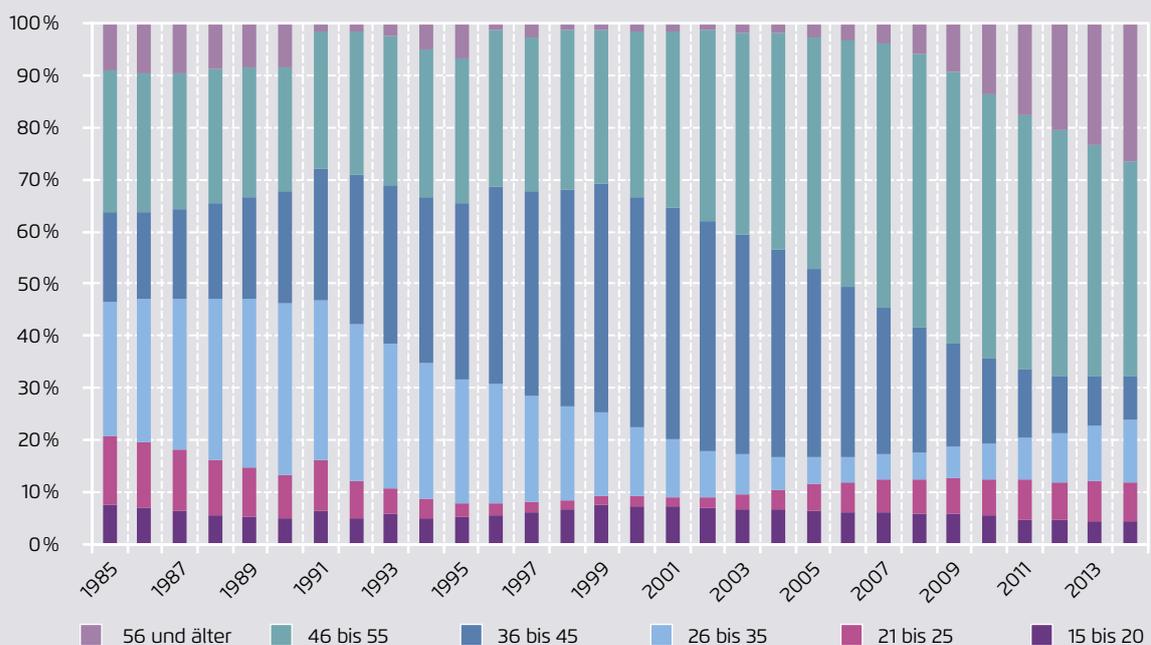
von 6,5 Prozent auf 4,5 Prozent (vergleiche Abbildung 4-3). Dies bedeutet, dass bis 2025 voraussichtlich über ein Viertel der Beschäftigten aus den Unternehmen ausscheiden wird. Bis 2035 werden sogar zwei Drittel der Beschäftigten im Braunkohlenbergbau in den Ruhestand gehen.

4.2 Regionalwirtschaftliche Bedeutung des Braunkohlenbergbaus

Die deutsche Braunkohlenindustrie repräsentiert mit Blick auf die Gesamtzahl der Erwerbstätigen in Deutschland (circa 0,044 Prozent) einen sehr kleinen Anteil und bleibt auch hinsichtlich der Beschäftigtenzahl im produzierenden Gewerbe (circa 0,2 Prozent) relativ klein. Gleichwohl spielt die Braunkohlenwirtschaft in den verschiedenen Revieren und

Altersstruktur der Beschäftigten im Braunkohlenbergbau (ohne Braunkohlenkraftwerke der allgemeinen Versorgung) in Deutschland, 1990 bis 2014

Abbildung 4-3



Öko-Institut nach Statistik der Kohlenwirtschaft, Tabelle: Altersaufbau der Beschäftigten (Köln, 05.03.2015), aktuellere Daten werden nicht mehr veröffentlicht

Regionen eine größere Rolle, sowohl hinsichtlich der Wertschöpfung als auch der Beschäftigung.

Sowohl der Beitrag der Braunkohlenindustrie zur regionalen Beschäftigung als auch die Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte im nationalen Kontext sind in einer Reihe von sektorenspezifischen Untersuchungen näher analysiert worden.

- Prognos (2005) untersuchte für das Analysejahr 2004 die Beschäftigungseffekte der ostdeutschen Braunkohlenindustrie für die fünf neuen Bundesländer, ermittelt wurden die direkten, die indirekten und die induzierten Beschäftigungseffekte.
- EEFA (2010) untersuchte für das Analysejahr 2009 die Beschäftigungseffekte der rheinischen Braunkohlenindustrie für das Revier, die Region, das Land Nordrhein-Westfalen sowie Deutschland, auch hier wurden die direkten, die indirekten und die induzierten Beschäftigungseffekte ermittelt.
- EEFA (2011) untersuchte für das Analysejahr 2009 die Beschäftigungseffekte aller drei Braunkohlereviere für Gesamtdeutschland, analysiert wurden wiederum die direkten, die indirekten und die induzierten Beschäftigungseffekte.
- Prognos AG (2011) aktualisierte die Untersuchung der direkten, indirekten und induzierten Beschäftigungseffekte für die neuen Bundesländer³³ für das Bezugsjahr 2010.
- ifo Dresden (2014) untersuchten die Beschäftigungseffekte der Lausitzer Bergbau und Energiewirtschaft (in unterschiedlichen Abgrenzungen) einerseits für die Lausitz und andererseits für Deutschland insgesamt, betrachtet wurden die direkten und indirekten Beschäftigungseffekte, die induzierten Beschäftigungseffekte wurden nur punktuell und nachrichtlich berichtet.

→ RWI (2018) aktualisierte die direkten, induzierten und indirekten Beschäftigungseffekte für die einzelnen Reviere und für Deutschland insgesamt.

Die verschiedenen Kategorien der Beschäftigungseffekte werden wie folgt abgegrenzt beziehungsweise ermittelt:

- Die direkte Beschäftigung erfasst alle Beschäftigten in den jeweiligen Unternehmen, diese entfallen naturgemäß ganz überwiegend auf die jeweiligen Reviere beziehungsweise Regionen.
- Die indirekte Beschäftigung ergibt sich aus der Nachfrage der Braunkohlenunternehmen nach Gütern und Dienstleistungen einerseits für die laufenden Ausgaben des Kraftwerks- und Tagebaubetriebs und andererseits für die Investitionen in Tagebaue und Kraftwerke, aus der über die volkswirtschaftliche Verflechtung Beschäftigung entsteht.
- Methodisch umstritten ist die Zurechnung induzierter Beschäftigungseffekte zu spezifischen Wirtschaftszweigen, da sich diese aus dem Einkommen und der entsprechenden Konsumnachfrage der direkt oder indirekt Beschäftigten ergibt und auch bei alternativen Einkommen (jeglicher Art) verbleiben würde (vergleiche ifo Dresden 2014, S. 72).

Auch wenn sich die methodischen Ansätze wie auch die Ergebnisse der in Tabelle 4-1 gezeigten Studien teilweise deutlich unterscheiden, einige strukturelle Ergebnisse diskussionswürdig erscheinen und insbesondere für die aktuelle Situation erheblicher Untersuchungsbedarf konstatiert werden muss, lassen sich aus den ausgewerteten Studien einige robuste Schlussfolgerungen ziehen:

- Das Verhältnis zwischen direkt und indirekt Beschäftigten in den jeweils engeren Regionen liegt bei etwa 1 : 1 wobei Unsicherheiten bezüglich des etwas höheren Verhältnisses für Brandenburg (beziehungsweise die Lausitz) verbleiben.

33 Die Beschäftigungseffekte außerhalb der neuen Bundesländer werden bei Prognos 2011 nur auf aggregierter Ebene ausgewiesen. Das Verhältnis des Ausgabe volumens für die neuen Bundesländer und die alten Bundesländer beziehungsweise das Ausland wird dabei mit 74 : 26 angegeben.

Studienübersicht zu den Beschäftigungseffekten der Braunkohlenwirtschaft						Tabelle 4-1
		Beschäftigungseffekte				
		direkt	indirekt	Summe	nachr.: induziert	
Braunkohlenindustrie Deutschland (EEFA)						
Rheinland (für Deutschland)	2009	13.438	23.287	36.725	3.950	
Mitteldeutschland (für Deutschland)	2009	3.873	4.062	7.935	698	
Lausitz (für Deutschland)	2009	7.586	25.135	32.721	4.395	
Deutschland	2009	24.897	52.484	77.381	9.043	
Braunkohlenindustrie Rheinland (EEFA)						
Revier	2009	12.055	7.376	19.431	728	
Region	2009	13.177	11.835	25.012	1.276	
Land Nordrhein-Westfalen	2009	13.393	18.385	31.778	2.151	
Deutschland	2009	13.438	24.267	37.705	411	
Braunkohlenindustrie Ost-Deutschland (Prognos)						
Land Brandenburg	2004	4.190	5.389	9.579	1.071	
Land Sachsen	2004	4.049	2.382	6.431	1.149	
Land Sachsen-Anhalt	2004	1.414	1.545	2.959	376	
Land Berlin	2004	149	944	1.093	53	
Land Thüringen	2004	365	350	715	123	
Land Mecklenburg-Vorpommern	2004	6	12	18	2	
Neue Bundesländer	2004	10.172	10.622	20.794	2.774	
Land Brandenburg	2010	4.830	8.686	13.516	2.559	
Land Sachsen	2010	4.667	3.962	8.629	1.914	
Land Sachsen-Anhalt	2010	1.227	2.135	3.362	624	
Land Berlin	2010	46	1.717	1.763	236	
Land Thüringen	2010	380	226	606	171	
Land Mecklenburg-Vorpommern	2010	4	58	62	31	
Neue Bundesländer	2010	11.164	16.785	27.938	5.535	
Bergbau & Energiewirtschaft Lausitz (ifo Dresden)						
Vattenfall (für die Lausitz)	2009	7.430	7.158	14.588	1.919	
LMBV (für Lausitz)	2009	685	433	1.118	–	
Bergbau und Energiewirtschaft (für die Lausitz)	2009	12.026	11.587	23.613	–	
Sektor Bergbau, Gewinnung von Steinen und Erden (für Deutschland)	2009	6.820	7.249	14.069	–	
Sektor Energieversorgung (für Deutschland)	2009	5.206	11.001	16.207	–	
Öko-Institut nach Prognos (2005), EEFA (2010), EEFA (2011), Prognos AG (2011), ifo Dresden (2014)						

- In den großräumigeren Regionen (neue Bundesländer insgesamt, Nordrhein-Westfalen insgesamt) liegt das Verhältnis zwischen indirekter und direkter Beschäftigung bei etwa 1,3 bis 1,5.
- Bezogen auf die gesamte deutsche Volkswirtschaft liegt das Verhältnis zwischen direkter und indirekter Beschäftigung in der Größenordnung von 1 : 2.
- Auf Ebene der meisten für den Braunkohlenbergbau relevanten Bundesländer (Nordrhein-Westfalen, Sachsen, Sachsen-Anhalt) bleibt der Anteil der direkt und der indirekt Beschäftigten an der Gesamtzahl der Erwerbstätigen mit jeweils circa 0,2 Prozent relativ gering, allein für Brandenburg ergeben sich mit 0,4 Prozent (direkt Beschäftigte) beziehungsweise 0,8 Prozent (indirekt Beschäftigte) größere Anteile, die gleichwohl im Gesamtniveau relativ klein bleiben.
- Das Verhältnis zwischen indirekten und direkten Beschäftigungseffekten unterscheidet sich für den überregionalen Bezugsraum erheblich zwischen den Bereichen Tagebaubetriebe und Kraftwerke. Die Nachfragen aus der Elektrizitätserzeugung induzieren im Regelfall doppelt so viel indirekte Beschäftigung wie der Tagebausektor.

Für kleinräumigere Effekte, bei denen hinsichtlich der direkten und indirekten Beschäftigungseffekte vor allem die Tagebaubetriebe im Vordergrund stehen dürften, liegen umfassende und belastbare Untersuchungen bisher noch nicht vor.

5 Ökologische Aspekte der Braunkohlenwirtschaft

5.1 Treibhausgasemissionen

5.1.1 Direkte CO₂-Emissionen

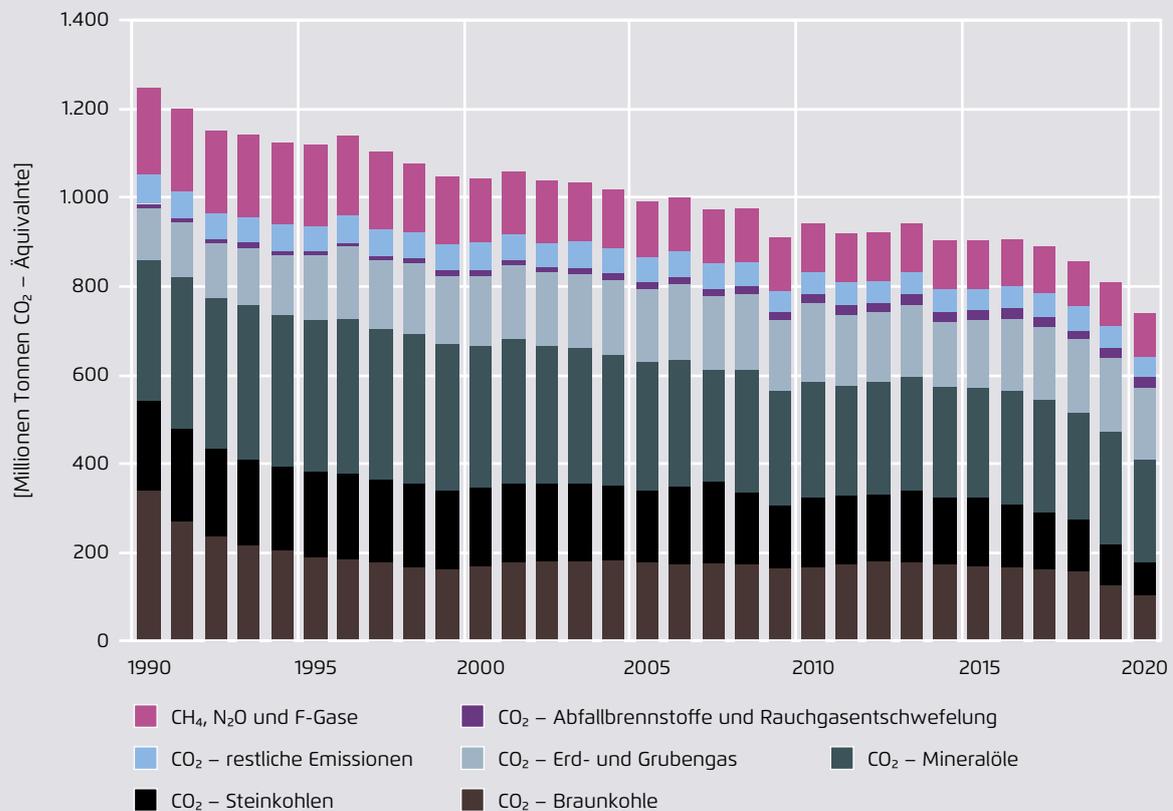
Direkte CO₂-Emissionen sind zunächst die Emissionen, die bei der Verbrennung der Braunkohle entstehen. Vom gesamten Ausstoß an Treibhausgasen in Deutschland (in der Abgrenzung der nationalen Treibhausgasinventare) entfielen im Jahr 1990 gut 339 Millionen Tonnen CO₂ beziehungsweise 27 Pro-

zent auf die Verbrennung von Braunkohle (Abbildung 5-1).³⁴ Bis 1995 sank dieser Anteil der verbren-

34 Neben den CO₂-Emissionen aus der Verbrennung der Braunkohle entfallen auf den Braunkohlensektor (wenn auch in geringem Ausmaß) auch noch andere Treibhausgasemissionen. Dies betrifft einerseits die Methan- und Lachgasemissionen aus den Verbrennungsanlagen (1990 circa 2,4 und 2015 circa 1,6 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalent) sowie

Gesamte deutsche Treibhausgasemissionen und CO₂-Emissionen nach Brennstoffen, 1990 bis 2020

Abbildung 5-1



Öko-Institut auf Basis von Daten des Umweltbundesamtes (UBA)

nungsbedingten CO₂-Emissionen aus Braunkohle auf 17 Prozent, lag dann bis 2000 bei 16 bis 17 Prozent, stieg nach der Jahrtausendwende wieder leicht an und bewegte sich bis 2018 in einer Bandbreite von

einen (erheblichen) Teil der CO₂-Emissionen aus Entschwefelungsanlagen (die in den nationalen Treibhausgasinventaren nur summarisch für Stein- und Braunkohlekraftwerke ausgewiesen werden, aber mit insgesamt 0,6 Millionen Tonnen CO₂ im Jahr 1990 beziehungsweise 1,0 Millionen Tonnen CO₂ im Jahr 2015 vergleichsweise gering sind) und andererseits die Methanemissionen, die bei der Förderung der Rohbraunkohle entstehen (1990 circa 0,1 und 2015 circa 0,05 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalent), vergleiche dazu auch Kapitel 5.1.2.

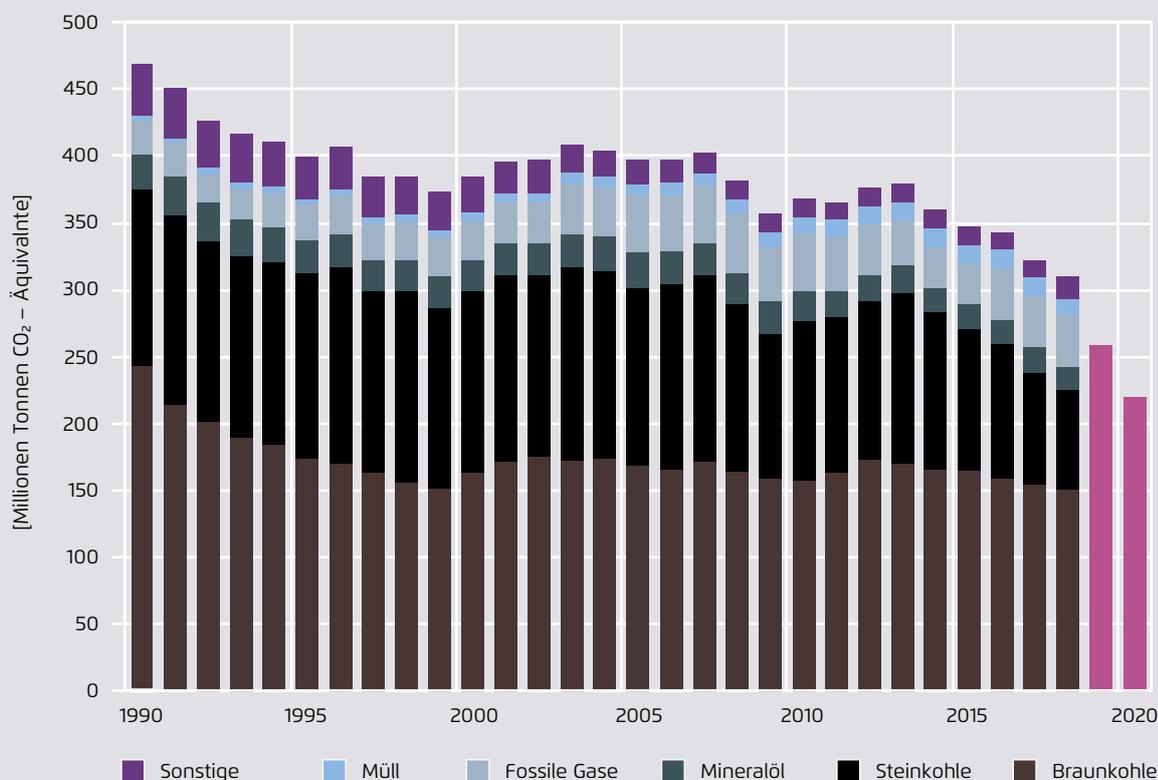
17 bis 20 Prozent. 2020 lag das absolute Niveau der CO₂-Emissionen aus der Braunkohlenverbrennung bei knapp 103 Millionen Tonnen beziehungsweise 14 Prozent der gesamten deutschen Treibhausgasemissionen.

Insgesamt sind die CO₂-Emissionen aus der Verbrennung von Braunkohle von 1990 bis 2020 um knapp 70 Prozent und damit deutlich stärker als die gesamten Treibhausgasemissionen in Deutschland (minus 40,7 Prozent) reduziert worden.

Dieser Emissionsrückgang wurde stark durch den nach 1990 massiv zurückgehenden Einsatz von

THG-Emissionen der Energiewirtschaft 1990 bis 2020

Abbildung 5-2



Anmerkung: Brennstoffeinsätze in Industriekraftwerken werden im KSG-Sektor Industrie berichtet.

Öko-Institut auf Basis von Daten des Umweltbundesamtes (UBA)

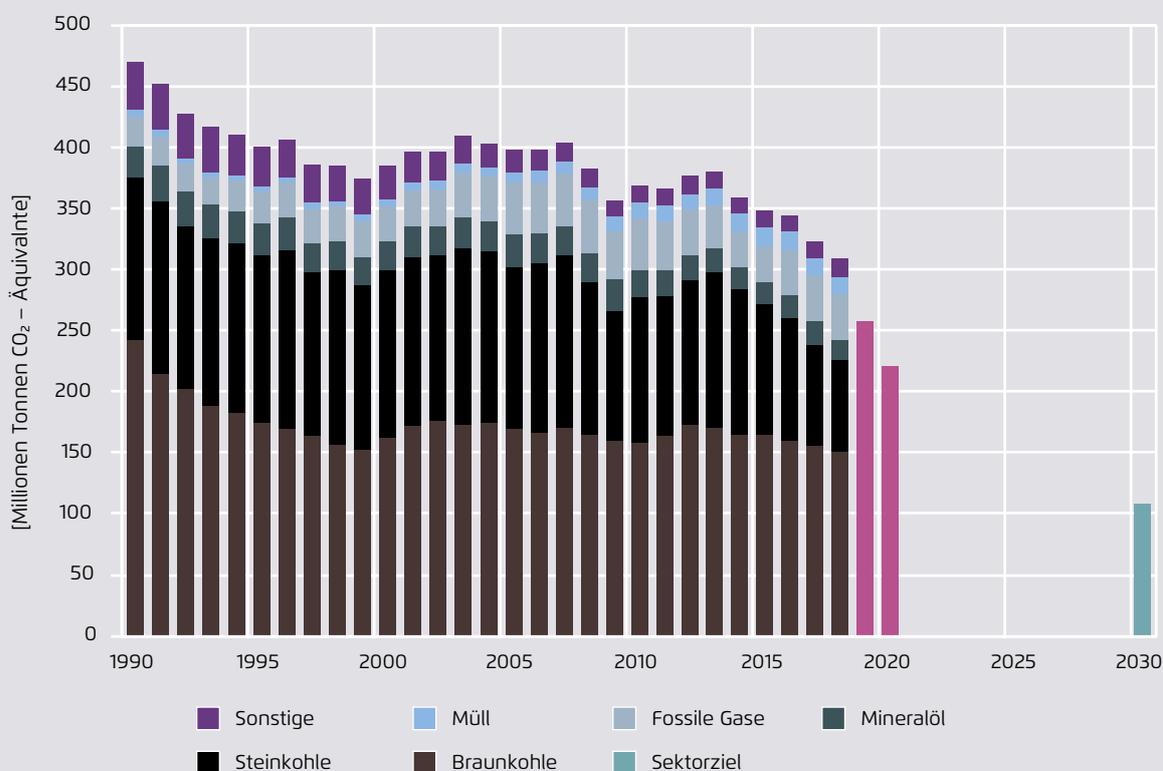
Braunkohle in den Anwendungsbereichen jenseits der Stromerzeugung geprägt. Für die THG-Emissionen in der Energiewirtschaft ergibt sich ein etwas anderes Bild (Abbildung 5-2). Hier betrug der Anteil der Braunkohlenkraftwerke im Jahr 1990 etwa 240 Millionen Tonnen CO₂-Äqu. beziehungsweise knapp 51 Prozent. Bis 1995 gingen diese Emissionen auf knapp 174 Millionen Tonnen CO₂-Äqu. zurück und bewegen sich seitdem in der Bandbreite von 151 bis 176 Millionen Tonnen CO₂-Äqu., von 2000 bis 2012 mit uneinheitlicher, seit 2013 mit leicht rückläufiger Tendenz. Nach der Jahrtausendwende blieb der Anteil der THG-Emissionen aus der Braunkohlenverstromung an den gesamten

THG-Emissionen der Energiewirtschaft relativ konstant und schwankte um den Wert von 45 Prozent. Im Jahr 2018 betrug der Anteil der Braunkohle an den Emissionen der Energiewirtschaft 49 Prozent. Insgesamt sind die THG-Emissionen aus Braunkohlenkraftwerken in der Energiewirtschaft von 1990 bis 2018 um 37 Prozent gesunken.

Abbildung 5-3 zeigt die historischen Emissionen des Sektors Energiewirtschaft im Vergleich zum ambitionierteren Ziel, das im Jahr 2021 nach der Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts im Rahmen des Klimaschutzgesetzes für das Jahr 2030 festgelegt wurde.

THG-Emissionen der Energiewirtschaft und Ziel für 2030

Abbildung 5-3



Anmerkung: Brennstoffeinsätze in Industriekraftwerken werden im KSG-Sektor Industrie berichtet.

Öko-Institut auf Basis von Daten des Umweltbundesamtes (UBA) sowie Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG)

CO ₂ -Emissionen der Braunkohlenkraftwerke nach Anlage 2 KVBG, 2005 bis 2020									Tabelle 5-1
EUTL	Kraftwerk	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Mio. t CO ₂									
DE 1606	Neurath	18,0	16,9	32,1	31,3	29,9	32,2	22,6	18,7
	Boxberg	15,8	15,1	19,4	18,6	19,1	19,0	18,7	15,4
DE 1454	davon Werk IV	6,9	6,7	10,8	9,7	10,6	10,2	11,0	8,7
DE 1453	davon Werk III	8,9	8,4	8,6	8,9	8,6	8,8	7,6	6,6
DE 1456	Jänschwalde	25,2	23,5	23,3	23,8	23,6	22,8	17,6	13,6
DE 1649	Niederaußem	29,7	28,1	27,3	24,8	27,2	25,9	18,4	11,9
DE 1607	Weisweiler	20,6	19,7	18,1	18,7	18,9	16,8	13,3	11,5
DE 1459	Schwarze Pumpe	12,5	11,1	12,2	12,2	11,4	12,4	10,5	10,3
DE 1460	Lippendorf	11,3	12,5	10,3	10,8	11,4	11,7	8,9	8,3
DE 1376	Schkopau	6,1	5,1	5,4	5,1	5,5	6,1	3,8	3,0
DE 1603	Frechen	1,6	1,3	1,5	1,2	1,3	1,3	1,2	0,9
DE 1605	Frimmersdorf	17,6	14,3	4,8	4,4	3,6	0,0	0,0	0,0
DE 1419	Buschhaus	2,6	2,2	2,3	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe Kraftwerke > 150 MW		161,1	149,8	156,7	152,7	151,9	148,2	115,0	93,5
Kleinanlagen		10,7	10,4	9,5	9,1	7,7	7,8	7,3	6,4
Summe Braunkohlekraftwerke ETS		171,8	160,2	166,2	161,8	159,7	155,9	122,3	99,9

Öko-Institut nach European Union Transaction Log (EUTL)

Da der mögliche Minderungsbeitrag bei Erdgas, Müll und sonstigen Brennstoffen bis 2030 wohl sehr eingeschränkt sein dürfte, ist eine weitgehende Reduzierung der Emissionen aus der Braun- und Steinkohleverstromung schon bis zum Jahr 2030 notwendig, um das abgesenkte Sektorziel von 108 Millionen Tonnen CO₂-Äqu. im Jahr 2030 einzuhalten (vergleiche auch Prognos & Öko-Institut, Wuppertal-Institut 2021).

Seit 2005 werden die CO₂-Emissionen der Braunkohlenkraftwerke im Rahmen des europäischen Emissionshandelssystems auch auf Anlagenebene berichtet. Tabelle 5-1 stellt die Emissionsentwicklung der größten Braunkohlenkraftwerke dar, die auch in der Anlage 2 des KVBG genannt werden. Diese Kraftwerke sind für den weitaus größten Teil (über 90 Prozent) der Braunkohlenemissionen der Energiewirtschaft verantwortlich.

Bis 2015 wurden Rückgänge durch Stilllegungen einzelner Kraftwerksblöcke (gut sichtbar für das Kraftwerk Frimmersdorf) durch Inbetriebnahmen zusätzlicher Blöcke wie in Neurath und Boxberg kompensiert. Während im Jahr 2005 das Braunkohlenkraftwerk Niederaußem sowie die Kraftwerke Jänschwalde und Weisweiler die größten Anteile der CO₂-Emissionen repräsentierten, ist das Kraftwerk Neurath inzwischen das mit den deutlich höchsten CO₂-Emissionen Deutschlands, gefolgt vom Kraftwerk Boxberg. Seit dem Jahr 2016 werden die Emissionsminderungsbeiträge sichtbar, die durch die Sicherheitsbereitschaft erreicht wurden. Außerdem sinkt seit dem Jahr 2019 durch die veränderten CO₂- und Erdgaspreise die Auslastung aller Braunkohlenkraftwerke.

5.1.2 Treibhausgasemissionen fossiler Kraftwerksbrennstoffe in der Vorketten

Die direkten Treibhausgasemissionen der Braunkohlenkraftwerke entstehen durch die Verbrennung der Kohle im Kraftwerk und beschränken sich sehr weitgehend auf das wichtigste Treibhausgas Kohlendioxid. Zur umfassenden Einordnung der Braunkohle als Kraftwerksbrennstoff und dem dafür notwendigen Vergleich mit anderen fossilen Brennstoffen ist jedoch auch die Einbeziehungen derjenigen Treibhausgasemissionen notwendig, die im gesamten Prozess der Brennstoffbereitstellung (Brennstoffförderung und -aufbereitung, Transport, Materialbedarf etc.) anfallen.

Die entsprechenden Lebenszyklusanalysen haben eine lange Tradition, sind inzwischen sehr weit entwickelt und umfangreich verfügbar.³⁵ Vor allem im Kontext neuerer Entwicklungen im Bereich der (unkonventionellen) Erdgasförderung, neuer Transportmöglichkeiten (verflüssigtes Erdgas in Tankern) und neuer Importstrukturen wurden aktuell neue Datenanalysen und teilweise kontroverse Interpretationen zu den Vorkettenemissionen fossiler Brennstoffe initiiert (Howarth et al. 2011; Cathles et al. 2012; Howarth 2014; Joint Institute for Strategic Energy Analysis 2015; Imperial College London/ Sustainable Gas Institute 2015; IASS 2016; Hammond & O'Grady 2017; Howarth & Jacobson 2021; Ladage et al. 2021).

Die verschiedenen Aspekte dieser Lebenszyklusanalysen sollen und können hier nicht im Detail diskutiert, sondern sollen nur in ihren Bandbreiten dargestellt werden. Aus einer vergleichenden

Übersicht der vorliegenden Daten (Tabelle 5-2) lassen sich die folgende Kernaspekte ableiten:

- Für die Bereitstellung der im Bereich der Verstromung eingesetzten fossilen Brennstoffe Erdgas, Steinkohle und Braunkohle ist in Bezug auf die Treibhausgasemissionen vor allem der Ausstoß von Kohlendioxid (CO₂) und Methan (CH₄) relevant. Andere Treibhausgase spielen in diesem Bereich eine nahezu vernachlässigbare Rolle.
- Für die Förderung und die Aufbereitung von Erdgas wird bezüglich der CH₄-Emissionen eine große Bandbreite berichtet. Vergleichsweise hohe Werte werden hier für die Erdgasimporte aus älteren Förderanlagen in Russland sowie für die Förderung unkonventionellen Erdgases in den USA ausgewiesen, wobei es sich jeweils um den pessimistischen Rand der Annahmen handelt. Für die europäische Erdgasproduktion (Niederlande, Norwegen) liegen die Werte hier eher im unteren Bereich der Bandbreiten. Eine ähnliche Situation ergibt sich für die CO₂-Emissionen der Erdgasförderung und -aufbereitung, die vor allem aus dem Hilfsenergieeinsatz für die Förderung und Aufbereitung entstehen.
- Etwas geringer liegen die Bandbreiten der indirekten CH₄-Emissionen für die Förderung von Steinkohlen. Die Größenordnung der abbaubedingten CH₄-Emissionen ist hier vor allem abhängig von der Qualität der geförderten Kohlen sowie den Abbaumethoden (Tiefbau, Tagebau etc.). Auch hier wird die Bandbreite der CO₂-Emissionen vor allem über die Hilfsenergiebereitstellung bestimmt.
- Die bei der Förderung von Braunkohle in deutschen Tagebauen entstehenden Methanemissionen sind vergleichsweise gering, die Hilfsenergie für den Tagebaubetrieb ergibt sich vor allem aus dem Strombedarf und dessen Deckung sowie aus dem Treibstoffeinsatz im Tagebau. Für das Rheinische Revier ergeben sich wegen der großen Teufen höhere Strombedarfe und entsprechend höhere Emissionen als für die Tagebaue in den neuen Bundesländern.

35 Hinzuweisen sei hier auf das Globale Emissionsmodell integrierter Systeme (GEMIS; www.iinas.org/gemis-de.html), auf die Prozessorientierten Basisdaten für Umweltmanagement-Instrumente (ProBas; www.probas.umweltbundesamt.de/php/index.php), auf die Datenbasis Ecoinvent (www.ecoinvent.org) oder das Life Cycle Harmonization Project des National Renewable Energy Laboratory (NREL; www.nrel.gov/analysis/sustain_lca_results.html).

