

Bedeutung der Braunkohle in Ostdeutschland

Auftraggeber

Vattenfall Europe AG,
Berlin
in Zusammenarbeit mit
MIBRAG mbH, Zeitz

Jens Hobohm
Marcus Koepp
Leonard Krampe
Stefan Mellahn
Frank Peter
Fabian Sakowski

Berlin, September 2011
27251

Das Unternehmen im Überblick**Geschäftsführer**

Christian Böllhoff

Präsident des Verwaltungsrates

Gunter Blickle

Berlin HRB 87447 B

Rechtsform

Aktiengesellschaft nach schweizerischem Recht

Gründungsjahr

1959

Tätigkeit

Prognos berät europaweit Entscheidungsträger in Wirtschaft und Politik. Auf Basis neutraler Analysen und fundierter Prognosen werden praxisnahe Entscheidungsgrundlagen und Zukunftsstrategien für Unternehmen, öffentliche Auftraggeber und internationale Organisationen entwickelt.

Arbeitssprachen

Deutsch, Englisch, Französisch

Hauptsitz

Prognos AG

Henric Petri-Str. 9

CH - 4010 Basel

Telefon +41 61 32 73-200

Telefax +41 61 32 73-300

info@prognos.com

Weitere Standorte

Prognos AG

Goethestr. 85

D - 10623 Berlin

Telefon +49 30 520059-200

Telefax +49 30 520059-201

Prognos AG

Schwanenmarkt 21

D - 40213 Düsseldorf

Telefon +49 211 887-3131

Telefax +49 211 887-3141

Prognos AG

Sonnenstraße 14

D - 80331 München

Telefon +49 89 515146-170

Telefax +49 89 515146-171

Prognos AG

Wilhelm-Herbst-Straße 5

D - 28359 Bremen

Telefon +49 421 2015-784

Telefax +49 421 2015-789

Prognos AG

Avenue des Arts 39

B - 1040 Brüssel

Telefon +32 2 51322-27

Telefax +32 2 50277-03

Prognos AG

Friedrichstraße 15

D - 70174 Stuttgart

Telefon +49 711 490 39-745

Telefax +49 711 490 39-640

Internet

www.prognos.com

Inhalt

1	Zusammenfassung	1
2	Hintergrund und Aufgabenstellung	4
3	Die heutige Bedeutung der Braunkohle in Ostdeutschland (Status quo)	6
3.1	Aktuelle energiewirtschaftliche Bedeutung	8
3.2	Aktuelle regionalwirtschaftliche Bedeutung	11
3.2.1	Direkte Effekte	12
3.2.2	Indirekte Effekte	17
3.2.3	Induzierte Effekte	20
3.2.4	Gesamteffekt	26
3.3	Gesellschaftliches Engagement	31
4	Szenariorahmen zur Bewertung der zukünftigen Bedeutung der Braunkohle in Ostdeutschland	34
4.1	Energiepolitische Rahmenbedingungen	34
4.2	Beschreibung der Szenarien	36
4.3	Kurze Ergebnisdarstellung - Braunkohle in Deutschland	39
5	Regionalwirtschaftliche Perspektiven der Braunkohlenwirtschaft in Ostdeutschland	42
5.1	Entwicklung der Braunkohle in Ostdeutschland	42
5.2	Regionalwirtschaftliche Implikationen der Szenarien	45
6	Energiewirtschaftliche Entwicklung des Stromsystems	49
6.1	Ziele und Rahmenbedingungen der Energiepolitik	49
6.1.1	Internationale Energiepolitik und Klimaschutzabkommen	49
6.1.2	Europäische Energiepolitik	50
6.1.3	Energiepolitische Rahmenbedingungen in Deutschland	54
6.1.4	Energiestrategien der Bundesländer	59
6.2	Energiewirtschaftliche Ergebnisse der Szenarien bis zum Jahr 2050	63
6.2.1	Grundlegende Annahmen der Szenarienrechnungen	63
6.2.2	Kraftwerkspark, Stromerzeugung und Strombilanz	76
6.2.3	Entwicklung der CO ₂ - und Großhandelsstrompreise	87
6.2.4	Kosten der Stromerzeugung	89
6.2.5	Versorgungssicherheit	93
6.2.6	Umweltverträglichkeit	105
6.3	Fazit zu den Herausforderungen für das energiewirtschaftliche Versorgungssystem	111
6.3.1	Langfristige Leistungsabsicherung	111
6.3.2	Netzausbau und Engpassmanagement im Stromnetz	113
6.3.3	Bereitstellung von Systemdienstleistungen	114
6.3.4	Zusammenfassende Bewertung	114

7	Anhang 1: Methodik zur Ermittlung der volkswirtschaftlichen Effekte	116
7.1	Definition: direkte, indirekte und induzierte Effekte	116
7.2	Ermittlung direkter Effekte	117
7.3	Ermittlung indirekter Effekte	117
7.4	Ermittlung induzierter Effekte	120
7.5	Vorgehen bei der Input-Output-Rechnung	127
7.6	Vorgehen bei der Abschätzung der zukünftigen regionalökonomischen Entwicklung in den Szenarien	130
8	Anhang 2: Methoden im energiewirtschaftlichen Untersuchungsteil	132
8.1	Europäisches Strommarktmodell	132
8.2	Methodik der Berechnung zur Umweltverträglichkeit	136
9	Anhang 3: Glossar	142
10	Literaturverzeichnis	146

Abbildungen

Abbildung 1:	Struktur des heutigen Kraftwerksparks in Deutschland	8
Abbildung 2:	Struktur der Stromerzeugung in Deutschland	9
Abbildung 3:	Braunkohlenförderung bis zum Jahr 2010	10
Abbildung 4:	Wirtschaftliche Wirkungsstränge der Braunkohlenindustrie	11
Abbildung 5:	Systematik der ökonomischen Wirkungen der Braunkohlenindustrie	12
Abbildung 6:	Direkt in der ostdeutschen Braunkohlenindustrie Beschäftigte nach Wohnorten	16
Abbildung 7:	Konsumeffekte der direkt in der Braunkohlenindustrie Beschäftigten	21
Abbildung 8:	Direkte und induzierte Beschäftigte der ostdeutschen Braunkohlenindustrie (Vattenfall und MIBRAG mbH) nach Wohnorten	23
Abbildung 9:	Anteil der direkt und induziert Braunkohlenbeschäftigten an allen SV-Beschäftigten	25
Abbildung 10:	Überblick über die Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte der ostdeutschen Braunkohle	26
Abbildung 11:	Zukunftschancen und -risiken in den Landkreisen	30
Abbildung 12:	Entwicklung der Braunkohle in der Stromerzeugung in Deutschland bis zum Jahr 2050	40
Abbildung 13:	Entwicklung der Braunkohle in der Stromerzeugung in Ostdeutschland bis zum Jahr 2050	44
Abbildung 14:	Entwicklung der Braunkohlenwirtschaft in der Stromerzeugung Ostdeutschlands bis zum Jahr 2050	46
Abbildung 15:	Entwicklung der Brennstoffpreise frei Kraftwerk in Deutschland	65
Abbildung 16:	Entwicklung der Stromnachfrage in den beiden untersuchten Szenarien	68
Abbildung 17:	Entwicklung der installierten erneuerbaren Leistung in den beiden Ausbaupfaden	70
Abbildung 18:	Entwicklung der erneuerbaren Stromerzeugung in den beiden Ausbaupfaden	71
Abbildung 19:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen im minus 60 %- und minus 80 %-Pfad	74

Abbildung 20:	Entwicklung des Kraftwerksparks sowie der Nettostromerzeugung im Szenario „Bundesregierung 2010“	78
Abbildung 21:	Strombilanz Deutschland im Szenario „Bundesregierung 2010“	79
Abbildung 22:	Entwicklung des Kraftwerksparks sowie der Nettostromerzeugung im Szenario „Bundesregierung 2011“	80
Abbildung 23:	Strombilanz Deutschland im Szenario „Bundesregierung 2011“	81
Abbildung 24:	Entwicklung des Kraftwerksparks sowie der Nettostromerzeugung im Szenario „Netzbeschränkung“	83
Abbildung 25:	Strombilanz Deutschland im Szenario „Netzbeschränkung“	84
Abbildung 26:	Entwicklung des Kraftwerksparks sowie der Nettostromerzeugung im Szenario „Ausbau CCS“	85
Abbildung 27:	Strombilanz Deutschland im Szenario „Ausbau CCS“	86
Abbildung 28:	Entwicklung des CO ₂ -Preises bis zum Jahr 2050 in den Szenarien, in Euro ₂₀₀₉ / Tonne CO ₂	88
Abbildung 29:	Baseload-Strompreis bis zum Jahr 2050 in den Szenarien, in Euro ₂₀₀₉ /MWh	89
Abbildung 30:	Kosten der Stromerzeugung	91
Abbildung 31:	Begriffsbestimmung Reserven und Ressourcen	94
Abbildung 32:	Statische Reichweiten der Reserven und Ressourcen nicht-erneuerbarer Energieträger	95
Abbildung 33:	Importabhängigkeit Deutschlands bei einzelnen Primärenergierohstoffen 1999 und 2009	97
Abbildung 34:	Entwicklung der Brennstoff-Importquoten der Stromproduktion in den Szenarien	100
Abbildung 35:	Anteil der gesicherten Leistung an der installierten Leistung in den Szenarien	102
Abbildung 36:	Entwicklung des Stromaustauschs in Deutschland	104
Abbildung 37:	CO ₂ -Äquivalente der gesamten Stromerzeugung in den Szenarien, in Mio. Tonnen	106
Abbildung 38:	SO ₂ -Äquivalente der gesamten Stromerzeugung in den Szenarien, in Tausend Tonnen	108

Abbildung 39:	NO _x -Emissionen der gesamten Stromerzeugung in den Szenarien, in Tausend Tonnen	109
Abbildung 40:	Staubemissionen der gesamten Stromproduktion der Szenarien, in Tausend Tonnen	110
Abbildung 41:	Wirkungskette bei der Ermittlung indirekter Effekte	120
Abbildung 42:	Einkommen und Kaufkraft	121
Abbildung 43:	Sparquote Deutschland und Neue Bundesländer inkl. Berlin (Sparen am verfügbaren Einkommen)	123
Abbildung 44:	Prinzipskizze zur Entscheidung des Zubaus neuer Kraftwerke	134
Abbildung 45:	Zusammenführung der ProBas-Daten	138

Tabellen

Tabelle 1:	Zusammenfassende Ergebnisse	3
Tabelle 2:	Beschäftigte der Braunkohlenindustrie in Ostdeutschland (31.12.2010)	14
Tabelle 3:	Vorleistungsbezug der laufenden Ausgaben und typischen Ersatzinvestitionen der Braunkohlenindustrie (Mio. Euro pro Jahr) und Berechnung der indirekten Beschäftigungswirkung	19
Tabelle 4:	Regionale Verteilung der Wertschöpfung der Braunkohlenindustrie und abhängiger Branchen	27
Tabelle 5:	Direkte, indirekte und induzierte Beschäftigungseffekte der Braunkohlenindustrie in Ostdeutschland 2010	29
Tabelle 6:	Gesellschaftliches Engagement von Vattenfall Europe und MIBRAG mbH in der Lausitz und Mitteldeutschland (2010)	31
Tabelle 7:	Vergleich von Investitionskosten und Wirkungsgraden verschiedener Kraftwerkstypen (Neubau im jeweiligen Jahr)	66
Tabelle 8:	Restlaufzeiten der Kernkraftwerke in Deutschland entsprechend der Atomgesetz-Novelle 2011	72
Tabelle 9:	Lagerstättenvorräte der Braunkohlenreviere	74
Tabelle 10:	Annahmen über notwendige konventionelle „Must-run“-Kapazitäten zur Sicherstellung der Systemdienstleistungen in den Szenarien	75
Tabelle 11:	Überblick über die Szenariendefinition	76

Tabelle 12:	Entwicklung der Brennstoff-Importquoten, in %	98
Tabelle 13:	Anteil des mit Brennstoffen erzeugten Stroms in den Szenarien im Jahr 2010 und 2050	99
Tabelle 14:	Gesicherte Leistung konventioneller Kraftwerkstypen	101
Tabelle 15:	Gesicherte Leistung erneuerbarer Kraftwerkstypen	101
Tabelle 16:	Stromgestehungskosten der einzelnen Erzeugungsarten in Euro ₂₀₀₉ / MWh _{el}	135
Tabelle 17:	Spezifische Emissionsfaktoren CO ₂ -Äquivalente im Anlagendurchschnitt (inkl. Vorkettenbetrachtung), in g/kWh	139
Tabelle 18:	Spezifische Emissionsfaktoren SO ₂ -Äquivalente, in g/kWh	139
Tabelle 19:	Spezifische Emissionsfaktoren SO ₂ , in g/kWh	140
Tabelle 20:	Spezifische Emissionsfaktoren NO _x , in g/kWh	140
Tabelle 21:	Spezifische Emissionsfaktoren Staub, in g/kWh	141

1 Zusammenfassung

(1) Die Prognos AG erhielt Anfang April 2011 von Vattenfall Europe und der MIBRAG mbH den Auftrag, eine **Studie** zur **Bedeutung der Braunkohle in Ostdeutschland** zu erstellen. Die Studie entstand vor dem Hintergrund der Reaktorkatastrophe in Fukushima und praktisch zeitgleich mit der Überarbeitung des Energiekonzepts der Bundesregierung.

(2) **Vier Szenarien** bilden das Rückgrat dieser Studie: „Bundesregierung 2010“, „Bundesregierung 2011“, „Netzbeschränkung“ und „Ausbau CCS“. Inhaltlich analysiert die Untersuchung das Spannungsfeld zwischen **energiewirtschaftlichen** Veränderungen und **regionalwirtschaftlichen** Konsequenzen in den Braunkohlegebieten aus einer ostdeutschen Perspektive.

(3) Die Braunkohlenindustrie ist heute ein wichtiger Wirtschaftsfaktor in Ostdeutschland. Die Ergebnisse dieser Untersuchung zeigen,

- dass die Braunkohle ein wichtiger **Beschäftigungsfaktor** in den strukturschwachen Regionen Ostdeutschlands ist und bleiben kann,
- dass die Braunkohlenindustrie ihren Beschäftigten in der Lausitz und Mitteldeutschland im Vergleich zu Deutschland überdurchschnittliche Bruttoentgelte zahlt,
- dass die Braunkohlenindustrie eng mit anderen Branchen in Ostdeutschland verflochten ist und vornehmlich Güter und Dienste lokal bezieht,
- dass mit der kommerziellen Einführung von CCS eine **Verdoppelung der Investitionen** und laufenden Ausgaben in diesen Regionen verbunden wäre, während es andernfalls zu einer Halbierung gegenüber dem heutigen Stand käme.

(4) Aus **energiewirtschaftlicher Sicht** zeigt sich,

- dass es mit einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke auch mit einem hohen Braunkohlenanteil **Wege zum Ziel** einer deutlichen Reduktion der CO₂-Emissionen in der deutschen Stromerzeugung gibt,
- dass ein **nicht zeitgerechter Netzausbau** vor allem in der mittleren Perspektive bis 2030 zu höheren CO₂-Emissionen und Strompreisen führen würde,

- dass mit einer auf **inländische Energieträger** (erneuerbare Energien und Braunkohle mit CCS) setzenden Politik die Importabhängigkeit in der Brennstoffversorgung der Stromerzeugung von heute rund 56 % auf 12 % im Jahr 2050 reduziert werden könnte,
- dass in einem solchen Szenario die **Strompreise** niedriger lägen als in den anderen Szenarien ohne Kernenergie.

(5) Die notwendigen **Veränderungen im Stromsystem** für eine Integration schnell wachsender Anteile erneuerbarer Energien (EE) betreffen die langfristige Leistungsabsicherung in der Stromerzeugung auch bei fehlendem Angebot durch EE, den Netzausbau im Land sowie an den Kuppelstellen zu Nachbarländern und das Engpassmanagement im Stromnetz sowie die Bereitstellung von Systemdienstleistungen für die Netzstabilität. Hier liefert die Studie kritische Fragen und Ansätze für die Planung des notwendigen Umbaus im Stromsystem.

Die Rolle der Regulierung als gestaltendes Element wird im zukünftigen Strommarkt deutlich stärker ausgeprägt sein. Der Eingriff in die freien Kräfte des Marktes wird zunehmen. Damit werden auch immer größere Anteile der Kosten der Stromversorgung staatlichen Eingriffen unterliegen. Eine zentrale Herausforderung wird es daher sein, in Zukunft genug Raum für Marktelemente im Stromsystem sicher zu stellen um Ineffizienzen zu vermeiden und eine Ausdifferenzierung der Wettbewerber zu ermöglichen.

(6) **Voraussetzung** für eine energiewirtschaftliche Zukunft mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien **und** Braunkohle mit Kohlendioxidabscheidung ist die Bereitstellung einer **Infrastruktur** sowie ausreichender Speichermöglichkeiten für Kohlendioxid. Hierfür sind einerseits im europäischen Konsens Eingriffe des Staates notwendig, um die Anwendung von CCS zu befördern. Darüber hinaus wird aber auch ein **gesellschaftlicher Konsens** für die Speicherung des CO₂ benötigt. Das Szenario „Ausbau CCS“ steht unter der Prämisse, dass die Politik diesen Konsens herbeiführen kann.

Tabelle 1: Zusammenfassende Ergebnisse

	Einheit	Status quo	Bundesregierung 2010		Bundesregierung 2011		Netzbeschränkung		Ausbau CCS	
		2010	2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030	2050
CO ₂ -Preis, real ₂₀₀₉	Euro/t	14	38	60	43	70	45	73	47	76
Endenergiebedarf Strom	TWh	521	460	421	488	497	488	497	488	497
Nettostromerzeugung	TWh	589	544	544	561	606	545	573	579	610
CO ₂ -Reduktion Deutschland	%	-	64%	85%	42%	76%	34%	72%	46%	86%
Brennstoffimportquote Stromerz.	%	56%	57%	24%	39%	31%	45%	36%	38%	12%
Baseload-Strompreis, real ₂₀₀₉	Euro/MWh	45	65	69	76	87	79	91	74	77
Anteil EE an Stromerzeugung	%	16%	60%	79%	58%	71%	48%	69%	56%	71%
Anteil BK an Stromerzeugung	%	24%	9%	6%	12%	7%	21%	12%	17%	17%
Braunkohlenförderung in Deutschland	Mio. t	169	50	40	70	47	111	67	105	118
Braunkohle in Ostdeutschland										
Förderung	Mio. t	77	27	16	38	19	68	34	63	64
Direkte Beschäftigte		11.180	4.940	2.760	5.860	3.030	8.550	4.450	9.510	9.620
Jährliche laufende Ausgaben, real ₂₀₀₉	Mio. Euro	1.120	850*	535**	910*	565**	1.055*	700**	1.165*	1.000**
Jährliche Investitionen, real ₂₀₀₉	Mio. Euro	200	145*	100**	155*	105**	165*	115**	485*	415**

Im Durchschnitt über den Betrachtungszeitraum * von 2011 - 2030; ** von 2031 – 2050
EE = Erneuerbare Energie; BK = Braunkohle

Quelle: Prognos

(7) Im Energiekonzept der Bundesregierung 2011 wird zum Teil von bislang nicht realisierten Voraussetzungen ausgegangen, die eine Reihe von gravierenden Veränderungen erfordern. Hierzu gehören u.a. der Netzausbau (im Inland sowie ein Ausbau der Kuppelstellen) oder die Entwicklung und Realisierung von Stromspeichern. Außerdem wird ein ambitionierter Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen verfolgt, wobei diese wahrscheinlich mittel- bis langfristig Regelleistung und technische Systemdienstleistungen (Blindleistungskompensation, Schwarzstartfähigkeit, etc.) bereitstellen können müssen. Für diesen Ausbau muss langfristig eine Akzeptanz innerhalb der Gesellschaft erreicht werden, auch die entstehenden Kosten durch steigende Strompreise mitzutragen. Daneben sollte die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie durch zu hohe Strompreise nicht gemindert werden. Die benannten Aspekte verdeutlichen die enormen Herausforderungen, die im Zuge der eingeschlagenen Energiewende zu bewältigen sind. Bis zur schrittweisen Realisierung erscheint es sinnvoll alle Optionen zur Stromversorgung, mit Ausnahme der Kernenergie, offen zu halten und die individuellen Vorteile einzelner Stromerzeugungsmöglichkeiten zu nutzen, um eine leistungsfähige und sichere Stromversorgung zu gewährleisten.

2 Hintergrund und Aufgabenstellung

(1) Die Prognos AG hat im Jahr 2005 eine Studie zur „Bedeutung der **Braunkohle in Ostdeutschland**“ mit einem langfristigen Ausblick bis zum Jahr 2050 für die Vattenfall Europe AG, Berlin, erstellt. Auch die MIBRAG mbH war in die Erstellung dieser Studie einbezogen. Die Untersuchung basierte einerseits auf einer fundierten energiewirtschaftlichen Analyse, andererseits wurden regionalwirtschaftliche Aspekte wie Arbeitsplätze und regionale Bruttowertschöpfung im Ist-Zustand ermittelt.

(2) Im Zuge der von der Bundesregierung beschlossenen Energiewende ergeben sich neue **Herausforderungen** für das Stromversorgungssystem und damit andere Voraussetzungen für die Braunkohle. Im Energiekonzept der Bundesregierung des Jahres 2010, verabschiedet im Herbst 2010, wurden zum Teil noch andere Schwerpunkte gesetzt, die mit dem Gesetzespaket zur Energiewende im Juli 2011 revidiert wurden. Ausgelöst wurde diese hohe Änderungsgeschwindigkeit durch die Neubewertung der Kernenergie in Folge der Reaktorkatastrophe von Fukushima. Zudem ergeben sich durch weitere Untersuchungen und politische Zielsetzungen (z.B. dena-Netzstudie II, Energiestrategien der Bundesländer) neue **Rahmenbedingungen** für die Perspektiven der Braunkohle in Ostdeutschland.

Seit dem Jahr 2005 haben sich verschiedene Parameter verändert, welche eine aktuelle Bearbeitung der damaligen Fragestellungen mit etwas geänderten Schwerpunkten erfordern.

(3) Der Fokus liegt sowohl auf **energiepolitischen** Themen wie auch auf der **regionalwirtschaftlichen Bedeutung** der Braunkohle in Ostdeutschland. Nach einer Status-quo-Analyse wird diesbezüglich ein langfristiger Ausblick bis zum Jahr 2050 gegeben. In vier Szenarien werden mögliche Entwicklungen dargestellt und direkte Auswirkungen der veränderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen auf die ostdeutsche Braunkohlenwirtschaft abgeleitet.

(4) Die Studie verfolgt – vor dem Hintergrund der enormen zukünftigen Herausforderungen in der Energiewirtschaft – nicht das Ziel, ein neues **Strommarktdesign** zu entwickeln. Vielmehr soll die Studie kritische Fragen zur aktuellen Situation der deutschen Energiewirtschaft und mögliche Lösungsansätze liefern. Zusätzlich wird ein besonderer Fokus auf die Braunkohlenwirtschaft gelegt, die sich im Spannungsfeld zwischen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen und regionalwirtschaftlicher Bedeutung behaupten muss.

(5) Obwohl der Fokus der Studie nicht auf den **Herausforderungen** für die Stromwirtschaft hinsichtlich der Energiewende liegt, ist es jedoch notwendig auch im Rahmen dieser Studie die Handlungsfelder zur Umsetzung der Energiewende zu **benennen** und mögliche **Umsetzungsrisiken** in den Szenarien aufzuzeigen.

3 Die heutige Bedeutung der Braunkohle in Ostdeutschland (Status quo)

(1) Nach dem strukturellen Wandel in der ostdeutschen Braunkohlenwirtschaft in Folge der deutschen Einheit hat sich in den letzten fünf Jahren die Braunkohlenförderung in den ostdeutschen Revieren auf einem Niveau von knapp 80 Mio. Tonnen pro Jahr stabilisiert. Schwerpunkte der Braunkohlenförderung in Ostdeutschland sind weiterhin das **Lausitzer Revier** im Südosten von Brandenburg und im Nordosten des Landes Sachsen sowie das **mitteldeutsche Revier** im Nordwesten Sachsens und Südosten Sachsen-Anhalts. Über 90 % der in Ostdeutschland geförderten Braunkohle wird dabei in Kraftwerken zur Stromerzeugung eingesetzt.

Im Jahr 2010 waren mehr als 11.000 Beschäftigte direkt in Unternehmen der Braunkohlenindustrie¹ entlang der Wertschöpfungskette tätig, was die bedeutende Rolle in der regionalen Wirtschaftsstruktur verdeutlicht.

(2) Ziel des **regionalwirtschaftlichen Teils** dieser Studie ist die Abschätzung der wirtschaftlichen Bedeutung der Braunkohlenindustrie in Ostdeutschland unter Berücksichtigung der wirtschaftlichen Verflechtung mit weiteren Unternehmen und Wirtschaftssubjekten in der Region Ostdeutschland. Der Fokus der Analyse liegt dabei auf dem Einsatz der Braunkohle in der Stromerzeugung. Volkswirtschaftliche Effekte lassen sich durch das Dreieck Arbeitsmarkt, Produktion und qualitative Wirkungen beschreiben, die die Bedeutung der Branche für die zu untersuchende Region Ostdeutschland darstellen. Durch die zusammenfassende Darstellung dieser Wirkungen ist es möglich, die wirtschaftlichen Effekte in einer soliden Annäherung an die Realität abzuschätzen.

(3) Die drei betrachteten Zielgrößen für diese Analyse sind:

- **Beschäftigungseffekte** werden durch die Zahl der von der Braunkohleindustrie abhängigen Arbeitsplätze beschrieben. Hierzu zählen zum einen die direkt bei der Braunkohlenindustrie in Ostdeutschland beschäftigten Personen. Zum anderen werden auch indirekt in den Vorleistungsbranchen beschäftigte Personen mit betrachtet. Zuletzt werden durch die Konsumausgaben der direkt und indirekt beschäftigten

¹ Der Begriff Braunkohlenindustrie umfasst stets den Braunkohlentagebau sowie die -veredlung und -verstromung.

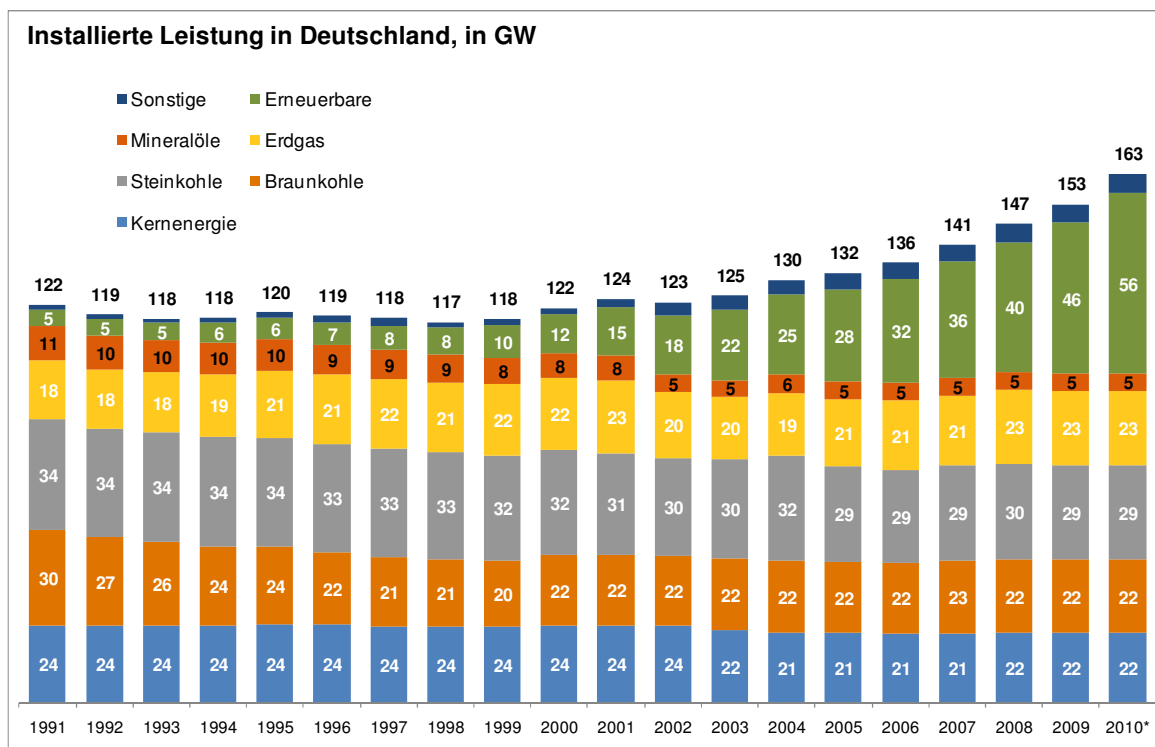
Personen weitere Arbeitsplätze induziert, die ebenfalls in die Berechnung einbezogen werden. Somit betreffen die Wirkungen der Braunkohleindustrie vor- und nachgelagerte Branchen sowie konsumnahe Wirtschaftsbereiche.

- Die **Bruttowertschöpfung** ist die Ausgangsgröße für alle anderen regionalwirtschaftlichen Effekte. Die Wertschöpfung gibt den in Produktionsprozessen geschaffenen Mehrwert an und enthält u.a. die Arbeitnehmerentgelte und die Nettobetriebsüberschüsse.
- Zusätzlich werden **qualitative Effekte**, die sich nicht quantifizieren lassen, jedoch in ihrer Wirkung wesentlich für die Attraktivität eines Standortes sind, erörtert. Hierzu zählen beispielsweise regional wirksame Unternehmensaktivitäten wie gesellschaftliches Engagement.

3.1 Aktuelle energiewirtschaftliche Bedeutung

(1) Im Jahr 2009 betrug die **installierte Kraftwerksleistung** in Deutschland rund 153 GW_{el} (vgl. Abbildung 1). In den letzten Jahren schwankte die installierte Leistung der Braunkohlenkraftwerke in Deutschland um 22 GW_{el}. Der Anteil der Kapazitäten auf Basis von Braunkohle lag im Jahr 2009 bei rund 14 %. Aufgrund der deutlich höheren Verfügbarkeit der Braunkohlenkraftwerke, z.B. im Vergleich zur volatilen Stromerzeugung der Wind- und Photovoltaik-Kapazitäten, ist die Kennzahl der installierten Leistung allein allerdings nicht ausreichend für die energiewirtschaftliche Beurteilung.

Abbildung 1: Struktur des heutigen Kraftwerksparks in Deutschland



* Nur für die Erneuerbaren sind aktuelle Werte in der BMWi-Statistik für das Jahr 2010 veröffentlicht, für die anderen Energieträger wurden für das Jahr 2010 die statistischen verfügbaren Werte aus dem Jahr 2009 übernommen.

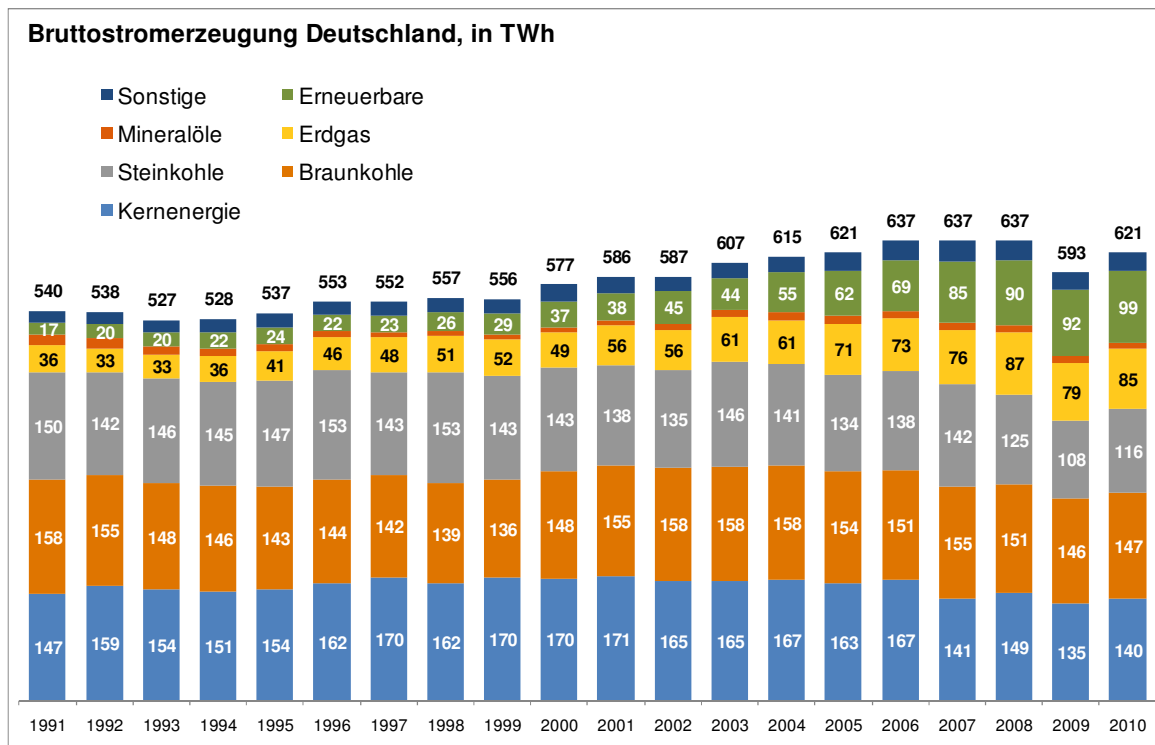
Quelle: BMWi 2011c

(2) Aufgrund der unterschiedlichen Vollbenutzungsstunden der einzelnen Energieträger muss zur Einordnung der energiewirtschaftlichen Bedeutung neben der installierten Kraftwerksleistung auch **die tatsächliche Stromerzeugung** mit betrachtet werden.