- Die indirekten Emissionen aus dem Transport nach Deutschland sind vor allem für die Bereitstellung von Erdgas relevant. Hier werden sowohl CH₄-Emissionen (aus Leckagen) als auch CO₂-Emissionen (aus dem Betrieb von Verdichterstationen) in signifikantem Umfang bilanziert. Die Niveaus der entsprechenden indirekten Emissionen ergeben sich vor allem aus den Transportentfernungen und dem Standard der Anlagen beziehungsweise des Anlagenbetriebs. Für Steinkohle entstehen die indirekten CO₂-Emissionen aus dem Transport, vor allem aus dem Schienentransport über sehr weite Distanzen (vor allem in den exportierenden Ländern). Der Schiffstransport von Steinkohle führt nur zu äußerst geringen Emissionsbeiträgen. Für Braunkohle entstehen wegen der Stromerzeugung in großer Nähe der Tagebaue keine wesentlichen Transportemissionen.
- Neben den Treibhausgasemissionen aus der direkten Freisetzung von CH₄ und den CO₂-Emissionen aus den verschiedenen Prozessstufen werden in einigen Analysen auch die mit dem Materialeinsatz verbundenen indirekten Emissionen bilanziert. Die Bandbreite ist auch hier groß und hängt wesentlich von den Systemgrenzen der Lebenszyklusanalysen ab.

Eine zentrale Rolle für die Bewertung der Lebenszyklus-Emissionen spielt die Bewertung der Klimaeffekte des Treibhausgases Methan. In der Praxis wird hier das spezifische Treibhauspotenzial (*Global Warming Potential*, GWP) verwendet, mit dem Effekte von Treibhausgasen mit verschiedenen Lebensdauern auf einheitliche Betrachtungshorizonte umgerechnet werden. Ausgewiesen werden die GWPs üblicherweise für Zeithorizonte von 20 und 100 Jahren. Aktuell wird für die offizielle Treibhausgasberichterstattung für den Zeithorizont von 100 Jahren der Ausstoß des Treibhausgases CH₄ mit dem 28-fachen des Treibhausgases CO₂

bewertet und für den Zeithorizont von 20 Jahren mit dem Faktor 84 (IPCC 2014, S. 87).³⁶

Die Wahl des jeweiligen Betrachtungshorizonts ist die nahezu alle anderen Annahmen überragende Einflussgröße für Lebenszyklusbetrachtungen. Für die internationale Berichterstattung zu Treibhausgasemissionen und die meisten der Lebenszyklusanalysen ist eine Verständigung auf den Betrachtungshorizont von 100 Jahren erfolgt. Dies berücksichtigt vor allem die sehr unterschiedlichen Lebensdauern der verschiedenen Treibhausgase und die damit verbundenen Trägheiten. Einige wenige Analysen (Howarth 2014) beziehen sich dagegen auf den kurzen GWP-Horizont von nur 20 Jahren. Eine solche Betrachtung kann sich für bestimmte Fragestellungen mit kurzen Zeithorizonten und ohne Wechselwirkungen mit der längerfristigen Perspektive (Beitrag von Energieeinsparung oder der Wahl zwischen verschiedenen Erdgasquellen zu kurzfristigen Klimaentlastungen etc.) als durchaus sinnvoll erweisen. Vergleiche, bei denen kurzfristig eine geringe Klimaentlastung mit längerfristig höherer Klimaerwärmung einhergehen, sind klimapolitisch nicht nachhaltig (Nutzung eines kurzen Betrachtungshorizonts von 20 Jahren für die Bewertung einer Substitution von Brennstoffen mit höheren CH₄-, aber niedrigeren CO₂-Emissionen, zum Beispiel Erdgas, durch Brennstoffe mit niedrigeren CH₄-, aber höheren CO₂-Emissionen, zum Beispiel Kohle) (Öko-Institut 1993).

Die Tabelle 5-2 zeigt das Ergebnis einer Analyse sehr unterschiedlicher Datenquellen in einer kompakten Übersicht. Dabei soll explizit darauf hingewiesen

³⁶ Im sechsten Sachstandsbericht des IPCC (AR 6) wird das GWP 20 für Methan mit 81,2 und das GWP 100 mit 27,9 angegeben (IPCC 2021, Table 7.SM.7, S. 1842ff). Das GWP 100 wie auch das GWP 20 für Methan wurde damit im AR 6 im Vergleich zum fünften Sachstandsbericht (AR 5) nur geringfügig geändert. Für die europäische und deutsche Treibhausgasberichterstattung gilt jedoch weiterhin das GWP aus dem AR 5, bis das entsprechende Regelwerk geändert wird. Daher werden in diesem Abschnitt auch weiterhin die GWPs aus dem AR 5 verwendet.

Direkte und indirekte Treibhausgasemissionen der Bereitstellung und Verbrennung von Braunkohle, Steinkohle und Erdgas im Bereich der Verstromung

Tabelle 5-2

	Mengen- einheit (ME)	Erdgas (Kraftwerk)	Steinkohle (Kesselkohle)	Rohbraunkohle
		ME / TJ		
Vorleistungen				
Förderung und Aufbereitung	kg CH ₄	5–90	60–310	1,2–1,4
	kg CO ₂	120–4.300	250–1.650	2.100–3.400
Transport	kg CH ₄	2–180	–	–
	kg CO ₂	530–7.500	2–8	–
Andere Vorleistungen (Material etc.)	kg CH ₄	1–17	1–17	–
	kg CO ₂	450–5.700	700–8.600	16–19
Gesamt	kg CH₄	8–287	61–327	–
	kg CO₂	1.100–17.500	952–10.258	2.116–3.419
	kg CO₂-Äqu.	1.324–25.536	2.660–19.414	2.150–3.458
CO₂-Emissionen Brennstoff	kg CO₂	55.000–56.000	92.000–98.000	104.000–114.000

Hinweis: CO₂-Äquivalente für CH₄ errechnet mit spezifischem Treibhauspotenzial von 28 Tonnen CO₂-Äquivalent je Tonnen CH₄.
Öko-Institut

werden, dass die Extremwerte am pessimistischen Rand der Datenabschätzungen explizit mit aufgenommen wurden, die Median- oder Mittelwerte bewegen sich in der Regel deutlich stärker im unteren Bereich der Gesamtbandbreiten.

Die Zusammenstellung der Bandbreiten für die Treibhausgasemissionen aus der Prozesskette im Vergleich zu den CO₂-Emissionen aus der Verbrennung von Erdgas, Steinkohle und Braunkohle macht deutlich, dass:

- auch bei Einbeziehung aller Vorleistungen und unter den pessimistischsten (Extrem-) Annahmen zu den Prozesskettenemissionen der Einsatz von Erdgas in jedem Fall zu einer geringeren Klimabelastung führt als der Einsatz von Stein- oder Braunkohle;
- für Steinkohle durchaus Prozesskettenemissionen in ähnlichen Größenordnungen und ähnlichen Bandbreiten bilanziert werden wie für Erdgas,

sodass sich die Differenz der Klimawirkungen von Erdgas und Steinkohle durch die Berücksichtigung von vorgelagerten Stufen der Brennstoffbereitstellung im Vergleich zu den direkten Verbrennungsemissionen im Mittel der Annahmen nicht verändert;

→ die Bandbreite der Vorketten-Emissionen für die (deutsche) Braunkohle zwar im Bereich der unteren Bandbreitenannahmen für Erdgas und Steinkohle liegt, Braunkohle aber mit Ausnahme der extrem pessimistischen Annahmen für die vorgelagerten Prozesskettenemissionen bei Steinkohle (und hier auch nur für einzelne Herkunftsregionen) der fossile Energieträger mit den größten Auswirkungen auf die Erwärmung der Erdatmosphäre bleibt.

Nicht berücksichtigt wurden in den vorstehenden Analysen die Nutzungsgrade der Stromerzeugung aus den unterschiedlichen Verstromungsoptionen für fossile Brennstoffe. Auch hier ergibt sich im Regelfall für die Verstromung von Erdgas eine geringere Klimabelastung als bei Steinkohle und für die Elektri-

zitätserzeugung aus Braunkohle ein höherer Klimaeffekt als für Steinkohle. Die Verschiebung des Erzeugungsmix von Braunkohle in Richtung der CO₂-ärmeren Brennstoffe Steinkohle und Erdgas bildet also auch vor dem Hintergrund von Lebenszyklusbetrachtungen eine richtungssichere Strategieoption.

5.2 Klassische Luftschadstoffemissionen

Neben CO₂ produzieren Braunkohlenkraftwerke erhebliche Mengen an Luftschadstoffen, von denen Quecksilber (Hg), Stickoxide (NO_x), Feinstaub (PM10) und Schwefeloxide (SO_x) die wichtigsten sind. Die deutschen Braunkohlenkraftwerke sind durchgängig mit Anlagen zur Abgasreinigung bei Stäuben und Schwefeloxiden ausgerüstet. Die Einhaltung der aktuellen Grenzwerte für Stickoxide wird für Braunkohlenkraftwerke derzeit durchgängig durch sogenannte primäre Maßnahmen, also ohne nachgeschaltete Rauchgasreinigungsanlagen

gesichert. Ob, in welchem Umfang und für welchen Zeitraum sich die Strategie einer Vermeidung nachgeschalteter Entstickungsanlagen (durch zum Beispiel Anlagen mit selektiver katalytischer Reduktion, SCR) auch nach Verabschiedung des neuen Referenzdokuments für die bestverfügbaren Technologien bei Großfeuerungsanlagen (*Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Large Combustion Plants*) als weiter tragfähig beziehungsweise rechtskonform erweisen kann, wird erst im Vollzug der aktualisierten Gesetzgebung näher spezifiziert werden können.

Über das europäische E-PRTR³⁷ werden die Emissionsdaten für die klassischen Luftschadstoffe auf jährlicher Basis erfasst. Die Emissionen der deutschen Braunkohlen-Großkraftwerke sind in der folgenden Tabelle 5-3 aufgeführt.

37 European Pollutant Release and Transfer Register. Die Daten sind unter <http://prtr.ec.europa.eu> frei verfügbar.

Luftschadstoffemissionen der Kraftwerke > 200 MW, 2014				Tabelle 5-3
Alle Zahlen für 2014	Quecksilber	Stickoxid	Feinstaub	Schwefeloxid
	t			
Neurath	0,7	22.600	454	5.980
Niederaußem	0,5	18.000	412	10.200
Jänschwalde	0,5	19.500	607	20.900
Weisweiler	0,2	11.600	229	4.050
Lippendorf	0,5	8.740	173	12.300
Schwarze Pumpe	0,3	5.050	67	7.250
Boxberg	0,4	13.400	409	13.800
Schkopau	0,4	3.560	83	7.130
Frimmersdorf	0,1	3.030	71	1.490
Buschhaus	0,1	1.660	0	2.730
Summe Braunkohle-Großkraftwerke	3,6	107.140	2.505	85.830
Energiewirtschaft 2014 gesamt (1.A.1)	6,0	298.731	10.404	220.899
Deutschland 2014 gesamt	7,0	1.011.520	83.734	308.370

Öko-Institut auf Basis des Luftschadstoffinventars des UBA (2016) und des European Pollutant Release and Transfer Register (E-PRTR)

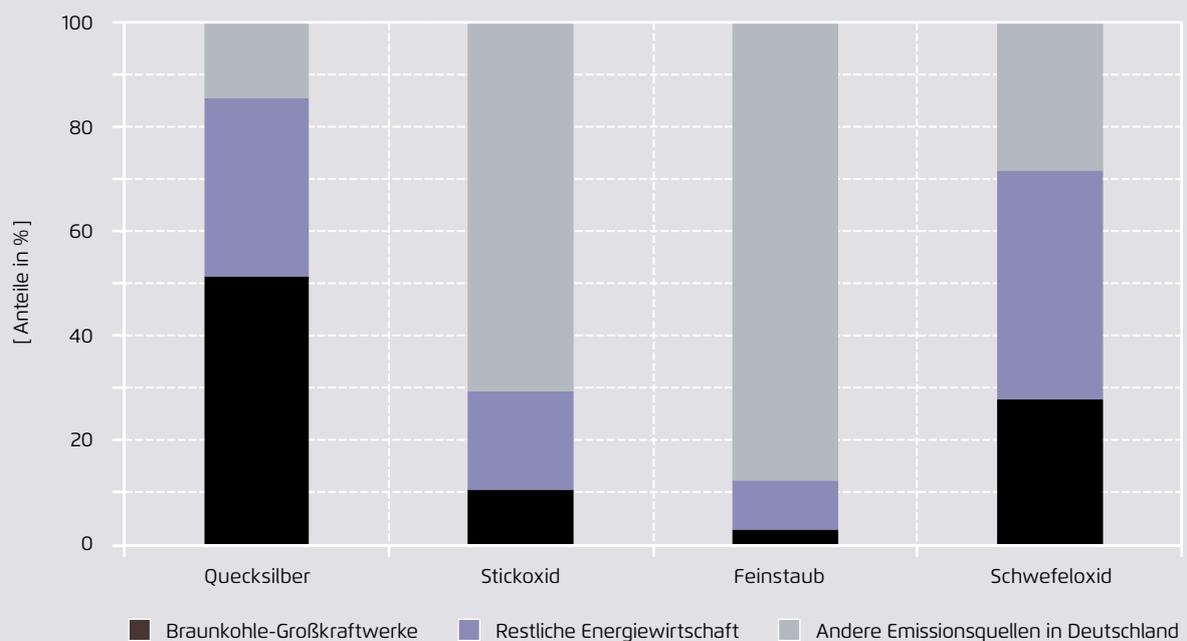
Damit tragen die zehn Braunkohlengroßkraftwerke in erheblichem Maße zu den Luftschadstoffemissionen in Deutschland bei. Sie sind für über die Hälfte der Quecksilberemissionen und über ein Viertel der Schwefeloxid-(SO_x-)Emissionen in Deutschland verantwortlich (dargestellt in Abbildung 5-4). Die Anteile bei Stickstoffoxiden (NO_x) und Feinstaub sind geringer, weil diese Schadstoffe größtenteils außerhalb der Energiewirtschaft emittiert werden. Innerhalb der Energiewirtschaft sind die Großkraftwerke für ein Drittel der NO_x- und ein Viertel der Feinstaubemissionen (PM10) verantwortlich.

Ins Verhältnis gesetzt zu ihrer Stromproduktion zeigen sich Unterschiede zwischen den Standorten. Die Emissionen von Quecksilber sind im Mitteldeutschen Revier (Schkopau und Lippen-dorf) deutlich höher als in den anderen Revieren

(40 bis 90 Kilogramm je Terawattstunde gegenüber weniger als 30 Kilogramm je Terawattstunde in anderen Revieren). NO_x- und Feinstaubemissionen sind über alle Kraftwerke hinweg vergleichbar, aber auffallend gering im Kraftwerk Schwarze Pumpe. Die Kraftwerke in der Lausitz (Jämschwalde und Boxberg) weisen deutlich höhere Feinstaubemissionen auf als die der anderen Reviere. Schließlich sind die SO_x-Emissionen pro Terawattstunde in der Lausitz und vor allem in Mitteldeutschland wegen des höheren Schwefelgehaltes der Kohle deutlich höher als im Rheinland.

Anteile der Großkraftwerke an den Luftschadstoffemissionen in Deutschland

Abbildung 5-4



Öko-Institut auf Basis des Luftschadstoffinventars des UBA (2016) und des European Pollutant Release and Transfer Register (E-PRTR)

Spezifische Luftschadstoffemissionen der Kraftwerke > 200 MW, 2014					Tabelle 5-4
Alle Zahlen für 2014	Strom ca. *	Quecksilber	Stickoxid	Feinstaub	Schwefeloxid
	TWh _{el}	t/TWh _{el}			
Neurath	29,6	0,02	763	15	202
Niederaußem	23,7	0,02	759	17	430
Jänschwalde	20,6	0,02	945	29	1.012
Weisweiler	13,4	0,02	867	17	303
Lippendorf	12,6	0,04	693	14	975
Schwarze Pumpe	10,4	0,03	485	6	697
Boxberg	17,4	0,02	770	23	792
Schkopau	5,1	0,08	703	16	1.408
Frimmersdorf	3,4	0,02	900	21	443
Buschhaus	2,7	0,02	624	0	1.027
Mittelwert	–	0,03	771	18	618

* Die Stromproduktion 2014 wird ausgehend von den Zahlen für 2015 geschätzt über Veränderung der Emissionen im EUTL. Für 2014 liegen keine Produktionsdaten vor, für 2015 keine Emissionsdaten im E-PRTR.

Öko-Institut auf Basis des European Pollutant Release and Transfer Register (E-PRTR), des European Union Transaction Log (EUTL) und des European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)

5.3 Wasserwirtschaftliche Aspekte und Landschaftsinanspruchnahme

Bis Ende 2020 betrug die Landinanspruchnahme durch den Braunkohlentagebau insgesamt 1.780 Quadratkilometer in Deutschland. Das entspricht etwa der doppelten Fläche des Landes Berlin (892 Quadratkilometer) oder 0,5 Prozent der Fläche Deutschlands. Davon wurden bisher bereits 1.226 Quadratkilometer rekultiviert.³⁸ Ein Großteil der bisher rekultivierten Flächen entfällt auf die staatliche LMBV, die die Rekultivierung von etwa 1.000 Quadratkilometer übernommen hat.

Weil sowohl beim Betrieb als auch bei der Rekultivierung von Braunkohlentagebauen wasserwirtschaftliche Aspekte eine große Rolle spielen, werden diese im Folgenden näher dargestellt.

Um einen Tagebau zu betreiben, ist es notwendig, das Grundwasser mit Pumpen großräumig abzusenken. Dieser Vorgang wird als Sumpfen bezeichnet. Der größte Teil des Wassers wird in Flüsse eingeleitet, ein relevanter Anteil aber auch als Kühlwasser in den Braunkohlenkraftwerken verwendet. In NRW wird für die Nutzung des Grundwassers der Wasserpfennig erhoben. Die Aufwendungen dafür betragen etwa ein Prozent der gesamten Braunkohlenförderkosten.³⁹ Die Landesregierungen in Brandenburg,⁴⁰

39 Die Höhe des Wasserpfennigs in NRW beträgt 4,5 Cent je Kubikmeter (OVG NRW 2016). Setzt man eine Wasserhebung von vier Kubikmetern je Tonne Rohbraunkohlenförderung an, ergeben sich durch den Wasserpfennig Kosten in einer Größenordnung von 18 Cent je Tonne Rohbraunkohle (7,5 Cent pro Megawattstunde Rohbraunkohle oder circa ein Prozent der Förderkosten).

40 In Brandenburg wird nach dem Brandenburgischen Wassergesetz (BbgWG) nach § 40 für Kühlzwecke ein Wassernutzungsentgelt von 0,5 Cent je Kubikmeter erhoben (um den Faktor zehn niedriger als in NRW). Wenn

38 Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft, Tabelle: Landinanspruchnahme, Rekultivierung.

Sachsen und Sachsen-Anhalt verzichten bisher darauf, den Wasserpfennig zu erheben.

Die Absenkung des Grundwassers verursacht Probleme in folgenden Bereichen:

- Benachbarte Gemeinden und Naturlandschaften müssen künstlich mit Wasser versorgt werden (zum Beispiel Gebiete nördlich des Tagebaus Garzweiler II).
- Sauerstoff gelangt ins Erdreich, dadurch wird natürlich vorkommender Pyrit oxidiert, der aus Eisen und Schwefel besteht (FeS). Es entstehen Eisenoxid und Schwefelsäure. Dies führt zu einer Versauerung der Tagebaurestlöcher, zum anderen entsteht eine Belastung mit Eisenoxid (Problem „Braune Spree“).

Ein weiterer wichtiger wasserwirtschaftlicher Aspekt ist die Flutung von Restlöchern. Sie wird in Zukunft bei der Rekultivierung stärker als bisher an Bedeutung gewinnen, weil im Rheinland der Abraum seit vielen Jahrzehnten teilweise zur Verfüllung älterer Tagebaue verwendet wird. Das Massendefizit der aktuellen Tagebaue entspricht somit nicht nur der entnommenen Kohle, sondern auch einem Teil des Abraums; entsprechend größer werden die verbleibenden Restlöcher sein. Auch nach Ende der Braunkohlenförderung ist weiterhin eine Absenkung des Grundwassers über viele Jahrzehnte notwendig. Pumpen für die Grundwassersümpfung mit entsprechenden Betriebskosten müssen also weiterhin betrieben werden. Durch die Flutung der Restseen kann die Grundwasserabsenkung schrittweise reduziert werden.

Für die Flutung muss Infrastruktur errichtet und über viele Jahre betrieben werden. Für den Tagebau Garzweiler projiziert RWE zurzeit eine Transportleitung, um Wasser aus dem Rhein zu entnehmen. Die

Flutungszeiträume betragen bis zu 40 Jahre nach Ende der Braunkohlenförderung.

Die bisher von den bergbautreibenden Unternehmen durchgeführten Rekultivierungen konzentrierten sich hauptsächlich auf landwirtschaftliche oder forstwirtschaftliche Rekultivierung von Kippenflächen. Wegen der erwähnten Verfüllung alter Tagebaue mit neuem Abraum mussten im Rheinland bisher keine Restseen gestaltet werden. Die Unternehmen LEAG und MIBRAG sind nur für die Rekultivierung der von ihnen nach der Wende weiterbetrie-benen Tagebaue zuständig (und auch dort wurde die Rekultivierungsverpflichtung mit dem Tagebaustand Mitte 1990 zwischen der LMBV und der LEAG/MIBRAG aufgeteilt). Der Tagebau Cottbus-Nord ist der erste größere Tagebau, der von einem privatwirtschaftlichen Unternehmen (LEAG) geflutet wird. In den bis 1990 aufgegebenen Tagebauen in Mitteldeutschland und der Lausitz hat die LMBV die Flutung der bisher entstandenen Restseen in ausgekohlten Tagebauen übernommen.

Für die Bergbauunternehmen ist es attraktiv, wenn der Restsee bei konstantem Seevolumen eine möglichst große Fläche einnimmt, denn dadurch reduziert sich der Aufwand für die land- oder forstwirtschaftliche Rekultivierung der nicht gefluteten Flächen, während die Kosten für die Erdarbeiten kaum steigen. Gesamtgesellschaftlich und ökologisch gesehen ist es aber wahrscheinlich besser, wenn ein möglichst kleiner Teil des Tagebaus geflutet wird. Dies reduziert die Länge der Böschungen, die gegen Rutschungen zu sichern sind, und verringert die Verdunstungsverluste, die ersetzt werden müssen.

Sümpfungswasser wieder in ein Gewässer eingeleitet wird, wird kein Wassernutzungsentgelt erhoben.

6 Spezifikationen der Kostenkategorien im Bereich der Braunkohlenwirtschaft

6.1 Besonderheiten der Braunkohlenwirtschaft

Braunkohle wird in Deutschland größtenteils in vertikal integrierten Unternehmen gefördert und verstromt. Vertikale Integration bedeutet, dass sich die Wertschöpfungskette vom Abbau des Brennstoffs bis zum Verkauf des Stroms in der Hand desselben Unternehmens befindet und der größte Teil der geförderten Kohle somit in betriebseigenen Kraftwerken verbrannt wird. Daraus ergeben sich drei Umstände, die eine Analyse deutlich komplexer machen als bei anderen Brennstoffen:

- **Geringe Verfügbarkeit öffentlicher Daten:** Da Braunkohle nur eingeschränkt gehandelt wird, liegen nur wenig öffentlich verfügbare Marktdaten vor, die Rückschlüsse auf die Kostenstruktur von Braunkohlenkraftwerken und -tagebauen zulassen. Untersuchungen zur Wirtschaftlichkeit der Stromerzeugung und des Tagebaubetriebs sind mit entsprechenden Unsicherheiten verbunden und schwieriger nachzuvollziehen, als dies etwa bei Steinkohlen- oder Erdgaskraftwerken der Fall ist, wo Einstandspreise für die Brennstoffe aus öffentlichen Marktdaten bekannt sind.
- **Niedrige Angebotspreise für Strom aus Braunkohlenkraftwerken:** Wenn Tagebau und Kraftwerk vom selben Betreiber geführt werden, kann die Kohle für die eigenen Kraftwerke aus den Tagebauen auf Basis kurzfristiger Verrechnungspreise (variable Betriebskosten) verfügbar gemacht werden.⁴¹ Diese orientieren sich derzeit im

Wesentlichen an den variablen Betriebskosten der Kohlenförderung im Tagebau. Dadurch erzielen Braunkohlenkraftwerke sehr niedrige Grenzkosten für ihre Stromerzeugung und können zu entsprechend niedrigen Preisen am Strommarkt anbieten, die nur die variablen Kosten abdecken. Um kostendeckend zu wirtschaften, sind die Betreiber damit auf eine große Gewinnspanne zwischen dem eigenen Gebot und dem am Strommarkt erzielten Einheitspreis angewiesen – anders als Kraftwerke, die ihre Brennstoffe am Markt kaufen.

- **Sehr langfristige Investitionen:** Planungsverfahren im Tagebau sind langwierig und Tagebauprojekte langfristig auf über 50 Jahre angelegt. Vom Beginn der Planung bis zur ersten Kohlenförderung vergehen 15 Jahre und mehr. Diese Vorlauf- und Investitionskosten im Tagebau müssen später von den Kraftwerken während ihrer Betriebszeit refinanziert werden. Anders als bei am Markt gehandelten Brennstoffen spiegelt sich dieser Kostenblock in den variablen Betriebskosten (für den Brennstoffbezug) der Kraftwerke nicht wider.

6.2 Energiewirtschaftliche Kostenkategorien

Für eine energiewirtschaftliche Kostenbetrachtung werden typischerweise folgende Kostenarten unterschieden (Tabelle 6-1):

- **Investitionskosten** vor Inbetriebnahme umfassen die Kosten, die zur Errichtung der energie-

41 Dies trifft mit Ausnahmen auf die meisten Braunkohlekraftwerke in Deutschland zu. Da die Kraftwerke im Mitteldeutschen Revier (Lippendorf und Schkopau) nur vergleichsweise niedrige

Vollbenutzungsstunden erreichen, kann davon ausgegangen werden, dass diese Kraftwerke wahrscheinlich mit höheren variablen Betriebskosten an der Strombörse anbieten als andere Braunkohlenkraftwerke.

Überblick Kostenstruktur Braunkohle		Tabelle 6-1
	Kraftwerk	Tagebau
Investitionskosten	Kraftwerksbau	Aufschluss, Großgeräte
Fixe Betriebskosten	Personal, Revisionen	Personal, bezogene Leistungen
Variable Betriebskosten	Brennstoff, CO ₂	Strom, Hilfs- und Betriebsstoffe
Rückstellungen	–	Rekultivierung

Öko-Institut

wirtschaftlichen Anlagen selbst anfallen, etwa für den Bau eines Kraftwerks, den Aufschluss von Bergwerken oder Tagebauen sowie für die darin zum Brennstoffabbau notwendigen Großgeräte (Bagger, Förderbänder). Neben den reinen Material- und Baukosten umfasst dies auch die dafür anfallenden Finanzierungskosten (Kapitalkosten). Insbesondere im Tagebau fallen auch größere Investitionsvolumina während des laufenden Betriebs an. Dies ist zum Beispiel der Fall, wenn Erweiterungsinvestitionen anstehen und zum Beispiel Straßen oder Ortschaften verlegt werden müssen. Bei Kraftwerken zählen hierzu etwa umfangreiche Retrofitmaßnahmen (zum Beispiel Erhöhung der Flexibilität oder der Wirkungsgrade).

- **Fixe Betriebskosten** zeichnen sich insbesondere dadurch aus, dass diese Kosten kurzfristig unabhängig von der Auslastung der Anlage anfallen. Dazu zählen die Kosten für Personal oder Kosten für regelmäßig notwendige Revisionen der Anlagen. Mittel- und langfristig können diese jedoch reduziert oder – etwa bei Stilllegung der Anlage – vollständig vermieden werden.
- **Variable Betriebskosten** entsprechen den Betriebskosten, die unmittelbar an die Auslastung der Anlagen gebunden sind. Dazu zählen bei Kraftwerken in der Regel die Kosten für Brennstoffe und CO₂-Zertifikate sowie Startkosten. Bei Bergwerken und Tagebauen sind zum Beispiel die Strombezugskosten für den Betrieb der Großgeräte relevant.

→ Im Tagebau fallen die Kosten für die Rekultivierung teilweise erst mit einem Nachlauf von einigen Jahrzehnten an. Deshalb müssen für diese zukünftig anfallenden Kosten **Rückstellungen** gebildet werden. Entsprechende Rückstellungen müssen für Braunkohlenkraftwerke nicht oder nur in geringem Maße gebildet werden, da die Kosten für deren Rückbau deutlich geringer ausfallen als die Rekultivierung der Tagebaue. Außerdem kann ein Teil der Rückbaukosten eines Kraftwerks durch Verschrottungserlöse abgedeckt werden.

6.3 Abbaubarkeit der Kosten

6.3.1 Kostenkategorien der Tagebaue

Für die Analyse der ökonomischen Situation von Braunkohlentagebauen ist die folgende Differenzierung der Kostenpositionen sinnvoll:

- Zu den **versunkenen (nicht vermeidbaren) Kosten** und damit nur für (Erweiterungs-) Investitions-, nicht aber Stilllegungsentscheidungen von (Bestands-)Braunkohlentagebauen relevant gehören Erkundungs- und Planungskosten, Kosten für Flächenerwerb, Infrastruktur- und Verlegemaßnahmen, Umsiedlungskosten, Kosten für die Vorfeldberäumung, Kosten für die bergbauliche Ausrüstung (Brücken, Bänder, Bagger), Kosten für den Tagebauaufschluss, die Herstellung des Regelprofils sowie ein Teil der Kosten für die

Kostenpositionen der Tagebaue			Tabelle 6-2
	Tagebau		
	versunken	vermeidbar	variable Betriebskosten
Investitionskosten	Flächenerwerb; Infrastruktur-Verlegemaßnahmen; bergbauliche Ausrüstung (Brücken, Bänder, Bagger); Tagebauaufschluss	Investitionen zur Erschließung von Erweiterungsflächen	–
Fixe Betriebskosten	–	Personalkosten; Kosten für Umsetzungen der bergbaulichen Ausrüstungen; Kosten für Erweiterungen der bergbaulichen Ausrüstungen; der produktionsabhängige Anteil der Kosten für die Wiedernutzbarmachung (Flutung, produktionsbegleitende Rekultivierung von Flächen)	–
Variable Betriebskosten	–	–	Stromkosten; Hilfs- und Betriebsstoffe
Rückstellungen	Anlagenrückbau; ein Teil der Kosten für die Wiedernutzbarmachung des Tagebaus	–	–

Öko-Institut

Rekultivierung des Restlochs und den Anlagenrückbau.

- Zu den **vermeidbaren fixen Betriebskosten** und damit für Investitions- wie auch für Stilllegungsentscheidungen der Braunkohlentagebaue relevant gehören Personalkosten, Kosten für Umsetzungen und Erweiterung der bergbaulichen Ausrüstungen, Kosten für Wartung und Instandhaltung, Kosten für Ersatzinvestitionen, Kosten für die Entwässerungsanlagen (zum Beispiel Verlegung von Brunnenriegeln) sowie der produktionsabhängige Anteil der Kosten für die Rekultivierung (Flutung, produktionsbegleitende Rekultivierung von Flächen).
- Zu den für **kurzfristige Betriebsentscheidungen bei Braunkohlenkraftwerken relevanten Kosten** (variable Betriebskosten) gehören Stromkosten für den Betrieb der Förderanlagen sowie die Kosten für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe.

6.3.2 Kostenkategorien der Kraftwerke

Für die Analyse der ökonomischen Situation von Braunkohlenkraftwerken ist die folgende Differenzierung der Kostenpositionen relevant:

- Zu den **versunkenen (nicht vermeidbaren) Kosten** und damit nur für Investitions-, nicht aber Stilllegungsentscheidungen der Braunkohlenkraftwerke relevant gehören die Investitionskosten für die Errichtung des Kraftwerks sowie die Kosten für den Anlagenrückbau.
- Zu den **vermeidbaren (abbaubaren) fixen Betriebskosten** und damit für Investitions- wie auch für Stilllegungsentscheidungen der Braunkohlenkraftwerke relevant gehören Personalkosten, Kosten für Wartung und Instandhaltung, Kosten für kleine und große Revisionen, Versicherungskosten sowie der fixe Anteil der Brennstoff-(Verrechnungs-)Kosten.

Kostenpositionen der Kraftwerke				Tabelle 6-3
	Kraftwerk			
	versunken	vermeidbar	variable Betriebskosten	
Investitionskosten	Kraftwerksbau	–	–	
Fixe Betriebskosten	–	Personalkosten; Wartung und Instandhaltung; kleine und große Revisionen; Versicherung; fixer Anteil Brennstoff	–	
Variable Betriebskosten	–	–	variabler Anteil Brennstoffkosten; CO ₂ ; Hilfs- und Betriebsstoffe	
Rückstellungen	Anlagenrückbau	–	–	

Öko-Institut

→ Zu den für **kurzfristige Betriebsentscheidungen bei Braunkohlenkraftwerken relevanten Kosten** (variable Betriebskosten) gehören der variable Anteil der Brennstoff-(Verrechnungs-)Kosten, Kosten für CO₂-Zertifikate sowie Kosten für Hilfs- und Betriebsstoffe.

In den folgenden Kapiteln soll zunächst die Kostenstruktur für die Braunkohlentagebaue (Kapitel 7) sowie die -kraftwerke (Kapitel 8) untersucht werden. Abschließend werden in Kapitel 9 die Anreizmechanismen im Verbund von Kraftwerken und Tagebauen einer vertieften Analyse unterzogen.

7 Ökonomische Struktur der Braunkohlentagebaue

7.1 Einleitung

Braunkohlentagebaue sind langfristige Projekte. Die letzte Aufschlussbaggerung in Deutschland wurde 1985 im Tagebau Reichwalde begonnen und liegt damit mehr als 30 Jahre zurück. Das bedeutet, dass die Anfangsinvestitionen aller Tagebaue in die Aufschlussbaggerungen und die Erstausrüstung mit Tagebaugroßgeräten wie Bagger, Förderbrücken und Absetzer in der Regel weitestgehend erfolgt und die Anfangsinvestitionen somit bereits weitgehend abgeschrieben sind.

Im Abschnitt 7.2 werden die aktuellen Vollkosten der Braunkohlenförderung dokumentiert. Im Abschnitt 7.3 erfolgt eine vertiefte Analyse der Kosten für die Wiedernutzbarmachung und der dafür angelegten bergbaubedingten Rückstellungen.