Die **Bruttostromerzeugung** Deutschlands lag im Jahr 2010 bei rund 621 TWh. Die deutschen Braunkohlenkraftwerke erzeugten im Jahr 2010 rund 147 TWh Strom (vgl. Abbildung 2). Der Anteil der Braunkohle betrug im Jahr 2010 somit rund 24 %. Im vergangenen Jahrzehnt lag der jährliche Anteil der Braunkohle an der deutschen Bruttostromerzeugung konstant bei rund einem Viertel.

Aktuell liegt somit der Anteil der Braunkohle an der deutschen Bruttostromerzeugung (rund 24 %) deutlich über dem Anteil der installierten Leistung (rund 14 %). Dieser Vergleich verdeutlicht die Bedeutung der Braunkohle für die **Grundlaststromerzeugung** in Deutschland, auch aufgrund der preiswerten Verfügbarkeit dieses heimischen Energieträgers.

Abbildung 2: Struktur der Stromerzeugung in Deutschland



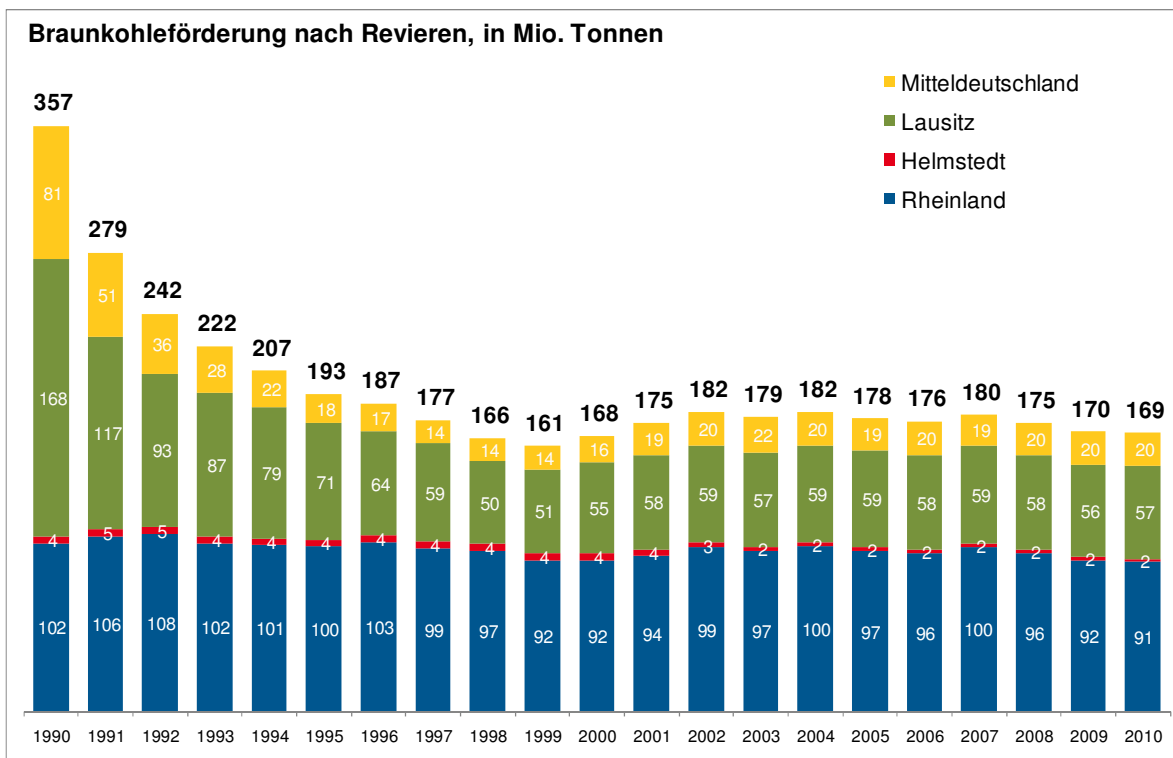
Quelle: BMWi 2011c

(3) Insgesamt importiert Deutschland derzeit rund 71 % der Energieträger zur Deckung des Primärenergieverbrauchs. Die heimische Braunkohle, welche vollständig der Inlandsgewinnung zuzuordnen ist, liefert somit einen wichtigen Beitrag zur Begrenzung der Importabhängigkeit. Die Braunkohlen-Lagerstätten konzentrieren sich auf die Regionen Rheinland, Lausitz, Mitteldeutschland und Helmstedt. Die insgesamt in Deutschland verfügbaren Braunkohlenvorkommen betragen derzeit rund 77 Mrd. Tonnen, wovon nach heutigem Stand rund

40 Mrd. Tonnen als gewinnbar eingestuft werden können. Davon befinden sich rund fünf Milliarden Tonnen in genehmigten und erschlossenen Tagebauen. [DEBRIV 2011]

Im Jahr 2010 betrug die Braunkohlenförderung in Deutschland rund 169 Mio. Tonnen. Davon wurden im Jahr 2010 rund 77 Mio. Tonnen Braunkohle in den ostdeutschen Revieren Mitteldeutschland und Lausitz gefördert (vgl. Abbildung 3). Seit der Jahrtausendwende bewegt sich die Braunkohlenförderung in Deutschland in einer relativ engen Bandbreite zwischen 168 und 182 Mio. Tonnen pro Jahr.

Abbildung 3: Braunkohlenförderung bis zum Jahr 2010



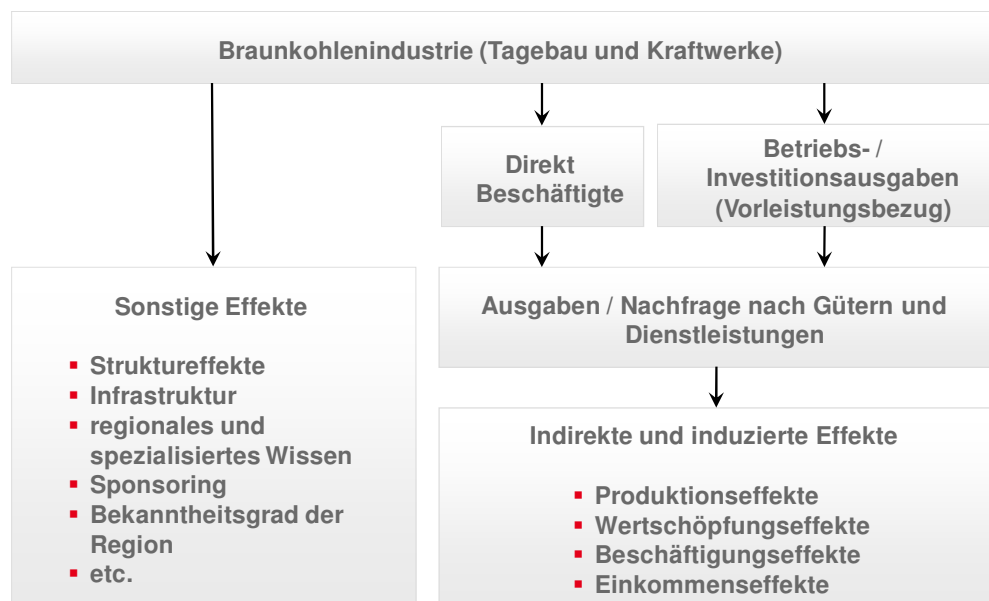
Quelle: Kohlenstatistik 2011

(4) Insgesamt lässt sich festhalten, dass die Stromerzeugung aus Braunkohle momentan ein **wichtiges Standbein** der deutschen Stromversorgung darstellt. Aufgrund der preiswerten Verfügbarkeit wird die Braunkohle in der Regel zur Deckung des Grundlastbedarfs eingesetzt.

3.2 Aktuelle regionalwirtschaftliche Bedeutung

(1) Die Braunkohlenunternehmen mit ihren Tagebauen und Kraftwerken stellen einen bedeutenden regionalwirtschaftlichen Faktor in Mitteldeutschland und der Lausitz dar. Die Förderung, Verarbeitung und Verstromung der Braunkohle tragen zur Wertschöpfung und damit zur Sicherung von Einkommen und Arbeitsplätzen in der Region bei. Die Nachfrage nach Gütern und Dienstleistungen der Unternehmen durch die dort Beschäftigten führt zu weiteren positiven regionalwirtschaftlichen Effekten. Die Betriebe stellen Ausbildungsplätze und (hoch-)qualifizierte Arbeitsplätze im Bergbau und der Energiewirtschaft bereit. Hierdurch baute sich spezifisches Wissen in diesen Bereichen in der Region auf, welches durch Forschungsvorhaben konsequent weiterentwickelt wird. Die Braunkohle stellt nach wie vor den bestimmenden industriellen Kern der Lausitz dar.

Abbildung 4: *Wirtschaftliche Wirkungsstränge der Braunkohlenindustrie*

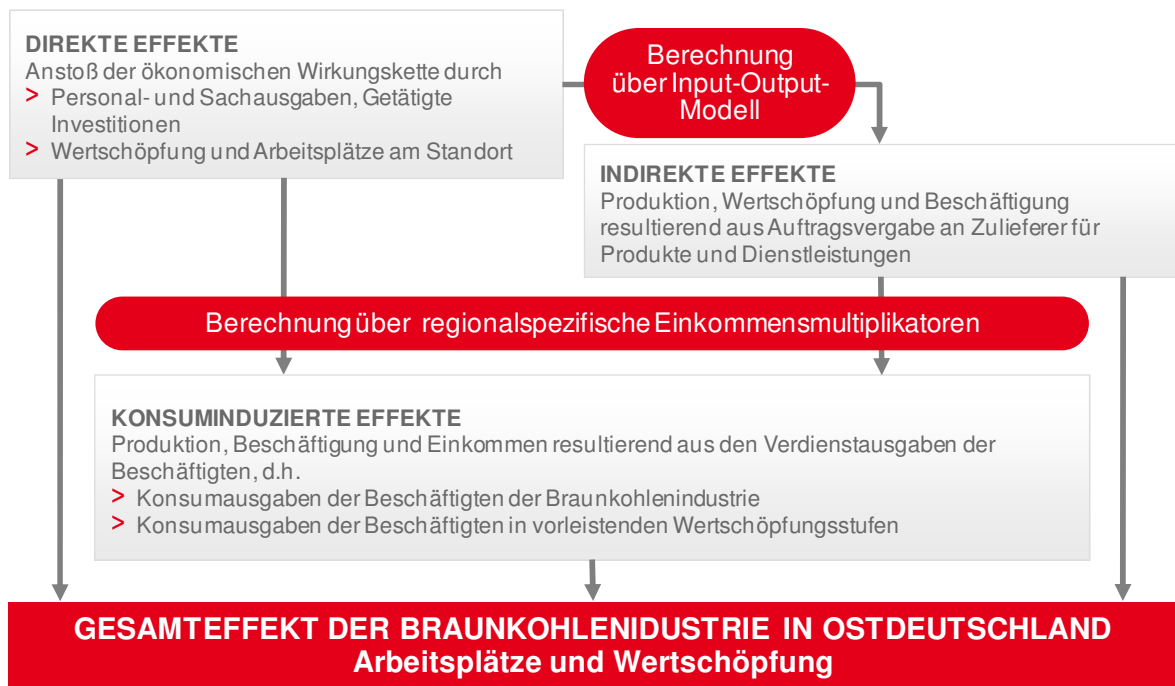


Quelle: Prognos

(2) In den folgenden Kapiteln werden Wertschöpfungs-, Arbeitsplatz- sowie Einkommenseffekte quantifiziert, die aktuell von der Braunkohlewirtschaft ausgehen. Zunächst werden die direkten Effekte (Beschäftigung, Einkommen, Wertschöpfung) ermittelt und die Ausgabenstruktur sowie der Vorleistungsbezug der Braunkohlenindustrie regionalwirtschaftlich detailliert untersucht. Auf diese gut messbaren Größen aufbauend erfolgt eine modellgestützte Schätzung der sogenannten indirekten und induzierten Effekte, die von der Braunkohlewirtschaft ausgehen. Dies sind positive Impulse für die regionale Wirtschaft, die durch die

Konsumausgaben der Beschäftigten und den Vorleistungsbezug in den zuliefernden Branchen hervorgerufen werden.

Abbildung 5: Systematik der ökonomischen Wirkungen der Braunkohlenindustrie



Quelle: Prognos

3.2.1 Direkte Effekte

(1) **Schwerpunkte** der **Braunkohlenförderung** in Ostdeutschland sind das Lausitzer und das Mitteldeutsche Revier. Im Jahr 2010 wurden in den beiden ostdeutschen Revieren zusammen 76,7 Mio. t Braunkohle gewonnen, davon 74 % (56,7 Mio. t) in der Lausitz und 26 % (20,0 Mio. t) in Mitteldeutschland. Dominierende Unternehmen der Braunkohlenindustrie sind in der Lausitz die Vattenfall Europe Mining AG sowie die Vattenfall Europe Generation AG und in Mitteldeutschland die Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH (MIBRAG mbH).

Die **wichtigsten Braunkohlenkraftwerke** in der Lausitz sind die Kraftwerke Jänschwalde mit 3,00 GW installierter Brutto-Leistung ($\text{GW}_{\text{Brutto}}$), Boxberg mit 1,90 $\text{GW}_{\text{Brutto}}$ und Schwarze Pumpe mit 1,60 $\text{GW}_{\text{Brutto}}$. Im Mitteldeutschen Revier sind es die Kraftwerke Lippendorf (1,84 $\text{GW}_{\text{Brutto}}$), Schkopau (0,98 $\text{GW}_{\text{Brutto}}$) sowie Deuben und Mumsdorf (0,086 $\text{GW}_{\text{Brutto}}$ und 0,085 $\text{GW}_{\text{Brutto}}$).

Wertschöpfungseffekt

(2) Die **Stromerzeugung** der ostdeutschen Braunkohlenindustrie betrug im Jahr 2010 rund 71,3 TWh. Hieraus ergibt sich bei einem durchschnittlichen Spotmarktpreis von 44,38 Euro/MWh im Jahr 2010 ein Produktionswert von ca. 3.164 Mio. Euro. Abzüglich der Ergebniswirkung für CO₂ von rund 501 Mio. Euro im Jahr 2010 verbleibt ein Wert von 2.663 Mio. Euro².

Die Stromproduktion ging einher mit einer **Braunkohlenförderung** von 76,7 Mio. Tonnen. Der Bezug von Braunkohle der Kraftwerke stellt zugleich den Umsatz der Tagebaue dar und ist somit bereits erfasst. Der Produktionswert der Braunkohlenindustrie bezogen auf die Stromerzeugung teilt sich auf in Vorleistungsbezüge in Höhe von ca. 1.348 Mio. Euro, der CO₂-Ergebniswirkung von 501 Mio. Euro und in eine **direkte Wertschöpfung³ in Höhe von rund 1.315 Mio. Euro**.

Beschäftigungseffekt

(3) Unter die direkten gesamtwirtschaftlichen Effekte sind neben den Produktionseffekten vor allem die **Beschäftigungs-** und **Einkommenseffekte** zu fassen, die direkt in der Braunkohlenindustrie entstehen. Die Zahl der in Ostdeutschland direkt in der Braunkohlenwirtschaft Beschäftigten, inkl. der Beschäftigten in den Kraftwerken der Braunkohlenunternehmen, belief sich Ende 2010 auf über elftausend. Die nachfolgende Tabelle gibt einen detaillierten Überblick über die Beschäftigtenzahlen der Braunkohlenunternehmen, die durch Auswertung der unternehmens-eigenen Personalstatistiken und Desk-Research (ROMONTA, Kraftwerk Schkopau sowie Abschätzung restlicher Kraftwerke) gewonnen wurden.

² Der Wert von 501 Mio. Euro ergibt sich aus dem spezifischen Wert an CO₂ Ergebniswirkung für Vattenfall von 7,02 Euro/TWh, der für die gesamte Stromerzeugung von 71,3 TWh hochgerechnet wurde.

³ In die Berechnung der Wertschöpfung gehen die Bezüge an Braunkohle durch die Kraftwerke nicht ein. Es wurden alle Vorleistungsbezüge sowohl der Kraftwerke als auch des Tagebaus erfasst, ohne internen Bezug von Braunkohle um unzulässige Doppelzählungen zu vermeiden.

Tabelle 2: Beschäftigte der Braunkohlenindustrie in Ostdeutschland (31.12.2010)⁴

	Beschäftigte in Personen	Beschäftigte in FTE ¹	Auszubildende ⁰	Praktikanten ⁰	Arbeitsentgelt in Mio. € (inkl. AG-Anteile)
Vattenfall* gesamt	8.189	7.794	635	87	456,8
Vattenfall Europe Mining	5.481	5.172	337	52	299,3
Vattenfall Europe Generation	2.708	2.622	298	35	157,5
MIBRAG mbH	2.000	1.830	151	0	100,5
ROMONTA	302	285 ²	--	--	16,5 ⁴
Übrige Kraftwerke	688	650 ²	--	--	40,0 ⁴
Ostdeutschland	11.179	10.559	786³	87³	613,7

- * Inklusive der Servicegesellschaften, ohne Peakload (Gasturbinen und Pumpspeicherwerke)
- ⁰ bereits enthalten bei Beschäftigte in Personen
- ¹ FTE = Full Time Equivalent = Vollzeitäquivalente
- ² Schätzung beruhend auf dem mittleren Verhältnis von Vattenfall und Mibrag ohne ROMONTA und übrige Kraftwerke
- ³ ohne ROMONTA und übrige Kraftwerke
- ⁴ Schätzung für ROMONTA basierend auf den Mittelwert aus Vattenfall und Mibrag; für übrige Kraftwerke auf den Werten für Vattenfall Europe Generation
- keine Angabe

Quelle: Prognos, auf Basis der Unternehmensangaben. Die 602 Beschäftigten der Lausitzer und Mitteldeutsche Bergbau-Verwaltungsgesellschaft mbH (LMBV) werden in die Betrachtung nicht mit aufgenommen, da sich die LMBV hauptsächlich um Altlasten (Sanierung Tagebauflächen) aus der DDR kümmert. Zudem müssten die Investitionen und Beschäftigten der LMBV als volkswirtschaftliche Kosten angesetzt werden. In dieser Studie werden jedoch nur die Bruttoeffekte betrachtet.

(4) Auf die 11.179 Beschäftigten der Braunkohlenindustrie entfiel im Jahr 2010 ein **Arbeitsentgelt** (inkl. der Arbeitgeberbeiträge zur Sozialversicherung) von rund 614 Mio. Euro. Dies entspricht in etwa einem **Bruttoeinkommen⁵** von 498 Mio. Euro oder rund 47.540 Euro pro Beschäftigten bzw. rund 50.585 Euro pro Vollzeitkraft, jeweils ohne Auszubildende und Praktikanten gerechnet.

Die Auswertung der Personalstatistiken ergab, dass die 10.189 Beschäftigten im Revier Lausitz der Vattenfall Europe Generation AG, Vattenfall Europe Mining AG und der MIBRAG mbH in Mitteldeutschland bei Berücksichtigung von Teilzeitarbeitsplätzen umgerechnet 9.624 Vollzeitarbeitsplätzen entsprechen. Allein die Braunkohlenunternehmen Vattenfall und MIBRAG mbH stellen in der Region 786 **Ausbildungsplätze** zur Verfügung, was einer Ausbildungsquote gemessen an den dort Beschäftigten von knapp 8 % entspricht.

⁴ Die Zahlen weichen geringfügig von den Angaben des Bundesverbands Braunkohle (DEBRIV) ab, da hier die Mitarbeiter der LMBV unberücksichtigt bleiben, jedoch die Angestellten der restlichen Kraftwerke (Stadtwerke) abgeschätzt wurden.

⁵ Die Umrechnungen basieren auf Verhältnissen, die sich aus der VGR ableiten lassen.

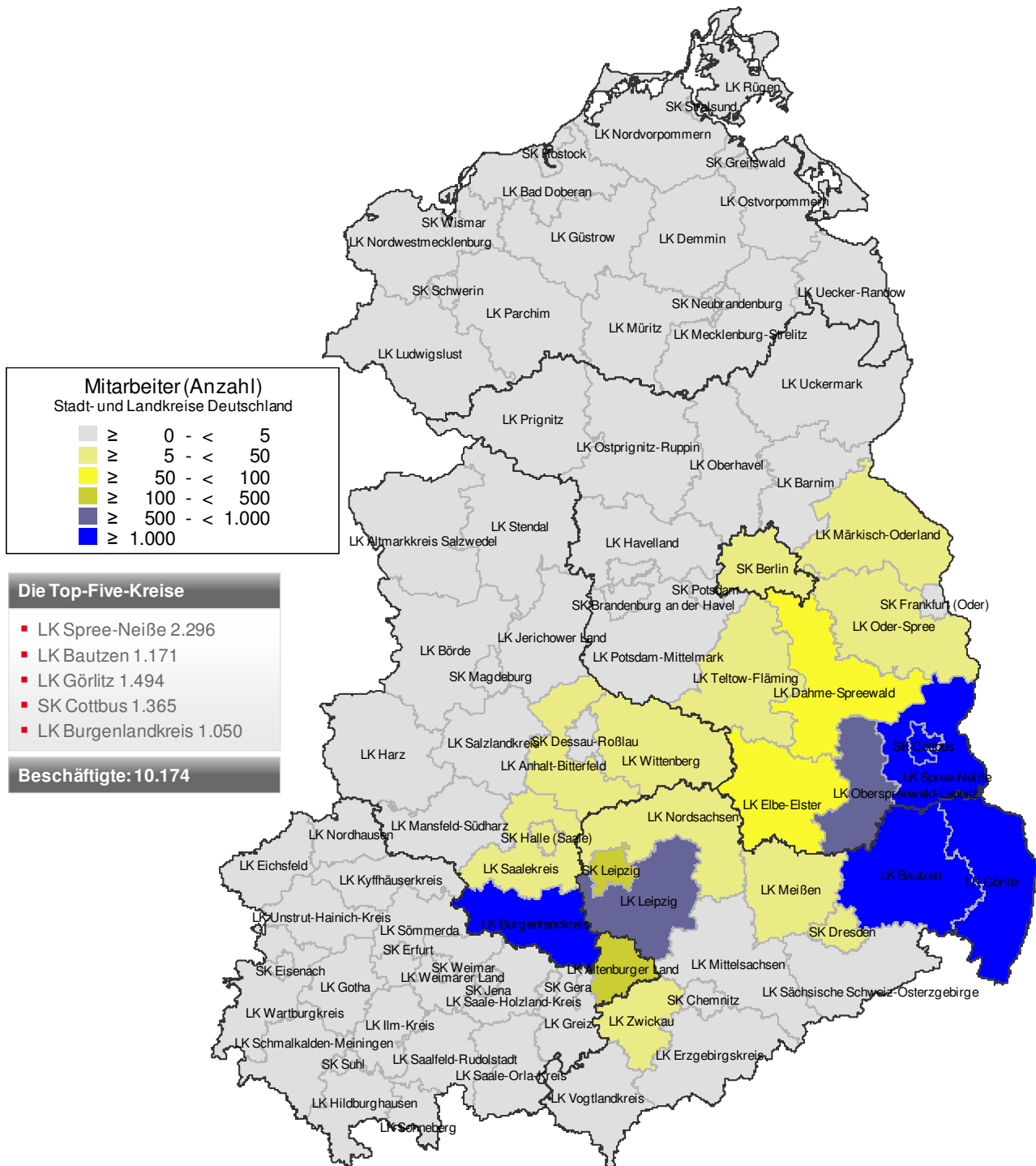
Regionale Beschäftigungsstruktur

(5) Die regionale Zuordnung der Beschäftigten, d.h. die Ermittlung der **Beschäftigtenzahl** auf Ebene der **Landkreise** bzw. kreisfreien Städte setzt umfangreiche Datenrecherchen und eine enge Zusammenarbeit mit den Unternehmen voraus, die für diese Untersuchung bei Vattenfall und der MIBRAG mbH gegeben war. Im Rahmen dieses Projektes wurde folgendes Vorgehen gewählt:

Zunächst erfolgte eine **Auswertung der Personalstatistiken** sowohl von Vattenfall als auch der MIBRAG mbH nach Wohnorten. Bei der Auswertung der Beschäftigtenzahlen und Arbeitsentgelte, also der Personalkosten inkl. des Arbeitgeberanteils, wurde hinsichtlich der betrieblichen Funktion danach unterschieden, ob die Mitarbeiter im Bereich des Tagebaus (Mining) oder des Kraftwerksbetriebs (Generation) tätig waren. Daneben wurden auch Tätigkeiten von Mitarbeitern in der Administration und weiteren Serviceeinheiten, wie technische Vorbereitung, technische Dienste etc. erfasst, die sich direkt den Hauptbereichen Tagebau oder Kraftwerke zuordnen ließen. In einem zweiten Schritt wurden diese Rohdaten in ein einheitliches Format gebracht und mittels Postleitzahlen einzelnen Landkreisen zugeordnet. Eine Wohnortzuordnung der Mitarbeiter der ROMONTA GmbH sowie der restlichen Kraftwerke, deren Beschäftigtenzahl wegen fehlender Personalstatistiken plausibel geschätzt wurde, konnte nicht vorgenommen werden. Diese Daten bleiben deshalb in der regionalen Analyse auf Kreisebene unberücksichtigt.

(6) Die nachfolgende Darstellung kartografiert die **Beschäftigtenzahlen** der Braunkohlenindustrie nach ihren Wohnorten auf **Landkreisebene**. Erfasst sind hier die 10.174 Beschäftigten der MIBRAG mbH, der Vattenfall Europe Mining AG und der Vattenfall Europe Generation AG, die auch in Ostdeutschland wohnen. Deutlich zu sehen ist die Konzentration in der Lausitz vor allem in den Städten Cottbus sowie den umliegenden Landkreisen. Allein in den vier Kreisen Cottbus, Spree-Neiße, Bautzen und Görlitz wohnen rund 62 % (6.326) der Beschäftigten. Im Mitteldeutschen Revier zeigt sich eine Ballung im Burgenlandkreis und im Landkreis Leipzig. Weitere Häufungen mit bis zu 500 Beschäftigten ergeben sich im Altenburger Land und in der Stadt Leipzig. Nennenswerte Wohnstandorte mit bis zu 500 bzw. bis zu 100 Beschäftigten zeigen sich in etwas entfernten Kreisen wie Oberspreewald-Lausitz oder Dahme-Spreewald. Es wird deutlich, dass die Braunkohlenindustrie insbesondere in den Landkreisen der Region für Beschäftigung sorgt.

Abbildung 6: Direkt in der ostdeutschen Braunkohlenindustrie Beschäftigte nach Wohnorten



Quelle: Prognos, Beschäftigte von Vattenfall und MIBRAG mbH in der Braunkohlenindustrie inkl. Beschäftigte in Kraftwerken der Braunkohlenunternehmen.

3.2.2 Indirekte Effekte

(1) Indirekte Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte resultieren aus den Vorleistungsbezügen, also aus den laufenden Sachausgaben und Investitionen der Braunkohlenindustrie. Um diese Nachfrage zu befriedigen, sind Beschäftigte in den unmittelbaren Vorleistungsbranchen tätig. Die Ausgaben der Braunkohlenindustrie führen dort zu Umsatz und somit zu Beschäftigung und Wertschöpfung.

Wertschöpfungseffekt

(2) Das regionalwirksame Ausgabenvolumen der Braunkohlenindustrie in Ostdeutschland beträgt nach einer Hochrechnung – basierend auf Unternehmensangaben⁶ – rund 1.143 Mio. Euro. Berücksichtigt ist hierbei bereits, dass ein Teil der Ausgaben der ostdeutschen Braunkohlenindustrie in die alten Bundesländer und das Ausland abfließt. Das genannte Ausgabenvolumen stellt rund 74 % der Gesamtausgaben dar. Durchschnittlich fließen somit ca. 26 % der Ausgaben aus Ostdeutschland in andere Regionen ab, die dort ebenfalls indirekte und induzierte Effekte auslösen. Im Weiteren werden jedoch ausschließlich die Effekte für den Untersuchungsraum Ostdeutschland betrachtet. Bei der ostdeutschen Braunkohlenindustrie liegen die Schwerpunkte im Bezug von Leistungen zur Instandhaltung und Instandsetzung von Kraftwerksanlagen, in der Beauftragung von Bauleistungen sowie im Bezug von Maschinenbauprodukten, DV-Anlagen, Fahrzeugen und elektrotechnischen Geräten.

(3) Die unten folgende Tabelle 3 stellt in Spalte 1 die durchschnittlichen jährlichen Ausgaben (inkl. laufender Ersatzinvestitionen) der Braunkohlenindustrie in der **Systematik der 12 zusammengefassten Wirtschaftsbereiche** der amtlichen Input-Output-Tabelle dar. In Spalte 2 der Tabelle wurde abgeleitet, wie hoch der Vorleistungsbezug aus Ostdeutschland ist. Auf zwei Besonderheiten bzw. Bereinigungen sei hier hingewiesen: Erstens wurden die Vorleistungsbezüge um interne Lieferungen von Braunkohle / Energie bereinigt, um Doppelzählungen zu vermeiden. Zweitens sind Handelswaren in Abzug gebracht um die Nettobezüge zu erhalten.

⁶ Als Basisdaten standen Angaben von Vattenfall und MIBRAG mbH zur Verfügung. Basierend auf den installierten MW wurden Hochrechnungen bezüglich der einzelnen Ausgabenpositionen vorgenommen. Die von Vattenfall betriebene Kapazität beläuft sich auf 8.528 MW. In Ostdeutschland ist insgesamt eine Bruttoleistung von 10.096 MW installiert, so dass hierüber 84 % der installierten Kraftwerksleistung für eine solide Hochrechnung der Vorleistungsstruktur zur Verfügung steht. Die Vorleistungsbezüge der ROMONTA wurden aus den MIBRAG mbH Unternehmensangaben über typische pro-Kopf-Werte abgeleitet, da für ROMONTA lediglich die Beschäftigtenzahl vorliegt.

(4) Aus der Höhe der nachgefragten Leistungen und Waren in Ostdeutschland von bereinigt 1.143 Mio. Euro ergibt sich aus der Input-Output-Rechnung ein **Produktionswert** bei den vorleistenden Bereichen, inkl. deren Vorleistern, von rund 1.692 Mio. Euro. In der Spalte 3 von Tabelle 3 sind die Produktionswerte nach den 12 Wirtschaftsbereichen genannt, die zur Befriedigung der Nachfrage in Ostdeutschland in den vorleistenden Branchen und bei ihren jeweiligen Vorleistern angeregt wird. Die Produktion, die in der gesamten Wirtschaft angeregt wird, ist höher als die von der Braunkohlenindustrie ausgehende Nachfrage. Das liegt daran, dass durch die Nachfrage der Braunkohlenindustrie nicht nur die Produktion in den Zulieferbetrieben angeregt wird, sondern auch bei deren Vorleistern. Aus der Nachfrage der Braunkohlenindustrie, die Umsatz bei den Vorleistern darstellt, lässt sich eine Wertschöpfung von rund 726 Mio. Euro ableiten (Spalte 4).