7.2 Vollkosten der Braunkohlenförderung

Da Braunkohle aufgrund ihrer Förderung in vertikal integrierten Unternehmen nur sehr eingeschränkt gehandelt wird, liegen nur wenige öffentlich verfügbare Marktdaten vor. Verhältnismäßig gut dokumentiert sind jedoch die heutigen Vollkosten der Braunkohlenförderung. Von IGBCE & Lazard 2015 werden Vollkosten in Höhe von 5,4 bis 6,2 Euro je Megawattstunde (€/MWh) Energiegehalt genannt, die auf Angaben der Braunkohlenbetreiber beruhen. Wie in Öko-Institut (2017) dargestellt, wurden für Deutschland Braunkohlenkosten von etwa 6,2 €/MWh thermisch angesetzt. Davon entfallen 1,5 €/MWh thermisch auf die variablen Betriebskosten des Braunkohlentagebaus. Die Fixkosten repräsentieren mit 4,7 €/MWh thermisch den Großteil der Braunkohlenkosten. Diese Fixkosten gliedern sich in vermeidbare Fixkosten (Revisionen, Personal) und versunkene Fixkosten (bereits getätigte Investitionen).

Während die Kosten eines Braunkohlentagebaus sehr kurzfristig nur kaum beeinflusst werden können, lässt sich mittelfristig ein steigender Anteil der versunkenen Kosten in Braunkohlentagebaue deutlich reduzieren, da die Kostenstrukturen mit dem notwendigen Vorlauf angepasst werden können. Dies betrifft sowohl die Investitionskosten (zum Beispiel vermeidbare Instandhaltungsinvestitionen in Tagebaugroßgeräte) als auch die vermeidbaren fixen Betriebskosten (zum Beispiel Personalkosten). Für Analysen, die sich auf die nähere Zukunft ab etwa 2025 beziehen, ist es daher sinnvoll, einen größeren Kostenblock als vermeidbar zu betrachten als in der kurzfristigen Sicht. Die Zusammenfassung der betreffenden Ergebnisse aus Öko-Institut (2017) ist in Tabelle 7-1 dargestellt:⁴²

- Kurzfristig lassen sich die Kosten eines Braunkohlentagebaus kaum beeinflussen. Die vermeidbaren Fixkosten betragen dann 1,5 €/MWh thermisch, die versunkenen Fixkosten 3,2 €/MWh thermisch.
- Mittelfristig ist ein größerer Anteil der Fixkosten vermeidbar. Ab 2025 werden in Öko-Institut (2017) vermeidbare Fixkosten von 4,0 €/MWh thermisch bis 4,5 €/MWh thermisch angesetzt. Die versunkenen Fixkosten sind also auf 0,2 €/MWh thermisch bis 0,7 €/MWh thermisch reduziert.

Bei der Fortschreibung der Kosten mit Blick auf den Kohleausstieg 2038 sind die folgenden Aspekte zu berücksichtigen:

- Die aktuellen Erfahrungen mit den Anpassungen der Tagebauplanungen zeigen, dass auch kurzfristig erhebliche Optionen zur Abbaubarkeit von Kosten in den Braunkohlentagebauen bestehen. Insbesondere das Beispiel des Tagebaus Jänsch-

⁴² zu den Abgrenzungen der verschiedenen Kostenpositionen vgl. Tabelle 6-2

walde verdeutlicht, dass die Fixkosten auch schneller abgebaut werden können als in Öko-Institut (2017) unterstellt. Fixkosten wurden im Tagebau Jänschwalde durch zwei Maßnahmen reduziert. Erstens wurde von März bis Juni 2021 das Instrument der Kurzarbeit genutzt. Zweitens soll der Tagebau ab dem 01.01.2022 im Wechselbetrieb mit dem Tagebau Welzow-Süd betrieben werden (RBB24 2021).

→ Gleichzeitig lassen sich mittelfristig (für die folgenden Analysen ab 2025) nicht in jedem Fall alle versunkenen Kosten vermeiden, insbesondere,

wenn Tagebaue sehr stark verkleinert werden und nicht nur die älteren Kraftwerksblöcke an einem Tagebausystem stillgelegt werden, sondern alle Kraftwerksblöcke.

→ Bezüglich der gegebenenfalls einmalig anfallenden Mehrkosten für die Wiedernutzbarmachung, die entstehen, wenn Tagebaue früher geschlossen werden, ist festzustellen, dass erhebliche Unterschiede zwischen den Revieren und einzelnen Tagebauen bestehen (BET et al. 2020). Zum Beispiel sind die Mehrkosten für die Wiedernutzbarmachung bei einer Tagebauverkleinerung im Tagebau

Differenzierung der Kostenstruktur der Braunkohlenförderung in versunkene und vermeidbare Kosten für den aktuellen Stand bzw. den Zeithorizont 2025

Tabelle 7-1

	Brennstoffkosten	Stromerzeugungskosten Kraftwerke			
		alt (35%)	neu (42%)	alt (35%)	neu (42%)
	€/MWh _{th}	€/MWh _{el}		€/kW _{el}	
Kostenstruktur heute					
Variable Betriebskosten	1,5	4,3	3,6	30	25
Fixe Betriebskosten Tagebau	4,7	13,4	11,2	94	78
davon versunkene Kosten	3,2	9,1	7,6	64	53
davon vermeidbare Fixkosten	1,5	4,3	3,6	30	25
Summe	6,2	17,7	14,8	124	103
Kostenstruktur 2025 – Abbaubarkeit hoch					
Variable Betriebskosten	1,5	4,3	3,6	30	25
Fixe Betriebskosten Tagebau	4,7	13,4	11,2	94	78
davon versunkene Kosten	0,2	0,6	0,5	4	3
davon vermeidbare Fixkosten	4,5	12,9	10,7	90	75
Summe	6,2	17,7	14,8	124	103
Kostenstruktur 2025 – Abbaubarkeit gering					
Variable Betriebskosten	1,5	4,3	3,6	30	25
Fixe Betriebskosten Tagebau	4,7	13,4	11,2	94	78
davon versunkene Kosten	1,7	4,9	4,0	34	28
davon vermeidbare Fixkosten	3,0	8,6	7,1	60	50
Summe	6,2	17,7	14,8	124	103

Öko-Institut (2017)

Reichwalde gering und es können noch umfangreiche Investitionen vermieden werden. In anderen Tagebauen (zum Beispiel Tagebau Garzweiler) steigen die Kosten für die Wiedernutzbarmachung überproportional an, wenn zur Böschungsherstellung eine Abraumförderung ohne Braunkohlenförderung notwendig wird (vergleiche Abschnitt 7.3.4).

- Höhere CO₂-Preise führen zu höheren Stromkosten für die Braunkohlentagebaue. Nach Öko-Institut (2017) belaufen sich die spezifischen Stromkosten der Braunkohlenförderung auf 0,46 €/MWh thermisch. Ein Anstieg des CO₂-Preises um 40 Euro pro Tonne CO₂ führt zu einer Verdoppelung der Strombezugskosten der Braunkohlenförderung (Kostenerhöhung um 0,46 €/MWh thermisch).

In der Gesamtabwägung ist davon auszugehen, dass sich auch ab 2025 weiterhin Vollkosten von 6,2 €/MWh thermisch ergeben. Bezüglich der versunkenen Kosten ergibt sich dabei mit Blick auf die verschiedenen Tagebaue eine größere Bandbreite. In Tabelle 7-1 sind daher zwei Optionen dargestellt. In der Option mit einer hohen Abbaubarkeit betragen die versunkenen Kosten nur 0,2 €/MWh thermisch. In der Option mit einer geringen Abbaubarkeit betragen die versunkenen Kosten bis zu 1,7 €/MWh thermisch. Umgerechnet auf die Leistung der an die Tagebaue angeschlossenen Kraftwerke ergeben sich unter Maßgabe einer Jahresauslastung von 7.000 Stunden die folgenden Deckungsbeiträge, die neuere Kraftwerke erwirtschaften müssen, um die vermeidbaren Fixkosten zu decken und nicht stillgelegt zu werden.

- Kurzfristig müssen neuere Kraftwerke Deckungsbeiträge von 25 Euro pro Kilowatt für den Tagebau erwirtschaften.
- Bis 2025 steigen die notwendigen Deckungsbeiträge, um die abbaubaren Fixkosten des Tagebaus zu decken, auf bis zu 50 Euro pro Kilowatt (bei niedriger Abbaubarkeit der Fixkosten im Tagebau).
- Bei einer hohen Abbaubarkeit der Fixkosten im Tagebau steigen die notwendigen Deckungsbeiträge auf 75 Euro pro Kilowatt an.

7.3 Wiedernutzbarmachung und Rekultivierung

7.3.1 Ablauf, Elemente und Kostenprofil der Wiedernutzbarmachung

Nachdem Braunkohle im Tagebau abgebaut wurde, müssen die devastierten Flächen rekultiviert beziehungsweise wieder nutzbar gemacht und der Wasserhaushalt saniert werden.

Nach Bergs (2006, S. 56 ff.) sind die folgenden Betriebsphasen eines Tagebaus zu unterscheiden:

- Anlaufphase (zum Beispiel Tagebauaufschluss bis zur Aufnahme der Braunkohlenförderung);
- Regelbetrieb (Betriebsphase mit Abraumförderung und Braunkohlenförderung);
- Auslaufphase (Beginn der Phase mit Erreichen des Endstandes des ersten Abraumschnitts, Dauer der Phase bis zum Ende der Braunkohlenförderung);
- Nachproduktionsphase (zum Beispiel Wasserwirtschaftsmaßnahmen, Abschluss Entfernungsmaßnahmen, Entsorgung);
- Langzeitaufgaben (sogenannte Ewigkeitskosten) entstehen zum Beispiel durch Grundwassermonitoring und die Unterhaltung des Restsees.

In der Literatur werden die Arbeitsschritte der Sanierung und Rekultivierung wie folgt gegliedert (Bergs 2006, S. 43 f.):

1. Massenbewegung und Massenverdichtung (durch Tagebaugroßgeräte und Erdbautechnik);
2. Oberflächengestaltung und Renaturierung (zum Beispiel Feinplanierung, Düngung, Erstbeflanzung);
3. wasserwirtschaftliche Maßnahmen (zum Beispiel Flutung des Restlochs und Wasserhebung nach Ende des Regelbetriebs, Herstellung von Ein- und Auslaufbauwerken, Monitoring von Grundwasserständen);
4. Entfernungsmaßnahmen von Tagesanlagen (Gebäude und Straßen) und Betriebstechnik (Tagebaugroßgeräte, Bandanlagen, Bahnanlagen, Anlagen der Wasserhaltung);

5. Entsorgung (Entsorgung der anfallenden Stoffe durch Fachbetriebe).

Ein Teil der Wiedernutzbarmachung (Massenbewegung und Oberflächengestaltung) wird bereits im laufenden Betrieb des Tagebaus durchgeführt. Ansatzpunkte für die entsprechenden Kostenprofile liefert einerseits die Literatur. Durch die kontinuierliche Flächeninanspruchnahme während der Regelbetriebs steigen die Rückstellungen kontinuierlich an. Gleichzeitig wird begonnen, überbagerte Flächen wieder nutzbar zu machen. Etwa in der Mitte des Regelbetriebs werden die höchsten Rückstellungen erreicht (Bergs 2006, S. 60). Nach Bergs (2006, S. 60) fällt ein Großteil der Kosten für die Rekultivierung erst an, wenn die Abraumbaggerei den Endstand erreicht hat. Mit dem Beginn der Auslaufphase betragen die Rückstellungen noch etwa 80 Prozent. Nach Ende der Auslaufphase

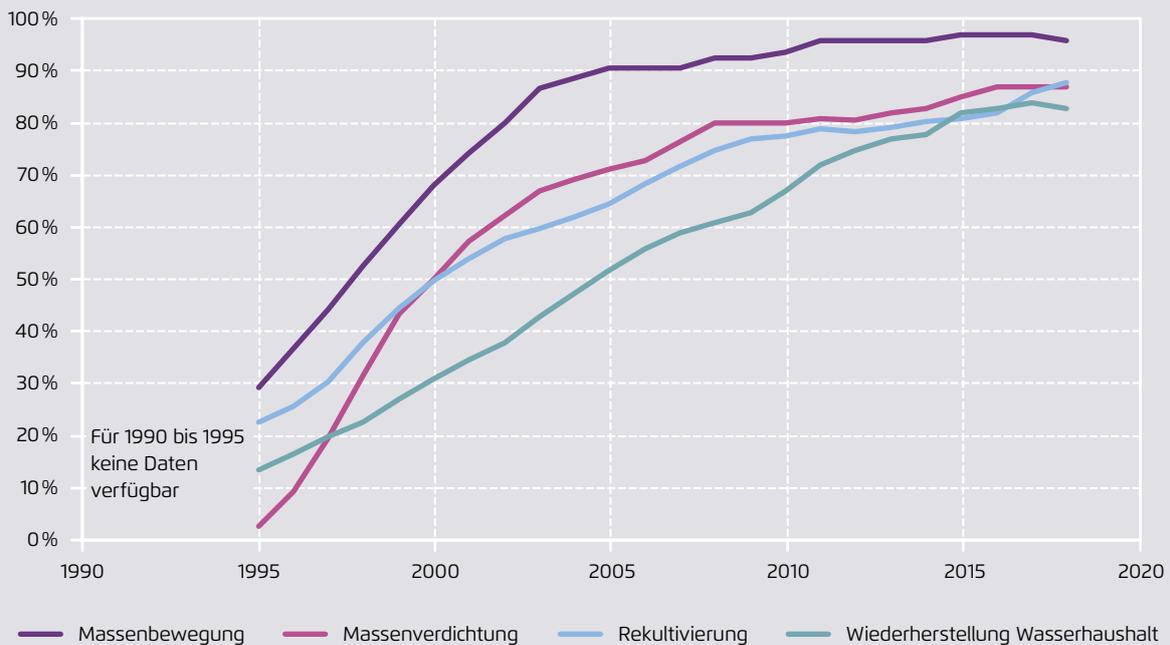
betragen die Rückstellungen noch etwa 30 bis 40 Prozent (Bergs 2006).

Andererseits lässt sich eine Indikation für das zeitliche Profil der Sanierungsarbeiten aus dem überjährlich in den Sanierungsberichten gut dokumentierten Arbeitsfortschritt bei der Sanierung derjenigen Tagebaue im Lausitzer und im Mitteldeutschen Revier durch die LMBV ableiten, die nach der Privatisierung der ostdeutschen Braunkohlenindustrie nicht längerfristig weitergeführt wurden.⁴³

43 Berücksichtigt sind dabei diejenigen Hauptgewerke, die überwiegend der Tagebausanierung zuzurechnen sind und für die keine oder nur geringe Überlappungen mit dem Teil der Braunkohlensanierung existieren dürften, der ein Spezifikum der Braunkohlensanierung in den neuen Bundesländern bildet (zahlreiche Anlagen der Braunkohlenveredelung mit besonders großer Altlastenproblematik etc.).

Leistungsfortschritte der Braunkohlensanierung durch die LMBV nach Hauptgewerken, 1995 bis 2018

Abbildung 7-1



Öko-Institut auf Basis von Daten der Lausitzer und Mitteldeutsche Bergbau-Verwaltungsgesellschaft (LMBV)

Die Abbildung 7-1 zeigt die zum jeweiligen Zeitraum erreichten Fertigstellungsstände, jeweils bezogen auf die für die vollständige Wiedernutzbarmachung erforderliche Gesamtleistung des jeweiligen Hauptgewerks.

- In den ersten 10 bis 15 Jahren der Auslauf- und Nachproduktionsphase dominiert vor allem die (arbeitsintensive) Massenbewegung. Im Bereich der LMBV-Sanierung waren hier nach etwa 5 Jahren etwa 30 Prozent, nach ungefähr 10 Jahren 70 Prozent und nach etwa 15 Jahren etwa 90 Prozent der notwendigen Arbeiten durchgeführt.
- Mit einem Nachlauf von 5 bis 10 Jahren folgt die ebenfalls arbeitsintensive Massenverdichtung. Nach etwa 10 Jahren waren die notwendigen Leistungen hier etwa zu 50 Prozent und nach 20 Jahren zu etwa 80 Prozent erbracht.
- Die Rekultivierung der ehemaligen Tagebauflächen zu land- oder forstwirtschaftlichen Nutzflächen erfolgt in einem relativ stetigen Prozess. Nach etwa 10 Jahren waren hier etwa 50 Prozent der Flächen rekultiviert, nach 20 Jahren waren etwa 80 Prozent der notwendigen Arbeiten vollzogen.

Auch wenn diese Struktur der Leistungserbringungen im Bereich der LMBV nicht zwangsläufig auf andere Tagebaue übertragen werden kann, ergibt sich dennoch ein prinzipielles Muster der im Zuge der Wiedernutzbarmachung notwendigen Arbeiten.

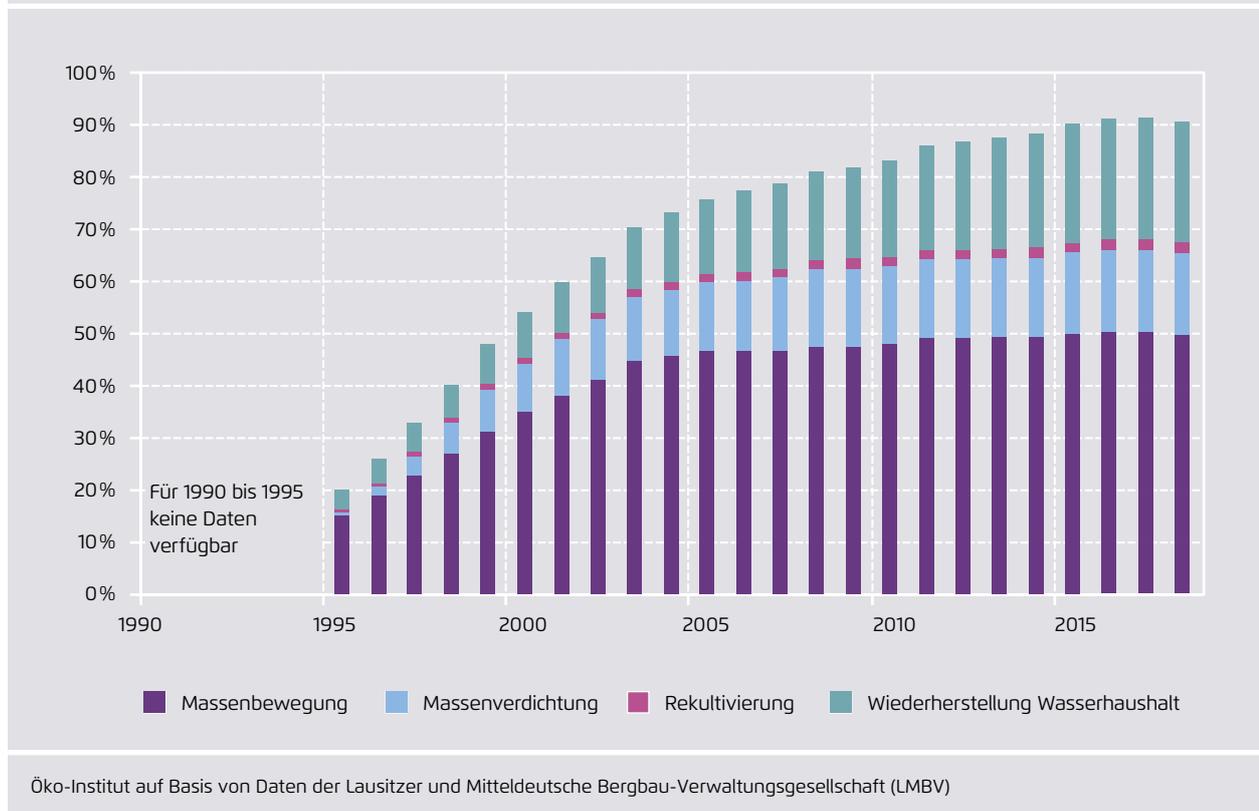
In einzelnen Sanierungsberichten der LMBV sind die Leistungen in den verschiedenen Hauptgewerken auch kostenseitig bewertet. Aus diesen Angaben lässt sich aus dem Sanierungsfortschritt in den einzelnen Hauptgewerken sowohl die generelle Kostenstruktur der Wiedernutzbarmachung hochrechnen als auch ein zeitliches Profil des Kostenanfalls (zu konstanten Preisen) ermitteln (Abbildung 7-2):

- Die Massenbewegungen repräsentieren danach etwa 50 Prozent der gesamten Sanierungskosten

und prägen die Gesamtkosten. Die in diesem Bereich anfallenden Kosten dominieren auch den gesamten Kostenanfall der ersten 10 bis 15 Jahre der Auslauf- beziehungsweise Nachproduktionsphase.

- Die Massenverdichtung dürfte knapp 20 Prozent der Gesamtkosten betragen und ist bei der LMBV ganz überwiegend zwischen dem fünften und dem 15. Jahr der Nachproduktionsphase angefallen.
- Die Kosten für die Bepflanzung und Bewirtschaftung der umgestalteten Flächen liegen bisher noch im Bereich von etwa zwei Prozent der gesamten Kosten der Wiedernutzbarmachung. Diese Kosten fallen bei der LMBV überwiegend nach dem zehnten Jahr der Auslauf- und Nachproduktionsphase an, dürften jedoch in den kommenden Jahren deutlich ansteigen.
- Die Kosten für die Wiederherstellung des Wasserhaushalts (Wasserhebung, -reinigung und -ableitung sowie die Fremdwasserzuführung zur Flutung) dürften einen Anteil von 25 bis 30 Prozent der Gesamtkosten repräsentieren. Dieser Bereich der Sanierungs- und Rekultivierungskosten erhält vor allem nach der ersten Dekade der Auslauf- und Nachproduktionsphase eine größere Bedeutung.

Zumindest für die Braunkohlensanierung der LMBV lässt sich damit die Schlussfolgerung ziehen, dass vor allem in den ersten 10 bis 15 Jahren der Auslauf- und Nachproduktionsphase ein großer Teil der Sanierungskosten finanziert werden muss und dass dieser vor allem die vergleichsweise arbeitsintensiven Teile der Sanierungsleistungen betrifft. In den Folgejahren flacht dann einerseits das Profil der jährlichen Sanierungskosten erkennbar ab und andererseits verschiebt sich der Schwerpunkt der Arbeiten in den weniger arbeits-, gleichwohl aber kostenintensiven Bereich der Arbeiten zur Wiederherstellung des Wasserhaushalts.

Kostenprofil der Braunkohlensanierung durch die LMBV nach Hauptgewerken, 1995 bis 2018 Abbildung 7-2

7.3.2 Rückstellungen in den Bilanzen der Unternehmen

Da sich vor allem die Rekultivierung des Restlochs sowie die Sanierung des Wasserhaushalts über einen Zeitraum von vielen Jahren nach Beendigung der Braunkohlenförderung hinziehen, bilden die Unternehmen Rückstellungen, um die Wiedernutzbarmachung zu einem späteren Zeitpunkt finanzieren zu können.

In der Bilanzierungsmethode des deutschen Handelsgesetzbuches (HGB) werden die Rückstellungen im Verhältnis der Förderungen zum Gesamtvorrat des jeweiligen Feldes (ratierlich) gebildet (RWE 2014, S. 134).⁴⁴ Das bedeutet, dass

44 RWE (2014): „Die Rückstellungen werden grundsätzlich mit zunehmendem Verpflichtungsumfang, u. a. entsprechend der Braunkohleförderung, gebildet.“

die bisherigen Rückstellungen der Bergbauunternehmen hauptsächlich für die bisherige Braunkohlenförderung gebildet wurden. In Zukunft werden die Unternehmen weitere Rückstellungen bilden müssen, wenn weitere Braunkohlenmengen gefördert werden (insoweit wie die Kosten wirtschaftlich durch die Braunkohlenförderung verursacht werden).⁴⁵ Nach der Bilanzierungsmethode des HGB sind die Rückstellungen für die Restlochrekultivierung jedoch erst dann vollständig gebildet, wenn das Feld wie geplant ausgefördert worden ist. Wird absehbar, dass die Förderung eines Tagebaufeldes früher als ursprünglich geplant beendet wird, müssten in den verbleibenden

45 Als Analogie ist hier der Verbrauch von Brennelementen zu nennen. Hier müssen immer dann Rückstellungen für die Endlagerung gebildet werden, wenn Brennstoff verbraucht wird.

Bergbaubedingte Rückstellungen für die Braunkohlenförderung, Stand Ende 2019				Tabelle 7-2	
	Bergbaubedingte Rückstellungen		Förderung	Rückstellungen	
	Ende 2015	Ende 2019	2000–2019	spezifisch	
	Mio. €		Mrd. t	€/t	€/MWh _{th}
RWE Power AG	2.299	3.797	1,90	2,0	0,8
Lausitz Energie Bergbau AG*	1.416	1.870	1,20	1,6	0,7
Mibrag	138	267	0,40	0,7	0,2
Helmstedter Revier AG	78	–	0,04	0,0	0,0
Summe	3.931	5.934	3,50	1,7	0,7

* ehemals Vattenfall Europe Mining

Öko-Institut nach RWE Power (2016b), LEAG (2016), MIBRAG (2016), HSR (2017), RWE Power (2020e), LEAG (2020a), MIBRAG (2021), Statistik der Kohlenwirtschaft

Produktionsjahren die Rückstellungen entsprechend aufgefüllt werden.

Insgesamt hatten die in Deutschland Braunkohle fördernden Unternehmen zum Ende des Jahres 2019 Rückstellungen in Höhe von 5,9 Milliarden Euro gebildet (Tabelle 7-2).

- Die **RWE Power AG** hat im Jahresabschluss für das Jahr 2019 bergbaubedingte Rückstellungen in Höhe von 3,8 Milliarden Euro ausgewiesen (RWE Power 2020e). Der Anstieg gegenüber dem Vorjahr beträgt eine Milliarde Euro und ist insbesondere auf den Kohleausstieg zurückzuführen.
- Die bergbaubedingten Rückstellungen der **Lausitz Energie Bergbau AG** betragen zum Ende des Jahres 2019 1,9 Milliarden Euro (LEAG 2020a). Im Jahresabschluss 2019 wurde der Kohleausstieg 2038 berücksichtigt. Dies hat zu einer Erhöhung der bergbaubedingten Rückstellungen geführt.
- Die **MIBRAG** (MIBRAG 2021) hat Ende 2019 Rückstellungen in einem Umfang von 0,267 Milliarden Euro gebildet (für ökologische Altlasten und bergbaubedingte Verpflichtungen). Der Anstieg der bergbaubedingten Rückstellungen um 28 Millionen Euro im Jahr 2019 ist auf die bilanzielle Abbildung eines Kohleausstiegs im Jahr 2038

zurückzuführen. Der Kohleausstieg im Jahr 2035 für das Kraftwerk Lippendorf wird erst im Jahresabschluss für das Jahr 2020 berücksichtigt. Es wird erwartet, dass dadurch die bergbaubedingten Rückstellungen um 25 bis 30 Millionen Euro ansteigen werden.

- Die **Helmstedter Revier GmbH** hatte Ende 2015 bergbaubedingte Rückstellungen für Rekultivierungsmaßnahmen von 78 Millionen Euro gebildet (HSR 2017).⁴⁶ Aktuelle Angaben für die bergbaubedingten Rückstellungen liegen nicht vor. Die Gesellschafterin Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH hat entschieden, dass für das Geschäftsjahr 2019 auf die Aufstellung eines Jahresabschlusses verzichtet wird.
- Die Rückstellungen der **Romonta Bergwerks Holding AG** zum 31. Dezember 2014 betragen 7,6 Millionen Euro. Die Romonta bildet keine internen Rückstellungen für die Rekultivierung, sondern zahlt in einen Rekultivierungsfonds ein.

46 Die Helmstedter Revier GmbH betrieb das Kraftwerk Buschhaus und die Tagebaue im Helmstedter Revier. Sie wurde von E.ON an die MIBRAG verkauft. Das Kraftwerk Buschhaus wurde im Oktober 2016 in die Braunkohlensicherheitsbereitschaft überführt und der Tagebau Schöningen ist bereits ausgekohlt und wird aktuell rekultiviert.

Bis zum Jahr 2025 ist ein Gesamtbetrag von 30,7 Millionen Euro anzusparen. Die Vereinbarung, für die Romonta einen Tagebaufonds einzurichten, geht auf die Privatisierung nach der Wende zurück. Damals wurde eine Vereinbarung mit der Bundesanstalt für vereinigungsbedingte Sonderaufgaben (BvS) geschlossen (Romonta 2015). Im Jahresabschluss für das Jahr 2019 wurden die bergbaubedingten Rückstellungen nicht mehr veröffentlicht (Romonta 2020b).

Die Rekultivierungsrückstellungen für die MIBRAG und die LEAG beziehen sich auf die Braunkohlenförderung der Unternehmen seit der Wende.⁴⁷ Für RWE beziehen sich die Rückstellungen auf die kumulierte Förderung der betroffenen Tagebaue, wobei ein Teil der Rekultivierung jeweils schon erfolgt ist. Um die Höhe der Rückstellungen in den einzelnen Revieren vergleichbar zu machen, wird der Umfang der Rückstellungen in Tabelle 7-2 mit der Braunkohlenförderung der letzten 20 Jahre in den Revieren ins Verhältnis gesetzt (spezifische Rückstellungen).

→ Es wird deutlich, dass die RWE Power AG bis Ende 2019 bezogen auf die Braunkohlenförderung der letzten 20 Jahre etwa 0,8 Euro pro Megawattstunde zurückgestellt hat. Bei der Lausitz Energie Bergbau AG betragen die spezifischen Rückstellungen 0,66 Euro pro Megawattstunde. Die MIBRAG hat hingegen mit nur 0,23 Euro pro Megawattstunde Braunkohlenförderung deutlich niedrigere Rückstellungen gebildet. Warum die Rückstellungen der MIBRAG im Vergleich zu den anderen Unternehmen deutlich niedriger liegen, kann auf Basis der zur Verfügung stehenden Daten nicht nachvollzogen werden.

⁴⁷ Die Tagebaue in der Lausitz wurden bezogen auf den Tagebaustand vom 1. Juli 1990 aufgeteilt. Ältere Flächen werden von der LMBV rekultiviert, neue Flächen von der LEAG. Für den Tagebau Jänschwalde werden beispielsweise 75 Prozent der Flächen von LEAG rekultiviert und 25 Prozent der Flächen von der LMBV (Braunkohlenplan Jänschwalde, S. 9).

7.3.3 Aktuelle Entwicklungen bezüglich der Sicherung der bergbaubedingten Rückstellungen

Vor dem Hintergrund der bis auf Weiteres wenig diversifizierten Geschäftsmodelle von LEAG und MIBRAG sowie der damit entstehenden Finanzierungsrisiken für die Rekultivierung wurden für das Mitteldeutsche Revier und die Lausitz zwischen den Bergbauunternehmen sowie den zuständigen Landesregierungen Vorsorgevereinbarungen geschlossen. Darin wird festgelegt, dass im Laufe der nächsten Jahre ein insolvenzsicheres Vermögen in Zweckgesellschaften aufgebaut wird. Auf diese Weise sollen die Kosten für die Wiedernutzbarmachung der Tagebaue abgesichert werden. Bezüglich der genauen jährlichen Einzahlungen besteht bisher keine Transparenz. Im Jahresabschluss der Lausitz Energie Bergbau AG für das Jahr 2019 wird zum Bilanzstichtag das folgende Eigenkapital der Vorsorgegesellschaften dokumentiert (LEAG 2020a):

- Lausitz Energie Vorsorge- und Entwicklungsgesellschaft Brandenburg mbH & Co. KG, Cottbus: 15,5 Millionen Euro Eigenkapital zum 31.12.2019.
- Lausitz Energie Vorsorge- und Entwicklungsgesellschaft Sachsen mbH & Co. KG, Boxberg: 10 Millionen Euro Eigenkapital zum 31.12.2019.

Im § 44 des KVBG ist für die Lausitz festgehalten worden, dass die Entschädigungszahlungen für die Kraftwerksstilllegungen direkt an die Zweckgesellschaften und nicht an die LEAG ausgezahlt werden. Nach § 45 (1) beginnt die Auszahlung am 31. Dezember 2025. § 45 (3) regelt jedoch folgendes:

„3) Sollten das Land Brandenburg oder der Freistaat Sachsen vor dem 31. Dezember 2025 aufgrund der Reduzierung und Beendigung der Braunkohlenverstromung nach Anlage 2 zusätzliche Einzahlungen in die Zweckgesellschaften Brandenburg oder Sachsen geltend machen, werden diese zusätzlichen Einzahlungen von der Bundesrepublik Deutschland im Jahr der Fälligkeit der Lausitz Energie Kraftwerk AG unter Anrechnung auf den

gesamten Entschädigungsanspruch der Lausitz Energie Kraftwerk AG gemäß § 44 Absatz 1 erstattet. Die Erstattungen dürfen jährlich den Nominalbetrag von 100 Millionen Euro nicht überschreiten.“ (KVBG § 45 (3))

In welchem Umfang bereits vor 2025 Entschädigungszahlungen an die Zweckgesellschaften in der Lausitz fließen werden, ist unbekannt:

→ Die Vorsorgevereinbarung für die Tagebaue in Brandenburg wurde im Jahr 2019 unterzeichnet (LEAG & LBGR 2019) und im September 2021 angepasst (LEAG & LBGR 2021). Das Ansparkonzept ist in Anlage 3 zur Vorsorgevereinbarung festgelegt, es wurde jedoch nicht veröffentlicht. In einer Pressemitteilung hat die LEAG veröffentlicht (LEAG 2019b), dass das Ansparkonzept die Zahlung eines Sockelbetrags bis zum 30. Juni 2021 (102,9 Millionen Euro) vorsieht. Bis zum Jahr 2033 soll der Endbestand erreicht werden (insgesamt 770 Millionen Euro). Dafür sind jährliche Zuführungen von durchschnittlich etwa 55 Millionen Euro notwendig. Die genaue Höhe der jährlichen Zuführungen ist unbekannt (beziehungsweise wurde nicht veröffentlicht). Paragraf 4 Absatz 3 der brandenburgischen Vorsorgevereinbarung regelt den Umgang mit Entschädigungszahlungen: „LE-B verpflichtet sich bzw. wird darüber hinaus dafür Sorge tragen, dass sämtliche staatlichen Entschädigungszahlungen, die LE-B oder mit ihr verbundene Unternehmen als Entschädigung für Wiedernutzbarmachungskosten in Folge einer vorzeitigen Stilllegung oder Verkleinerung der Tagebaue Welzow-Süd und Jänschwalde erhält [...], auf ein gesondertes Konto der Zweckgesellschaft eingezahlt werden.“ Die im September 2021 angepasste Vorsorgevereinbarung sieht vor, dass das Land Brandenburg in den Jahren 2021 bis 2024 zusätzliche Einzahlungen in die Zweckgesellschaften geltend macht. Der Umfang dieser zusätzlichen Einzahlungen entspricht den in Brandenburg anfallenden Mehraufwendungen

durch den Kohleausstieg. Nach § 45 (3) werden diese Einzahlungen von der Bundesrepublik Deutschland erstattet.

→ Die Vorsorgevereinbarung für die sächsischen Tagebaue wurde im Juni 2021 angepasst (OBA & LEAG 2021). Das Ansparkonzept ist in Anlage 3 festgelegt, wurde jedoch nicht veröffentlicht. In einer Pressemitteilung hat die LEAG veröffentlicht, dass das Ansparkonzept für die sächsische Vorsorgegesellschaft (LEVES) die Zahlung eines Sockelbetrags in Höhe von 110,7 Millionen Euro vorsieht und diese Summe bis zum 30. Juni 2021 bereits einbezahlt wurde (LEAG 2021b). Nach § 3.2 der Vorsorgevereinbarung sind in den Jahren 2021 bis 2024 zusätzliche Einzahlungen in die Zweckgesellschaft vorgesehen, die den Mehraufwendungen entsprechen, die in den Tagebauen Reichwalde und Nochten durch den Kohleausstieg entstehen.

7.3.4 Kosten von Tagebauverkleinerungen

In einer von BET geleiteten Studie wurden die Kosten von Tagebauverkleinerungen umfangreich untersucht (BET et al. 2020). In der Studie werden zwei Kostenkomponenten unterschieden (Kapitel 6 der BET-Studie):

→ In der ersten Komponente werden die Kosten für die Zinseffekte zusammengefasst, die entstehen, wenn Tagebaue früher stillgelegt werden, dadurch die Kosten früher anfallen und daher die Aufzinsung der bisher schon gebildeten Rückstellungen geringer ausfällt.

→ In der zweiten Komponente werden die tagesbaubedingten Mehr- oder Minderausgaben für die bisher noch nicht geförderte Kohle zusammengefasst. Dies umfasst insbesondere tagesbaubedingte Mehr- oder Minderausgaben für die Wiedernutzbarmachung, die sich durch die geringere Kohleförderung bei einer früheren Schließung des Tagebaus ergeben.

Im Folgenden wird die Summe der beiden Komponenten für das mittlere Szenario mit einer Inflationierung von zwei Prozent angegeben. Die Kosten

werden in realen Preisen (Preisbasis 2018) ausgewiesen. In Tabelle 7-3 werden die Ergebnisse zusammengefasst.

Im Referenzszenario werden bereits Stilllegungen von Braunkohlenkraftwerken aus wirtschaftlichen Gründen berücksichtigt. Daher werden bereits im Referenzszenario einige Tagebaue verkleinert.⁴⁸

Da der Tagebau Nochten bereits in der Referenz verkleinert wird (das Teilfeld Mühlrose also in der Referenz nicht in Anspruch genommen wird), werden die Kosten dieser Verkleinerung in den Ausstiegsszenarien nicht quantifiziert. Nach Einschätzung in BET et al. (2020) fallen durch einen Verzicht auf das Teilfeld Mühlrose wahrscheinlich keine zusätzlichen Kosten für die Wiedernutzbarmachung an.⁴⁹

Die Arbeiten an der Studie von BET et al. (2020) wurden bereits im November 2019 abgeschlossen. Die untersuchten Ausstiegsszenarien entsprechen daher nicht dem im Kohleverstromungsbeendigungsgesetz festgelegten Stilllegungspfad. Das Ausstiegsszenario 1 betrachtet die folgenden Tagebauverkleinerungen:

→ Die absolut höchsten Kosten verursacht die Verkleinerung des Tagebaus Hambach (die untersuchte Verkleinerung entspricht etwa den aktuellen Planungen von RWE für die Verkleinerung des Tagebaus). Die Kosten für die Verkleinerung

48 In der Lausitz wird das Teilfeld Mühlrose nicht in Anspruch genommen und der Tagebau Reichwalde wird um 62 Millionen Tonnen verkleinert. Im Rheinland werden im Referenzszenario bereits die beiden Tagebaue Garzweiler und Hambach verkleinert. Der Tagebau Garzweiler wird im Referenzszenario um 140 Millionen Tonnen verkleinert und die Inanspruchnahme der Ortschaften Keyenberg, Kuckum und Westrich ist nicht notwendig.

49 „In Nebenbestimmung 29 der Vorsorgevereinbarung werden 795,1 Millionen Euro als Gesamtkosten für die Wiedernutzbarmachung des Tagebaus bei Auskohlung von AG 1 und des Teilfeldes Mühlrose angegeben. Damit werden die Kosten für eine alleinige Inanspruchnahme von AG 1 laut Referenzszenario diesen Betrag wahrscheinlich nicht übersteigen“ (BET et al. 2020, S. 152).

werden auf 1,8 Milliarden Euro geschätzt, wobei insbesondere die Kosten für die Wasserhaltung nur grob abgeschätzt werden konnten.

→ Interessant sind die Untersuchungen zum Tagebau Inden. Wenn die Braunkohlenförderung im Tagebau Inden um 109 Millionen Tonnen im Vergleich zur Referenz reduziert wird, kann der Restsee nicht mehr am bisherigen Ort realisiert werden. Wenn die Planung für den Restsee angepasst wird, könnten Folgekosten ganz oder teilweise vermieden werden. Wenn jedoch eine umfangreiche Abraumförderung ohne Kohleförderung notwendig wird, um das bisher geplante Seeprofil herzustellen, entstehen Kosten von bis zu 330 Millionen Euro für die Abraumbeschaffung.⁵⁰

→ Der Tagebau Reichwalde wird im Ausstiegsszenario 1 um 123 Millionen Tonnen gegenüber der Referenz verkleinert. Insgesamt beträgt die Verkleinerung des Tagebaus Reichwalde dann 185 Millionen Tonnen. Wegen der einfachen Herstellung des Restsees im Tagebau Reichwalde entstehen nur geringe zusätzliche Kosten von 16 Millionen Euro. Gleichzeitig ergeben sich bei einer Tagebauverkleinerung des Tagebaus Reichwalde erhebliche Einsparungen bei den Infrastrukturinvestitionen in einem Umfang von insgesamt 240 Millionen Euro. Nach BET umfasst dieser Wert 100 Millionen Euro für Investitionen, die bei einer Tagebaumstellung für die Einfahrt ins Nordostfeld notwendig würden. Weitere 100 Millionen Euro könnten eingespart werden, wenn auf die Verlegung der Bahnstrecke Görlitz-Cottbus-Berlin verzichtet wird. Wenn auf den zweiten Bauabschnitt zur Verlegung von Teilen des Truppenübungsplatzes Oberlausitz verzichtet wird, würden sich um 40 Millionen Euro geringere Kosten ergeben (zweiter Bauabschnitt von 2026 bis 2036). Diese Einsparung bei den Infrastrukturkosten wurde nicht mit den Mehrkosten der Wiedernutzbarmachung verrechnet.

50 Angaben zum Tagebau Inden sind nicht in der Tabelle 7-3 aufgeführt, weil diese nicht nach einer vergleichbaren Methode in Kapitel 6 der BET-Studie aufgeführt werden.

Kosten Tagebauverkleinerungen nach BET				Tabelle 7-3
	Verkleinerung ggü. Referenz	Kosten	Verkleinerungs- kosten	Einsparungen Infrastruktur
	Mio. t	Mio. € ₂₀₁₈	€/t	Mio. € ₂₀₁₈
Garzweiler	120,1	471	3,9	- 90
Hambach	310,9	1821	5,9	
Reichwalde	123,0	16	0,1	- 240
Profen	15,0	118	7,9	
Vereinigtes Schleenhain	50,0	- 5	- 0,1	

Öko-Institut nach BET et al. (2020)

- Im Ausstiegsszenario 1 wird der Tagebau Profen um 15 Millionen Tonnen im Vergleich zur Referenz verkleinert. Bei dieser Tagebauverkleinerung ist für die Herstellung standsicherer Böschungen noch eine Abraumförderung ohne Kohleförderung in einem Umfang von 45 Millionen Kubikmeter aus dem Abbaufeld Domsen notwendig. Dies erklärt die hohen Kosten von 118 Millionen Euro.
- Der Tagebau Vereinigtes Schleenhain wird um 50 Millionen Tonnen verkleinert. Dies entspricht etwa dem aktuell geplanten Verzicht auf das Teilfeld Grotzscher Dreieck. Zwar steigen im Abbaufeld Peres die Kosten für die Wiedernutzbarmachung. Gleichzeitig ergeben sich jedoch auch erhebliche Minderaufwendungen, weil die Wiedernutzbarmachung für das Abbaufeld Grotzscher Dreieck entfällt. Im Ergebnis ergeben sich im Tagebau Vereinigtes Schleenhain Einsparungen von fünf Millionen Euro.
- Das Ausstiegsszenario 2 betrachtet insbesondere eine stärkere Verkleinerung des Tagebaus Garzweiler. Gegenüber der Referenz beträgt die Tagebauverkleinerung dann 120 Millionen Tonnen Braunkohle. Bei einer starken Verkleinerung des Tagebaus Garzweiler kann eine Situation entstehen, bei der nicht ausreichend Abraum zur Verfügung des östlichen Tagebaurestlochs (östlich der Autobahn A44n) zur Verfügung steht. Wenn dann eine Abraumförderung ohne Kohleförderung notwendig wird, betragen die Kosten bis zu 471 Millionen Euro. Gleichzeitig ergeben sich bei

einer Tagebauverkleinerung auch Einsparungen bei den Infrastrukturinvestitionen. Wenn der Tagebau Garzweiler verkleinert wird, rückt der Restsee nah an die A44n heran und die A 61 kann nicht in alter Trasse wiederaufgebaut werden. Dies ermöglicht Einsparungen von 90 Millionen Euro. Diese Einsparung bei den Infrastrukturkosten wurden nicht mit den Mehrkosten der Wiedernutzbarmachung verrechnet.

Es zeigt sich, dass zusätzliche Kosten bei Tagebauverkleinerungen insbesondere dann auftreten, wenn für die Herstellung standsicherer Böschungen eine Abraumförderung ohne Kohleförderung notwendig wird. Interessanterweise scheint sich diese Herausforderung in der Lausitz in deutlich geringerem Umfang zu stellen als im Rheinland (wegen der geringen Tiefe der Tagebaue in der Lausitz). Damit dürften Tagebauverkleinerungen in der Lausitz zu niedrigeren Kosten als im Rheinland möglich sein.

Die Analyse von BET et al. (2020) hat die Transparenz der Kostenstrukturen für die Wiedernutzbarmachung der Braunkohlentagebaue deutlich verbessert. Dennoch bleibt die Situation weiterhin unzureichend, da die BET-Studie nur auf öffentlich zugänglichen Quellen basiert. Detaillierte – nicht öffentliche – Betreiberdaten standen nicht zur Verfügung. Auch wurde durch das im Rahmen der deutschen Gesetzgebung zum Kohleausstieg verfolgte Konzept der Pauschalentschädigungen die Transparenz über die

Kostenstrukturen nicht verbessert. Hier besteht weiterhin Handlungsbedarf, um die Informationsasymmetrien zwischen Betreibern und der Öffentlichkeit abzubauen.

Für die öffentliche Hand können sich umfangreiche Risiken ergeben, wenn die Rückstellungen für die Wiedernutzbarmachung nicht besser gesichert werden. Die Analysen in Abschnitt 9.3 zeigen, dass Braunkohlenkraftwerke absehbar die Vollkosten der Braunkohlenförderung nicht decken können. Eine Besserung dieser Situation ist nicht in Sicht. Daher wird es unwahrscheinlich, dass die Tagebaue wie von den Unternehmen bisher geplant ausgeführt werden können. Dies führt zu einer realen Gefahr, dass die öffentliche Hand am Ende die Kosten der Wiedernutzbarmachung übernehmen muss.

8 Ökonomische Struktur der Braunkohlenkraftwerke

8.1 Investitionskosten

Die spezifischen Investitionskosten für den Bau eines neuen Braunkohlenkraftwerks betragen aktuell rund 1.700 Euro pro Kilowatt elektrischer Leistung (Schreiner 2016). Die jährlichen Annuitäten ergeben sich aus der jährlichen Abschreibung der Investition und den zusätzlich anfallenden Kosten des Kapitaldienstes. Diese entstehen aus den Verzinsungsansprüchen des Investors und der Fremdkapitalgeber – umgangssprachlich als Rendite bezeichnet –, wobei die Höhe der Verzinsungsansprüche insbesondere durch das Risiko der Investition bestimmt wird.

In der folgenden Tabelle 8-1 werden beispielhaft Ergebnisse für verschiedene, typische Planungshorizonte und unterschiedliche Kapitalkostensätze (*Weighted Average Costs of Capital, WACC*) dargestellt. Grundsätzlich gilt: Je kürzer der Abschreibungszeitraum und je höher die Kapitalkosten, desto höher sind die jährlich zu erwirtschaftenden Annuitäten.

Traditionell wurden Braunkohlenkraftwerke in der Vergangenheit über die gesamte Betriebsdauer mit hoher Auslastung als Grundlastkraftwerke betrieben, sodass die Beträge, die in jeder Betriebsstunde erwirtschaftet werden müssen, relativ gering waren. Wenn sich jedoch in Zukunft die Auslastung der Braunkohlenkraftwerke wegen des Ausbaus der Erneuerbaren Energien verringert, muss die jährliche Annuität in einer geringeren Anzahl von Stunden erwirtschaftet werden. Deshalb ist es relevant, die jährliche Annuität zur Stromerzeugung ins Verhältnis zu setzen:

- Wird unterstellt, dass sich ein neues Braunkohlenkraftwerk innerhalb der nächsten 25 Jahre refinanzieren soll, so sind bei einem Kapitalkostensatz von 7,5 Prozent und 7.000 Vollbenutzungsstunden Deckungsbeiträge in Höhe von 22 Euro pro Megawattstunde Strom zu erwirtschaften, um die Investitionskosten übers Jahr betrachtet zu decken.
- Wird dagegen von nur 3.500 Vollbenutzungsstunden im Jahr für ein neues Kraftwerk ausgegangen, muss der Deckungsbeitrag pro Megawattstunde Strom bereits 44 Euro je Megawattstunde betragen.

	Bezogen auf Leistung		Bezogen auf Stromerzeugung			
	€/kW _{el}		€/MWh _{el}			
Abschreibungsdauer	25 Jahre	40 Jahre	25 Jahre		40 Jahre	
Auslastung (VBh)	–	–	3.500	7.000	3.500	7.000
Kapitalkosten 5 %	121	99	34	17	28	14
Kapitalkosten 7,5 %	153	135	44	22	39	19
Kapitalkosten 10 %	187	174	54	27	50	25

Angesetzt sind Investitionsausgaben von 1.700 Euro je Kilowatt nach Schreiner (2016).
Öko-Institut

8.2 Fixe Betriebskosten

Sowohl die fixen als auch die variablen Betriebskosten eines Braunkohlenkraftwerks sind maßgeblich abhängig von der Effizienz der Anlage, weil bei geringerer Effizienz mehr Brennstoff zur Erzeugung der gleichen Menge Strom erforderlich ist. Weil die theoretischen optimalen Wirkungsgrade im Jahresmittel in der Regel nicht erreicht werden, werden im Folgenden niedrigere Werte angesetzt, um die Kosten nicht zu unterschätzen. Es wird zwischen zwei Klassen von Kraftwerksblöcken unterschieden, die für Deutschland typisch sind (die Inputparameter werden in Tabelle 8-3 dokumentiert):

- **Alte Kraftwerksblöcke**, das heißt Blöcke, die vor 1990 errichtet wurden, erreichen größtenteils elektrische Nutzungsgrade von rund 35 Prozent. Diese Klasse wird repräsentiert durch die 500- und 600-Megawatt-Blöcke der deutschen Braunkohlenflotte. Für Kraftwerksblöcke der 300-Megawatt-Klasse ist tendenziell sogar von niedrigeren elektrischen Nutzungsgraden auszugehen.
- Für **neue Kraftwerksblöcke**, die nach 1990 errichtet wurden, wird ein Nutzungsgrad von bis zu 42 Prozent angesetzt. Dieser Anlagenkategorie sind insbesondere die beiden neueren Blöcke in Boxberg, das Kraftwerk Lippendorf und die BoA-Blöcke im Rheinland zuzuordnen.

8.2.1 Fixe Betriebskosten für den Kraftwerksbetrieb

Die fixen Betriebskosten eines Braunkohlenkraftwerks werden in der Literatur mit zwei Prozent (Prognos 2011) bis drei Prozent (Prognos 2013) der Investitionskosten angegeben. Bei Investitionskosten von 1.700 Euro je Kilowatt (€/kW) betragen die fixen Betriebskosten somit zwischen 34 €/kW und 51 €/kW, wobei sich Neuanlagen eher am unteren Rand der Spanne und ältere Kraftwerke eher am oberen Rand der Spanne einordnen dürften.

IGBCE & Lazard 2015 geben – basierend auf Angaben der Kraftwerksbetreiber RWE, Vattenfall und MIBRAG –

etwas höhere fixe Betriebskosten zwischen 40 und 62,5 €/kW an. Für die neueren Kraftwerksblöcke sind diese Angaben mit den bisherigen Literaturangaben von 31 bis 51 €/kW und Jahr gut vergleichbar. Für die älteren Kraftwerksblöcke liegen die Angaben der Unternehmen zu den fixen Betriebskosten in Höhe von 60 €/kW höher als die Angaben in der Literatur. Zwar besteht in der gegenwärtigen, durch hohen Kostensenkungsdruck geprägten Situation, wahrscheinlich Kostensenkungspotenzial in Richtung der bisher in der Literatur genannten Kosten von 31 bis 51 €/kW. Angesichts der diesbezüglichen Unsicherheiten wird jedoch in den nachfolgenden Analysen weiter von dem auf Unternehmensangaben beruhenden Wert von 40 bis 62,5 €/kW ausgegangen.

Die fixen Betriebskosten eines Braunkohlenkraftwerks lassen sich wie folgt differenzieren:

- **Personalkosten** machen als größter Posten rund ein knappes Drittel der fixen Betriebskosten aus. Bei älteren Kraftwerken liegt der Anteil tendenziell sogar noch höher.⁵¹

51 Personalkosten: Setzt man die derzeit etwa 5.000 Beschäftigten (Abschnitt 4.1) in den Braunkohlekraftwerken zur installierten Leistung von rund 20 Gigawatt ins Verhältnis, so ergibt sich über den gesamten Kraftwerkspark eine spezifische Beschäftigung von durchschnittlich 250 Mitarbeitern pro Gigawatt Kraftwerksleistung. Neuere Kraftwerke haben dabei weniger Beschäftigte pro Gigawatt Kraftwerksleistung als ältere Kraftwerke: Nach Angaben des Betreibers sind im Kraftwerk Lippendorf nur 175 Mitarbeiter pro Gigawatt beschäftigt. Nimmt man diesen Wert für die neuere Hälfte der installierten Leistung an, so ergeben sich für die ältere Hälfte rund 325 Beschäftigte je Gigawatt. Mit angenommenen Lohnkosten von 68.000 Euro pro Beschäftigten (Enervis 2016) ergeben sich Personalkosten von 12 bis 22 €/kW je nach Alter der Anlage. EEFA 2013 nennt deutlich niedrigere Zahlen und geht von nur 136 Beschäftigten pro Kilowatt aus (150 Beschäftigte bei 1.045 Megawatt Leistung, Arbeitnehmerentgelt von 45.720 Euro und Lohnnebenkosten von 23,3 Prozent). Diese Zahl bezieht sich jedoch auf eine spezifische Situation mit neu zu errichtenden Kraftwerksblöcken, die über Standortsynergien verfügen (BoA plus), und kann nicht als Grundlage für den gesamten Kraftwerkspark verwendet werden.

→ **Große Revisionen** werden etwa alle vier bis acht Jahre durchgeführt. Dabei steht das Kraftwerk für zwei bis drei Monate still und wird umfassend überholt. Die Kosten für diese größere Investition werden über den Zeitraum bis zur nächsten großen Revision abgeschrieben und betragen 17 bis 20 Prozent der fixen Betriebskosten.⁵² Die Annuität bewegt sich somit für neuere Kraftwerke etwa in der Größenordnung von acht €/kW im Jahr und für ältere Kraftwerke bei zehn €/kW im Jahr.⁵³

→ **Kleine Revisionen** werden jährlich durchgeführt und umfassen kleinere Instandhaltungsarbeiten. Die jährlichen Kosten bewegen sich in etwa der gleichen Größenordnung wie große Revisionen in Höhe von acht bis zehn €/kW.

→ **Die Kosten für sonstige Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen** betragen pro Jahr (abgeschätzt auf Basis des Abzugsverfahrens) etwa ein Viertel der gesamten fixen Betriebskosten, das heißt rund 10 bis 15 €/kW.

→ **Versicherungskosten** betragen etwa sechs Prozent der fixen Betriebskosten und somit rund 2,5 €/kW.⁵⁴

52 Man könnte die große Revision auch zu den Investitionskosten zählen, die nach der Inbetriebnahme anfallen. Da die große Revision aber eine regelmäßig anfallende Kostenposition ist, wird sie klassischerweise zu den fixen Betriebskosten gezählt. So wird auch in dieser Aufstellung verfahren.

53 Revisionskosten: Bezüglich der Kosten der Revisionen konnten die folgenden Angaben recherchiert werden: Große Revision Jänschwalde E (465 Megawatt) 2012, zusammen mit einer Kurzrevision von Block F: circa 20 Millionen Euro Investition (Niederlausitz Aktuell (2012)), bei 7,5 Prozent Verzinsung und Revisionsperiode fünf Jahre: annuitätische Kosten 10 €/kW; Große Revision Lippendorf (890 Megawatt) 2016: circa 30 Millionen Euro Investition (Leipziger Volkszeitung (2016)), bei 7,5 Prozent Verzinsung und Revisionsperiode fünf Jahre: annuitätische Kosten 8 €/kW

Je nach jährlicher Auslastung des Kraftwerks entspricht dies Kosten von 6 bis 17 Euro, die pro erzeugter Megawattstunde Strom gedeckt werden müssen. In der folgenden Tabelle 8-2 werden die Positionen im Überblick dargestellt und nach zwei typischen Altersklassen von Braunkohlenkraftwerken differenziert.

54 EEFA (2013) gibt Versicherungskosten in einem Umfang von 2,8 Millionen Euro pro Jahr für einen Braunkohlekraftwerksblock an. Bezogen auf eine installierte Nettoleistung von 1.100 Megawatt ergeben sich somit spezifische Versicherungskosten von 2,5 €/MW.

Fixe Betriebskosten Braunkohlenkraftwerke

Tabelle 8-2

	Bezogen auf Leistung		Bezogen auf Stromerzeugung			
	€/kW _{el}		€/MWh _{el}			
Alter und Wirkungsgrad	alt (35%)	neu (42%)	alt (35%)		neu (42%)	
Auslastung (VBh)	–	–	3.500	7.000	3.500	7.000
Personal	22,0	12,0	6,3	3,1	3,4	1,7
Große Revision (Annuität)	10,0	8,0	2,9	1,4	2,3	1,1
Kleine Revision	10,0	8,0	2,9	1,4	2,3	1,1
Wartung und Instandhaltung	15,5	10,0	4,4	2,2	2,9	1,4
Versicherung	2,5	2,5	0,7	0,4	0,7	0,4
Summe	60,0	40,5	17,1	8,6	11,6	5,8

Öko-Institut

8.2.2 Fixe Betriebskosten des Kraftwerks für den Brennstoffbezug

Der Teil der Brennstoffkosten der Braunkohlenkraftwerke, der nicht den variablen Kosten zuzurechnen ist, ist Bestandteil der fixen Betriebskosten der Braunkohlenkraftwerke. Die fixen Betriebskosten für den Brennstoffbezug betragen 4,7 Euro je Megawattstunde (thermisch).⁵⁵

8.3 Variable Betriebskosten

Tabelle 8-3 zeigt die variablen Betriebskosten der Braunkohlenkraftwerke im Überblick. Diese setzen sich aus den Kosten für CO₂, den variablen Brennstoffkosten und den variablen Kosten für Hilfs- und Betriebsstoffe zusammen. Wegen der aktuell hohen CO₂-Preise sind die CO₂-Kosten die größte Einzelposition der variablen Betriebskosten der Braunkohlen-

kraftwerke. Die CO₂-Kosten machen etwa 90 Prozent der variablen Betriebskosten aus. Für ältere Braunkohlenkraftwerke betragen die variablen Betriebskosten etwa 64 Euro pro Megawattstunde (€/MWh) Strom, für neuere Braunkohlenkraftwerke betragen die variablen Betriebskosten etwa 54 €/MWh.

Die variablen Betriebskosten von Braunkohlenkraftwerken bestehen aus den folgenden Kostenpositionen:

→ **Variable Brennstoffkosten** bilden den ersten Kostenblock der variablen Betriebskosten eines Braunkohlenkraftwerks. Für den Einsatz des Kraftwerks am Strommarkt sind dabei nur die Verrechnungspreise des Braunkohlenbezugs maßgeblich. Diese orientieren sich derzeit an den variablen Kosten der Förderung einer zusätzlichen Menge Braunkohle und liegen bei circa 1,5 €/MWh Energiegehalt (siehe dazu ausführlich Abschnitt 7.2). Die im Kraftwerk als variable Betriebskosten anfallenden Brennstoffkosten liegen somit deutlich unter den tatsächlichen Vollkosten der Braunkohlenförderung, die insgesamt rund 6,2 €/MWh betragen.

55 Die Vollkosten der Braunkohlenförderung betragen rund 6,2 €/MWh_{th} (vergleiche Abschnitt 7.2). Davon fallen aber nur etwa 1,5 €₂₀₁₅/MWh_{th} als kurzfristige variable Betriebskosten an. Die restlichen Kosten betragen dann 4,7 €/MWh_{th}.

	Einheit	Altes Kraftwerk	Neues Kraftwerk
Inputparameter			
Elektrische Nutzungsgrade	%	35	42
Spezifischer Brennstoffbedarf	MWh _{th} /MWh _{el}	2,9	2,4
Spezifische Emissionen	kg CO ₂ /MWh _{el}	1.155	963
Variable Brennstoffkosten	€/MWh _{th}	1,5	1,5
EUA-Preis	€/t CO ₂	50	50
Hilfs- und Betriebsstoffe	€/MWh _{el}	2,0	2,0
Variable Betriebskosten		64,0	53,7
Variable Brennstoffkosten	€/MWh _{el}	4,3	3,6
CO ₂ -Kosten	€/MWh _{el}	57,8	48,1
Hilfs- und Betriebsstoffe	€/MWh _{el}	2,0	2,0

Öko-Institut

Neuere Kraftwerke mit besserem elektrischem Wirkungsgrad genießen somit gegenüber älteren, ineffizienteren Anlagen einen leichten Kostenvorteil hinsichtlich der Brennstoffkosten, der sich aus dem geringeren Braunkohlenbedarf je erzeugter Megawattstunde Strom ergibt. Für ein älteres Kraftwerk mit einem Wirkungsgrad von 35 Prozent betragen die variablen Brennstoffkosten damit circa 4,3 €/MWh, für ein neueres Kraftwerk mit einem Wirkungsgrad von 42 Prozent liegen die variablen Brennstoffkosten bei etwa 3,6 €/MWh. In der Vergangenheit waren diese niedrigen variablen Brennstoffkosten der wesentliche Grund dafür, dass die Braunkohlenkraftwerke mit einer hohen Auslastung betrieben werden konnten.

→ **CO₂-Kosten** stellen den größten Kostenblock der variablen Betriebskosten dar. Da Braunkohlenkraftwerke Teil des europäischen Emissionshandelssystems (EU ETS) sind, müssen die jeweiligen Anlagenbetreiber Emissionsberechtigungen (*European Emission Allowance*, EUA) für ihre CO₂-Emissionen erwerben und abgeben. Eine Emissionsberechtigung berechtigt jeweils zur Emission einer Tonne CO₂. Da die CO₂-Zertifikate gehandelt werden können, bestimmen Angebot und Nachfrage innerhalb des Zertifikatmarktes den Preis. Aufgrund der in den letzten Jahren durchgeführten Reformen innerhalb des Handelssystems liegt der Preis Mitte 2021 bei über 50 Euro pro EUA und damit im Bereich der Preise, die für einen Wechsel in der Einsatzreihenfolge der Kraftwerke in der *Merit Order* notwendig wären, sofern sich die Erdgas- und Steinkohlepreise wieder auf die in der Vergangenheit beobachtbaren Durchschnittsniveaus einstellen.⁵⁶ Neben den Preisen für Emissionsberechtigungen werden die CO₂-Kosten durch

die spezifischen Emissionen der Kohlenkraftwerke bestimmt. Bei einem Preis von 50 Euro je EUA ergeben sich für ältere Braunkohlenkraftwerke mit niedrigem elektrischem Wirkungsgrad (spezifische Emissionen von 1.155 Gramm CO₂ pro Kilowattstunde Strom) CO₂-Kosten von etwa 60 €/MWh. Neuere Braunkohlenkraftwerke mit höherem elektrischem Nutzungsgrad (spezifische Emissionen von 963 Gramm CO₂ je Kilowattstunde Strom) haben niedrigere CO₂-Kosten von nur 48 €/MWh.⁵⁷

Veränderungen bei den CO₂-Preisen führen somit zu sich verändernden variablen Betriebskosten der Braunkohlenkraftwerke. Auch hier sind ältere Kraftwerke stärker betroffen als neuere Kraftwerke mit besserem elektrischem Wirkungsgrad: Ein Anstieg des CO₂-Preises um 10 Euro je EUA führt zu einem Kostenanstieg von 11,5 €/MWh bei einem älteren Braunkohlenkraftwerk. Dagegen steigen für diesen Fall die Kosten eines neueren Kraftwerks nur um etwa 9,6 €/MWh und damit wesentlich moderater. Der bereits auf Basis der niedrigeren Brennstoffkosten bestehende Kostenvorteil neuerer Kraftwerke hinsichtlich der variablen Betriebskosten wird bei steigenden CO₂-Zertifikatepreisen somit nochmals weiter ausgebaut.

→ **Hilfs- und Betriebsstoffe** bilden den dritten Kostenblock und werden in EEFA (2013) mit 2 €/MWh angegeben. Prognos (2013) gibt 2,5 €/MWh an (hier als variable Betriebskosten bezeichnet). Beispiele sind der Kalksteineinsatz für die Rauchgasreinigung und die Kosten für die Ascheentsorgung. Die Kostenkategorie Hilfs- und Betriebsstoffe enthält in der Regel auch die Startkosten. Der Startvorgang bei Braunkohlenkraftwerken gestaltet sich wie folgt: In der Regel werden die Kessel von Braunkohlenkraftwerken mit Ölbrennern gestartet. Die Ölbrenner verfügen

56 Unter Berücksichtigung der Preisniveaus für längerfristige Terminkontrakte für Erdgas und Steinkohle kann davon ausgegangen werden, dass die im Verlauf des Jahres 2021 beobachtbaren, sehr hohen Brennstoffpreise nicht längerfristig auf diesen Niveaus verbleiben werden.

57 Die spezifischen Emissionen der Braunkohlenstromproduktion wurden wie folgt berechnet: Der Emissionsfaktor des Brennstoffs (Tabelle 2-1) geteilt durch den elektrischen Nutzungsgrad (Tabelle 8-3).

über eine Leistung von etwa 20 Prozent der gesamten Feuerungswärmeleistung. Aufgrund des hohen Wasseranteils der Braunkohle (und des schlechten Heizwerts) ist ein Startvorgang mit Rohbraunkohle nicht möglich. Im Laufe des Startvorgangs werden dann die Kohlenbrenner nacheinander zugeschaltet. In dieser Phase entstehen Kosten, weil sowohl Heizöl als auch Braunkohle verbrannt werden, aber insbesondere am Anfang noch kein Strom produziert wird und der Kraftwerksblock im Teillastbetrieb des Hochlaufs mit deutlich unter dem Nennwirkungsgrad liegenden Nutzungsgraden Strom produziert. Für die beim Start anfallenden Emissionen müssen darüber hinaus auch Emissionsberechtigungen für die in der Startphase höheren spezifischen CO₂-Emissionen erworben werden. Zusätzlich muss externer Strom bezogen werden, um Pumpen und Kohlenmühlen zu betreiben, was zusätzliche Kosten verursacht.

8.4 Aktuelle Kostenstruktur der Braunkohlenkraftwerke

Tabelle 8-4 fasst die heutige Kostenstruktur von Braunkohlenkraftwerken, die in den vorangegangenen Abschnitten dargestellt wurde, nochmals zusammen.

Bei CO₂-Preisen von 50 Euro pro EUA betragen die variablen Betriebskosten älterer Braunkohlenkraftwerke 64 €/MWh Strom. Größere und neuere Kraftwerke mit höheren elektrischen Nutzungsgraden haben leichte Vorteile beim Brennstoffbedarf und den CO₂-Emissionen (da Brennstoffbedarf und die CO₂-Emissionen wegen des höheren Wirkungsgrads niedriger sind). Die variablen Betriebskosten dieser Kraftwerke betragen 54 €/MWh (Tabelle 8-4) und sind somit 17 Prozent niedriger als bei älteren Braunkohlenkraftwerken.

Heutige Vollkosten der Stromproduktion von Braunkohlenkraftwerken		Tabelle 8-4	
	Brennstoffkosten €/MWh _{th}	Erzeugungskosten Kraftwerke	
		alt (35%)	neu (42%)
		€/MWh _{el}	
Variable Kosten			
variable Brennstoffkosten	1,5	4,3	3,6
CO ₂ -Kosten	–	57,8	48,1
Hilfs- und Betriebsstoffe	–	2,0	2,0
Summe variable Betriebskosten	1,5	64,0	53,7
Fixe Betriebskosten			
Kraftwerk	–	8,6	5,7
Tagebau (Brennstoff)	4,7	13,4	11,2
Investitionskosten Kraftwerk	–	–	20,0
Vollkosten	6,2	86,0	90,6

Öko-Institut

Zusätzlich zu den variablen Betriebskosten sind aber auch noch die fixen Betriebskosten zu decken. Diese betragen bei älteren Kraftwerken 22 €/MWh und bei neueren Kraftwerken 16 €/MWh. Gleichzeitig sind bei neueren Kraftwerken noch Kapitalkosten für die Investition in Höhe von 20 €/MWh zu berücksichtigen (vergleiche Abschnitt 8.1).