(5) Weitere Effekte, die per Definition einmalig wirken, sind sogenannte Erweiterungsinvestitionen. Allerdings besitzen diese Investitionen Laufzeiten über mehrere Jahre, so dass hier ebenfalls die jährlichen Wirkungen betrachtet werden. Auf der Grundlage der Unternehmensbefragung der Vattenfall Europe AG und der MIBRAG mbH konnten Hochrechnungen für die gesamte Braunkohlenindustrie in Ostdeutschland vorgenommen werden. Schätzungsweise ergibt sich für das Jahr 2010 ein Investitionsvolumen von rund 205 Mio. Euro. Analog den Berechnungen zur indirekten Wertschöpfung der laufenden Ausgaben ergibt sich eine Wertschöpfung in Höhe von gut 124 Mio. Euro.

Beschäftigungseffekt

(6) Aus Tabellenspalte 5 ist ersichtlich, dass 14.185 **Erwerbstätige** in den **vorleistenden Wirtschaftsbereichen** von der Braunkohlenindustrie abhängen. Hiervon entfallen besonders viele Arbeitsplätze auf die Bereiche Handel und Reparaturdienstleistungen, Bau, unternehmensbezogene Dienstleistungen und Maschinen- und Fahrzeugbau sowie elektrotechnisches Gerät.

Regional betrachtet entfallen von den indirekt Erwerbstätigen über 7.330 (51,7 %) auf das Bundesland **Brandenburg**. Weitere rund 3.350 Beschäftigte arbeiten im Freistaat Sachsen (23,6 %) und rund 1.800 Beschäftigte (12,7 %) in **Sachsen-Anhalt**. Relevante Beschäftigung wird mit rund 1.450 Beschäftigten (10,2 %) auch in Berlin ausgelöst, auf Thüringen und Mecklenburg-Vorpommern entfallen nur wenige dieser zusätzlichen Arbeitsplätze. Eine über diese Zahlen hinaus gehende Regionalisierung der indirekten Effekte auf Landkreisebene ist aus methodischen Gründen nicht möglich, da Herkunftsbezüge der Vorleistungen und der für die Produktion der Vorleistungsgüter notwendigen Güter auf der Kreisebene nicht bekannt sind.

Tabelle 3: Vorleistungsbezug der laufenden Ausgaben und typischen Ersatzinvestitionen der Braunkohlenindustrie (Mio. Euro pro Jahr) und Berechnung der indirekten Beschäftigungswirkung

Lfd. Nr.	Zusammengefasste Wirtschaftsbereiche*	Lfd. Ausgaben (1)	davon Bezug aus Ostdeutschland (2)	Produktionswert aller Vorleistungsstufen (3)	Wertschöpfung (4)	Erwerbstätige indirekt (5)
1	Land- und Forstwirtschaft; Fischerei	0,2	0,2	1,4	0,5	19
2	Bergbau, Gew. v. Steinen und Erden, Energie und Wasser	26,7	25,6	47,8	18,8	104
3	Mineralölerzeugnisse, chem. Erzeugnisse, Glas, Keramik	128,3	64,4	113,4	26,1	373
4	Metalle	110,6	83,1	139,0	35,4	668
5	Maschinen, Fahrzeuge, DV-Geräte, elektr. Geräte	586,9	402,5	481,5	138,3	2.087
6	Textilien, Lederwaren, Erzeugnisse d. Holz- u. Papiergewerbes, Sekundärrohstoffe u. ä.	19,0	9,0	23,7	7,6	192
7	Nahrungs- und Futtermittel, Getränke, Tabakerzeugnisse	0,2	0,2	2,5	0,6	18
8	Bauarbeiten	281,5	240,6	262,8	111,7	3.303
9	Handelsleistungen, Verkehrs- u. Nachrichtenübermittlungs-DL, Gaststätten-DL	115,5	67,8	139,3	72,0	2.301
10	DL der Kreditinstitute u. Vers., DL des Wohnungswesens, unternehmensbez. DL	193,6	174,6	377,9	244,0	3.282
11	Gesundheits-, Veterinär- u. Sozialwesen, Erziehung u. Unterricht, Entsorgung	74,3	73,8	85,4	59,7	1.549
12	Öff. Verwaltung, Verteidigung, Sozialvers., DL von Kirchen, priv. Haushalte, Kultur-DL	2,9	1,3	16,9	11,3	288
13	Summe	1.539,5	1.143,0	1.691,6	726,0	14.185

* Im Bezug von Energie ist ein sehr hoher Anteil enthalten, der indirekt wieder von der ostdeutschen Braunkohlenindustrie bezogen wird. Die hier genannten Werte sind bereits um diese Posten bereinigt. Es wurde eine Bereinigung der Vorleistungsbezüge um Handelsware vorgenommen, um zu den Nettobezügen zu gelangen. Die Erfassung erfolgte zudem auf Basis der bezogenen Güter.

Quelle: Prognos , auf Basis von Unternehmensangaben, nach Hochrechnung auf die gesamte Braunkohlenindustrie, inkl. installierter Bruttoleistungen bei den Stadtwerken und bei ROMONTA.

(7) Zusätzlich zu den dargestellten Beschäftigungseffekten gehen aus den Erweiterungsinvestitionen weitere Beschäftigungswirkungen bei Vorleistern in Ostdeutschland hervor. Im Endeffekt werden hierdurch weitere ca. 2.600 Arbeitsplätze gesichert.

Insgesamt summiert sich die Zahl der durch die ostdeutsche Braunkohlenindustrie durch ihre Investitionen und Vorleistungsbezüge indirekt gesicherten Arbeitsplätze auf rund 16.785.

(8) Eng verbunden mit der Braunkohlenverstromung ist die Gipsindustrie als nachgelagertes Glied in der Produktionskette. Sie ist Abnehmer des bei der Rauchgasentschwefelung (REA) in den Braunkohlenkraftwerken anfallenden REA-Gipses und erzeugt daraus Zement, Gipsplatten und -putze und Estriche. Der Bestand der ostdeutschen Gipsindustrie, die den REA-Gips von den Kraftwerksbetreibern erhält, ist unmittelbar mit dem Kraftwerksbetrieb verbunden. Die Arbeitsplätze in der Gipsindustrie, die auf die Kohleverstromung in Ostdeutschland angewiesen ist, werden an dieser Stelle jedoch nicht betrachtet.

3.2.3 Induzierte Effekte

(1) Aus den Konsumausgaben der Beschäftigten der Braunkohlenindustrie und ihren vorgelagerten Branchen resultieren in den konsumnahen Branchen und bei deren Vorleistern weitere Beschäftigungs- und Produktionseffekte, die als induzierte Effekte bezeichnet werden.

Wertschöpfungseffekt

(2) In der ostdeutschen Braunkohlenindustrie sind direkt über elftausend Personen beschäftigt mit einem **Arbeitsentgelt** von zusammen rund 614 Mio. Euro pro Jahr.⁷ Das Arbeitsentgelt ist hierbei definiert als das Einkommen aus unselbstständiger Arbeit inkl. der Arbeitgeberanteile an der Sozialversicherung⁸. Einen Teil ihres Einkommens setzen die Beschäftigten für **Konsumzwecke** ein. Nach Abzug von Sozialabgaben, Steuern und der Ersparnis der Haushalte vom Arbeitsentgelt sind es rund 213 Mio. Euro, die in Ostdeutschland von Beschäftigten mit Wohnsitz in Ostdeutschland ausgegeben werden. Diese Ausgaben

⁷ In den 11.179 Beschäftigten sind 15 Beschäftigte (14,03 FTE) enthalten mit einem Arbeitsentgelt von rund 703 Tsd. Euro, die ihren Wohnsitz jedoch nicht in Ostdeutschland haben. Diese werden bei der Regionalisierung der Beschäftigungseffekte nicht berücksichtigt.

⁸ Vgl. hierzu Definition der Arbeitnehmerentgelte in der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung: <http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/Internet/DE/Content/Statistiken/VolkswirtschaftlicheGesamtrrechnungen/Begriffserlaeuterungen/Arbeitnehmerentgelt,templateId=renderPrint.psml>.

führen zur Entstehung von weiteren Einkommen bei den Beschäftigten in den Konsumgüterbranchen und damit zu erneuten Konsumausgaben, die wiederum zur Generierung weiterer Einkommen führen.

(3) Durch diesen sogenannten **Einkommensmultiplikator-effekt** erhöht sich das Arbeitsentgelt in der Region. Der errechnete Einkommensmultiplikator für das Arbeitsentgelt in Ostdeutschland beträgt 1,53. Das Gesamtentgelt in Ostdeutschland insgesamt erhöht sich damit auf 939 Mio. Euro. Von diesem Arbeitsentgelt werden – gemäß den angesetzten Werten für die Import-, Konsum- und Abgabenquote – 34,7 % für den Konsum ausgegeben. Das entspricht einer regionalwirksamen Konsumnachfrage in Ostdeutschland von rund 326 Mio. Euro.

(4) Durch diesen Konsum entsteht in Ostdeutschland eine zusätzliche Wertschöpfung in Höhe von 149 Mio. Euro. Insgesamt entsteht eine induzierte Wertschöpfung von rund 260 Mio. Euro, da weitere gut 95 Mio. Euro aus den laufenden Ausgaben und Ersatzinvestitionen sowie gut 16 Mio. Euro durch die Erweiterungsinvestitionen hinzukommen.

Beschäftigungseffekt

(5) Analysen der mittleren spezifischen Wertschöpfung pro Erwerbstätigen in den konsumnahen Wirtschaftsbereichen in Ostdeutschland ergeben ein Verhältnis von rund 9,7 Erwerbstätigen je 1 Mio. Umsatz (ohne MwSt.). Damit schafft oder sichert die induzierte Konsumnachfrage in Höhe von 326 Mio. Euro die Arbeitsplätze von schätzungsweise 3.160 Erwerbstätigen. Nachfolgende Abbildung verdeutlicht die Zusammenhänge.

Abbildung 7: Konsumeffekte der direkt in der Braunkohlenindustrie Beschäftigten

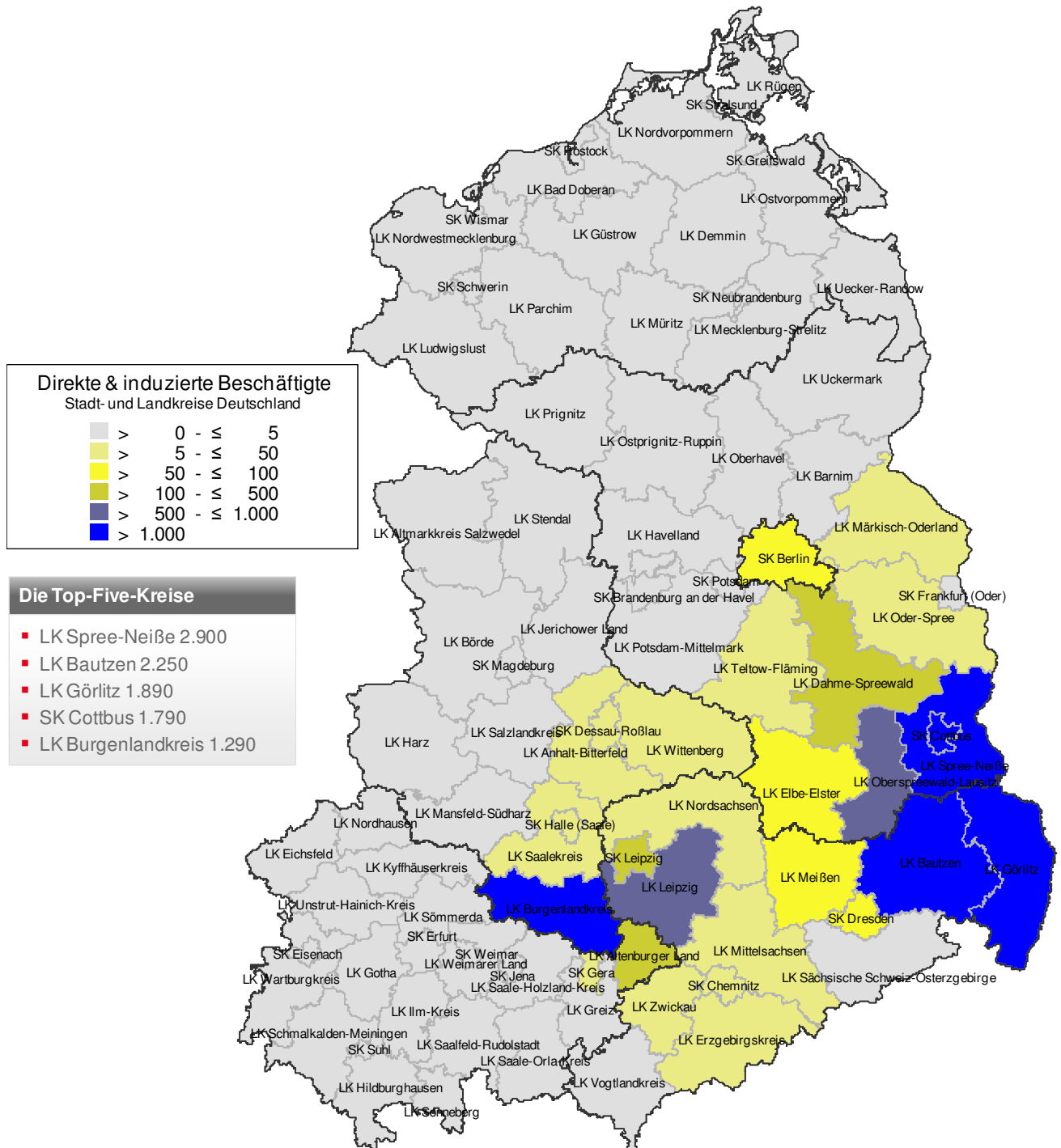


Quelle: Prognos

(6) Weitere Beschäftigungseffekte werden durch den Konsum der Beschäftigten bei den Auftragnehmern der Braunkohlenindustrie ausgelöst. Diese summieren sich über alle Branchen in Ostdeutschland auf 2.375. Insgesamt werden durch die Konsumeffekte weitere 5.535 Arbeitsplätze gesichert.

(7) Die **Zuordnung der induzierten Effekte auf die Kreise** erfolgt nicht nur nach dem Wohnort der Beschäftigten, sie berücksichtigt auch die örtlichen Konsummöglichkeiten. Durch Berechnung eines kreisspezifischen und eines ostdeutschen Multiplikators ist bekannt, welcher Anteil der Konsumausgaben eines Haushalts im Wohnort-Landkreis erfolgt und welcher in anderen ostdeutschen Kreisen. Die Konsumausgaben außerhalb des eigenen Landkreises werden auf die benachbarten Kreise der betreffenden Konsumregionen anhand der Zentralitätskennziffer der Kreise verteilt. Die folgende Abbildung 8 zeigt die Zahl der direkten und induzierten Beschäftigten nach ihren Wohnorten. Für die direkt Beschäftigten der Braunkohlenindustrie können hierbei nur die Daten der Mitarbeiter der Vattenfall und der MIBRAG mbH ausgewiesen werden, da Informationen für die anderen Betriebe und Unternehmen nicht vorliegen.

Abbildung 8: Direkte und induzierte Beschäftigte der ostdeutschen Braunkohlenindustrie (Vattenfall und MIBRAG mbH) nach Wohnorten



Quelle: Prognos, Beschäftigte in der Braunkohlenindustrie von Vattenfall und MIBRAG mbH, inkl. Kraftwerksbeschäftigte der Braunkohlenunternehmen sowie durch Verdienstaussagen induzierte Beschäftigte in Sachsen, Sachsen-Anhalt, Thüringen, Berlin und Brandenburg.