Um die Vollkosten zu decken, benötigen Braunkohlenkraftwerke Strompreisniveaus von etwa 86 €/MWh für ältere (abgeschriebene) Kraftwerke und 91 €/MWh für neue (noch nicht abgeschriebene) Kraftwerke.⁵⁸ Auch die Vollkosten werden von den CO₂-Kosten dominiert. Bei älteren Braunkohlenkraftwerken machen die CO₂-Kosten zwei Drittel der Kosten aus. Bei neueren Kraftwerken etwas mehr als die Hälfte.

Ob die aktuellen Strompreisniveaus ausreichend sind, um die Vollkosten der Braunkohlenkraftwerke zu decken und welche Anreizwirkungen sich für den Betrieb beziehungsweise die Stilllegung von Anlagen ergeben, wird im folgenden Kapitel 9 näher analysiert und diskutiert.

58 Bei CO₂-Preisen von 50 Euro pro EUA und einer hohen Auslastung von 7.000 Stunden. Für neuere Kraftwerke, die in der Regel noch nicht abgeschrieben sind, werden hier die annuitätischen Kapitalkosten berücksichtigt. Diese werden vereinfacht mit 20 €/MWh_{el} angesetzt.

9 Ökonomische Anreize in der Braunkohlenwirtschaft

9.1 Vorbemerkungen

Die Gewinnung und Verstromung von Braunkohle weisen wie in den vorangegangenen Kapiteln dargestellt eine Reihe von Besonderheiten auf, die auch für die Einordnung der Wirtschaftlichkeit und für Analysen zu ökonomischen Anreizmechanismen von herausgehobener Bedeutung sind:

- Die Tagebaue und Kraftwerke werden ganz überwiegend von vertikal integrierten Unternehmen betrieben, die sowohl in der Braunkohlenförderung als auch der Verstromung der geförderten Braunkohle aktiv sind und für die Brennstoffkosten nicht als (voll) variable Verrechnungspreise, sondern als unterschiedliche Kostenbestandteile wirksam werden.
- Braunkohle wird wegen ihrer hohen spezifischen Transportkosten (die sich wiederum aus dem hohen Wassergehalt der Rohbraunkohle ergeben) im Regelfall grubennah verstromt.
- Tagebaue werden überwiegend in Tagebausystemen betrieben, in denen die einzelnen Tagebaue über Transportinfrastrukturen fest miteinander verbunden sind.

Vor dem Hintergrund dieser Sachverhalte entstehen ökonomische Konstellationen und Anreizmechanismen, die sich (für Deutschland) wegen des Systemverbundes gegebenenfalls sehr unterschiedlicher Anlagen und wegen der besonderen Kostenstrukturen teilweise grundsätzlich von denen der anderen Stromerzeugungsoptionen unterscheiden können.

Damit ist es notwendig, die Einordnung von Wirtschaftlichkeitsfragen sowohl auf der Ebene der grundsätzlichen Zusammenhänge und Mechanismen als auch hinsichtlich der konkreten Parameter vorzunehmen. Zentrale Frage ist dabei, inwieweit die

einzelnen Kostenkomponenten noch beeinflussbar/vermeidbar sind und welche Anreizwirkungen für den Betrieb beziehungsweise die Stilllegung von Anlagen sich dadurch ergeben.

9.2 Stilllegungsanreize für Braunkohlekraftwerke: Grundsätzliche Zusammenhänge und Mechanismen

9.2.1 Der Unterschied zwischen Wirtschaftlichkeit und Stilllegungsentscheidung

Im Kontext der Diskussionen um die Braunkohle sind für unterschiedliche Fragestellungen verschiedene ökonomische Perspektiven zu berücksichtigen:

- **Wirtschaftlichkeit:** Unter welchen Bedingungen ist ein Kraftwerk, Tagebau oder ein System aus Kraftwerken und/oder Tagebauen wirtschaftlich, kann also seine (über die Lebenszeit) entstehenden Vollkosten decken und gegebenenfalls einen Gewinn erwirtschaften?
- **Betrieb:** Unter welchen Bedingungen besteht ein ökonomisch fundierter Anreiz, Kraftwerke und/oder Braunkohletagebaue zu betreiben, gegebenenfalls auch für den Fall, dass die entsprechenden Anlagen nicht ihre Vollkosten erwirtschaften, also unwirtschaftlich sind?

Auf der abstrakten Ebene kann eine Reihe von ökonomischen Einordnungen und Strukturierungen von Anreizmechanismen vorgenommen werden, die sich zunächst für Kraftwerke oder Tagebaue nicht unterscheiden.

- **Grundsätzliche Investitionsentscheidung:** Wenn ein Betreiber davon ausgeht, dass der Kapitalwert eines Kraftwerk- oder Tagebauprojekts, also die

Differenz aus dem Barwert der erwarteten Erlöse und Kosten⁵⁹, positiv ist, wird die entsprechende Investition umgesetzt (soweit dies rechtlich und politisch möglich ist).

- **Kurzfristige Betriebsentscheidung:** Wenn eine existierende Anlage ihre variablen Betriebskosten (das heißt ihre kurzfristigen Grenzkosten) nicht erwirtschaften kann, wird sie nicht betrieben.
- **Stilllegungsentscheidung:** Wenn eine Anlage zwar ihre variablen Betriebskosten und die über mittelfristige Zeiträume vermeidbaren Betriebskosten, nicht aber ihre Vollkosten decken kann, wird sie so lange betrieben, wie aus dem Betrieb noch Erträge zur Deckung (Deckungsbeiträge) der nicht vermeidbaren (versunkenen) Kosten erwirtschaftet werden können. Eine Anlage wird erst dann stillgelegt, wenn eine Anlage zwar ihre variablen Betriebskosten, nicht aber die über mittelfristige Zeiträume vermeidbaren Betriebskosten⁶⁰ voll decken kann und die Erwartung besteht, dass

59 Gemeint sind hier die im Planungszeitraum abdiskontierten Kosten und Erlöse.

60 In einigen Facetten der Debatte werden zu den abbaubaren/vermeidbaren Kosten auch die Opportunitätskosten für die entgangenen Erlöse anderer Kraftwerke des gleichen Unternehmens hinzugezählt (Portfolioeffekt, sehr prominent herausgestellt bei Frontier & HWWI 2015). Hinter dieser Überlegung steht die Hypothese, dass ältere Kraftwerke den Teil des Erlöses erwirtschaften müssen, den neuere Anlagen dadurch verlieren, dass die älteren Anlagen weiter betrieben werden und die Preise im Großhandelsmarkt für Strom auf einem niedrigerem Niveau verbleiben als für den Fall, dass ältere Anlagen ihre Produktion einstellen. Sinnvoll ist die Berücksichtigung dieser Opportunitätskosten von Portfolioeffekten jedoch nur für Unternehmen mit sehr großen Kapazitäten sowohl alter als auch neuer Kraftwerksanlagen und einem robusten Vertrauen, dass sich die prognostizierten Preiseffekte im hoch vernetzten europäischen (Regional-)Strommarkt auch wirklich einstellen. Darüber hinaus stellt sich die Frage, ob eine solche Berücksichtigung von Opportunitätskosten des Portfolioeffekts den Tatbestand der physischen beziehungsweise der finanziellen Kapazitätsrückhaltung erfüllt und damit gerade bei großen Unternehmen signifikante wettbewerbsrechtliche Fragen entstehen. In der Summe ist es eher zweifelhaft, ob es in der Realität zur umfassenden Einpreisung solcher Opportunitätskosten kommt.

zukünftige Erträge dies nicht werden ausgleichen können. Der Zeitpunkt der Stilllegung ist davon abhängig, wie schnell die mittelfristig vermeidbaren Betriebskosten abgebaut werden können. Typischerweise sind diese Zeiträume durch Zwischeninvestitionen (Revisionen, Umbauten etc.) oder durch die Laufzeit von Personalbindungen bestimmt.

Anreize zum (Weiter-)Betrieb von Tagebauen und Kraftwerken sind somit analytisch streng zu trennen von Fragen der Wirtschaftlichkeit des Betriebs von Kraftwerks- und Tagebauanlagen. Das bedeutet: Es kann unter bestimmten Voraussetzungen die Situation eintreten, dass Kraftwerks- und Tagebauanlagen (weiter)betrieben werden, obwohl dies unter Vollkostenbetrachtung nicht wirtschaftlich ist. Eine Wirtschaftlichkeit der Kraftwerks- und/oder Tagebauanlagen ergibt sich dabei:

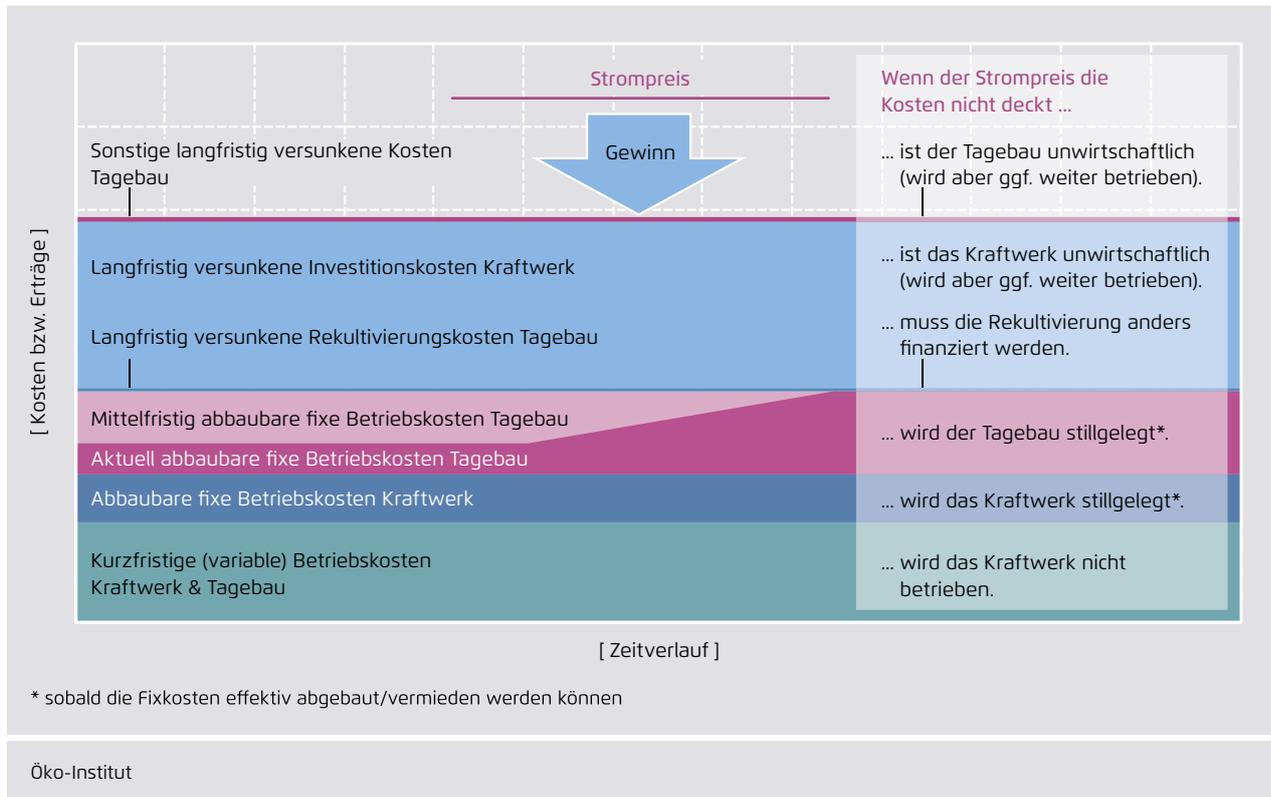
- wenn die **nicht vermeidbaren Fixkosten** (versunkene Kosten) der Anlage beziehungsweise des Anlagenverbundes, inklusive der Verzinsung des eingesetzten Kapitals, über ihre Lebenszeit erwirtschaftet werden können;
- wenn die **vermeidbaren fixen Betriebskosten** der Anlage beziehungsweise des Anlagenverbundes über die Lebenszeit der Anlage erwirtschaftet werden können;
- wenn die **variablen Betriebskosten** der Anlage oder des Anlagenverbunds während des Anlagenbetriebs erwirtschaftet werden können.

Selbst wenn eine Anlage oder ein Anlagenverbund in diesem Sinne nicht (mehr) wirtschaftlich ist, bedeutet dies noch nicht automatisch, dass aus der Perspektive ökonomischer Rationalität Anreize bestehen, die Anlage oder den Anlagenverbund stillzulegen.

Die folgende Abbildung 9-1 illustriert zum einen die verschiedenen Kostenpositionen der Braunkohlekraftwerke und zum anderen, wann Stilllegungsanreize existieren (abhängig vom Umfang der Kostendeckung).

Kostenstruktur Braunkohlekraftwerke und Strompreise

Abbildung 9-1



9.2.2 Grundmodell für die Analyse von Stilllegungsanreizen

Abbildung 9-2 zeigt die Anreizmechanismen, die für Stilllegungsentscheidungen zu berücksichtigen sind.

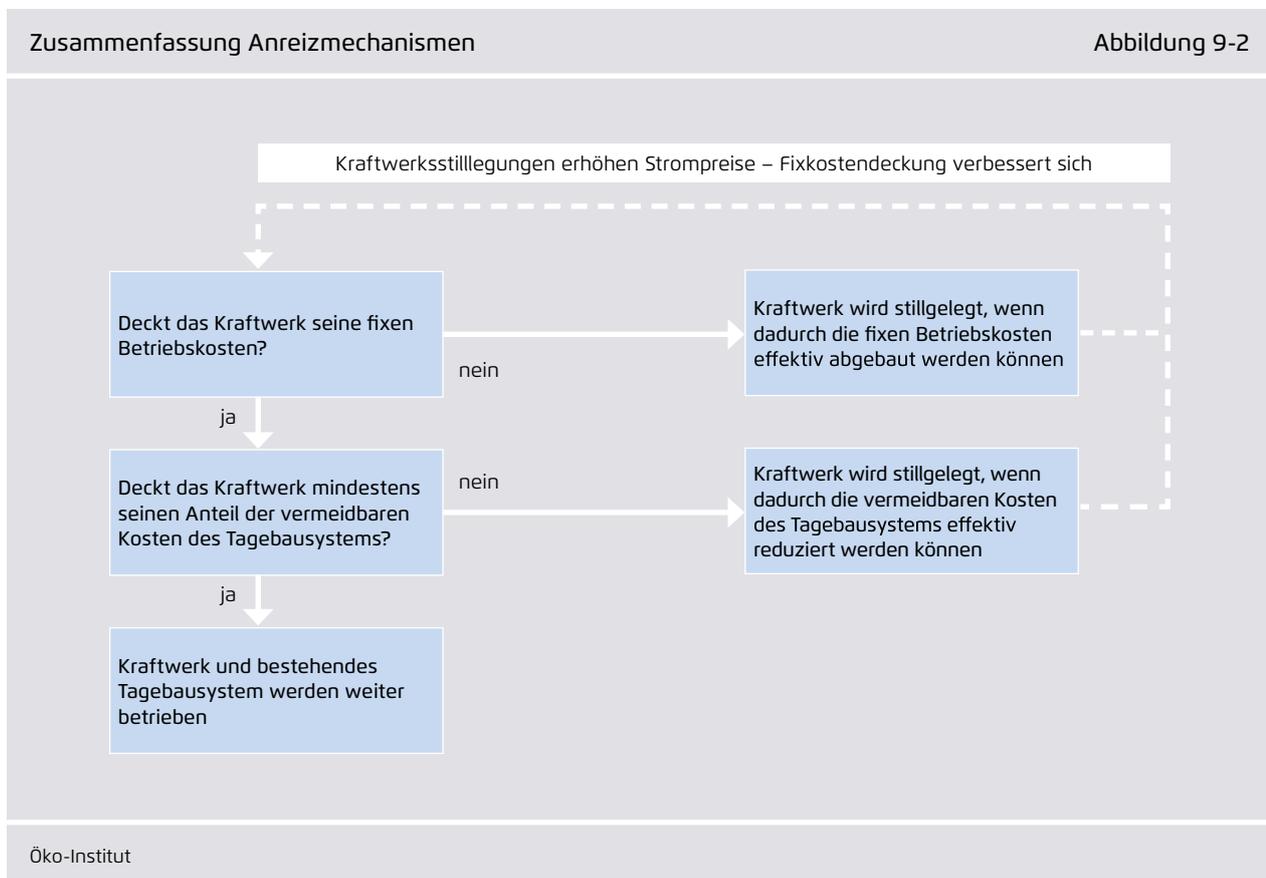
1. **Kurzfristige Betriebsentscheidung:** Ein Braunkohlekraftwerk wird betrieben, wenn die anfallenden variablen Betriebskosten (kurzfristige Grenzkosten) durch die Erlöse im Strom- und gegebenenfalls im Wärmemarkt gedeckt werden können. Zu den variablen Betriebskosten gehören die Kosten für die Brennstoffversorgung, CO₂-Zertifikate und andere Verbrauchsmaterialien (zum Beispiel für den Betrieb von Rauchgasreinigungsanlagen). Für Unternehmen, die sowohl Tagebaue als auch daraus belieferte Braunkohlekraftwerke betreiben, besteht hier die Besonderheit, dass es sich bei den Brennstoffkosten nicht um Markt-,

sondern um Verrechnungspreise handelt, die zumindest in gewissem Umfang gestaltbar sind. Der Verrechnungspreis muss dabei mindestens die variablen Betriebskosten des liefernden Tagebaus beziehungsweise des liefernden Tagebausystems decken, er kann aber auch auf höheren Niveaus festgelegt werden. Dies ist vor allem für den Fall rational, in dem Braunkohlekraftwerke im Strommarkt preissetzend werden, also das Niveau der Verrechnungspreise für den Braunkohlenbezug auch den Preis im Strommarkt und damit die Erlöse des Kraftwerk-Tagebau-Systems mitbestimmt. In einer solchen Situation ist es rational, den Verrechnungspreis so hoch zu setzen, dass die Gesamterlöse im Strommarkt (die sich aus der Betriebsdauer des Kraftwerks und den während der Betriebszeit realisierbaren Strommarkterlösen) und damit die Deckungsbeiträge für das Kraftwerk-Tagebau-System maximiert werden.

2. Stilllegungsentscheidung (ohne Tagebau): Ein Braunkohlekraftwerk wird unbeschränkt weiter betrieben, wenn die Erlöse im Strommarkt (und gegebenenfalls im Wärmemarkt) nicht nur die variablen Betriebskosten, sondern auch die fixen Betriebskosten des Kraftwerks abdecken. Zu den fixen Betriebskosten gehören vor allem die Personalkosten sowie die fixen Kosten für Wartung und Instandhaltung sowie kleine und große Revisionen der Kraftwerksanlage. Diese fixen Betriebskosten sind jedoch nicht nur weitgehend unabhängig vom kurzfristigen Betrieb des Kraftwerks, sondern auch in gewissen Zeiträumen abbaubar. Wenn Personalkosten und/oder Wartungs- und Instandhaltungskosten durch die Erträge aus den Energiemärkten nicht (voll) gedeckt werden können, werden sie zu dem Zeitpunkt abgebaut, zu dem sie vermieden werden können. Im Fall der Personalkosten betrifft dies die Möglichkeit von Personalumsetzungen

oder Sozialplänen, bei den Wartungs- und Instandhaltungskosten den Zeitpunkt größerer Reparatur- oder Revisionsarbeiten. Im Umkehrschluss bedeutet dies aber auch, dass das Kraftwerk bis zu dem Zeitpunkt betrieben wird, zu dem die entsprechenden fixen Betriebskosten abgebaut werden können, solange im Zwischenzeitraum über den Anlagenbetrieb zumindest ein Teil der anfallenden Kosten abgedeckt, also ein Deckungsbeitrag auf die fixen Betriebskosten erwirtschaftet werden kann.

3. Stilllegungsentscheidung (mit Tagebau): Neben den fixen Betriebskosten der Kraftwerke müssen jedoch auch die vermeidbaren Kosten des Tagebausystems gedeckt werden. Zentrale Frage ist hier, ob bestimmte Kostenblöcke des Tagebaus beziehungsweise des Tagebausystems in gewissen Zeiträumen vermeidbar sind. Dies betrifft einerseits Wartungskosten beziehungsweise die Intervalle, in denen Wartungsarbeiten vorgenom-



men werden müssen, wie auch Investitionen in Betriebsanlagen, die vermieden oder zumindest bei geringeren Fördermengen zeitlich verschoben werden können, sowie nicht zuletzt Personalkosten, die in bestimmten Abständen abgebaut werden können. Typischerweise werden Tagebaue beziehungsweise Tagebausysteme einen bestimmten Anteil solcher vermeidbaren Kosten haben. Die einzige Ausnahme dürften hier Tagebaue sein, die relativ kurz vor der Erschöpfung ihrer Lagervorräte stehen. Wenn keine Betriebskosten abgebaut werden können, werden der Tagebau beziehungsweise das Tagebausystem und die angeschlossenen Kraftwerke weiter betrieben, auch wenn die fixen Betriebskosten beziehungsweise die Vollkosten des Tagebausystems nicht vollständig durch Erlöse gedeckt werden. In diesen Fällen wären Tagebau beziehungsweise Tagebausystem zwar unwirtschaftlich, es wäre aber ökonomisch nicht rational, Tagebaue und Kraftwerke stillzulegen.

Dies bedeutet, dass Stilllegungsanreize nur existieren können, wenn mit diesen Stilllegungen von Kraftwerken und/oder Tagebauen beziehungsweise Tagebausystemen Fixkosten (fixe Betriebskosten oder noch zu erfolgende Investitionskosten) vermieden werden können.

Zusätzlich ist zu berücksichtigen, dass Stilllegungsentscheidungen bei Kraftwerken dazu führen, dass sich wegen der als Folge dieser Stilllegungen tendenziell steigenden Preise im Großhandelsmarkt für Strom auch die Ertragssituation für die verbleibenden Kraftwerke verbessern kann, sodass sich die genannten Stilllegungsanreize aus einer dynamischen Perspektive tendenziell verringern, wenn sich erste Anlagenstilllegungen materialisieren (Abbildung 9-2).

9.2.3 Erweitertes Modell der Stilllegungsanreize

Wegen des Systemverbundes von Kraftwerken und Tagebauen entstehen in der Wechselwirkung teilweise komplexe Zusammenhänge. Diese Zusammenhänge können sich im Kontext der spezifischen Bedingungen für einzelne Tagebaue und Tagebausys-

teme stark unterscheiden und werden im Folgenden detaillierter diskutiert werden. Zentral sind hier die verschiedenen Dimensionen der Vermeidbarkeit von Kosten des Tagebausystems:

1. Wenn ein Kraftwerk mit Blick auf seine **fixen Betriebskosten** unbeschränkt weiter betrieben werden kann, aber zusammen mit anderen Kraftwerken an ein Tagebausystem angeschlossen ist, stellt sich für den unbeschränkten Weiterbetrieb der Anlagen eine weitergehende Frage: Bedarf es für den geplanten Betrieb der Kraftwerke einer Erweiterungsinvestition für den Tagebau? Diese ist nur rational, wenn das Kraftwerk oder die (älteren) Kraftwerke mit den geringsten Deckungsbeiträgen die Erweiterungsinvestition in voller Höhe refinanzieren können. Andernfalls ist es rational, das Kraftwerk oder die Kraftwerke mit den geringsten Deckungsbeiträgen so stillzulegen, dass die (neueren) Kraftwerke mit den höchsten Deckungsbeiträgen ohne Erweiterungsinvestition in das Tagebausystem weiter betrieben werden können.
2. Wenn der Betrieb eines oder verschiedener Kraftwerksblöcke an einem Tagebausystem aus der Perspektive der Kraftwerkskosten und der Fördermengenverfügbarkeit ökonomisch sinnvoll ist, ergibt sich mit Blick auf die Kostenstrukturen des Tagebaus beziehungsweise des Tagebausystems die weitergehende Frage, ob bestimmte **Betriebskostenblöcke** des Tagebaus beziehungsweise des Tagebausystems in gewissen Zeiträumen **vermeidbar** sind. Dies betrifft einerseits Wartungskosten beziehungsweise die Intervalle, in denen Wartungsarbeiten vorgenommen werden müssen, wie auch Investitionen in Betriebsanlagen, die vermieden oder zumindest bei geringeren Fördermengen zeitlich verschoben werden können, sowie nicht zuletzt Personalkosten, die in bestimmten Abständen abgebaut werden können. Typischerweise werden Tagebaue beziehungsweise Tagebausysteme einen bestimmten Anteil solcher vermeidbaren Kosten haben. Die einzige Ausnahme dürfte hier Tagebaue sein, die relativ kurz vor der Erschöpfung ihrer Lagervorräte stehen. Wenn

keine Betriebskosten abgebaut werden können, werden der Tagebau beziehungsweise das Tagebausystem und die angeschlossenen Kraftwerke weiter betrieben, auch wenn die fixen Betriebskosten beziehungsweise die Vollkosten des Tagebausystems nicht vollständig durch Erlöse gedeckt werden. In diesen Fällen wären Tagebau beziehungsweise Tagebausystem zwar unwirtschaftlich, es wäre aber ökonomisch nicht rational, Tagebau und Kraftwerke stillzulegen.

3. Wenn – wie im Regelfall zu erwarten – zumindest Anteile der **fixen Betriebskosten** des Tagebaus beziehungsweise des Tagebausystems in bestimmten zeitlichen Abständen **abgebaut** werden können, stellt sich die Frage, ob aus den Erlösen jedes einzelnen Kraftwerks der jeweilige Anteil an den vermeidbaren fixen Betriebskosten des angeschlossenen Tagebaus beziehungsweise Tagebausystems gedeckt werden kann. Wenn mehrere Kraftwerke durch einen Tagebau beziehungsweise ein Tagebausystem versorgt werden, stellt sich die Frage nach dem Verteilungsschlüssel für die vermeidbaren fixen Betriebskosten des Tagebaus beziehungsweise des Tagebausystems. Diese Kostenallokation ist letztlich eine unternehmerische Entscheidung. Grundsätzlich kann diese Zuordnung entsprechend der Fördermengenabnahme oder der angeschlossenen Anlieferkapazität erfolgen, wobei traditionell die Zuordnung eher nach Kapazitäten erfolgt, sich aber bei stärker ausdifferenzierten Betriebsweisen der unterschiedlichen Kraftwerke ein Trend in Richtung stärker mengenabhängiger Kostenzuordnungen ergeben wird. Wenn jeder an einen Tagebau oder ein Tagebausystem angeschlossene Kraftwerksblock seinen Anteil an den vermeidbaren fixen Betriebskosten erwirtschaften kann, besteht kein ökonomischer Anreiz, Kraftwerksblöcke oder Tagebaue stillzulegen.
4. Wenn einzelne oder alle Kraftwerksblöcke die ihnen zugerechneten vermeidbaren Fixkosten nicht erwirtschaften können, muss berücksichtigt werden, in welchen Blöcken diese fixen Betriebskosten abgebaut werden können. Wenn diese

Kostenblöcke so abgebaut werden können, dass damit der Teil an fixen Betriebskosten vermieden werden kann, der von Kraftwerksblöcken verursacht wurde, die diese Kosten verursachen, dann ist es rational, die entsprechenden Kraftwerksblöcke und Förderkapazitäten des Tagebaus zu einem **Zeitpunkt** stillzulegen, an dem die jeweiligen **Fixkostenblöcke abgebaut** werden können.

5. Wenn die fixen Betriebskosten eines Tagebausystems nicht stetig oder in Blöcken abgebaut werden können und die an den Tagebau oder das Tagebausystem angeschlossenen Kraftwerksblöcke die vermeidbaren fixen Betriebskosten des Tagebausystems in ihrer Gesamtheit abdecken, dann ist es ökonomisch rational, die **Kraftwerke** in ihrer Gesamtheit sowie auch das **Tagebausystem weiter zu betreiben** – auch wenn einzelne Kraftwerksblöcke den ihnen zugerechneten Block der vermeidbaren Fixkosten nicht erwirtschaften können. Andernfalls besteht ein klarer ökonomischer Anreiz, alle Kraftwerke und das angeschlossene Tagebausystem zu dem Zeitpunkt stillzulegen, zu dem die gesamten vermeidbaren Fixkosten als Block abgebaut werden können.

Die Abbildung 9-3 zeigt die beschriebenen Mechanismen und deren Wechselwirkungen im Detail. Sie verdeutlicht vor allem folgende Aspekte:

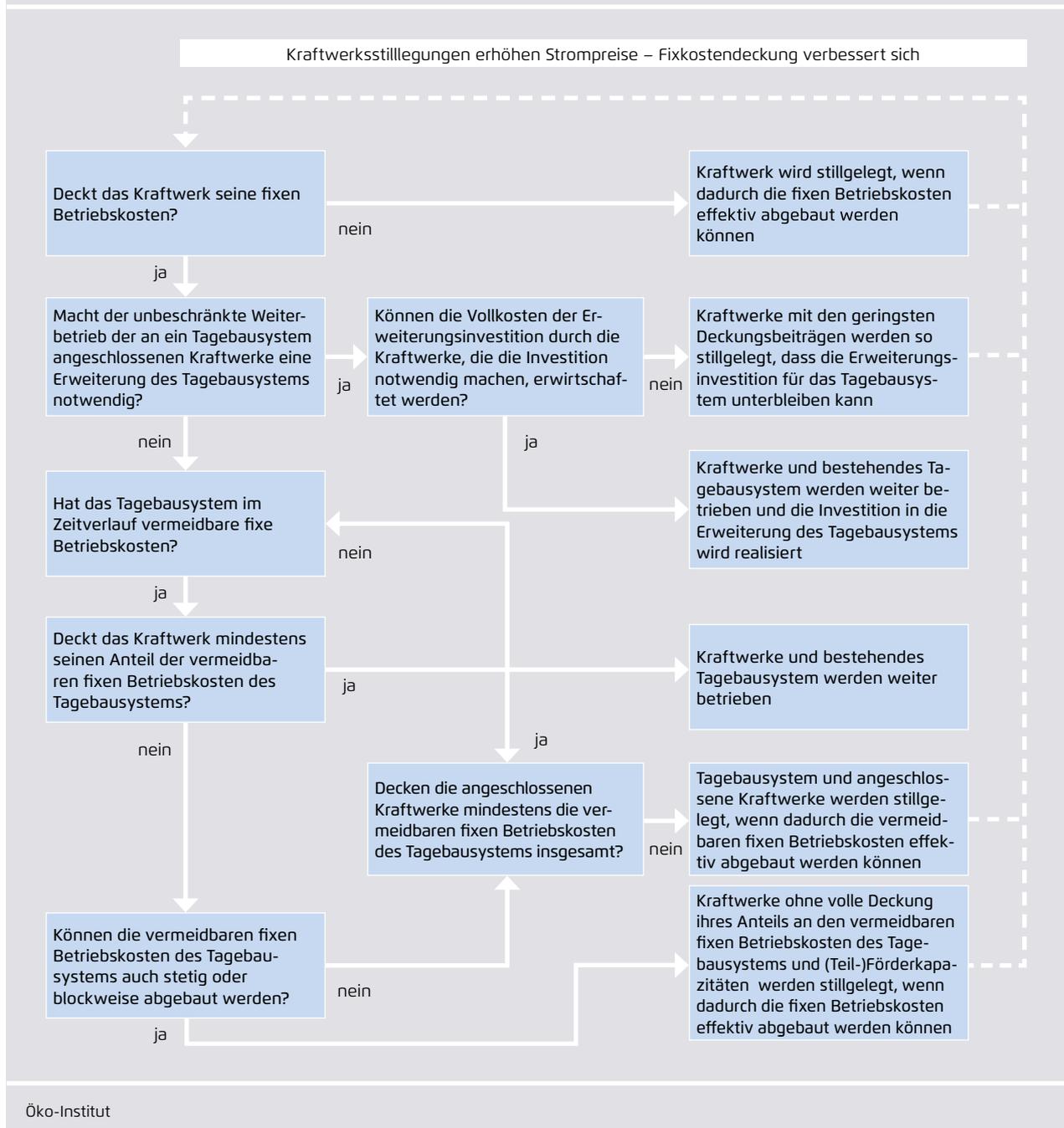
- Stilllegungsanreize können nur existieren, wenn mit diesen Stilllegungen von Kraftwerken und/oder Tagebauen beziehungsweise Tagebausystemen Fixkosten (fixe Betriebskosten oder noch zu erfolgende Investitionskosten) vermieden werden können.
- Die Zeitfenster, in denen solche Fixkosten vermieden werden können, bilden auch die Zeitfenster, in denen solche Stilllegungen erfolgen werden.
- Folgeeffekte von Stilllegungen einzelner Kraftwerke auf andere Kraftwerksblöcke („Dominoeffekte“, sehr prominent herausgestellt bei IGBCE & Lazard (2015) und Frontier & HWWI (2015)) sind so aus einer ökonomisch rationalen Perspektive im Regelfall nicht zu erwarten, da sich Stilllegungsanreize ganz

überwiegend aus den vermeidbaren Kosten des Tagebaus ergeben und sich diese Kosten nach ihrem Abbau naturgemäß nicht auf andere Kraftwerksblöcke verlagern. Solche Verbundeffekte bei Kraftwerksstilllegungen können sich nur für den

Fall ergeben, dass die Fixkosten des Tagebaus beziehungsweise des Tagebausystems nur in so großen Blöcken abgebaut werden können, dass Fördervolumina betroffen werden, die (deutlich) größer sind als die Nachfrage der Kraftwerksblö-

Anreizmechanismen in Verbundsystemen aus Braunkohlekraftwerken und -tagebauen

Abbildung 9-3



cke, die ihren Anteil an den vermeidbaren Fixkosten nicht decken können. Die Dimension der vermeidbaren Fixkostenblöcke bestimmt damit die Ausstrahlungs- („Domino“-)Effekte, die sich von Stilllegungen einzelner Elemente der Kraftwerk-Tagebau-Systeme ergeben können.

- Schließlich ist darauf hinzuweisen, dass insbesondere Stilllegungsentscheidungen bei Kraftwerken dazu führen, dass sich wegen der als Folge dieser Stilllegungen tendenziell steigenden Preise im Großhandelsmarkt für Strom auch die Ertragssituation für die verbleibenden Kraftwerke verbessern kann, sodass sich die genannten Stilllegungsanreize aus einer dynamischen Perspektive tendenziell verringern, wenn sich erste Anlagenstilllegungen materialisieren.

9.3 LignIX – Ein Wirtschaftlichkeitsindikator für die Braunkohlenverstromung

Um die wirtschaftliche Situation von Braunkohlentagebau-Verbänden und die entsprechenden Anreize zur Stilllegung von Anlagen einordnen zu können, wurde der Braunkohlenwirtschaftlichkeitsindikator LignIX (Lignite Index) entwickelt.

Dieser Indikator beschreibt die Deckungsbeiträge, die zur Deckung der vermeidbaren sowie der versunkenen Fixkosten von Braunkohlekraftwerken und Tagebauen im Strommarkt erwirtschaftet werden können. Er entspricht damit dem in der Stromwirtschaft eingeführten und umfassend genutzten Indikator *Clean Spark Spread*, der wie folgt ermittelt wird:

- Den Ausgangspunkt zur Ermittlung des Indikators bilden die im Strommarkt erwirtschaftbaren Erlöse, also die an der Strombörse ermittelten Strompreise;
- von diesen Erlösen werden die Kosten für Brennstoffe, CO₂-Zertifikate und sonstige Roh- und Hilfsstoffe subtrahiert, sodass als Ergebnis die zur Deckung der übrigen Kosten verbleibenden Erlöse ermittelt werden.

Mit diesem Trendindikator wird nicht das Ziel verfolgt, detaillierte Wirtschaftlichkeits- und Anreizeanalysen für einzelne Kraftwerksblöcke und spezifische Kraftwerk-Tagebau-Konstellationen zu verfolgen. Vielmehr soll eine übergreifende und repräsentative Einordnung der Wirtschaftlichkeit sowie der Anreizmechanismen im Bereich der deutschen Braunkohlenverstromung vorgenommen werden, wobei vor allem die Entwicklungen im Zeitverlauf beziehungsweise im Kontext eines sich verändernden Marktumfelds im Vordergrund stehen.

Die zur Ermittlung des Indikators notwendigen Daten zum Marktumfeld werden von den verschiedenen Energiebörsen umfangreich zur Verfügung gestellt. Ermittelt wird der LignIX auf Basis der folgenden Marktdaten der European Energy Exchange (EEX):

- der Börsenpreis für die Terminlieferung von Strom für alle Stunden des jeweils folgenden Kalenderjahres (Base-Lieferung), um den Sachverhalt zu reflektieren, dass die Stromerzeugung von Braunkohlekraftwerken ganz überwiegend über Terminlieferverträge vermarktet wird und damit die Einkommenssituation der Anlagen über einen entsprechenden Terminkontrakt relativ robust abgebildet werden kann⁶¹;
- der Börsenpreis für die Terminlieferung einer Emissionsberechtigung des Emissionshandelssystems der Europäischen Union (European Union Allowance, EUA) für den Dezember des jeweils nächsten Kalenderjahrs (damit wird der Absicherungsbedarf für die entsprechenden Stromlieferverträge gespiegelt).

Neben der Ermittlung des LignIX für die historischen Werte erfolgt jeweils auch ein Ausblick für die

⁶¹ In der Realität erfolgt die Vermarktung der Stromerzeugung auf Termin über komplexer strukturierte Produkte (unter Einbeziehung von Monatslieferverträgen sowie auch über den Zeitraum von einem Jahr hinaus). Für die mit dem Indikator LignIX verfolgten Erkenntniszwecke ist aber der Bezug auf ein einfaches Terminlieferungsprodukt ausreichend und sinnvoll.

kommenden Jahre, der wiederum auf Daten der Energiebörse EEX abstellt:

- der Börsenpreis für die Terminlieferung von Strom für alle Stunden der jeweils folgenden Kalenderjahre; damit wird zum Stand Dezember 2021 der Zeithorizont bis zum Jahr 2029 abgedeckt;
- der Börsenpreis für die Terminlieferung eines CO₂-Zertifikats (EUA) für den Dezember der jeweils folgenden Kalenderjahre (wiederum zur Spiegelung des Absicherungsbedarfs).

Neben diesen Marktumfelddaten werden die in Tabelle 8-3 dokumentierten wirtschaftlichen Kenngrößen für die variablen Betriebskosten in Ansatz gebracht:

- kurzfristige Verrechnungspreise für den Braunkohleneinsatz in Höhe von 1,5 €/MWh (thermisch bezogen auf den Energiegehalt);

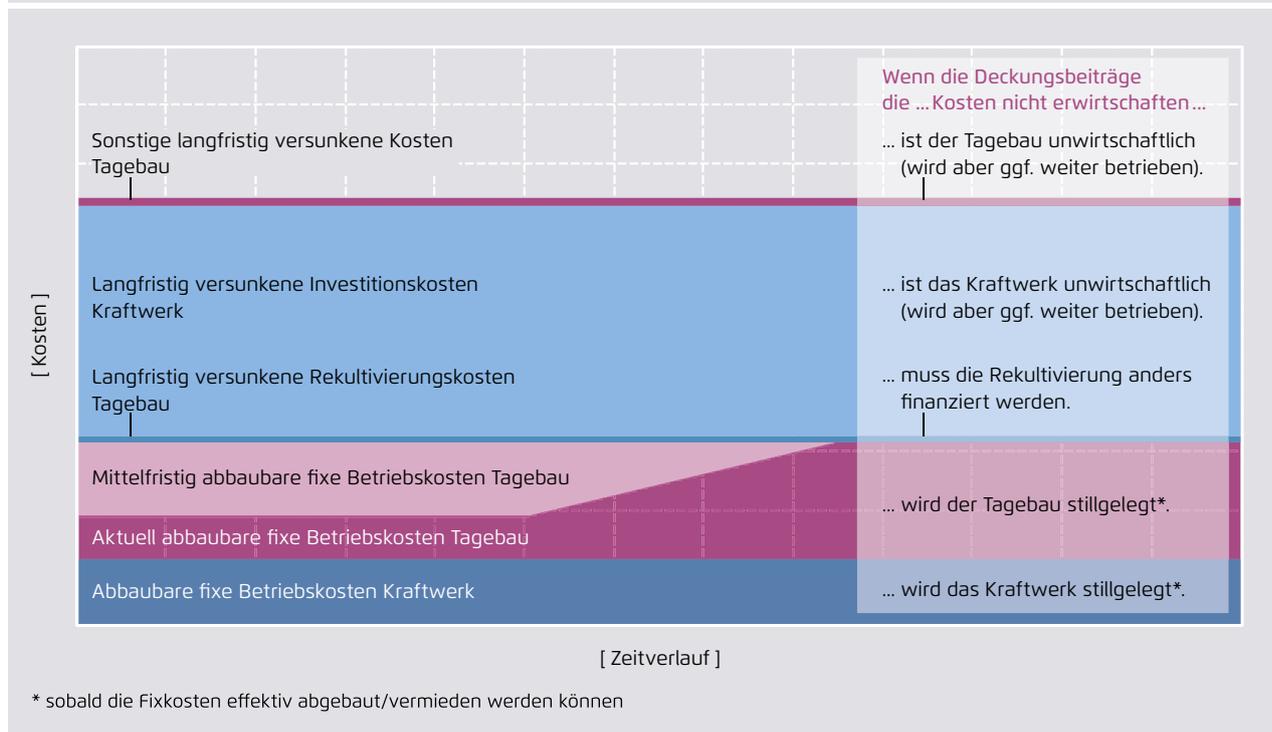
- weitere Betriebskosten für Betriebs- und Hilfsstoffe in Höhe von 2 €/MWh (elektrisch).

Um mit dem Wirtschaftlichkeitsindikator LignIX eine sinnvolle Bandbreite der Kraftwerksflotte abzudecken, wird der Indikator für zwei typische Klassen von Braunkohlekraftwerken berechnet:

- ein Braunkohlekraftwerksblock mit einem Nutzungsgrad von 35 Prozent, dies entspricht der 500- und 600-Megawatt-Klasse, die im Zeitraum 1974 bis 1989 in Betrieb genommen worden sind;
- ein Braunkohlekraftwerksblock mit einem Nutzungsgrad von 42 Prozent, dies entspricht den ab 1999 in Betrieb genommenen neueren Braunkohlekraftwerken (BoA 1-3, Lippendorf, Boxberg Q&R);
- durchschnittliche Jahresbetriebszeiten von 7.000 Vollbenutzungsstunden.

Einordnung des LignIX mit Blick auf die verschiedenen Kostenpositionen

Abbildung 9-4



Aus diesen Daten können der Deckungsbeitrag für die fixen Kosten des Kraftwerks und des beliefernden Tagebaus (*Clean Dark Spread*) beziehungsweise der Wirtschaftlichkeitsindikator LignIX ermittelt werden (der Berechnungsgang ist im Detail im Anhang A4 dargestellt). Für die älteren Braunkohlekraftwerke wird der Indikator mit LignIX35 und für die neueren Blöcke mit LignIX42 bezeichnet.

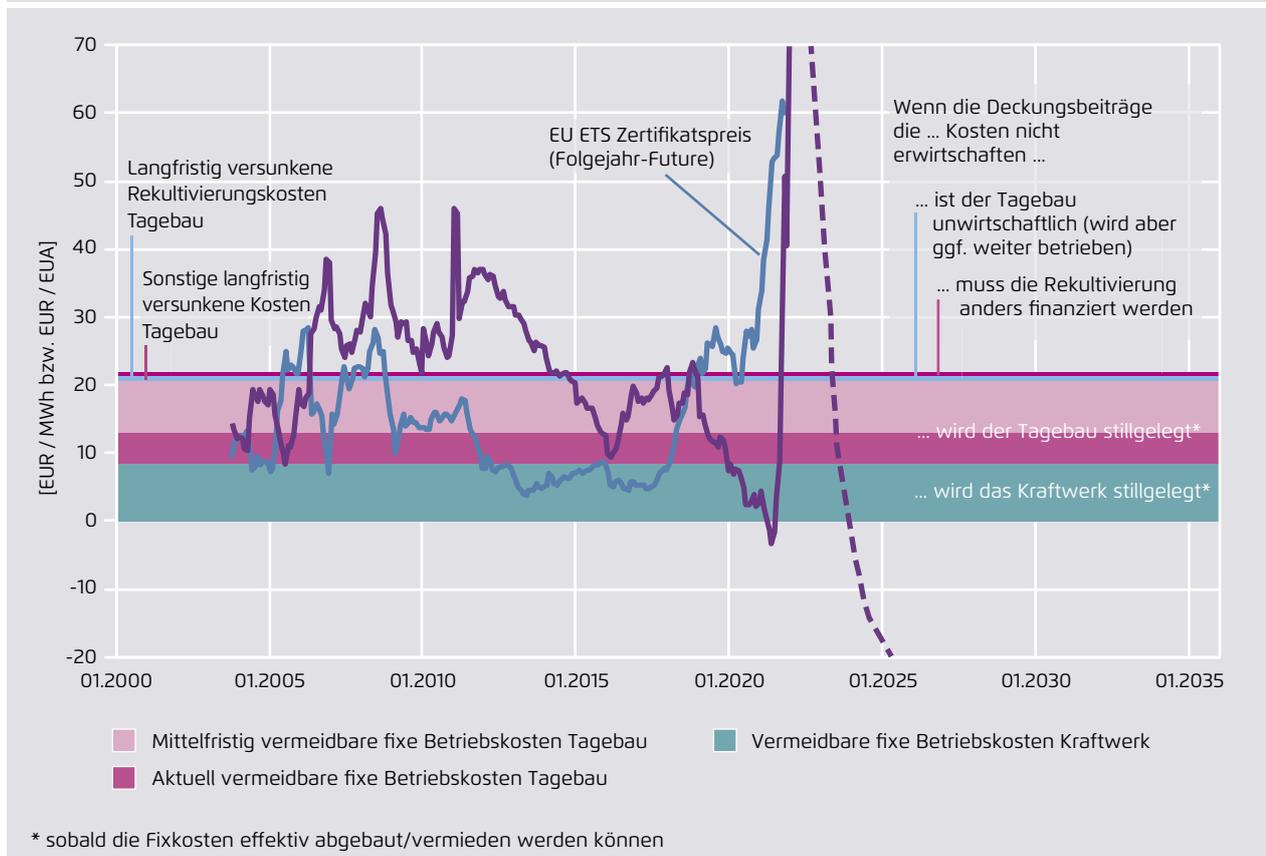
Zur Einordnung der Indikatoren LignIX35 und LignIX42 werden diese mit den Kostenblöcken verglichen, die aus dem nach Abzug der kurzfristigen Betriebskosten erwirtschafteten Ertrag

gedeckt werden müssen. Hier werden folgende Parameter in Ansatz gebracht (vergleiche Kapitel 6.3 und Kapitel 8):

- (vermeidbare) fixe Betriebskosten der Braunkohlekraftwerke von 40 Euro je Kilowatt (für neuere Anlagen) beziehungsweise 60 Euro je Kilowatt (für ältere Anlagen);
- aktuell abbaubare fixe Betriebskosten des Tagesbaus von derzeit 1,5 €/MWh;
- mittelfristig abbaubare fixe Betriebskosten des Tagesbaus von 2,75 €/MWh;
- für die nicht vermeidbaren (und damit im ökonomischen Sinne versunkenen) Rekultivierungskosten

Wirtschaftlichkeitsindikator für ein älteres Braunkohlekraftwerk mit einem elektrischen Nutzungsgrad von 35 Prozent – LignIX35, 2003 bis 2021 (Mitte Dezember)

Abbildung 9-5



rungskosten (des Restlochs) ein Kostenanteil von etwa 0,2 €/MWh und sonstige langfristig versunkene Kosten des Tagebaus 0,25 €/MWh.

Mit diesen Ansätzen ergeben sich die in Abbildung 9-5 und Abbildung 9-6 dargestellten Ergebnisse für den Verlauf der Indikatoren LignIX35 und LignIX42 seit Ende 2003.

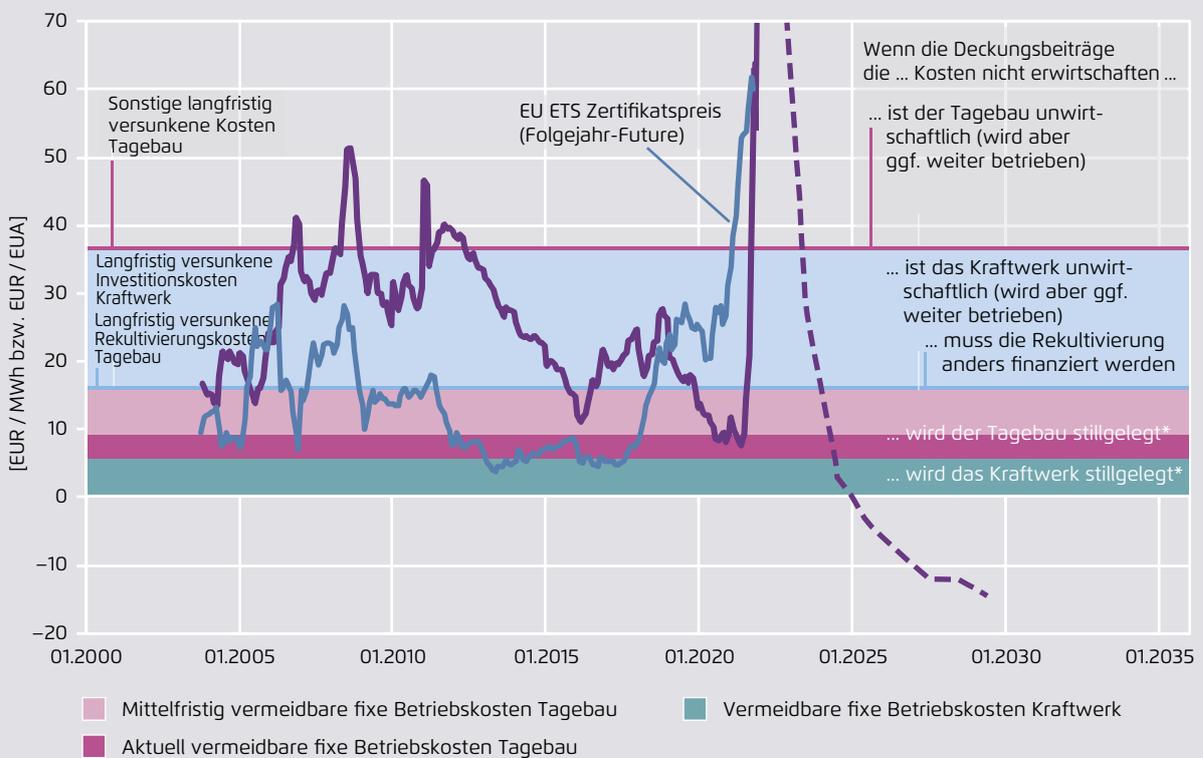
2003 bis 2005

→ Die durch den LignIX35 repräsentierten älteren Braunkohlekraftwerke konnten aus den Erträgen am Strommarkt durchgängig die vermeidbaren

Fixkosten des Kraftwerks und ganz überwiegend auch die aktuell abbaubaren Fixkosten der Tagebaue decken. Allerdings ergeben sich im Frühjahr 2004 und im Sommer 2005 auch Phasen, in denen selbst die in überschaubaren Zeiträumen vermeidbaren Fixkosten der Tagebaue nicht mehr gedeckt werden konnten. Die versunkenen Kosten der Tagebaue konnten in diesem Zeitraum zu keinem Zeitpunkt gedeckt werden. Eine wirtschaftlich kritische Situation ergab sich in dieser Phase nur aufgrund der Tatsache nicht, dass im Kontext des 2005 eingeführten Emissionshandelssystems der Europäischen Union (EU ETS) und der bis 2012 stattgefundenen kostenlosen Zuteilung von

Wirtschaftlichkeitsindikator für ein neueres Braunkohlekraftwerk mit einem elektrischen Nutzungsgrad von 42 Prozent – LignIX42, 2003 bis 2021 (Mitte Dezember)

Abbildung 9-6



* sobald die Fixkosten effektiv abgebaut/vermieden werden können

CO₂-Zertifikaten erhebliche Zusatzerträge entstanden, da auch die Opportunitätskosten der kostenlos zugeteilten Zertifikate im Strommarkt eingepreist wurden (vergleiche Öko-Institut 2010).

- Die durch den LignIX42 repräsentierten neueren Braunkohlekraftwerke konnten ihre vermeidbaren Fixkosten und zumindest einen kleineren Teil der Investitionskosten aus den Erträgen am Strommarkt decken. Die versunkenen Kosten der Tagebaue konnten zu keinem Zeitpunkt gedeckt werden und auch hier entstanden durch die kostenlosen Zuteilungen im Rahmen des EU ETS erhebliche Zusatzerträge.
-

2006 bis 2012

- Im Zuge der stark steigenden Preise und der anschließenden Turbulenzen in den Energiemärkten stiegen die durch den LignIX35 repräsentierten Erträge schnell an, waren zwar erheblichen Schwankungen unterworfen, blieben aber bis 2012 durchweg in einem Bereich, in dem sämtliche Fixkosten der älteren Braunkohlekraftwerke und der verbundenen Tagebaue gedeckt und erhebliche Gewinne realisiert werden konnten. Zusätzlich dazu entstanden erhebliche Zusatzerträge aus der kostenlosen Zuteilung von CO₂-Zertifikaten im Rahmen des EU ETS.
 - Die durch den LignIX42 repräsentierten neueren Kraftwerke waren in diesem Zeitraum zumindest im Mittel in der Lage, sämtliche Fixkosten etwa zu decken. Durch die Zusatzerlöse aus dem EU ETS konnten auch hier erhebliche Gewinne erzielt werden.
-

2012 bis 2016

- Ab Anfang 2012 sanken die durch den LignIX35 repräsentierten Deckungsbeiträge für ältere Kraftwerke bis Ende 2015 stetig ab, befanden sich ab Mitte 2014 in einem Bereich, in dem die versunkenen Kosten nicht mehr gedeckt werden konnten, und bewegten sich gegen Ende 2015 in einer Zone, in dem zwar die

relativ schnell vermeidbaren Fixkosten der Kraftwerke noch gedeckt werden konnten, aber nicht mehr diejenigen der entsprechenden Tagebaue. Durch die ab Anfang 2013 eingeführte Vollversteigerung der CO₂-Zertifikate im EU ETS entfielen auch die entsprechenden Zusatzerträge und es ergab sich sowohl hinsichtlich der generellen Wirtschaftlichkeit als auch der Stilllegungsanreize für Kraftwerke und Tagebaue eine kritische Situation.

- Ab Mitte 2012 kamen die stetig abnehmenden Deckungsbeiträge der durch den LignIX42 repräsentierten neueren Braunkohlekraftwerke in einen Bereich, in dem eine Deckung der versunkenen Kosten der Neubaukraftwerke und der Braunkohletagebaue nicht mehr oder nur noch in Teilen möglich war. Ende 2015 wurden sogar Werte erreicht, bei denen die für den Zeithorizont nach 2025 vermeidbaren Fixkosten nicht mehr gedeckt werden konnten.
-

2017 und 2018

- In den Jahren 2017 und 2018 stieg der LignIX35 wieder in einen Bereich an, in dem die vermeidbaren Kosten von älteren Kraftwerken und Tagebauen zunehmend wieder gedeckt werden. Die versunkenen und damit die Vollkosten konnten Anfang 2018 knapp wieder erwirtschaftet werden.
 - Der dem gleichen Muster folgende LignIX42 erreichte in den Jahren 2017 und 2018 wieder Werte, bei denen sämtliche aktuell und für den mittelfristigen Zeithorizont vermeidbaren Fixkosten der neueren Kraftwerke und Tagebaue erwirtschaftet werden können, jedoch die versunkenen Kosten der Kraftwerke und Tagebau bei Weitem nicht mehr abgedeckt werden.
-

2019, 2020 und erste Hälfte 2021

- Seit Anfang 2019 fiel der LignIX35 zunächst dramatisch. Hintergrund war der massive Anstieg des CO₂-Preises in diesem Zeitraum. Im zweiten Quartal 2021 erreichte der LignIX35 erstmals sogar
-

negative Werte. Damit reichen die Erlöse auf dem Strommarkt nicht mehr aus, um die Kosten für Emissionsberechtigungen des EU ETS sowie die kurzfristigen Grenzkosten, also die variablen Betriebskosten (Strom, etc.) des angeschlossenen Tagebaus bzw. Tagebausystems zu decken.

- Für den LignIX42 ergab sich ein strukturell ähnlicher Verlauf, auch hier fiel der LignIX42 im Frühjahr 2021 erstmals auf ein Niveau, bei dem zwar die fixen Betriebskosten noch abgedeckt wurden, aber selbst die relativ kurzfristig vermeidbaren Fixkosten des Tagebaubetriebs nur noch teilweise erwirtschaftet werden konnten.

Sondersituation 2021 und Vorschau bis 2029

- In der zweiten Hälfte des Jahres 2021 entwickelte sich eine Sondersituation. Die Preise für Erdgas und auch für Steinkohle stiegen vor dem Hintergrund der angespannten Versorgungssituation auf den internationalen Brennstoffmärkten sowie diverser politischer Spannungen massiv an, so dass sich bei weiterhin hohen bzw. teilweise steigenden CO₂-Preisen ein rapide steigendes Strompreisniveau ergab. In der Folge konnten Braunkohlekraftwerke seit langem erstmals wieder ihre Vollkosten decken und Gewinne erwirtschaften.
- Die aktuellen Notierungen für Terminkontrakte zeigen aber, dass sich diese Sondersituation mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht fortsetzen wird. Bei deutlich rückläufigen Preisen für Stromlieferungen sowie weiterhin hohen und tendenziell weiter steigenden CO₂-Preisen gehen sowohl der LignIX35 als auch der LignIX42 wieder schnell und deutlich zurück. Bereits im Jahr 2024 erreicht der LignIX35 wieder negative Werte. Zwar sind die Deckungsbeiträge der neueren Kraftwerke (LignIX42) etwas höher, jedoch können auch diese Kraftwerke ab 2024 die kurzfristig vermeidbaren Kosten von Kraftwerk und Tagebau nicht mehr vollständig erwirtschaften. Auf Basis der aktuell gehandelten Terminverträge resultieren auch für den LignIX42 ab 2025 wieder negative Werte.

Auf Grundlage der aktuellen Markterwartungen (Stand Mitte Dezember 2021) ergibt sich für die durch den LignIX35 und LignIX42 repräsentierten Kraftwerke und Tagebaue in den nächsten Jahren damit wieder eine deutliche Verschärfung der Ertragssituation.

Die Verläufe des LignIX35 wie auch des LignIX42 zeigen deutlich, dass Braunkohlekraftwerke bei CO₂-Preisen über 60 €/EUA nicht in Ansätzen ihre Fixkosten decken können, wenn sich die Erdgas- und Steinkohlepreise wieder auf den in der Vergangenheit beobachtbaren Durchschnittsniveaus einstellen. Daher ist davon auszugehen, dass die Stilllegungsanreize für Braunkohlekraftwerke ab Mitte der 2020er Jahre massiv zunehmen werden.

Da ältere Kraftwerke (LignIX 35) auf Basis der aktuellen Markterwartungen nicht einmal die Stromkosten für den Betrieb des Tagebaus decken können, kann sich hier ein massiver Stilllegungsdruck bereits relativ schnell einstellen.

Eine in der Tendenz ähnliche, mit Blick auf die Niveaus jedoch unterschiedliche Situation ergibt sich für die modernen Braunkohlekraftwerksblöcke mit deutlich höheren Nutzungsgraden, deren wirtschaftliche Situation durch den LignIX42 charakterisiert ist (Abbildung 9-6).

Diese Kraftwerke würden im Zulauf auf das Jahr 2025 nur dann stillgelegt, wenn entweder fixe Betriebskosten abgebaut (Auslaufen von Tarifverträgen bzw. Möglichkeiten zur Vereinbarung von Sozialplänen) oder größere Erhaltungs- oder Entwicklungsinvestitionen im Kraftwerk oder im Tagebau vermieden werden können.

Ab 2025 werden jedoch bei CO₂-Preisen von aktuell deutlich über 60 €/t auch für die durch den LignIX42 beschriebenen moderneren Braunkohlekraftwerksblöcke keine ausreichende Deckungsbeiträge mehr erwirtschaftet, um auch nur die Stromkosten für den

Betrieb des Tagebaus zu decken. Dann ergeben sich auch für neuere Kraftwerke massive Anreize zu marktgetriebenen Stilllegungen.

Allerdings muss auch darauf hingewiesen werden, dass die Braunkohleunternehmen teilweise längerfristige Sicherungsverträge für Emissionsberechtigungen des EU-Emissionshandelssystems abgeschlossen haben und sich dadurch zeitweise von den CO₂-Preisentwicklungen abschirmen können. Vor dem Hintergrund der Tatsache, dass diese Sicherungsverträge jederzeit rückabgewickelt und so zusätzliche Erträge aus der Nichtnutzung der CO₂-Zertifikate erwirtschaftet werden können, können diese Sicherungsgeschäfte zwar möglicherweise den Zeitpunkt der Stilllegungen von Braunkohlekraftwerken und -tagebauen leicht verschieben, die grundsätzlichen Stilllegungsanreize jedoch nicht aushebeln.

10 Referenzen

10.1 Literatur

Bähr, J.; Drecoll, A.; Gotto, B.; Priemel, K. C.; Wixforth, H. (Hg.) (2008): *Der Flick-Konzern im Dritten Reich*, Institut für Zeitgeschichte. München: Oldenbourg. Online verfügbar unter http://sub-hh.ciando.com/book/?bok_id=15416, zuletzt geprüft am 14.04.2017.

Bergs, S. (2006): *Rückstellungen im Braunkohlentagebau, Auswirkungen der Verpflichtung zur Wiedernutzbarmachung der Oberfläche nach BBergG*. Wiesbaden: Deutscher Universitätsverlag.

BET; EY; ahu; FUMINCO; ZAI; EMCP (2020): *Ermittlung von Folgekosten des Braunkohletagebaus bei einem gegenüber aktuellen Braunkohle- bzw. Revierplänen veränderten Abbau und Bestimmung der entsprechenden Rückstellungen*. Gutachten im Auftrag des BMWi. Aachen, 14.12.2020. Online verfügbar unter https://www.bet-energie.de/fileadmin/redaktion/PDF/Studien_und_Gutachten/Gutachten_Folgekosten/Gutachten_Folgekosten_Braunkohleausstieg_Abschlussbericht.pdf, zuletzt geprüft am 04.08.2021.

BGMB - Bezirksgruppe Mitteldeutscher Braunkohlenbergbau der Wirtschaftsgruppe Bergbau; DEBRIV - Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein (1939): *Bericht über das Geschäftsjahr vom 1. April 1938 bis 31. März 1939*. Halle (Saale), 1939.

BMWi - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2019): *Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (KWSB), Abschlussbericht*. Berlin, Januar 2019. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/abschlussbericht-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 10.08.2021.

BMWi; EnBW; LEAG; Zweckgesellschaften; Gesellschafter LEAG; RWE Power; RWE AG; Saale Energie; Gesellschafter Saale (2021): *Öffentlich-rechtlicher Vertrag zur Reduzierung und Beendigung der Braunkohleverstromung in Deutschland*, 10.02.2021. Online verfügbar unter <https://dserver.bundestag.de/btd/19/254/1925494.pdf>.

Boll, G. (1969): *Entstehung und Entwicklung des Verbundbetriebs in der deutschen Elektrizitätswirtschaft bis zum europäischen Verbund, Ein Rückblick zum 20jährigen Bestehen der Deutschen Verbundgesellschaft e.V. - DVG*, Heidelberg. Frankfurt am Main: Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke m.b.H. - VWEW.

BVerwG - Bundesverwaltungsgericht (2006) (7 C 11.05), 29.06.2006. Online verfügbar unter <http://www.bverwg.de/entscheidungen/entscheidung.php?ent=290606U7C11.05.0>, zuletzt geprüft am 13.10.2021.

Cathles, L. M.; Brown, L.; Taam, M.; Hunter, A. (2012): *A commentary on "The greenhouse-gas footprint of natural gas in shale formations" by R.W. Howarth, R. Santoro, and Anthony Ingraffea*. In: *Climatic Change* (113), S. 525–535, zuletzt geprüft am 13.04.2017.

DBI - Deutsches Brennstoffinstitut (1966): *20 Jahre Braunkohlenbergbau in der Deutschen Demokratischen Republik. 1946-1966. Festschrift zum zwanzigjährigen Bestehen des volkseigenen Braunkohlenbergbaus in der Deutschen Demokratischen Republik und zum zehnjährigen Bestehen des Deutsches Brennstoffinstitutes, Freiberg (Sachsen)*. Leipzig: VEB Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie.

DEBRIV – Deutsche Braunkohlen-Industrie-Verein (2016): *Beitrag der Kohle zur Transformation der deutschen Stromversorgung.* Köln, 18.04.2016. Online verfügbar unter http://www.braunkohle.de/index.php?article_id=98&fileName=mi160120b.pdf, zuletzt geprüft am 06.01.2017.

DEBRIV – Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein (2003): *Braunkohle, Ein Industriezweig stellt sich vor.* Köln, 2003.

DEBRIV – Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein (2015): *Braunkohle in Deutschland 2015, Profil eines Industriezweiges.* Köln, 2015. Online verfügbar unter http://www.braunkohle.de/index.php?article_id=98&fileName=debriv_izb_2013.pdf, zuletzt geprüft am 02.03.2017.

DEBRIV – Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein (Hg.) (1935): *50 Jahre mitteldeutscher Braunkohlen-Bergbau. Festschrift zum 50jährigen Bestehen des Deutschen Braunkohlen-Industrie-Vereins e.V., Halle (Saale), 1885 – 1935. Halle (Saale): Wilhelm Knapp.*

DEBRIV – Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein (Hg.) (1960): *Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e.V. 1885 – 1960. Düsseldorf: Die Braunkohle.*

DEBRIV – Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein (Hg.) (2010): *Braunkohle im Zeitraum 1985 – 2010, 125 Jahre DEBRIV. Rohstoff, Mensch, Natur, Technik, Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein 1. Aufl.* Berlin: Alert-Verl.

DEHSt – Deutsche Emissionshandelsstelle (2008): *Einheitliche Stoffwerte für Emissionsfaktoren, Heizwerte und Kohlenstoffgehalte für Brennstoffe, Rohstoffe und Produkte, Anhang 1 zur Zuteilungsverordnung 2012 (40), 26.08.2008.* Online verfügbar unter http://www.dehst.de/SharedDocs/Downloads/Archiv/Zuteilung_2008-2012/Anhang01_Stoffliste.pdf, zuletzt geprüft am 10.02.2017.

DMAV – Deutscher Metallarbeiter-Verband (Hg.) (1927): *Die deutsche Elektrizitätsversorgung, Deutscher Metallarbeiter-Verband.* Stuttgart: Verlagsgesellschaft des Deutschen Metallarbeiter-Verbandes.

EEFA – Energy Environment Forecast Analysis (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, Oktober 2010. Online verfügbar unter www.eefa.de/images/.../Endbericht-RWE_Regiokohle_Final_05-11-2010-1.pdf, zuletzt geprüft am 13.04.2017.

EEFA – Energy Environment Forecast Analysis (2011): *Die Rolle der Braunkohlenindustrie für die Produktion und Beschäftigung in Deutschland. Untersuchung im Auftrag des DEBRIV (Energie und Umwelt Analysen, 61).* Münster, Berlin, April 2011. Online verfügbar unter http://www.braunkohle.de/index.php?article_id=98&fileName=debriv_braunkohle_io_endversion_debriv.pdf, zuletzt geprüft am 13.04.2017.

EEFA – Energy Environment Forecast Analysis (2013): *Wirtschaftlichkeit des Neubaus von Braunkohlekraftwerken. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (4),* zuletzt geprüft am 10.01.2017.