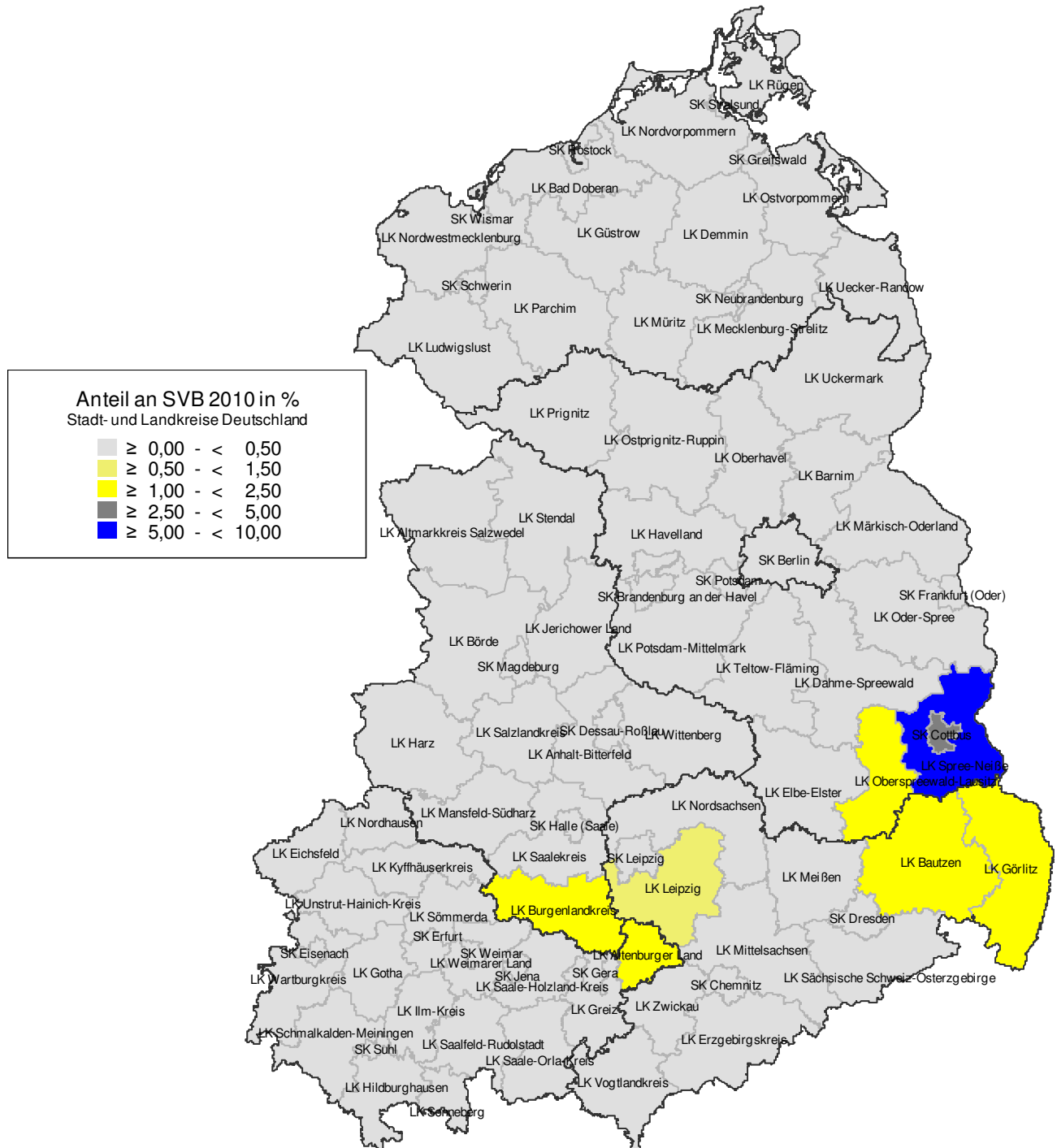
(6) Unter Berücksichtigung der einkommensinduzierten Beschäftigungswirkung in den Kreisen gemäß dem oben beschriebenen Verfahren zeigen sich einige Unterschiede in der Beschäftigungswirkung der Braunkohlenindustrie zu der Karte der direkt Beschäftigten. Die Landkreise Elbe-Elster, Meißen oder auch der Stadtkreis Dresden sowie Berlin verzeichnen nun bis zu 100 Beschäftigte. Der Landkreis Dahme-Spreewald steigt sogar in die Kategorie „bis zu 500 Beschäftigte“ auf. Auch zeigen sich signifikante Beschäftigungswirkungen in Mittelsachsen, Chemnitz, Zwickau, dem Erzgebirgskreis und Gera. Schwächere Effekte sind auch in weiter entfernten Landkreisen erkennbar, mehrere von ihnen liegen nun in dem Bereich „bis zu 50 Beschäftigte“, die durch Konsumeffekte gesichert werden.

(7) Setzt man die (direkt und induziert) Beschäftigten der Braunkohlenindustrie ins Verhältnis zu allen sozialversicherungspflichtigen („SV“) Beschäftigten eines Landkreises, zeigt sich der hohe Stellenwert der Braunkohlenwirtschaft für die Region⁹. Die nachfolgende Abbildung 9 zeigt den Anteil der durch die Braunkohlennutzung Beschäftigten an den SV-Beschäftigten der Landkreise insgesamt. Die Übersicht beschränkt sich auf die direkten und induzierten Beschäftigungseffekte, da die indirekten Beschäftigungswirkungen auf der Kreisebene aus methodischen Gründen nicht zugewiesen werden können.

(8) Die Karte zeigt die bedeutende Beschäftigungswirkung der direkten und induzierten Beschäftigten in Regionen in Südbrandenburg, Nord-Ost-Sachsen und Süd-Sachsen-Anhalt. Sehr hohe Bedeutung hat die Braunkohlenwirtschaft demnach im Landkreis Spree-Neiße und im Stadtkreis Cottbus. In den Kreisen Oberspreewald-Lausitz, Bautzen, Görlitz und dem Burgenlandkreis sowie dem Altenburger Land rangiert der Anteil an allen Beschäftigten zwischen 1 % bis zu 2,5 %. Der Landkreis Leipzig fällt demgegenüber mit bis zu 0,5 % an allen sozialversicherungspflichtig Beschäftigten etwas zurück.

⁹ In dieser Berechnung sind jedoch lediglich die Wirkungen der Beschäftigten für Vattenfall und MIBRAG mbH mit einem Wohnsitz in Ostdeutschland enthalten.

Abbildung 9: Anteil der direkt und induziert Braunkohlenbeschäftigten an allen SV-Beschäftigten

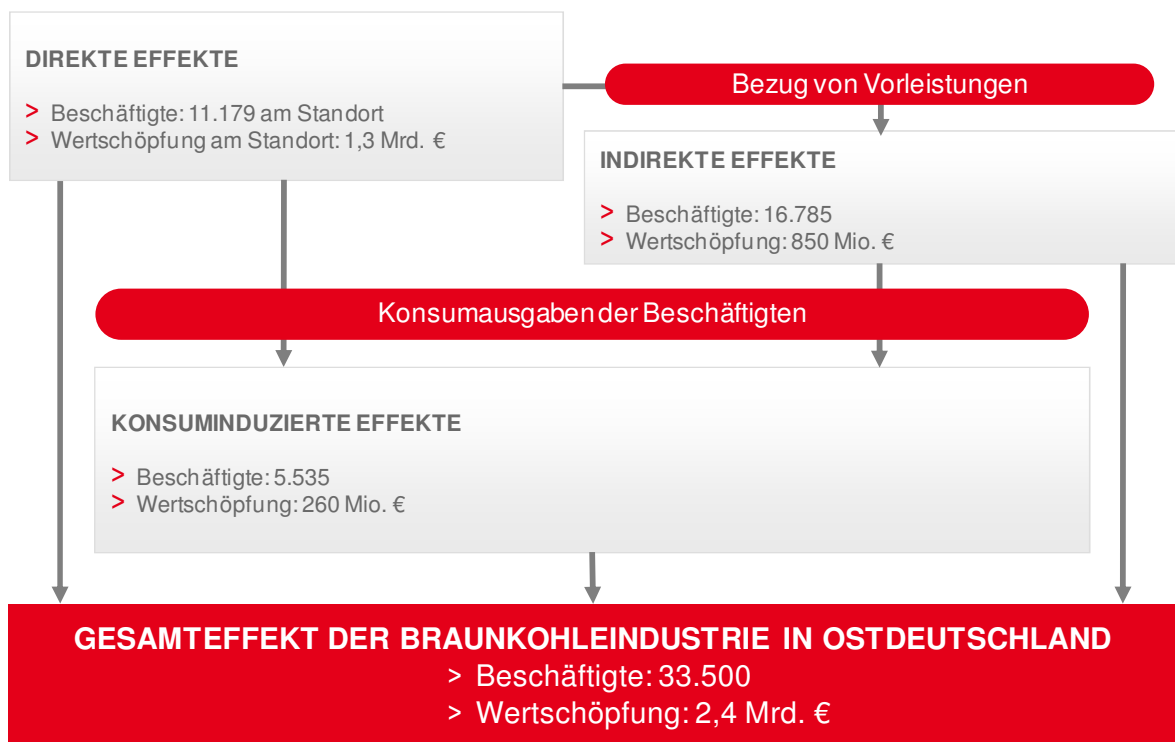


Quelle: Prognos, Beschäftigte nach Wohnorten, inkl. Kraftwerksbeschäftigte der Braunkohlenunternehmen sowie durch Verdienstaussgaben induzierte Beschäftigte.

3.2.4 Gesamteffekt

(1) Die Gesamtauswirkungen der ostdeutschen Braunkohlenindustrie ergeben sich aus der Addition der direkten, indirekten und induzierten Effekte. Sie beinhalten dabei den Tagebau, die Kraftwerke (Verstromung), notwendige Servicegesellschaften und die Veredelung von Braunkohle. Abbildung 10 gibt einen Überblick über die Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte, die von der ostdeutschen Braunkohlenwirtschaft ausgehen.

Abbildung 10: Überblick über die Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte der ostdeutschen Braunkohle



Quelle: Prognos

(2) Die ostdeutsche Braunkohlenindustrie ist ein **wichtiger Wirtschaftsfaktor**: Ihr Beitrag zur **Wertschöpfung** liegt bei **über 2,4 Mrd. Euro**, dies entspricht rund 3,6 % an der gesamten Wertschöpfung des produzierenden Gewerbes (ohne Baugewerbe) in den Neuen Bundesländern inklusive Berlin.

Allein die **Stromerzeugung** schafft in Ostdeutschland eine **direkte Wertschöpfung** in Höhe von rund **1.315 Mio. Euro**.

Durch den Bezug von Waren und Dienstleistungen der Braunkohlenindustrie in Ostdeutschland wird in anderen Branchen eine Wertschöpfung von weiteren rund 850 Mio. Euro ermöglicht. Die Konsumausgaben der direkt in der Braunkohlenindustrie Beschäftigten bewirken vor allem in den konsumnahen Bereichen in Ostdeutschland eine zusätzliche Wertschöpfung von rund 149 Mio. Euro. Aufgrund der Einkommensverausgabung der Beschäftigten in der Zulieferindustrie wächst die Wertschöpfung um weitere 112 Mio. Euro. Die **insgesamt angestoßene Wertschöpfung der Braunkohlenindustrie** und weiterer davon abhängiger Wirtschaftsbereiche beträgt zusammen **1.111 Mio. Euro**.

(3) Aus den Unternehmensangaben von Vattenfall und MIBRAG mbH ist bekannt, welche Güter aus welchem Bundesland bezogen werden. Hier zeigt sich mit 56 % ein **deutlicher Schwerpunkt in Brandenburg** (vgl. Tabelle 4). Stark verankert sind diese Unternehmen jedoch auch in Sachsen (25 %) und Sachsen-Anhalt (13 %). Da die indirekten Effekte über alle Umsatzrunden mittels Input-Output-Analyse für Ostdeutschland berechnet werden, ist die Zuordnung der weiteren Effekte auf die Bundesländer über die Vorleistungsbezüge nach Bundesländern und Gütergruppen weniger belastbar, zeigt jedoch in die gleiche Richtung. Gleiches gilt für die durch die Konsumausgaben induzierte Wertschöpfung.

Tabelle 4: Regionale Verteilung der Wertschöpfung der Braunkohlenindustrie und abhängiger Branchen

	Wertschöpfung der Braunkohlenindustrie (direkt)	Wertschöpfung in Vorleistungsbranchen (indirekt)	Wertschöpfung durch Konsum (induziert)	Anteil nach Ländern in %
Brandenburg	812	436	121	56 %
Sachsen	322	205	90	25 %
Sachsen-Anhalt	181	107	29	13 %
Berlin		87	11	4 %
Thüringen		12	8	0,8 %
Mecklenburg-Vorpommern		2	1	0,2 %
Summe	1.315	850	260	100 %

Quelle: Prognos

(4) Die Braunkohlenindustrie ist auch ein bedeutender Arbeitgeber: **Insgesamt** hängen in Ostdeutschland rund **33.500 Arbeitsplätze** von der Braunkohlenindustrie ab (vgl. Tabelle 5). In der ostdeutschen Braunkohlenindustrie sind **11.179 Personen direkt beschäftigt** mit einem Arbeitsentgelt von zusammen rund 614 Mio. Euro pro Jahr. Die Braunkohlenunternehmen gehören damit zu den größten industriellen Arbeitgebern. In Brandenburg

reichen Vergleichsunternehmen wie BASF Schwarzheide mit rund 1.800 Mitarbeitern nicht annähernd an die Beschäftigtenzahlen von Vattenfall heran. Im Mitteldeutschen Revier weisen nur sehr wenige Unternehmen wie beispielsweise der Dow Olefinverbund mit 2.400 Mitarbeitern ähnliche Beschäftigtenzahlen wie die MIBRAG mbH auf.

Indirekt sichert die **Vorleistungsnachfrage** der Braunkohlenindustrie und der von ihr beauftragten vorgelagerten Branchen weiteren **16.790 Beschäftigten** ihren Arbeitsplatz.

Hinzu kommen noch rund **5.535 Beschäftigte**, die von den Konsumausgaben der Mitarbeiter in der Braunkohlenindustrie und in den Vorleistungsbranchen abhängen.

Diese Verflechtungen mit der Branchen in der Region zeigen sich in einem **Beschäftigungsmultiplikator von 3,0**. Mit anderen Worten: Auf jeden Beschäftigten in der Braunkohlenindustrie kommen rechnerisch zwei weitere Erwerbstätige in Ostdeutschland hinzu¹⁰.

(5) Die Regionalisierung der **Beschäftigungseffekte** zeigt wie schon bei der Wirtschaftsleistung die herausragende Rolle der Braunkohle für das Land Brandenburg. Über 16.000 Arbeitsplätze hängen dort von der Braunkohlenindustrie ab, in Sachsen sind es über 10.500 und in Sachsen-Anhalt immerhin noch knapp 4.000.

10 Der errechnete Beschäftigungs-Multiplikator von 2,997 weicht von dem Multiplikator von 2,3 der Studie „Energie- und regionalwirtschaftliche Bedeutung der Braunkohle in Ostdeutschland“ der Prognos AG im Jahr 2005 aus mehreren Gründen ab: Hauptsächlich resultiert der Unterschied aus der Berücksichtigung aller Braunkohlenkraftwerke in Ostdeutschland (inkl. Schkopau, weiterer Stadtwerke, etc.) in der aktuellen Studie. Die sich ergebenden Multiplikatoren bezogen auf ein Kraftwerk liegen höher als die für die Braunkohlenförderung. Zu diesem Ergebnis kam auch die EEFA Studie „Die Rolle der Braunkohlenindustrie für die Produktion und Beschäftigung in Deutschland“ (vgl. hierzu auch Anmerkung zur EEFA Studie am Ende dieses Kapitels). Zudem stieg der regionale Vorleistungsbezug sowohl real in seiner Höhe, als auch prozentual von 73 % auf 76 % gegenüber dem Jahr 2005. D.h. es werden mehr Güter und Dienste in der Region bezogen, was höhere ökonomische Wirkungen zur Folge hat.

Tabelle 5: Direkte, indirekte und induzierte Beschäftigungseffekte der Braunkohlenindustrie in Ostdeutschland 2010¹¹

	Beschäftigte der Braunkohlenindustrie (direkt)	Beschäftigte in Vorleistungsbranchen (indirekt)	Beschäftigte durch Konsum (induziert)	Anteil in %
Brandenburg	4.830	8.686	2.559	48 %
Sachsen	4.677	3.962	1.914	32 %
Sachsen-Anhalt	1.227	2.135	624	12 %
Berlin	46	1.717	236	6 %
Thüringen	380	226	171	2 %
Mecklenburg-Vorpommern	4	58	31	0,3 %
Summe	11.164*	16.785	5.535	100 %

Quelle: Prognos, die direkt Beschäftigten sind nach dem Wohnort angegeben.
*ohne 15 Beschäftigte mit Wohnsitz außerhalb Ostdeutschland.