Eichhorn, J. (1926): *Die staatliche Elektrizitätsversorgung in Sachsen und Bayern. Zugl.: Leipzig, Universität Leipzig, Diss. Leipzig.*

Enervis – Enervis Energy Advisors (2016): *Sozialverträgliche Ausgestaltung eines Kohlekonsens. Gutachten im Auftrag von ver.di – Vereinte Dienstleistungsgewerkschaft.* Berlin, September 2016. Online verfügbar unter https://ver-und-entsorgung.verdi.de/++file++5800cc3e7713b8528b9bcf82/download/Verdi_Gutachten%20Sozialvertra%C-C%88glicher%20Kohlekonsens_Dokumentation_gesendet%2022%2009.pdf, zuletzt geprüft am 26.01.2017.

Erdmann, G. (2013): *Kurzgutachten zu den Annahmen der energiewirtschaftlichen Planrechtfertigung im Entwurf des Braunkohlenplans "Tagebau Nochten, Abbaugebiet 2". Potsdam, 17.04.2013, zuletzt geprüft am 06.01.2017.*

Europäische Kommission (2021): *Staatliche Beihilfe SA.53625 (2020/N) – Deutschland – Ausstieg aus der Braunkohleverstromung. Brüssel, 02.03.2021.* Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases1/202117/292944_2268208_79_2.pdf, zuletzt geprüft am 08.10.2021.

Frontier – Frontier Economics; Fraunhofer IMWS; ETR (2019): *Energiewirtschaftliche Notwendigkeit der Braunkohlegewinnung und -Nutzung im Rheinischen Revier, Eine Studie für die RWE Power AG, Dezember 2019, zuletzt geprüft am 06.08.2021.*

Frontier – Frontier Economics; HWWI – Hamburgischen WeltWirtschaftsinstitut (2015): *Bewertung "Nationales Klimaschutzinstrument", Kurzstudie im Auftrag von IGBCE und BDI, Juni 2015.*

Gemeinsame Landesplanungsabteilung Berlin-Brandenburg (2021): *Unterrichtung der Öffentlichkeit über das Braunkohlenplanverfahren zum „Braunkohlenplan Tagebau Welzow-Süd: Aufhebung des Braunkohlenplans 2014 (Brandenburgischer Teil) und Änderung im räumlichen Teilabschnitt I des Braunkohlenplans 2004" (Amtsblatt für Brandenburg, 31), 09.08.2021.* Online verfügbar unter https://bravors.brandenburg.de/br2/sixcms/media.php/76/Amtsblatt%2031_21.pdf, zuletzt geprüft am 16.08.2021.

Geomontan – GEOMontan Gesellschaft für angewandte Geologie; TU Freiberg – Technische Universität Bergakademie Freiberg (2010): *Gutachten zur Abbauführung im Tagebau Welzow-Süd/Räumlicher Teilabschnitt II unter Berücksichtigung von bergbaubedingten Umsiedlungen. Freiberg, 22.02.2010.* Online verfügbar unter http://gl.berlin-brandenburg.de/landesplanung/themen/energie/braunkohle/mdb-bb-gl-braunkohle-welzow-suedtaii-v_

[geomontan_2010__abbaufuehrung_taii_web.pdf](#), zuletzt geprüft am 17.04.2017.

GETEC – GETEC Energie Holding; ROMONTA (2021): *ROMONTA stellt die Weichen für eine grüne Zukunft, Symbolischer Spatenstich für Ersatzbrennstoffkraftwerk, 01.06.2021.* Online verfügbar unter <https://www.getec.de/wp-content/uploads/2021/06/2021-06-01-Pressemitteilung-Romonta.pdf>.

Grosser, U. (2016): *Das Lausitzer Braunkohlerevier. Rohstofftag Brandenburg, 14.09.2016.*

Hamburger, R. (1930): *Elektrowerke A. – G. Berlin, Musterbetriebe deutscher Wirtschaft. band 1: Die Elektrizitätswirtschaft 2. Auflage. Berlin: Organisation Verlagsgesellschaft.*

Hamers, W. (1910): *Der Braunkohlenbergbau in der Kölner Bucht, Eine volkswirtschaftliche Untersuchung seiner Geschichte, gegenwärtigen Lage und Bedeutung. Zugl.: Tübingen, Eberhard-Carls-Universität, Diss, 1910. Stuttgart: Ferdinand Ecke.*

Hammond, G. P.; O' Grady, Á. (2017): *The life cycle greenhouse gas implications of a UK gas supply transformation on a future low carbon electricity sector. In: Energy 118, S. 937–949.*

Howarth, R. W. (2014): *A bridge to nowhere: methane emissions and the greenhouse gas footprint of natural gas 2 (2), S. 47–60, zuletzt geprüft am 13.04.2017.*

Howarth, R. W.; Jacobson, M. Z. (2021): *How green is blue hydrogen?, 26.07.2021.* Online verfügbar unter <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1002/ese3.956>, zuletzt geprüft am 08.10.2021.

Howarth, R. W.; Santoro, R.; Ingraffea, A. (2011): *Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations. In: Climatic Change (106), S. 679–690, zuletzt geprüft am 13.04.2017.*

HSR - Helmstedter Revier GmbH (2015): Jahresabschluss zum 31.12.2014. Büddenstedt, 2015.

HSR - Helmstedter Revier GmbH (2017): Jahresabschluss zum Geschäftsjahr vom 01.01.2016 bis zum 31.12.2016, 13.12.2017, zuletzt geprüft am 26.02.2018.

IASS - Institute for Advanced Sustainability Studies (2016): *The Uncertain Climate Cost of Natural Gas, Assessment of methane leakage discrepancies in Europe, Russia and the US, and implications for sustainability (IASS Working Paper)*. Potsdam, December 2016. Online verfügbar unter http://www.iass-potsdam.de/sites/default/files/files/wp_dec_2016_en_uncertain_climate_cost_of_natural_gas.pdf, zuletzt geprüft am 13.04.2017.

IBAG - Ilse Bergbau-Actiengesellschaft (Hg.) (1938): *Fünfzig Jahre Ilse Bergbau-Actiengesellschaft 1888-1938*. Berlin.

ifo Dresden - ifo Institut - Niederlassung Dresden (2014): *Industrie- und Wirtschaftsraum Lausitz: Bestandsaufnahme und Perspektiven. Gutachten im Auftrag der Wirtschaftsinitiative Lausitz e.V. (WIL) (ifo Dresden Studien, 71)*. München, 2014. Online verfügbar unter http://www.cesifo-group.de/DocDL/ifo_Dresden_Studien_71.pdf, zuletzt geprüft am 13.04.2017.

IGBCE - Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie; Lazard (2015): *Potenzielle Auswirkungen des "Nationalen Klimaschutzbeitrags" auf die Wirtschaftlichkeit deutscher Braunkohlekraftwerke*, April 2015.

Imperial College London/Sustainable Gas Institute (2015): *Methane and CO₂ Emissions from the Natural Gas Supply Chain., An Evidence Assessment*. London, September 2015. Online verfügbar unter <http://www.sustainablegasinstitute.org/wp-content/uploads/2015/09/Capture.png>, zuletzt geprüft am 13.04.2017.

IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change (2014): *Climate Change 2014, Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Geneva, 2014. Online verfügbar unter https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/SYR_AR5_FINAL_full.pdf, zuletzt geprüft am 27.04.2017.

IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change (2021): *Climate Change 2021 The Physical Science Basis, 2021*. Online verfügbar unter <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/#FullReport>, zuletzt geprüft am 08.10.2021.

ISW - Gesellschaft für wissenschaftliche Beratung und Dienstleistung; IHU - Gesellschaft für Ingenieur-, Hydro- und Umweltgeologie (2015): *Regionalwirtschaftliche Effekte der Nutzung von Braunkohle unter Berücksichtigung als Chemierohstoff. Studie für den Saalekreis*. Halle, 27.02.2015.

Joint Institute for Strategic Energy Analysis (2015): *Estimating U.S. Methane Emissions from the Natural Gas Supply Chain: Approaches, Uncertainties, Current Estimates, and Future Studies. Technical Report NREL/TP-6A50-62820*. Golden, Colorado, August 2015. Online verfügbar unter <http://www.nrel.gov/docs/fy16osti/62820.pdf>, zuletzt geprüft am 13.04.2017.

Kleinebeckel, A. (Hg.) (1986): *Unternehmen Braunkohle, Geschichte eines Rohstoffs, eines Reviers, einer Industrie im Rheinland, Rheinische Braunkohlenwerke AG*. Köln: Greven.

Klemm, M. (2008): *Betrieb und Instandhaltung von Energieanlagen, Anfahren eines Kraftwerkes*. Online verfügbar unter <https://tu-dresden.de/ing/maschinenwesen/iet/ressourcen/dateien/kwt/lehre/stubi/BetriebInst3.pdf?lang=de>, zuletzt geprüft am 11.04.2017.

KSR - Kraftwerk Schkopau GbR (2016): Jahresabschluss zum Geschäftsjahr vom 01.01.2015 bis zum 31.12.2015. Schkopau, 26.04.2016.

Ladage, S.; Blumenberg, M.; Franke, D.; Bahr, A.; Lutz, R.; Schmidt, S. (2021): *On the climate benefit of a coal-to-gas shift in Germany's electric power sector.* In: *Nature Scientific Reports* 11 (11453), zuletzt geprüft am 30.10.2021.

LBGR – Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe Brandenburg (2018): *Zulassungsbescheid, Verlängerung des Rahmenbetriebsplanes zum Vorhaben Weiterführung des Tagebaues Welzow-Süd 1994 bis Auslauf, räumlicher Teilabschnitt I in der Fassung der Abänderung/Ergänzung Nr. 01/98 der Lausitz Energie Bergbau AG, 2018.*

LEAG – Lausitz Energie Bergbau AG (2016): *Jahresabschluss zum Geschäftsjahr vom 01.01.2015 bis zum 31.12.2015.* Cottbus, 15.11.2016, zuletzt geprüft am 10.03.2017.

LEAG – Lausitz Energie Bergbau AG (2017): *LEAG legt Revierkonzept für die Lausitz vor,* 30.03.2017. Online verfügbar unter <https://www.leag.de/de/news/details/leag-legt-revierkonzept-fuer-die-lausitz-vor/>, zuletzt geprüft am 24.04.2017.

LEAG – Lausitz Energie Bergbau AG (2019a): *Mühlrose-Vertrag macht Weg frei für Umsiedlung, Neuer Ort entsteht auf Wunsch der Bürger im Norden von Schleife,* 28.03.2019. Online verfügbar unter <https://www.leag.de/de/news/details/muehlrose-vertrag-macht-weg-frei-fuer-umsiedlung/>, zuletzt geprüft am 27.07.2021.

LEAG – Lausitz Energie Bergbau AG (2020a): *Jahresabschluss zum 31. Dezember 2019 und Lagebericht.* Cottbus, 16.12.2020, zuletzt geprüft am 05.08.2021.

LEAG (2018): *Scoping-Tischvorlage Obligatorischer Rahmenbetriebsplan zum Änderungsvorhaben Teilfeld Mühlrose im Tagebau Nochten.* Cottbus, September 2018, zuletzt geprüft am 27.07.2021.

LEAG (2019b): *LEAG zahlt 2019 erste Tranche für Tagebau-Vorsorge ein, Zweckgesellschaft zur Sicherung der Bergbaufolgelandschaft wird vorfristig eingerichtet,* 09.08.2019. Online verfügbar unter <https://www.leag.de/de/news/details/leag-zahlt-2019-erste-tranche-fuer-tagebau-vorsorge-ein/>, zuletzt geprüft am 30.07.2021.

LEAG (2020b): *LEAG trägt den Kohleausstiegsplan der Regierung mit.* Cottbus, 29.01.2020. Online verfügbar unter <https://www.leag.de/de/news/details/leag-traegt-den-kohleausstiegsplan-der-regierung-mit/>, zuletzt geprüft am 16.08.2021.

LEAG (2020c): *Umwelt- und bedarfsgerecht – die EVA Jänschwalde,* *Seitenblick Blog, LEAG.* Online verfügbar unter <https://www.leag.de/de/seitenblickblog/artikel/umwelt-und-bedarfsgerecht-die-eva-jaenschwalde/>, zuletzt geprüft am 29.07.2021.

LEAG (2021a): *LEAG passt Revierplanung an gesetzlichen Ausstiegspfad an, Öffentlich-rechtlicher Vertrag zur KVBG-Umsetzung vom Bundestag bestätigt.* Cottbus, 31.01.2021. Online verfügbar unter <https://www.leag.de/de/news/details/leag-passt-revierplanung-an-gesetzlichen-ausstiegspfad-an/>, zuletzt geprüft am 27.07.2021.

LEAG (2021b): *Vorsorgevereinbarung mit Sachsen aktualisiert, Entschädigung für Kohleausstieg soll Rekultivierung zusätzlich absichern,* 01.07.2021. Online verfügbar unter <https://www.leag.de/de/news/details/vorsorgevereinbarung-mit-sachsen-aktualisiert/>.

LEAG; LBGR (2019): *Vorsorgevereinbarung zur Sicherung der Wiedernutzbarmachungs- sowie etwaiger Nachsorgeverpflichtungen für die Tagebaue Welzow-Süd und Jänschwalde, ("Vorsorgevereinbarung Welzow-Süd/ Jänschwalde"),* 01.07.2019. Online verfügbar unter <https://lbgr.brandenburg.de/sixcms/media.php/9/Vorsorgevereinbarung.pdf>, zuletzt geprüft am 30.07.2021.

LEAG; LBGR (2021): *Vorsorgevereinbarung Welzow-Süd/Jänschwalde*. Cottbus, 02.09.2021. Online verfügbar unter <https://lbgr.brandenburg.de/sixcms/media.php/9/Vorsorgevereinbarung.4166576.pdf>, zuletzt geprüft am 22.09.2021.

Leipziger Volkszeitung (2016): *Kraftwerk Lippendorf schafft nur rote Null, Betreiberwechsel steht bevor*. 02.08.2016. Online verfügbar unter <http://www.lvz.de/Region/Borna/Kraftwerk-Lippendorf-schafft-nur-rote-Null-Betreiberwechsel-steht-bevor>, zuletzt aktualisiert am 05.07.2016, zuletzt geprüft am 27.01.2017.

LMBV - Lausitzer und Mitteldeutsche Bergbau-Verwaltungsgesellschaft mbH (2014): *Wulfersdorf (Mitteldeutsches Braunkohlenrevier. Wandlungen und Perspektiven, 14)*. Senftenberg, Dezember 2014. Online verfügbar unter http://www.agreement-berlin.de/wp-content/uploads/2015/08/Mitteldeutschland_Doku-14_Wulfersdorf.pdf, zuletzt geprüft am 13.04.2017.

LMBV - Lausitzer und Mitteldeutsche Bergbau-Verwaltungsgesellschaft mbH (Hg.) (2010): *Zwei Jahrzehnte Braunkohlesanierung, Eine Zwischenbilanz, Lausitzer und Mitteldeutsche Bergbau-Verwaltungsgesellschaft mbH*. Senftenberg. Online verfügbar unter https://www.lmbv.de/files/LMBV/Publikationen/LMBV_Buch_Zwischenbilanz.pdf, zuletzt geprüft am 13.04.2017.

Löw, A. (2012): *Deutsches Reich und Protektorat Böhmen und Mähren, September 1939 - September 1941 (Die Verfolgung und Ermordung der europäischen Juden durch das nationalsozialistische Deutschland 1933 - 1945, 3)*. München: Oldenbourg.

Löwen, J.-W. (2015): *Die dezentrale Stromwirtschaft, Industrie, Kommunen und Staat in der westdeutschen Elektrizitätswirtschaft 1927 - 1957*. Zugl.: Bochum, Univ., Diss., 2011 (Jahrbuch für Wirtschaftsgeschichte Beiheft, 19). Berlin: De Gruyter Oldenbourg.

LReg BB - Landesregierung Brandenburg (2021): *Revierkonzept der LEAG, Antwort der Landesregierung auf die Kleine Anfrage Nr. 1618*, 15.11.2021. Online verfügbar unter https://www.parlamentsdokumentation.brandenburg.de/starweb/LBB/ELVIS/parladoku/w7/drs/ab_4500/4516.pdf, zuletzt geprüft am 16.11.2021.

LReg NRW - Landesregierung Nordrhein-Westfalen (2021): *Leitentscheidung 2021: Neue Perspektiven für das Rheinische Braunkohlerevier - Kohleausstieg entschlossen vorantreiben, Tagebaue verkleinern, CO₂ noch stärker reduzieren*, 23.03.2021. Online verfügbar unter https://www.wirtschaft.nrw/sites/default/files/asset/document/leitentscheidung_2021_0.pdf, zuletzt geprüft am 30.07.2021.

Matthes, F. C. (2000): *Stromwirtschaft und deutsche Einheit, Eine Fallstudie zur Transformation der Elektrizitätswirtschaft in Ost-Deutschland ; mit 82 Tab. Zugl.: Berlin, Freie Universität, Diss, 1999*. Berlin, Norderstedt: F. C. Matthes; LIBRI Druck und Vertrieb (Edition Energie + Umwelt, Bd. 1).

Matthes, F. C. (2021): *Auswirkungen des Kohleausstiegs für die Stromerzeugung in Deutschland, Best Practice Modell für Europa?*, April 2021. Online verfügbar unter https://www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/f._chr._matthes_auswirkungen_kohleausstiegs_deutschland_april_2021_de.pdf, zuletzt geprüft am 30.07.2021.

MIBRAG - Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH (2013): *Jahresabschluss zum 31.12.2013*, 2013.

MIBRAG - Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH (2016): *Jahresabschluss zum Geschäftsjahr vom 01.01.2015 bis zum 31.12.2015*, 28.12.2016, zuletzt geprüft am 10.03.2017.

MIBRAG - Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH (2021): *Jahresabschluss zum 31. Dezember 2019 und Lagebericht*. Zeitz, 11.01.2021, zuletzt geprüft am 05.08.2021.

Mibrag (2019): *Mibrag stellt Brikettproduktion in Deuben ein*, 23.05.2019. Online verfügbar unter <https://www.mibrag.de/mibrag-stellt-brikettproduktion-in-deuben-ein/>, zuletzt geprüft am 01.10.2021.

Muhammadieh, M. (2007): *Beitrag zur Ermittlung des Ansatzbildungspotenzials von Braunkohlen in Dampferzeugern. Von der Fakultät für Maschinenbau, Verfahrens- und Energietechnik der Technischen Universität Bergakademie Freiberg eingereichte Dissertation.*

Niederlausitz Aktuell (2012): *Höherer Wirkungsgrad senkt CO₂-Emissionen - Revision von Block E im Kraftwerk Jänschwalde erfolgreich abgeschlossen*, 23.05.2012. Online verfügbar unter <http://www.niederlausitz-aktuell.de/spree-neisse/jaenschwalde/21345/hoeherer-wirkungsgrad-senkt-co.html>, zuletzt aktualisiert am 23.05.2012, zuletzt geprüft am 27.01.2017.

Niemann-Delius, C.; Drebenstedt, C.; Müllensiefen, K.; Stoll, R. D. (Hg.) (2008): *Der Braunkohlentagebau, Bedeutung, Planung, Betrieb, Technik, Umwelt 1. Aufl.* Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag.

OBA - Sächsisches Oberbergamt; LEAG (2021): *Vorsorgevereinbarung zur Sicherung der Wiedernutzbarmachungs- sowie etwaiger Nachsorgeverpflichtungen für die Tagebaue Nochten und Reichwalde, ("Vorsorgevereinbarung Nochten/Reichwalde")*, 30.06.2021. Online verfügbar unter https://www.oba.sachsen.de/download/Vorsorgevereinbarung_30-06-2021_geschwaerzt.pdf, zuletzt geprüft am 30.07.2021.

Öko-Institut (1993): *Erdgas und Braunkohle - Diskussionsstand zu den Treibhausgas-Emissionen in der Prozeßkette. Kurzgutachten im Auftrag der Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umweltschutz Berlin.* Berlin, 31.03.1993. Online verfügbar unter https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Erdgas_und_Braunkohle-Diskussionsstand_zu_den_Treibhausgasemissionen_in_der_Prozesskette.pdf, zuletzt geprüft am 17.04.2017.

Öko-Institut (2010): *Kostenlose CO₂-Zertifikate und CDM/JI im EU-Emissionshandel, Analyse von ausgewählten Branchen und Unternehmen in Deutschland. Untersuchung im Auftrag der Umweltstiftung WWF Deutschland.* Berlin, 26.11.2010. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/oekodoc/1102/2010-145-de.pdf>, zuletzt geprüft am 17.04.2017.

Öko-Institut (2017): *Die deutsche Braunkohlenwirtschaft, Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende und der European Climate Foundation.* Berlin, 2017. Online verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/Deutsche_Braunkohlenwirtschaft/Agora_Die-deutsche-Braunkohlenwirtschaft_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 10.08.2021.

Öko-Institut (2020): *Pauschale Entschädigungen für Braunkohlekraftwerke nicht angemessen.* Berlin, 01.07.2020. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Einordnung-der-geplanten-Entschadigungszahlungen-fuer-deutsche-Braunkohlekraftwerke.pdf>, zuletzt geprüft am 16.09.2021.

OVG NRW - Oberverwaltungsgericht Nordrhein-Westfalen (2016): *Wasserentnahmeentgeltgesetz NRW 2011 verfassungsgemäß*, 9 A 2531/13, 09.09.2016.

Pietsch, K. (1925): *Die Braunkohlen Deutschlands, Handbuch der Geologie und Bodenschätze Deutschlands. III. Abteilung: Die Bodenschätze Deutschlands.* Berlin: Verlag von Gebrüder Borntraeger.

Praetorius, B.; Bandt, O.; Grothus, A.; Kaiser, M.; Matthes, F. C.; Priggen, R.; Schellnhuber, H. J. (2020): *Stellungnahme der ehemaligen Mitglieder der Kommission Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung (KWSB).* Berlin, 21.01.2020. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Stellungnahme-Mitglieder-KWSB-Bund-Laender-Einigung.pdf>, zuletzt geprüft am 11.01.2021.

Prognos (2005): *Energie- und regionalwirtschaftliche Bedeutung der Braunkohle in Ostdeutschland. Studie im Auftrag der Vattenfall Europe AG, Berlin. Berlin, Dezember 2005.* Online verfügbar unter <https://www.prognos.com/fileadmin/pdf/1145526586.pdf>, zuletzt geprüft am 02.03.2017.

Prognos (2011): *Bedeutung der Braunkohle für Ostdeutschland. Studie für die Vattenfall Europe AG, Berlin, in Zusammenarbeit mit der MIBRAG mbH, Zeitz. Berlin, September 2011.* Online verfügbar unter https://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/110900_Prognos_Vattenfall_Studie_Braunkohle_Ostdeutschland_lang.pdf, zuletzt geprüft am 13.04.2017.

Prognos (2013): *Entwicklung von Stromproduktionskosten, Die Rolle von Freiflächen-Solarkraftwerken in der Energiewende. Im Auftrag der BELELECTRIC Solarkraftwerke GmbH. Berlin, 10.10.2013.* Online verfügbar unter https://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/131010_Prognos_Belectric_Studie_Freiflaechen_Solarkraftwerke_02.pdf, zuletzt geprüft am 10.01.2017.

Prognos; Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021): *Klimaneutrales Deutschland 2045, Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Zusammenfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende. Berlin, Wuppertal, Mai 2021.* Online verfügbar unter https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_209_KNDE2045_Zusammenfassung_DE_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2021.

RBB24 (2021): *Tagebau Jänschwalde fördert im Juni wieder Kohle, Kurzarbeit wird unterbrochen, 28.05.2021.* Online verfügbar unter <https://www.rbb24.de/studiocottbus/wirtschaft/2021/05/kurzarbeit-endet-tagebau-jaenschwalde-leag.html>, zuletzt geprüft am 02.08.2021.

Rheinbraun - Rheinische Braunkohlenwerke Aktiengesellschaft (Hg.) (1985): *Braunkohlenveredlung im Rheinischen Revier, Rheinische Braunkohlenwerke Aktiengesellschaft. Köln: Rheinbraun.*

Rhein-Erft Rundschau (2014): *Goldenbergwerk geht vom Netz, 12.08.2014.* Online verfügbar unter <http://www.rundschau-online.de/region/rhein-erft/rwe-power-ag-goldenbergkraftwerk-geht-vom-netz-3084354>, zuletzt aktualisiert am 12.08.2014, zuletzt geprüft am 19.01.2017.

Roesler, J.; Semmelmann, D. (2002): *„... ohne Energie geht gar nichts!“, Die ostdeutsche Energiewirtschaft von den Kombinat zu VEAG (1980 - 2001) 2., überarb. Aufl. Berlin: VEAG.*

Romonta - Romonta Bergwerks Holding AG (2015): *Konzernabschluss zum Geschäftsjahr vom 01.01.2014 bis zum 31.12.2014. Seegebiet Mansfelder Land, 04.03.2015.*

Romonta - Romonta Bergwerks Holding AG (2020a): *GETEC erwirbt ROMONTA Bergwerks Holding AG, 26.05.2020.* Online verfügbar unter <https://www.romonta.de/de/unternehmen/aktuelles/detail/getec-erwirbt-romonta-bergwerks-holding-ag>, zuletzt geprüft am 27.07.2021.

Romonta - Romonta Bergwerks Holding AG (2020b): *Jahresabschluss zum Geschäftsjahr vom 01.01.2019 bis zum 31.12.2019. Seegebiet Mansfelder Land, 23.10.2020, zuletzt geprüft am 05.08.2021.*

RPV L-WS - Regionaler Planungsverband Leipzig-West Sachsen (2000): *Braunkohlenplan Profen, 03.02.2000.* Online verfügbar unter <http://rpv-west-sachsen.de/portfolio/tagebau-profен/>, zuletzt geprüft am 17.04.2017.

RPV L-WS - Regionaler Planungsverband Leipzig-West Sachsen (2011): *Braunkohlenplan Tagebau Vereinigtes Schleenhain, Neuaufstellung mit integrierter Teilfortschreibung des Braunkohlenplans als Sanierungsrahmenplan Tagebau Haselbach, 25.08.2011.* Online verfügbar unter <http://rpv-west-sachsen.de/portfolio/tagebau-vereinigtes-schleenhain/>, zuletzt geprüft am 17.04.2017.

RWE - RWE AG (2003): *Facts & Figures 2003.* Essen, 2003.

RWE - RWE AG (2013): *Facts & Figures 2013.* Essen, November 2013.

RWE - RWE AG (2014): *Geschäftsbericht 2013, 2014.*

RWE (14.09.2011): *Pressemitteilung: Revision von Block E im Kraftwerk Neurath, Investitionen von 70 Millionen Euro steigern Effizienz und Flexibilität.* Essen/Köln.

RWE Power - RWE Power AG (2006): *Das Projekt BoA 2 & 3, Klimavorsorge mit Hochtechnologie, 2006.* Online verfügbar unter <https://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/235856/data/0/4/RWE-Klimavorsorge-mit-Hightech.pdf>, zuletzt geprüft am 02.05.2016.

RWE Power - RWE Power AG (2009a): *Die WTA-Technik, Ein modernes Verfahren zur Aufbereitung und Trocknung von Braunkohle.* Online verfügbar unter <https://www.rwe.com/-/media/RWE/documents/02-innovation-wissenschaf/nachbarschaft/wirbelschichttrocknung-wta-technik.pdf>, zuletzt geprüft am 11.11.2017.

RWE Power - RWE Power AG (2009b): *Erstes Nachbarschaftsforum Kraftwerk Niederaußern, Kurzvorstellung des Standorts.* Online verfügbar unter http://www.nf-niederaussem.de/fileadmin/pdf/04_Informationen_zum_Standort.pdf, zuletzt geprüft am 10.03.2017.

RWE Power - RWE Power AG (2016a): *BoA plus – Hochtechnologie für die Stromerzeugung von Heute und morgen.,* zuletzt geprüft am 28.10.2016.

RWE Power - RWE Power AG (2016b): *Jahresabschluss zum Geschäftsjahr vom 01.01.2015 bis zum 31.12.2015.* Essen und Köln, 25.07.2016, zuletzt geprüft am 10.03.2017.

RWE Power - RWE Power AG (2016c): *Standorte, Tagebau Garzweiler. Daten, Zahlen, Fakten.* Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/de/59998/rwe-power-ag/energietraeger/braunkohle/standorte/tagebau-garzweiler/>, zuletzt geprüft am 27.10.2016.

RWE Power - RWE Power AG (2016d): *Standorte, Tagebau Hambach. Daten, Zahlen, Fakten.* Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/de/60012/rwe-power-ag/energietraeger/braunkohle/standorte/tagebau-hambach/>, zuletzt geprüft am 27.10.2016.

RWE Power - RWE Power AG (2016e): *Standorte, Tagebau Inden. Daten, Zahlen, Fakten.* Online verfügbar unter <http://www.rwe.com/web/cms/de/60026/rwe-power-ag/energietraeger/braunkohle/standorte/tagebau-inden/>, zuletzt geprüft am 27.10.2016.

RWE Power - RWE Power AG (2020a): *Hauptbetriebsplan, für den Tagebau Hambach für den Zeitraum vom 01.01.2021 bis zum 31.12.2024.* Köln, 14.09.2020. Online verfügbar unter <https://www.rwe.com/-/media/RWE/documents/10-nachbarschaft/hauptbetriebsplan-tagebau-hambach/antrag-hauptbetriebsplan-tagebau-hambach.pdf>, zuletzt geprüft am 20.08.2021.

RWE Power - RWE Power AG (2020b): *Information der RWE Power AG an die Landesregierung über die Anpassung der Planungen für das Rheinische Revier: Tagebau Garzweiler, Februar 2020.* Online verfügbar unter <https://www.rwe.com/-/media/RWE/documents/03-unser-portfolio-und-loesungen/rohstoffe-und-energietraeger/neues-revierkonzept/information-der-rwe-power-ag-an-die-landesregierung-nrw-tagebau-garzweiler.pdf>, zuletzt geprüft am 30.07.2021.

RWE Power – RWE Power AG (2020c):

Information der RWE Power AG an die Landesregierung über die Anpassung der Planungen für das Rheinische Revier: Tagebau Hambach, Februar 2020. Online verfügbar unter <https://www.rwe.com/-/media/RWE/documents/03-unser-portfolio-und-loesungen/rohstoffe-und-energietraeger/neues-revierkonzept/information-der-rwe-power-ag-an-die-landesregierung-nrw-tagebau-hambach.pdf>, zuletzt geprüft am 30.07.2021.

RWE Power – RWE Power AG (2020d):

Information der RWE Power AG an die Landesregierung über die Anpassung der Planungen für das Rheinische Revier: Tagebau Inden, Februar 2020. Online verfügbar unter <https://www.rwe.com/-/media/RWE/documents/03-unser-portfolio-und-loesungen/rohstoffe-und-energietraeger/neues-revierkonzept/information-der-rwe-power-ag-an-die-landesregierung-nrw-tagebau-inden.pdf>, zuletzt geprüft am 30.07.2021.

RWE Power – RWE Power AG (2020e):

Jahresabschluss zum Geschäftsjahr vom 01.01.2019 bis 31.12.2019. Essen und Köln, 13.11.2020, zuletzt geprüft am 05.08.2021.

RWI (2018): *Strukturdaten für die Kommission "Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung", Projektbericht für das BMWi. Projektnummer: 21/18, September 2018.* Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/strukturdaten-der-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 08.10.2021.

Schlüter, A. (2008): *Untersuchungen zum Verschmutzungsverhalten rheinischer Braunkohlen in Kohledampferzeugern, Dissertation, zuletzt geprüft am 15.03.2017.*

Schreiner, W. (2016): *Neubauprojekte für Kohlekraftwerke in Europa – Technik und Abwicklung. In: VGB PowerTech (1/2 2016).*

Schweer, D.; Thieme, W. (Hg.) (1998): *Der gläserne Riese, RWE – ein Konzern wird transparent, RWE-Energie-Aktiengesellschaft. Wiesbaden: Gabler.*

SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP (2021):

Mehr Fortschritt wagen – Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. Koalitionsvertrag zwischen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP, 24.11.2021. Online verfügbar unter https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Koalitionsvertrag/Koalitionsvertrag_2021-2025.pdf, zuletzt geprüft am 12.12.2021.

Sperling, D.; Schossig, W. (2015): *Wirtschaftsorganisation der Braunkohleindustrie in der SBZ, DDR 1945 bis 1990 1. Aufl., Förderverein Kulturlandschaft Niederlausitz e.V. (Beiträge zur Geschichte des Braunkohlenbergbaus der SBZ, DDR, Bd. 1). Cottbus: Förderverein Kulturlandschaft Niederlausitz.*

Stadtwerke Hürth (2020): *Stadtwerke Hürth und RWE Power verlängern Fernwärme-Belieferung, Vertrag stärkt die Versorgungssicherheit der Kunden, 06.11.2020.* Online verfügbar unter https://www.stadtwerke-huerth.de/fileadmin/Aktuelles/FW_Liefervertrag_RWE_PM2020.pdf, zuletzt geprüft am 29.07.2021.

Steinhuber, U. (2005): *Einhundert Jahre bergbauliche Rekultivierung in der Lausitz, Ein historischer Abriss der Rekultivierung, Wiederurbarmachung und Sanierung im Lausitzer Braunkohlenrevier. Dissertation an der Philosophischen Fakultät der Palacký-Universität Olomouc. Berlin, 2005.* Online verfügbar unter https://www.lmbv.de/index.php/Publ_Lausitz.html?file=files/LMBV/Publikationen/Publikationen%20Lausitz/Allgemein%20L/100-Jahre-Rekultivierung-Lausitz-Dissertation-Steinhuber.pdf, zuletzt geprüft am 13.04.2017.

Strassmann, I. (2011): *Jüdische Arbeit und jüdisches Kapital im Braunkohlenrevier in und um das Herzogtum Sachsen-Altenburg, 24.09.2011.* Online verfügbar unter www.rijo.homepage.t-online.de/pdf_2/DE_DE_JU_braunkohle.pdf, zuletzt geprüft am 13.04.2017.

Strauß, K. (2016): *Wärme- und Kraftwerke, Von den Anfängen im 19. Jahrhundert bis zur Endphase ihrer Entwicklung.* Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg.

THA - Treuhandanstalt (Hg.) (1994a):
Dokumentation 1990-1994, Band 3, Treuhandanstalt.
15 Bände. Berlin: Treuhandanstalt.