Ausblick Zukunftsatlas

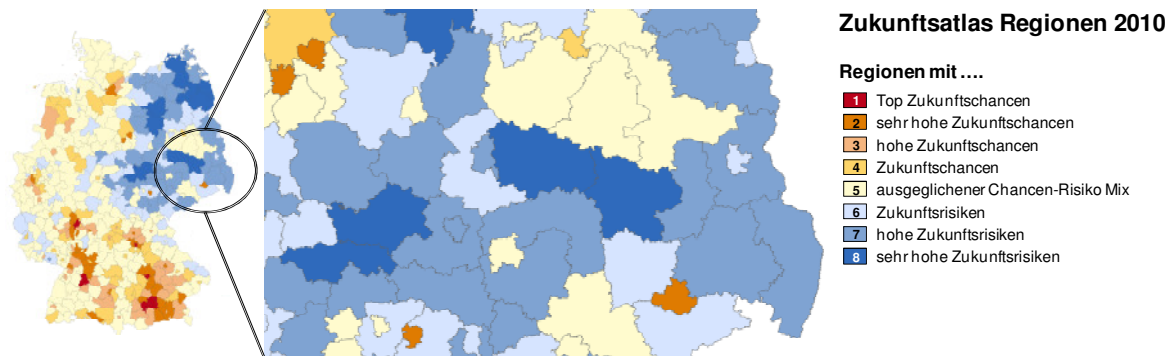
(6) Der Prognos Zukunftsatlas 2010 – Deutschlands Regionen im Zukunftswettbewerb - gibt Auskunft über die Zukunftschancen der 412 Kreise und kreisfreien Städte in Deutschland. Der aus 29 Indikatoren gebildete Zukunftsindex (Gesamtranking) zeigt dabei die regionale Verteilung der Zukunftschancen und -risiken innerhalb Deutschlands auf.

Aus dem Atlas geht hervor, dass die Kreise der Braunkohlenstandorte mit leichten bis überwiegend hohen Zukunftsrisiken konfrontiert sind. Ein genauer Blick auf die fünf Top-Standorte der Beschäftigten (direkt und induziert) Spree-Neiße, Cottbus, Bautzen, Görlitz und der Burgenlandkreis liefern folgendes Bild: Das Gesamtranking verweist auf hohe Risiken. Lediglich für den Stadtkreis Cottbus sind die Risiken geringer. Eine Analyse der Indikatoren nach den zwei Dimensionen "Stärke" und "Dynamik" ermöglicht eine Differenzierung des Rankings in die momentane Standortstärke einerseits und die Entwicklung der Regionen in den vergangenen Jahren andererseits. Mit Rangplatzierungen zwischen 323 und 391 von 412 beim Teilindex "Stärke" zeigen die Kreise und kreisfreien Städte hohe strukturelle Defizite, die sich beispielsweise in einem schwachen Besatz mit wirtschaftlichen Zukunftsfeldern, einer geringen Innovationsleistung und Gründungsintensität widerspiegeln. Darüber hinaus weisen die

¹¹ Die hier dargestellten Summen weichen von den Gesamteffekten ab, da die hochgerechneten Effekte in die regionalen Analyse nicht eingegangen sind. Einerseits sind die Wohnorte, andererseits die Beschaffungsorte der Vorleistungsbezüge in der regionalen Tiefe nicht bekannt.

Kreise eine unterdurchschnittliche Entwicklungsdynamik auf, so dass sich die Problemlagen in der Region zunehmend verhärten. Dabei führen die strukturellen Defizite zur Abwanderung der Bevölkerung. So ist die Bevölkerung in den Kreisen im Zeitraum 2006 bis 2009 zwischen 2,9 % und 4,8 % zurückgegangen.

Abbildung 11: Zukunftschancen und -risiken in den Landkreisen



Quelle: Prognos

(7) Diese strukturellen Defizite verdeutlichen die stabilisierende regionalökonomische Wirkung der Braunkohlenindustrie insbesondere für die Landkreise. Bei der Analyse der in der Braunkohle Beschäftigten hat sich gezeigt, dass diese vornehmlich ihren Wohnsitz in den Landkreisen haben und ein Großteil ihrer Einkommen auch dort ausgeben. Auch ist die Braunkohlenindustrie als Produzent in den Regionen bedeutend. Setzt man beispielsweise die von der Braunkohlenindustrie abhängige Wertschöpfung (direkt, indirekt und induziert) im Land Brandenburg ins Verhältnis zur gesamten Wertschöpfung, ergibt sich ein Anteil von knapp 3 %. Im Verhältnis zum Produzierenden Gewerbe ohne Bau sind es gut 13 %. In den Ländern Sachsen und Sachsen-Anhalt belaufen sich diese Anteile gemessen an der gesamten Bruttowertschöpfung in dem jeweiligen Land auf knapp 1 %.

3.3 Gesellschaftliches Engagement

(1) Relevante regionalwirtschaftliche Auswirkungen von Seiten der Braunkohlenindustrie für Ostdeutschland sind nicht nur durch die damit verbundenen Arbeitsplätze und Investitionen gegeben, sondern auch durch gesellschaftliche und soziale Aktivitäten. Gesellschaftliches Engagement spielt seit Jahren eine wesentliche Rolle in den Unternehmen. Die beiden Unternehmen Vattenfall und MIBRAG mbH haben im Jahr 2010 mit rund 2,9 Mio. Euro diverse Projekte aus den Bereichen Sport, Kultur, Bildung, Soziales, erneuerbare Energien und Infrastruktur gefördert. Diese Gelder sind infolge der Höhe und der Beständigkeit zu einem wichtigen Finanzierungsbeitrag für viele Projekte und Organisationen in unterschiedlichen gesellschaftlichen Bereichen geworden.

(2) Die gesellschaftlichen Aktivitäten der Unternehmen reichen von der Unterstützung von Sportvereinen und Sportveranstaltungen über das Bildungsengagement im Bereich Demokratie, Schulförder-Vereine, der Unterstützung von Selbsthilfegruppen bis zu Sachspenden von Heizmaterial. Die nachfolgende Tabelle gibt Aufschluss über die Verteilung der Zuwendungen. Mit 26 % kommt ein großer Anteil dem Sport und dem damit verbundenen gesellschaftlichen und gesundheitsfördernden Wirkungen zugute. Neben Vereinen und Sportveranstaltungen wurde auch der Olympiastützpunkt Cottbus /Frankfurt unterstützt.

Tabelle 6: Gesellschaftliches Engagement von Vattenfall Europe und MIBRAG mbH in der Lausitz und Mitteldeutschland (2010)

	Ausgaben in Tsd. Euro	Anteile
Sport	752,4	26%
Kunst/Kultur/Tourismus	396,7	14%
Soziales/Schule/Bildung/Nachwuchsförderung	356,1	12%
Förderung der Infrastruktur	325,0	11%
Umwelt	89,3	3%
Sonstiges (Kleinsponsoring, Geld- und Sachspenden)	951,0	33%
Summe	2.870,6	100%

Quelle: Prognos, auf Basis von Unternehmensangaben von Vattenfall und MIBRAG mbH

(3) Mit rund 397 Tsd. Euro trug ein erheblicher Teil der Spendensumme zur Realisierung regionaler Kunst- und Kulturveranstaltungen bei. Die Unternehmen engagierten sich bei dem Filmfestival Cottbus, der Sagennacht oder unterstützen Heimat-, Dorf- und Musikfeste sowie den örtlichen Tourismusverband.

(4) Die Kinder und Jugendlichen sind die Zukunft der Region. Individuelle Förderung und gemeinschaftliche Fürsorge unterstützen sie auf dem Weg zu mündigen Bürgern und tragen zur Chancengleichheit auf dem Arbeitsmarkt bei. Auch ist eine gut ausgebildete und mündige Jugend bedeutend für die Stabilisierung der Region, die, wie gezeigt, von Abwanderung betroffen ist. Der gezielten Fürsorge und Förderung widmet sich die Stiftung Lausitzer Braunkohle aufgrund ihres Förderzwecks in differenzierter Form. Besonderen Wert legt die Stiftung auf die nachhaltige Wirkung der geförderten Maßnahmen. Neben Förderungen im frühkindlichen Bereich werden hauptsächlich innovative Bildungsprojekte, Aktivitäten der internationalen Zusammenarbeit oder Projekte zum Erhalt von Natur und Umwelt unterstützt. Weitere Förderformen sind die Verleihung von Stipendien und Förderpreisen. Die Stiftung stellte dafür (im Jahr 2010) über 100 Tsd. € zur Verfügung.

Mit zusätzlichen Geld- und Sachspenden durch die Unternehmen werden außerdem Projekte gefördert, die dazu beitragen, die Lebensqualität in der Region nachhaltig zu verbessern und das eigenverantwortliche Handeln sowie das gesellschaftliche Miteinander zu fördern. Das betrifft u. a. Frauenhäuser, Begegnungsstätten, Kinder- und Jugendheime. Zudem unterstützt die Braunkohlenindustrie Forschungseinrichtungen. Im Jahr 2010 konnte insbesondere die TU Bergakademie Freiberg und der Stifterverband für die deutsche Wirtschaft (Stiftungsprofessur Uni Leipzig) profitieren. Daneben gab es Professuren an der BTU Cottbus, der TU Dresden sowie der Hochschule Zittau.

(5) Durch eine Vielzahl an Maßnahmen tragen die Unternehmen zum Umwelt- und Naturschutz bei. Zu nennen sind hier einerseits die Förderung der Lernwerkstatt Natur aber auch das Photovoltaik Gymnasium Guben. Mit ca. 325 Tsd. Euro werden weitere Infrastrukturprojekte finanziert, wie der Solarpark Welzow oder der energieoptimierte Standort Rietschen und das Erdwärmeprojekt Reichwalde.

(6) Hinsichtlich der regionalen Verteilung der gesellschaftlichen Aktivitäten der ostdeutschen Braunkohlenindustrie kommt mit gut 85 % der Großteil dem Lausitzer Revier zugute, der Rest fließt in das Mitteldeutsche Braunkohlenrevier. Im Mitteldeutschen Revier kommen die finanziellen Zuwendungen vor allem den Landkreisen

Leipziger Land und dem Burgenlandkreis zugute. In der Region Ober- und Niederlausitz liegt der Schwerpunkt der Förderung auf den Landkreisen Cottbus, Görlitz und Spree-Neiße sowie Oberspreewald-Lausitz.

(7) Das aufgezeigte gesellschaftliche Engagement trägt zur Verbesserung der sozialen Infrastruktur und dem Ausbau der Attraktivität der Region bei. Einerseits steht die Förderung der Jugendlichen durch Bildung, Sport und Freizeit im Vordergrund. Andererseits werden Projekte unterstützt, die ein umfangreiches kulturelles Angebot, touristische Besonderheiten, die Lebensqualität und die Attraktivität der Region steigern. Diese Standortfaktoren prägen das Bild der Region nach außen und innen und verbessern die weichen wie harten Standortfaktoren. Es wird ersichtlich, dass über den oben genannten monetären Wert des gesellschaftlichen Engagements hinaus positive und nachhaltige Effekte für die gesamte Region erzielt werden können.

Anmerkung zur Prognos Studie und den Ergebnissen der EEFA Studie „Rolle der Braunkohlenindustrie für die Produktion und Beschäftigung in Deutschland“

(8) Die ostdeutsche Braunkohlenindustrie besitzt über die Grenzen der Neuen Länder hinaus regionalwirtschaftliche Bedeutung. Rund ein Viertel der Nachfrage nach Gütern und Dienstleistungen für den Produktionsprozess der ostdeutschen Braunkohlenindustrie wird durch Importe vornehmlich aus den alten Ländern und zum Teil aus dem Ausland befriedigt. Diese Nachfrage bewirkt Beschäftigungs- und Produktionseffekte auch in den alten Ländern. Die rheinische Braunkohle bezieht ihrerseits einen Teil ihrer Vorleistungen von Unternehmen in Ostdeutschland. Die „Rolle der Braunkohlenindustrie für die Produktion und Beschäftigung in Deutschland“ hat das EEFA-Institut für den DEBRIV untersucht. Während EEFA die von der ost- und westdeutschen Braunkohlenindustrie ausgehende Gesamtwirkung untersuchte, thematisiert die vorliegende Studie die regionalwirtschaftliche Bedeutung der ostdeutschen Braunkohle.

Differenzen in den Beschäftigtenzahlen, der Wertschöpfung und den Multiplikatoren resultieren aus den unterschiedlichen Untersuchungsgebieten. So bleiben die erwähnten Effekte der ostdeutschen Braunkohle im restlichen Bundesgebiet in der vorliegenden Studie unberücksichtigt. Zudem wurde hier eine ostdeutsche Input-Output-Tabelle abgeleitet, in der die Importe aus den westdeutschen Ländern und dem Ausland bewusst isoliert werden. Damit wird deutlich, dass im Endeffekt regionalwirtschaftliche Multiplikatoren der ostdeutschen Braunkohlenindustrie bezogen auf Ostdeutschland geringer ausfallen müssen als die Multiplikatoren der ostdeutschen Braunkohle bezogen auf Gesamtdeutschland. So errechnete das EEFA-Institut einen Multiplikator für die Braunkohlenwirtschaft von rund 3,5.

4 Szenariorahmen zur Bewertung der zukünftigen Bedeutung der Braunkohle in Ostdeutschland

(1) Die Energiewirtschaft in Deutschland ist derzeit von erheblichen Unsicherheiten geprägt. Die Bundesregierung hat im Herbst 2010 ein Energiekonzept unter der Annahme einer Verlängerung der Laufzeiten von Kernkraftwerken vorgelegt. Gegen den Widerstand der Opposition wurde das daraus abgeleitete Gesetzespaket auch im Bundestag beschlossen.

(2) Nach der Reaktorkatastrophe im japanischen Fukushima als Folge eines Tsunamis korrigierte die Bundesregierung jedoch den Kurs zur Nutzung der Kernenergie nochmals. Nach einem Moratorium, aufgrund dessen die sieben ältesten Kernkraftwerke und das Kernkraftwerk Krümmel für drei Monate vom Netz genommen wurden, beschloss die Bundesregierung, ihre ursprüngliche Laufzeitverlängerung wieder zurück zu nehmen und in Deutschland spätestens bis zum Jahr 2022 aus der Nutzung der Kernenergie auszusteigen.

(3) Zusätzlich zu den Beschlüssen zum Ausstieg aus der Kernenergie wurden in zahlreichen Gesetzesnovellen erste Schritte zur Umsetzung der Energiewende initiiert. Die für die Braunkohlenwirtschaft wesentlichen Änderungen aus den Beschlüssen zur Energiewende werden im Folgenden kurz dargelegt.

4.1 Energiepolitische Rahmenbedingungen

(1) Das aktuelle Gesetzespaket zur Energiewende fokussiert zwar nicht unmittelbar auf den Klimaschutz, es ist aber vor diesem Hintergrund zu analysieren. Denn trotz einer Neuausrichtung der Energiepolitik insbesondere hinsichtlich der Nutzung der Kernenergie bleiben die bisher auf europäischer Ebene eingegangenen Verpflichtungen zum Klimaschutz bestehen. Bis zum Jahr 2020 sollen in der Europäischen Union mindestens 20 % der Treibhausgase im Vergleich zum Jahr 1990 reduziert werden. Dazu werden den unter dem europäischen Emissionshandelssystem erfassten Anlagen bis zum Jahr 2020 feste Budgets für CO₂-Emissionen zugeteilt, die als Gesamtmenge nicht überschritten werden dürfen.

Auch die Ziele, bis zum Jahr 2020 mindestens 20 % des Endenergiebedarfs durch erneuerbare Energien zu decken und Energie gegenüber 2005 insgesamt um mindestens 20 % effizienter zu nutzen, stammen aus der Zeit vor der Reaktorkatastrophe.

(2) Die neuen Beschlüsse zum beschleunigten Ausstieg aus der Kernenergie (Atomänderungsgesetz), den verstärkten Netzausbau (Netzausbaubeschleunigungsgesetz), die Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), um nur einige zu benennen, gehen alle einher mit den langfristigen Zielen der Bundesregierung, bis zum Jahr 2050 die Treibhausgasemissionen um mindestens 80 % im Vergleich zu 1990 zu reduzieren und den Anteil der erneuerbaren Stromerzeugung bis 2050 auf 80 % zu steigern.