THA - Treuhandanstalt (Hg.) (1994b):
Dokumentation 1990-1994, Band 4, Treuhandanstalt.
15 Bände. Berlin: Treuhandanstalt.

UBA - Umweltbundesamt (2017): *Klimaschutz im Stromsektor 2030 - Vergleich von Instrumenten zur Emissionsminderung, Endbericht, 2017.*
Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1/publikationen/2017-01-11_cc_02-2017_strommarkt_endbericht.pdf, zuletzt geprüft am 27.01.2017.

Vattenfall (2017): *Heizkraftwerk Klingenberg, Vattenfall.*
Online verfügbar unter <https://corporate.vattenfall.de/uber-uns/geschäftsfelder/erzeugung/bauprojekte/klingenberg/>, zuletzt geprüft am 19.01.2017.

VEAG - Vereinigte Energiewerke AG (1998):
Die Braunkohlekraftwerke der VEAG. Wien: Koska.

VEG - Vattenfall Europe Generation AG (2012):
Braunkohlekraftwerk Boxberg, Vattenfall Europe Generation AG. Online verfügbar unter https://corporate.vattenfall.de/globalassets/deutschland/energie_im_fokus/energieproduktion/kohle/boxberg/aus-braunkohle-wird-energie_boxberg.pdf, zuletzt geprüft am 10.03.2017.

VEG - Vattenfall Europe Generation AG (2014):
Aus Braunkohle wird Energie, Braunkohlentagebaue Jämschwalde/Cottbus-Nord, 2014. Online verfügbar unter <https://corporate.vattenfall.de/globalassets/deutschland/nachhaltigkeit/jaenschwalde.PDF>, zuletzt geprüft am 10.04.2017.

VKR - VEBA Kraftwerke Ruhr AG; NRG - NRG Energy, Inc.; PowerGen - PowerGen plc (1998):
Braunkohlekraftwerk Schkopau, Musteranlagen der Energiewirtschaft: Energiewirtschaft und Technik Verlagsgesellschaft.

Wagenbreth, O.; Berkner, A. (2011):
Die Braunkohlenindustrie in Mitteldeutschland, Geologie, Geschichte, Sachzeugen 1. Aufl. Beucha: Sax-Verl.

10.2 Datenquellen und Periodika

AGEB - Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen:
Energiebilanzen der Bundesrepublik Deutschland

AGEB - Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen:
Energiebilanzen der neuen Bundesländer

BMWi - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: *Statistischer Bericht des Referats Elektrizitätswirtschaft, Fernwärme im Bundesministerium für Wirtschaft*

BMWi - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: *Energiedaten*

BNetzA - Bundesnetzagentur:
Kraftwerksliste

BNetzA - Bundesnetzagentur:
Zuschläge im Ausschreibungsverfahren für Steinkohleanlagen und Braunkohle-Kleinanlagen. Gebotstermin vom 1. September 2020, Gebotstermin vom 4. Januar 2021, Gebotstermin vom 30. April 2021

DEBRIV - Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein.
Zahlen und Fakten. Aktuelle Monatsdaten. Tabellen: Beschäftigte.

DEBRIV - Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein.
Bericht des Deutschen Braunkohlen-Industrie-Vereins über das Geschäftsjahr

DEHSt – Deutsche Emissionshandelsstelle:

Einheitliche Stoffwerte für Emissionsfaktoren, Heizwerte und Kohlenstoffgehalte für Brennstoffe, Rohstoffe und Produkte

ENTSO-E – European Network of Transmission System Operators for Electricity:

Transparenzdaten zur blockscharfen Stromerzeugung in Deutschland. Stand August 2021

E-PRTR – European Pollutant Release and Transfer Register, verfügbar unter <http://prtr.ec.europa.eu>, zuletzt geprüft am 18.10.2016

European Energy Exchange (EEX): Market Data. Power. Futures. German Power Future. Baseload, Leipzig

European Energy Exchange (EEX): Market Data. Environmental Markets. Futures Market. European Emission Allowances, Leipzig

EUTL – European Union Transaction Log:
Verifizierte Emissionen 2005 – 2020, Stand: Mai 2021

IfE – Institut für Energetik:
Energiestatistik der DDR. Ausgewählte Zeitreihen

LMBV – Lausitzer und Mitteldeutsche Bergbau-Verwaltungsgesellschaft: Daten und Fakten

LMBV – Lausitzer und Mitteldeutsche Bergbau-Verwaltungsgesellschaft: Sanierungsberichte

ORGREB – Institut für Kraftwerke:
Energiewirtschaftlicher Jahresbericht. Band 1a

Statistik der Kohlenwirtschaft – Statistik der Kohlenwirtschaft e. V.:

Download; Braunkohle; Tabellen:

- Braunkohlenverwendung
- Braunkohlenförderung
- Herstellung von Braunkohlenbriketts u. Granulat
- Herstellung von Braunkohlenkoks, Staub-, Trocken- und Wirbelschichtkohle

- Beschäftigte nach Revieren
- Altersgliederung der Beschäftigten (wird aktuell nicht mehr veröffentlicht)
- Abraumbewegung
- Landinanspruchnahme, Rekultivierung

KStB – Königliches Statistisches Bureau:
Statistisches Handbuch für den Preußischen Staat

StADDR – Statistisches Amt der DDR:
Statistisches Jahrbuch der Deutschen Demokratischen Republik

KPrStLA – Königlich Preußisches Statistisches Landesamt: Statistisches Jahrbuch für den Preußischen Staat

PrStLA – Preußisches Statistisches Landesamt:
Statistisches Jahrbuch für den Preußischen Staat

StBA – Statistisches Bundesamt:
Monatsbericht über die Elektrizitätsversorgung

StBA – Statistisches Bundesamt:
Energiestatistik. Tabellen zur Stromerzeugung für die Jahre 2015 und 2016 für Elektrizitätsversorger und Industrie (Brennstoffeinsatz für Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung nach Energieträgern, Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung nach Energieträgern). Online verfügbar: <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/Energie/Erzeugung/Erzeugung.html>; letzter Abruf am 12.04.2017

UBA – Umweltbundesamt:
Luftschadstoff-Emissionsinventar für klassische Luftschadstoffe und Schwermetalle, 1990–2014. Online verfügbar: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/luftbelastung/luftschadstoff-emissionen-in-deutschland>; zuletzt geprüft am 18.10.2016

UBA – Umweltbundesamt: National Inventory Report for the German Greenhouse Gas Inventory

UBA – Umweltbundesamt:

Zentrales System Emissionen (ZSE)

UBA – Umweltbundesamt: Vorjahreschätzung der deutschen Treibhausgas-Emissionen für das Jahr 2020. Dessau, März 2021, zuletzt geprüft am 05.08.2021

10.3 Rechtstexte

BbgWG – Brandenburgisches Wassergesetz

Brandenburgisches Wassergesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 2. März 2012 (GVBl. I/12, Nr. 20), zuletzt geändert durch Artikel 2 Absatz 8 des Gesetzes vom 25. Januar 2016 (GVBl. I/16, Nr. 5). Online verfügbar https://bravors.brandenburg.de/gesetze/bbgwg_2016, zuletzt geprüft am 01.05.2017

BbergG – Bundesberggesetz vom 13. August 1980 (BGBl. I S. 1310), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 14. Juni 2021 (BGBl. I S. 1760). Online verfügbar: <http://www.gesetze-im-internet.de/bbergg/index.html>, zuletzt geprüft am 03.08.2021

EnWG – Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 16. Juli 2021 (BGBl. I S. 3026). Online verfügbar: http://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/index.html, zuletzt geprüft am 03.08.2021

InvKG – Investitionsgesetz Kohleregionen

vom 8. August 2020 (BGBl. I S. 1795). Online verfügbar: <http://www.gesetze-im-internet.de/invkg/index.html>, zuletzt geprüft am 03.08.2021

KSG – Bundes-Klimaschutzgesetz

vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2513), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 18. August 2021 (BGBl. I S. 3905). Online verfügbar: <https://www.gesetze-im-internet.de/ksg/index.html>, zuletzt geprüft am 09.09.2021

KVBG – Gesetz zur Reduzierung und zur

Beendigung der Kohleverstromung, vom 8. August 2020 (BGBl. I S. 1818), zuletzt geändert durch Artikel 26 Absatz 2 des Gesetzes vom 3. Juni 2021 (BGBl. I S. 1534). Online verfügbar: <https://www.gesetze-im-internet.de/kvbg/BJNR181810020.html>, zuletzt geprüft am 15.06.2021

RegBkPlG – Gesetz zur Regionalplanung und zur Braunkohlen- und Sanierungsplanung des Landes Brandenburg

in der Fassung der Bekanntmachung vom 8. Februar 2012 (GVBl. I/12, Nr. 13) zuletzt geändert durch Artikel 9 des Gesetzes vom 11. Februar 2014 (GVBl. I/14, Nr. 07). Online verfügbar: <https://bravors.brandenburg.de/de/gesetze-212894>, zuletzt geprüft am 01.05.2017

HGB – Handelsgesetzbuch in der im Bundesgesetzblatt

Teil III, Gliederungsnummer 4100-1, veröffentlichten bereinigten Fassung, zuletzt geändert durch Artikel 5 des Gesetzes vom 13. April 2017 (BGBl. I S. 866). Online verfügbar: <https://www.gesetze-im-internet.de/hgb/BJNR002190897.html>, zuletzt geprüft am 01.05.2017

LPlG – Landesplanungsgesetz Nordrhein-Westfalen

vom 3. Mai 2005 (GV. NRW. S. 430), zuletzt geändert durch Artikel 10 des Gesetzes vom 15. November 2016 (GV. NRW. S. 934). Online verfügbar: http://www.lexsoft.de/cgi-bin/lexsoft/justizportal_nrw.cgi?xid=526315,1, zuletzt geprüft am 01.05.2017

VwGO – Verwaltungsgerichtsordnung in der Fassung

der Bekanntmachung vom 19. März 1991 (BGBl. I S. 686), zuletzt geändert durch Artikel 17 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106). Online verfügbar: <https://www.gesetze-im-internet.de/vwgo/BJNR000170960.html>, zuletzt geprüft am 01.05.2017

UmwRG – Umwelt-Rechtsbehelfsgesetz

in der Fassung der Bekanntmachung vom 8. April 2013 (BGBl. I S. 753), zuletzt geändert durch Artikel 3 des Gesetzes vom 30. November 2016 (BGBl. I S. 2749). Online verfügbar: <http://www.gesetze-im-internet.de/umwrg/BJNR281600006.html>, zuletzt geprüft am 01.05.2017

Anhänge

Anhang A1: Emissionsfaktoren und Heizwerte

Eine Tonne Rohbraunkohle enthält im Durchschnitt 2,5 Megawattstunden thermische Energie. Die Eigenschaften der in Deutschland geförderten Braunkohlen unterscheiden sich jedoch deutlich, sowohl hinsichtlich des Heizwertes beziehungsweise Energiegehalts als auch hinsichtlich des Emissionsfaktors. Unterschiede bestehen zwischen den verschiedenen Revieren, zwischen den Tagebauen eines Reviers und auch innerhalb eines Tagebaus mit fortschreitendem Abbau. Die dazu gesammelten Erkenntnisse sollen hier kurz zusammengefasst werden (Tabelle A1-1).

Die Unterschiede zwischen den Heizwerten sind im Rheinland am größten. Die im Tagebau Inden

geförderte Braunkohle verfügt nur über einen Heizwert von 2,2 Megawattstunden (thermisch) pro Tonne (Muhammadih 2007, S. 5). In Hambach ist der Heizwert mit 2,7 Megawattstunden (thermisch) pro Tonne deutlich höher. Hintergrund ist die größere Lagerungstiefe der Flöze im Tagebau Hambach. Die höhere Deckgebirgslast führt dazu, dass bei einer Zunahme der Tiefe um 100 Meter der Wassergehalt der Braunkohle um vier Prozent abnimmt und der Heizwert um 840 Kilojoule je Kilogramm zunimmt (Schlüter 2008, S. 10).

Grundsätzlich gilt, dass ein höherer Heizwert zu einem niedrigeren Emissionsfaktor führt, wie zum Beispiel bei der mitteldeutschen Braunkohle mit ihrem hohen Heizwert gut sichtbar.

	Emissionsfaktor		Heizwert	
	kg CO ₂ /GJ	kg CO ₂ /MWh _{th}	GJ/t	MWh _{th} /t
Rheinland	114	410	9,1	2,5
Inden			7,9	2,2
Garzweiler			8,3	2,3
Hambach			9,7	2,7
Lausitz	113	407	8,5	2,4
Jänschwalde			8,4	2,3
Welzow-Süd			9,0	2,5
Nochten			8,65	2,4
Reichwalde			8,2	2,3
Mitteldeutschland	104	374	10,7	3,0
Gesamt	112	404	9,0	2,5

Zusammenstellung des Öko-Instituts. Emissionsfaktoren nach DEHSt, Heizwerte für die Reviere nach DEBRIV (2015), Heizwerte für die einzelnen Tagebaue des Rheinlands nach Muhammadih (2007), Heizwerte für die einzelnen Tagebaue der Lausitz nach Braunkohleplänen, für Jänschwalde basierend auf Betreiberangaben von VEG (2014)

Anhang A2: Abraumbewegung und Kohlenförderung 1950 bis 2020

Abraumbewegung und Kohlenförderung in Deutschland, 1950 bis 2020				Tabelle A2-1			
Jahr	Kohlen- förderung	Abraum- bewegung	Abraum-zu- Kohle-Verhältnis	Jahr	Kohlen- förderung	Abraum- bewegung	Abraum-zu- Kohle-Verhältnis
	Mio. t	Mio. m ³	m ³ /t		Mio. t	Mio. m ³	m ³ /t
1950	213	411	1,9	1987	418	1.730	4,1
1951	234	In diesem Zeitraum liegen keine Daten für die neuen Bundesländer vor.		1988	419	1.796	4,3
1952	242			1989	411	1.780	4,3
1953	257			1990	357	1.588	4,5
1954	270			1991	279	1.250	4,5
1955	291			1992	242	1.072	4,4
1956	301			1993	222	1.124	5,1
1957	309			1994	207	1.035	5,0
1958	308			1995	193	968	5,0
1959	308			1996	187	920	4,9
1960	322			838	2,6	1997	177
1961	334	In diesem Zeitraum liegen keine Daten für die neuen Bundesländer vor.		1998	166	846	5,1
1962	348			1999	161	862	5,3
1963	361			2000	168	848	5,1
1964	368			2001	175	886	5,1
1965	353			2002	182	934	5,1
1966	347			2003	179	926	5,2
1967	339			2004	182	980	5,4
1968	349			2005	178	962	5,4
1969	362			2006	176	930	5,3
1970	369			1.047	2,8	2007	180
1973	365	1.203	3,3	2008	175	1.000	5,7
1974	370	1.253	3,4	2009	170	935	5,5
1975	370	1.294	3,5	2010	169	949	5,6
1976	381	1.335	3,5	2011	177	942	5,3
1977	377	1.336	3,5	2012	185	880	4,7
1978	377	1.322	3,5	2013	183	905	4,9
1979	387	1.425	3,7	2014	178	879	4,9
1980	388	1.532	3,9	2015	178	888	5,0
1981	397	1.560	3,9	2016	172	852	5,0
1982	403	1.665	4,1	2017	171	849	5,0
1983	402	1.740	4,3	2018	166	880	5,3
1984	423	1.791	4,2	2019	131	740	5,6
1985	433	1.860	4,3	2020	107	614	5,7
1986	426	1.798	4,2				

Öko-Institut nach Statistik der Kohlenwirtschaft

Anhang A3: Daten Braunkohlenkraftwerke

Stromproduktionsdaten der Braunkohlenkraftwerke (> 200 MW) in Deutschland 2016 bis 2020 in TWh							Tabelle A3-1
BNetzA-ID	Kraftwerksblock	2016	2017	2018	2019	2020	
		TWh					
BNA0712	Niederaußem C	2,13	2,02	2,15	1,74	1,36	
BNA0705	Niederaußem D	2,26	2,07	2,10	1,65	0,67	
BNA0708	Niederaußem G	4,43	4,26	3,41	2,96	1,71	
BNA0707	Niederaußem H	3,91	3,56	4,68	3,29	2,06	
BNA0709	Niederaußem K	4,82	7,33	7,01	6,52	4,32	
BNA0696	Neurath A	1,91	2,23	1,99	1,66	1,61	
BNA0697	Neurath B	2,27	2,27	1,97	1,30	0,99	
BNA0699	Neurath D	3,41	4,16	4,30	1,69	1,60	
BNA0700	Neurath E	4,35	3,31	4,13	3,16	1,58	
BNA1401a	Neurath F (BOA 2)	6,90	6,40	7,57	5,55	5,30	
BNA1401b	Neurath G (BOA 3)	7,67	6,78	7,60	6,60	6,15	
BNA1025	Weisweiler E	2,52	2,16	2,41	1,86	1,19	
BNA1026	Weisweiler F	2,21	2,64	2,31	1,11	1,20	
BNA1027	Weisweiler G	5,19	4,94	4,55	3,06	2,72	
BNA1028	Weisweiler H	4,95	5,29	3,70	4,25	3,69	
BNA0122	Boxberg N	3,84	3,51	3,86	2,75	3,09	
BNA0123	Boxberg P	3,69	3,66	3,54	3,66	2,49	
BNA0124	Boxberg Q	4,91	6,79	5,61	6,41	4,50	
BNA1404	Boxberg R	4,44	3,41	4,21	4,09	3,69	
BNA0785	Jänschwalde A	3,48	3,62	2,99	3,45	2,61	
BNA0786	Jänschwalde B	2,54	3,21	2,99	3,42	3,11	
BNA0787	Jänschwalde C	3,60	3,16	3,38	2,63	3,01	
BNA0788	Jänschwalde D	3,51	2,98	3,48	3,15	2,88	
BNA0914	Schwarze Pumpe A	5,23	4,00	5,05	4,57	3,84	
BNA0915	Schwarze Pumpe B	4,95	5,38	5,26	4,05	4,49	
BNA0115	Lippendorf R	6,32	5,44	6,17	4,64	3,16	
BNA0116	Lippendorf S	4,73	6,07	5,49	4,24	4,82	
BNA0878	Schkopau A	2,28	1,85	2,39	1,49	0,95	
BNA0879	Schkopau B	1,48	1,92	1,94	1,04	0,87	
BNA0439	Buschhaus D	1,63	–	–	–	–	
BNA0313	Frimmersdorf P	1,46	1,31	–	–	–	
BNA0314	Frimmersdorf Q	1,67	1,29	–	–	–	
BNA0713	Niederaußem E	2,07	2,23	1,58	–	–	
BNA0706	Niederaußem F	1,51	2,04	1,53	–	–	
BNA0790	KW Jänschwalde F	3,60	3,26	2,64	–	–	
BNA0789	KW Jänschwalde E	3,10	3,27	3,29	2,35	–	
BNA0698	Neurath C	1,99	1,97	1,91	0,88	–	

Anmerkung: Schkopau ohne Bahnstromscheibe

Öko-Institut auf Basis von Daten des European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)

Entwicklung der Vollbenutzungsstunden der Braunkohlenkraftwerke (> 200 MW)
in Deutschland 2016 bis 2020

Tabelle A3-2

BNetzA-ID	Kraftwerksblock	2016	2017	2018	2019	2020
BNA0712	Niederaußem C	7.237	6.837	7.274	5.906	4.625
BNA0705	Niederaußem D	7.596	6.980	7.083	5.559	2.264
BNA0708	Niederaußem G	7.050	6.791	5.436	4.721	2.718
BNA0707	Niederaußem H	6.037	5.493	7.225	5.071	3.182
BNA0709	Niederaußem K	5.111	7.767	7.422	6.907	4.575
BNA0696	Neurath A	6.493	7.588	6.752	5.635	5.464
BNA0697	Neurath B	7.712	7.732	6.704	4.434	3.368
BNA0699	Neurath D	5.615	6.861	7.079	2.782	2.636
BNA0700	Neurath E	7.207	5.473	6.840	5.232	2.614
BNA1401a	Neurath F (BOA 2)	6.509	6.039	7.143	5.240	5.002
BNA1401b	Neurath G (BOA 3)	7.234	6.397	7.172	6.225	5.798
BNA1025	Weisweiler E	7.863	6.731	7.499	5.787	3.699
BNA1026	Weisweiler F	6.894	8.214	7.196	3.451	3.734
BNA1027	Weisweiler G	7.823	7.453	6.868	4.612	4.108
BNA1028	Weisweiler H	7.553	8.058	5.641	6.485	5.624
BNA0122	Boxberg N	8.254	7.557	8.299	5.909	6.644
BNA0123	Boxberg P	7.933	7.880	7.623	7.869	5.345
BNA0124	Boxberg Q	5.731	7.920	6.543	7.480	5.252
BNA1404	Boxberg R	6.941	5.336	6.583	6.386	5.769
BNA0785	Jänschwalde A	7.484	7.788	6.436	7.420	5.607
BNA0786	Jänschwalde B	5.454	6.911	6.436	7.354	6.678
BNA0787	Jänschwalde C	7.739	6.798	7.261	5.662	6.480
BNA0788	Jänschwalde D	7.539	6.412	7.484	6.775	6.191
BNA0914	Schwarze Pumpe A	6.976	5.328	6.730	6.098	5.126
BNA0915	Schwarze Pumpe B	6.604	7.178	7.015	5.400	5.980
BNA0115	Lippendorf R	7.225	6.215	7.050	5.305	3.612
BNA0116	Lippendorf S	5.410	6.941	6.269	4.848	5.508
BNA0878	Schkopau A	5.056	4.118	5.309	3.313	2.103
BNA0879	Schkopau B	3.296	4.256	4.306	2.321	1.938
BNA0439	Buschhaus D	4.644	–	–	–	–
BNA0313	Frimmersdorf P	5.150	4.596	–	–	–
BNA0314	Frimmersdorf Q	5.992	4.644	–	–	–
BNA0713	Niederaußem E	7.033	7.564	5.359	–	–
BNA0706	Niederaußem F	5.062	6.822	5.105	–	–
BNA0790	KW Jänschwalde F	7.752	7.015	5.674	–	–
BNA0789	KW Jänschwalde E	6.676	7.040	7.078	5.055	–
BNA0698	Neurath C	6.831	6.756	6.533	3.021	–

Anmerkung: Schkopau ohne Bahnstromscheibe

Öko-Institut auf Basis von Daten des European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) und der Bundesnetzagentur (BNetzA)

Anhang A4: Ermittlung des Wirtschaftlichkeits- indikators LignIX

In der Praxis der Strommarktaktivitäten bilden die erzielbaren Deckungsbeiträge der Stromerzeugung auf die Fixkosten der Kraftwerke beziehungsweise der angeschlossenen Tagebaue die wichtigste Ziel- und Entscheidungsgröße.

Deckungsbeiträge werden dabei ganz allgemein als die Differenz zwischen den Erträgen und den kurzfristigen Grenzkosten des Anlagenbetriebes definiert:

$$D = G \cdot p - G \cdot k$$

mit

<i>D</i>	<i>Deckungsbeitrag</i>
<i>G</i>	<i>Güterproduktion</i>
<i>p</i>	<i>auf dem Markt erzielbarer Preis</i>
<i>k</i>	<i>kurzfristige Grenzkosten der Produktion</i>

Auf Grundlage der Ergebnisse für den Deckungsbeitrag fallen Produktions- und Investitionsentscheidungen:

- Eine Anlage wird nur betrieben, wenn Deckungsbeiträge ausreichen, um die nicht vermeidbaren Fixkosten des Kraftwerks und gegebenenfalls des angeschlossenen Tagebaus zu erwirtschaften.
- Die Investition in eine Anlage wird nur getätigt, wenn mit den Deckungsbeiträgen auch fixe Betriebskosten sowie die Investitionskosten erwirtschaftet werden können.

Zumindest in der stromwirtschaftlichen Praxis bilden die Deckungsbeiträge für die Stromerzeugung, hier bezeichnet als *Spark Spread* (für die Stromerzeugung auf Erdgasbasis) beziehungsweise *Dark Spread* (für die Stromerzeugung auf Kohlenbasis), die zentrale wirtschaftliche Bewertungsgröße:

$$s = p_{el} - \frac{1}{\eta_{el}} p_f - c_v$$

mit

<i>s</i>	<i>(Spark/Dark) Spread</i>
<i>p_{el}</i>	<i>erzielbarer Strompreis</i>
<i>η_{el}</i>	<i>Nutzungsgrad der Anlage</i>
<i>p_f</i>	<i>Preis des benötigten Brennstoffes</i>
<i>c_v</i>	<i>sonstige variable Betriebskosten</i>

Positive Deckungsbeiträge für die Stromerzeugung werden damit nur dann erzielt, wenn die spezifischen Erträge für die Stromerzeugung auf dem jeweils relevanten Markt größer sind als die bei der Stromerzeugung entstehenden Brennstoffkosten (als wesentliche Determinante der kurzfristigen Grenzkosten).

Seitdem am 1. Januar 2005 das EU-Emissionshandelssystem eingeführt wurde, sind für die Deckungsbeiträge auch die CO₂-Kosten der Produktion zu berücksichtigen. Die so ermittelten Deckungsbeiträge werden in der Stromwirtschaft als *Green Spark Spread* (für die Stromerzeugung auf Erdgasbasis) beziehungsweise *Clean Dark Spread* (Stromerzeugung auf Kohlenbasis) bezeichnet und werden wie folgt ermittelt:

$$s^{cl} = p_{el} - \frac{1}{\eta_{el}} (p_f + e \cdot p_{CO_2}) - c_v$$

mit

<i>s^{cl}</i>	<i>Green/Clean (Spark/Dark) Spread</i>
<i>p_{el}</i>	<i>erzielbarer Strompreis</i>
<i>η_{el}</i>	<i>elektrischer Nutzungsgrad der Anlage</i>
<i>p_f</i>	<i>Preis des benötigten Brennstoffs</i>
<i>e</i>	<i>spezifische CO₂-Emissionen des Brennstoffs</i>
<i>p_{CO₂}</i>	<i>Preis für CO₂-Emissionsberechtigungen</i>
<i>c_v</i>	<i>sonstige variable Betriebskosten</i>

Der so spezifisch für ein Braunkohlenkraftwerk ermittelte Deckungsbeitrag auf die Fixkosten des Kraftwerks und des zugehörigen Braunkohlentagebaus wird als LignIX bezeichnet.

$$\text{LignIX} = s^{\text{cl}} = p_{\text{el}} - \frac{1}{\eta_{\text{el}}} (p_f + e \cdot p_{\text{CO}_2}) - c_v$$

mit

s^{cl}	Clean Dark Spread für das Braunkohlekraftwerk
p_{el}	erzielbarer Strompreis
η_{el}	elektrischer Nutzungsgrad der Anlage
p_f	Preis des benötigten Brennstoffs
e	spezifische CO ₂ -Emissionen des Brennstoffs
p_{CO_2}	Preis für CO ₂ -Emissionsberechtigungen
c_v	sonstige variable Betriebskosten

Die zur Ermittlung des Indikators notwendigen Daten zum Marktumfeld werden von den verschiedenen Energiebörsen umfangreich zur Verfügung gestellt. Ermittelt wird der LignIX auf Basis der folgenden Marktdaten der European Energy Exchange (EEX):

- Für den erzielbaren Strompreis p_{el} wird der Börsenpreis für die Terminlieferung von Strom für alle Stunden des jeweils folgenden Kalenderjahres (Base-Lieferung) angesetzt, um den Sachverhalt zu reflektieren, dass die Stromerzeugung von Braunkohlekraftwerken ganz überwiegend über Terminlieferverträge vermarktet wird und damit die Einkommenssituation der Anlagen über einen entsprechenden Terminkontrakt relativ robust abgebildet werden kann.⁶²
- Für den Preis der Emissionszertifikate p_{CO_2} wird der Börsenpreis für die Terminlieferung einer Emissionsberechtigung des EU-Emissionshandelssystems für den Dezember des jeweils nächsten Kalenderjahrs angesetzt (damit wird der Absicherungsbedarf für die entsprechenden Stromlieferverträge gespiegelt).

62 In der Realität erfolgt die Vermarktung der Stromerzeugung auf Termin über komplexer strukturierte Produkte (unter Einbeziehung von Monatslieferverträgen sowie auch über den Zeitraum von einem Jahr hinaus). Für die mit dem Indikator LignIX verfolgten Erkenntniszwecke ist aber der Bezug auf ein einfaches Terminlieferungsprodukt ausreichend und sinnvoll.

Neben der Ermittlung des LignIX für die historischen Werte erfolgt jeweils auch ein Ausblick für die kommenden Jahre, der wiederum auf Daten der Energiebörse EEX abstellt:

- der Börsenpreis für die Terminlieferung von Strom für alle Stunden der folgenden Kalenderjahre;
- der Börsenpreis für die Terminlieferung eines CO₂-Zertifikats (EUA) für den Dezember der jeweils folgenden Kalenderjahre (wiederum zur Spiegelung des Absicherungsbedarfs).

Neben diesen Marktumfelddaten werden die folgenden wirtschaftlichen Kenngrößen für die variablen Betriebskosten in Ansatz gebracht:

- kurzfristige Verrechnungspreise für den Braunkohleneinsatz p_f in Höhe von 1,5 Euro je Megawattstunde (thermisch bezogen auf den Energiegehalt);
- weitere Betriebskosten für Betriebs- und Hilfsstoffe p_v in Höhe von 2 Euro je Megawattstunde (elektrisch);
- ein CO₂-Emissionsfaktor e von 407 Kilogramm CO₂ je Megawattstunde Energiegehalt des Brennstoffs Rohbraunkohle.

Um mit dem Wirtschaftlichkeitsindikator LignIX eine sinnvolle Bandbreite der Kraftwerksflotte abzudecken, wird der Indikator für zwei typische Klassen von Braunkohlekraftwerken berechnet:

- ein Braunkohlekraftwerksblock mit einem Nutzungsgrad von 35 Prozent, dies entspricht der 500- und 600-Megawatt-Klasse, die im Zeitraum 1974 bis 1989 in Betrieb genommen worden ist;
- ein Braunkohlekraftwerksblock mit einem Nutzungsgrad von 42 Prozent, dies entspricht den ab 1999 in Betrieb genommenen neueren Braunkohlekraftwerken (BoA 1-3, Lippendorf, Boxberg Q&R);
- durchschnittliche Jahresbetriebszeiten von 7.000 Vollbenutzungsstunden.

Aus diesen Daten kann der Deckungsbeitrag für die fixen Kosten des Kraftwerks und des beliefernden Tagebaus (*Clean Dark Spread*) beziehungsweise der Wirtschaftlichkeitsindikator LignIX ermittelt werden. Für die älteren Braunkohlenkraftwerke wird der Indikator mit LignIX35 und für die neueren Blöcke mit LignIX42 bezeichnet.

Publikationen von Agora Energiewende

AUF DEUTSCH

Öffentliche Finanzierung von Klima- und anderen Zukunftsinvestitionen

Ein beihilfefreies und schlankeres EEG

Vorschlag zur Weiterentwicklung des bestehenden Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Windenergie und Artenschutz – Wege nach vorn

Der Photovoltaik- und Windflächenrechner

Ein Beitrag zur Diskussion um die Ausweisung von Flächen für Photovoltaik- und Windenergieanlagen an Land

Klimaschutzverträge für die Industrietransformation (Stahl)

Analyse zur Stahlbranche

Das Klimaschutz-Sofortprogramm

22 Eckpunkte für die ersten 100 Tage der neuen Bundesregierung

Zukünftige Anforderungen an eine energiewendegerechte Netzkostenallokation

Abschätzung der Klimabilanz Deutschlands für das Jahr 2021

Stellungnahme zum Szenariorahmen Gas 2022-2032 der Fernleitungsnetzbetreiber

Konsultation durch die Fernleitungsnetzbetreiber

Politikinstrumente für ein klimaneutrales Deutschland

50 Empfehlungen für die 20. Legislaturperiode (2021-2025)

Ein Gebäudekonsens für Klimaneutralität (Langfassung)

10 Eckpunkte wie wir bezahlbaren Wohnraum und Klimaneutralität 2045 zusammen erreichen

Sechs Eckpunkte für eine Reform des Klimaschutzgesetzes

Konsequenzen aus dem Urteil des Bundesverfassungsgerichts und der Einigung zum EU-Klimaschutzgesetz

Klimaneutrales Deutschland 2045

Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann

Ladeblockade Netzentgelte

Wie Netzentgelte den Ausbau der Schnellladeinfrastruktur für Elektromobilität behindern und was der Bund dagegen tun kann

Publikationen von Agora Energiewende

AUF ENGLISCH

Transitioning to a climate-neutral EU buildings sector

Benchmarks for the success of the European Green Deal

12 Insights on Hydrogen

Global Steel at a Crossroads

Why the global steel sector needs to invest in climate-neutral technologies in the 2020s

The Future of Lignite in the Western Balkans

Scenarios for a 2040 Lignite Exit

Phasing out coal in the EU's power system by 2030

A policy action plan

Making renewable hydrogen cost-competitive

Policy instruments for supporting green H₂

EU-China Roundtable on Carbon Border Adjustment Mechanism

Briefing of the first dialogue on 26 May 2021

Towards climate neutrality in the buildings sector (Summary)

10 Recommendations for a socially equitable transformation by 2045

Matching money with green ideas

A guide to the 2021–2027 EU budget

Tomorrow's markets today

Scaling up demand for climate neutral basic materials and products

Breakthrough Strategies for Climate-Neutral Industry in Europe (Study)

Policy and Technology Pathways for Raising EU Climate Ambition

Towards a Climate-Neutral Germany by 2045

How Germany can reach its climate targets before 2050

#3 COVID-19 China Energy Impact Tracker

A recap of 2020

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: www.agora-energiewende.de

Über Agora Energiewende

Agora Energiewende erarbeitet wissenschaftlich fundierte und politisch umsetzbare Wege, damit die Energiewende gelingt – in Deutschland, Europa und im Rest der Welt. Die Organisation agiert unabhängig von wirtschaftlichen und parteipolitischen Interessen und ist ausschließlich dem Klimaschutz verpflichtet.



Unter diesem QR-Code steht
diese Publikation als PDF zum
Download zur Verfügung.

Agora Energiewende

Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin

T +49 (0)30 700 14 35-000

F +49 (0)30 700 14 35-129

www.agora-energiewende.de

info@agora-energiewende.de