(3) Der beschleunigte Ausstieg aus der Kernenergie führt jedoch dazu, dass die Herausforderungen auf dem Weg bis zum Jahr 2050 ambitionierter werden. So bedingt der Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2022 den Verlust an 20 GW gesicherter und planbarer Erzeugung im deutschen Kraftwerkspark, die bei einem in etwa gleichbleibenden Spitzenstrombedarf zu ersetzen ist.

(4) Für die Nutzung der Braunkohle in Ostdeutschland ergeben sich nach dem Konzept der Bundesregierung vor und nach der Reaktorkatastrophe bereits bis zum Jahr 2020, aber erst recht in der langfristigen Perspektive Unsicherheiten bezüglich der Ausgestaltung der zukünftigen Energiepolitik. Diese resultieren aus bisher unzureichenden Regelungen zum Klimaschutz in der EU nach 2020, Unklarheiten bezüglich des zukünftigen Marktdesigns im Stromsektor und aus einer bisher nicht geführten, breit angelegten gesellschaftlichen Diskussion zur Nutzung der CCS-Technik.

Darüber hinaus ist in der Perspektive bis 2020/2030 zu hinterfragen, welche Änderungsgeschwindigkeit bei der Energiewende in allen notwendigen Bereichen real erzielt werden kann. Hier stehen insbesondere Aspekte des Netzausbaus und der technischen Stabilität des Stromsystems im Vordergrund der Diskussion aber auch die Schaffung großtechnischer Speicheranlagen für Strom.

(5) Eine detailliertere Analyse des für die Braunkohle in Ostdeutschland relevanten energiepolitischen Rahmens findet sich in Kapitel 6.1. Dort wird beschrieben, welche Herausforderungen sich auf der Basis internationaler Regelungen, insbesondere zum Klimaschutz, für die Braunkohle ergeben. Zusätzlich wird dargestellt, welche Aspekte der europäischen, nationalen und regionalen Gesetzgebung die Braunkohlennutzung in Ostdeutschland beeinflussen.

(6) Um die skizzierten Unsicherheiten entsprechend abbilden zu können, ist es für eine langfristige Betrachtung zur Zukunft der ostdeutschen Braunkohle in der deutschen Stromerzeugung sinn-

voll, sich der Fragestellung szenarisch anzunähern. Die analysierten Szenarien werden im folgenden Abschnitt 4.2 bezüglich ihrer Einordnung in den Gesamtkontext kurz qualitativ beschrieben. Eine detaillierte Dokumentation der quantitativen Annahmen in den einzelnen Szenarien erfolgt dann im Kapitel 6.2.1.

4.2 Beschreibung der Szenarien

(1) Das erste analysierte Szenario „**Bundesregierung 2010**“ verdeutlicht nochmals die Beschlusslage der Regierung aus dem Herbst 2010 mit der Laufzeit-Verlängerung der Kernkraftwerke als wesentlicher Baustein des damaligen Energiekonzepts. In diesem Beschluss wurde festgelegt, dass die vor 1980 ans Netz gegangenen Anlagen bezogen auf das Atomgesetz aus dem Jahr 2002 ihre Laufzeit um 8 Jahre verlängern dürfen und die ab 1980 in Betrieb genommenen Anlagen um 14 Jahre. Dieses Szenario beschreibt die praktische Ausgangslage, mit der die Braunkohlewirtschaft Anfang des Jahres 2011, also vor etwa einem halben Jahr, konfrontiert war.

Das Energiekonzept aus dem Jahr 2010 beschrieb neben der Laufzeitverlängerung einen deutlich ambitionierten Energieeffizienzpfad (Szenario II a der Energieszenarien 2010), einen erheblichen Ausbau der erneuerbaren Energien in allen Bereichen und einen deutlich anziehenden Klimaschutz, der langfristig bis zum Jahr 2050 mindestens 80 % der Treibhausgasemissionen im Vergleich zum Jahr 1990 vermeidet. In der EU werden mindestens 60 % der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 reduziert, was einen weiterhin ambitionierten Klimaschutz voraussetzt.

In diesem Szenario wird unterstellt, dass der Netzausbau zur Integration der erneuerbaren Energien zeitgerecht erfolgt, um bis 2020 Anteile an der Stromversorgung von mehr als 30 % und bis 2030 mehr als 50 % realisieren zu können. Dabei ist auch eine Verdopplung der Grenzübergangskapazitäten in die deutschen Nachbarstaaten bis 2040 unterstellt. Darüber hinaus wird angenommen, dass sämtliche Transformationsprozesse zum Strommarktdesign und die notwendigen technischen Entwicklungen im Bereich Systemstabilität und Speicher erfolgen.

Zusätzlich wird angenommen, dass die Nutzung der CCS-Technik keine große Verbreitung erfährt und wegen mangelnder gesellschaftlicher und politischer Akzeptanz auf wenige Anlagen beschränkt bleibt.

In diesem hier skizzierten ambitionierten Zielszenario der Bundesregierung, das allerdings bedeutungslos geworden ist, wäre der absehbare Handlungsspielraum für die Braunkohle in Deutschland bereits mittelfristig bis zum Jahr 2020 sehr begrenzt gewesen.

(2) Im zweiten Szenario „**Bundesregierung 2011**“ wird eine mögliche Entwicklung in Anlehnung an die aktuelle Beschlusslage nach der Reaktorkatastrophe von Fukushima dargestellt. Es greift vor allem den vorzeitigen Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2022 auf, mit dem sofortigen Abschalten der sieben ältesten Meiler und dem Kernkraftwerk Krümmel. Bezüglich der Klimaschutzziele, der erneuerbaren Stromerzeugung, dem notwendigen Netzausbau und technologischen Wandel ist dieses Szenario identisch mit dem Szenario „Bundesregierung 2010“. Auch für die CCS-Technik wird keine weite Verbreitung angenommen.

Zusätzlich wurde in diesem Szenario ein etwas höherer Strombedarf hinterlegt, da die aktuelle progressive Entwicklung der Konjunktur den Strombedarf im Vergleich zum Jahr 2010 auf ein anderes Ausgangsniveau hebt. Dieses höhere Ausgangsniveau kann langfristig zu einem höheren Strombedarf führen. Das Referenzszenario aus dem Energiekonzept 2010 bildet langfristig einen höheren Strombedarf ab und wird daher in dieser Betrachtung zu Grunde gelegt. Insbesondere in der mittelfristigen Perspektive ändert sich die Situation für die Braunkohle signifikant. Durch den Wegfall von erheblichen Kapazitäten an Kernenergie stellt sich eine deutlich bessere Perspektive für die Verstromung von Braunkohle dar.

(3) Das dritte Szenario „**Netzbeschränkung**“ greift eine der größten Herausforderungen auf, die mit der geplanten Energiewende einher gehen. Mit dem verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien werden zukünftig sehr wahrscheinlich Stromerzeugung und Stromverbrauch räumlich weiter auseinander driften. Diese zunehmende räumliche Distanz gilt es sehr wahrscheinlich mittels Netzausbau zu überbrücken.

Die dena-Netzstudie II weist allein bis zum Jahr 2020 einen zusätzlichen Leitungsbau von über 3.500 km aus. Die Erfahrungen aus der Vergangenheit beim Netzausbau zeigen jedoch, dass ein solcher umfangreicher Ausbau mit erheblichen Risiken verbunden ist. Neben Finanzierungsfragen ist vor allem eine fehlende lokale Akzeptanz häufig ein wesentlicher Grund für lange Verzögerungen bei dieser Art von Infrastrukturprojekten.

Das hier analysierte Szenario skizziert daher die Auswirkungen eines verlangsamten Netzausbaus. Dieser wird insbesondere in einem ebenfalls langsameren Ausbau der erneuerbaren Energien resultieren. Insbesondere davon betroffen wäre unserer Einschätzung nach der Ausbau der Offshore-Windenergie. Die Offshore-Windenergie ist räumlich stark im Norden Deutschlands konzentriert und zur Umsetzung der geplanten Projekte ist ein entsprechender Netzausbau zwingend notwendig. Auch der Photovoltaikausbau, konzentriert im Süden, würde durch einen verringerten Netzausbau etwas geringer ausfallen.

Zusätzlich von einem geringen Netzausbau betroffen wäre auch der Stromaustausch mit den Nachbarländern. Zu gering wäre die Einbindung der zusätzlichen Grenzkuppelstellen in die nachgelagerten Netze. Daher wird in diesem Szenario auch keine Verdopplung dieser Kapazitäten bis 2040 unterstellt, sondern nur ein Ausbau um knapp die Hälfte.

Alle anderen Parameter wie Strombedarf, Klimaschutzvorgaben und Nutzung der Kernenergie bleiben im Vergleich zum Szenario „Bundesregierung 2011“ gleich. Daraus ergeben sich für die Braunkohle verbesserte Optionen, weil mittelfristig der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien schwächer ausfällt und die Braunkohle dadurch bessere Marktchancen hat.

(4) Im vierten Szenario „**Ausbau CCS**“ wird der Durchbruch einer technologischen Option beschrieben, die sich heute im Entwicklungsstadium befindet. Das von der Bundesregierung auf den Weg gebrachte CCS-Gesetz für die Weiterentwicklung und Markteinführung dieser Technik schafft zwar eine erste Basis, von der aus die Entwicklung weiter betrieben werden kann, es löst jedoch nicht die Hauptfrage für diese Technologie. Ohne eine breite gesellschaftliche Akzeptanz, zumindest in den mit der Technologie konfrontierten Bundesländern, wird die Technik sehr wahrscheinlich kein breites Anwendungsspektrum finden können.

In diesem Szenario wird unterstellt, dass diese gesellschaftliche Akzeptanz für CCS geschaffen wird und der Technologie nach 2025 keine Restriktionen hinsichtlich der Infrastruktur und der Lagerstätten entgegen stehen. Darüber hinaus wird unterstellt, dass durch die Verfügbarkeit der Technologie in Europa die ambitionierten Klimaschutzziele zu erreichen sind und die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 in der EU um mindestens 80 % reduziert werden. Voraussetzung dafür ist, dass vor allem auch großindustrielle Prozesse wie die Stahlerzeugung ohne die Emission von CO₂ auskommen. Für Deutschland wird dann im Vergleich zu 1990 eine Reduktion um mehr als 80 % realisiert. Ab dem Jahr 2030 wird unterstellt, dass Neubaukraftwerke auch beim Einsatz von Erdgas Emissionsstandards einhalten müssen, die entweder nur mit der CCS-Technik eingehalten werden können oder durch die Verstromung CO₂-neutraler Brennstoffe.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien bleibt in diesem Szenario vergleichbar zum Szenario „Bundesregierung 2011“. Es wird auch unterstellt, dass die Marktumgestaltung sowie Netz- und Systemintegrationsfragen gelöst werden können.

Das vierte Szenario bietet vor allem langfristig aufgrund seiner Ausgestaltung wahrscheinlich die größten Marktchancen für die Braunkohle. Es dient zudem zur Abschätzung eines langfristigen oberen Szenarios für den Bedarf an Braunkohle in der Stromer-

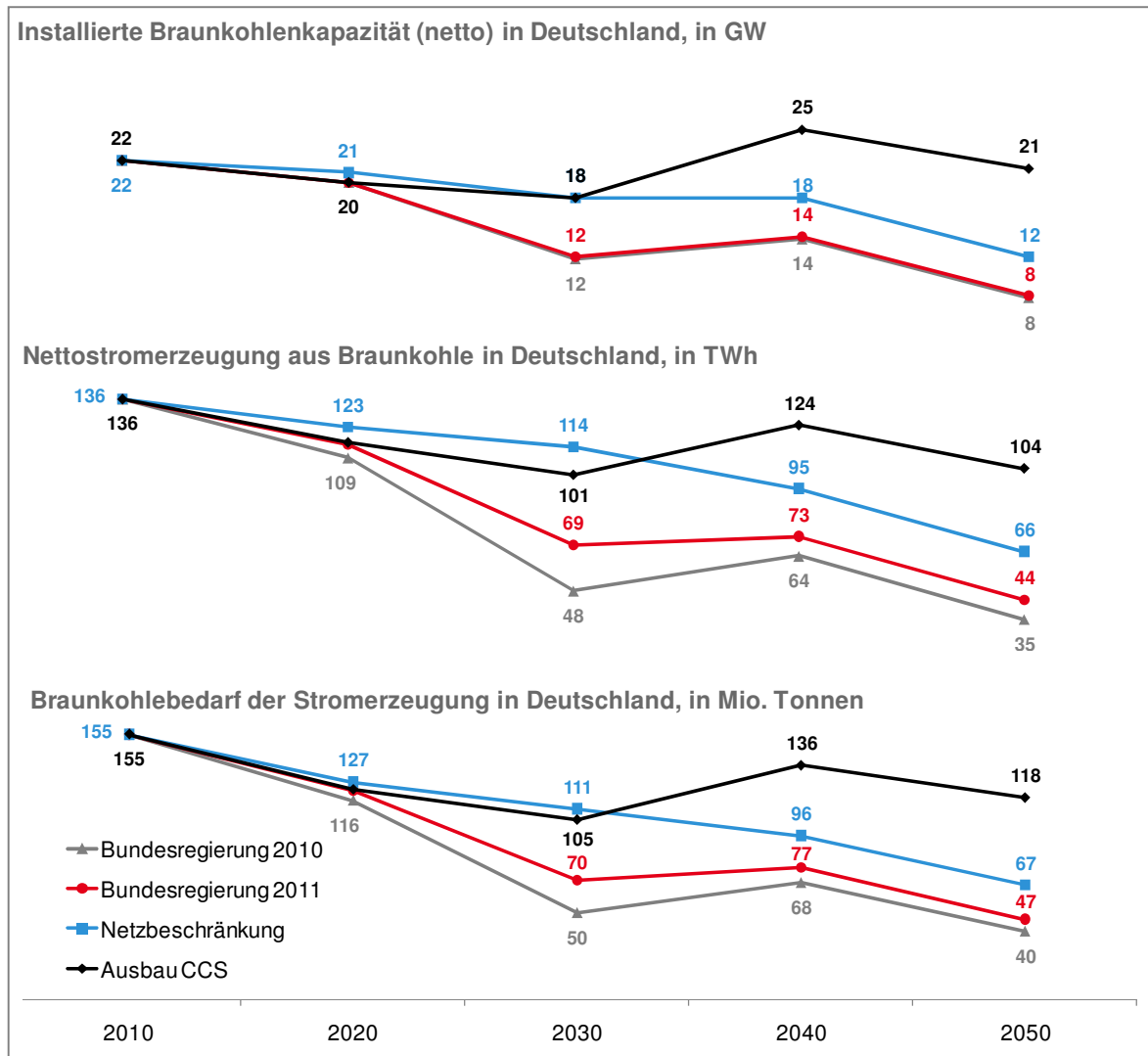
zeugung Ostdeutschlands und verdeutlicht einen alternativen Weg, wie die Energiewende in Deutschland auch bei einer langfristigen Nutzung der Braunkohle bei geringster Importabhängigkeit erreicht werden kann.

4.3 Kurze Ergebnisdarstellung - Braunkohle in Deutschland

(1) Die Entwicklung der **installierten Leistung** der Braunkohlenkraftwerke in Deutschland vollzieht sich entsprechend der Szenarienauslegung differenziert. Während die installierte Leistung der Braunkohlenkraftwerke in den Szenarien „Bundesregierung 2010“ und „Bundesregierung 2011“ gleichermaßen von knapp 22 GW Nettoleistung im Jahr 2010 auf 8 GW im Jahr 2050 abnimmt, sind im Szenario mit verlangsamtem Netzausbau bis 2050 zusätzliche Kraftwerkskapazitäten notwendig, um die Stromerzeugung Deutschlands sicher zu stellen. Investitionen in konventionelle Braunkohlentechnik mit Trockenkohle erweisen sich hier als wirtschaftlichere Alternative gegenüber der Investition in Steinkohle- und Erdgasanlagen. Die installierte Leistung beträgt 2050 noch 12 GW, halbiert sich aber auch in diesem Szenario nahezu im Vergleich zum Jahr 2010 (vgl. Abbildung 12).

(2) Hauptverantwortlich für diese Entwicklung sind die anspruchsvollen Klimaschutzvorgaben bis zum Jahr 2050, die die Braunkohle ohne eine weite Verbreitung der CCS-Technik unter Druck setzen und eine stärkere Rolle im Markt verhindern. Wird wie im Szenario „Ausbau CCS“ eine verstärkte Realisierung dieser Technologie unterstellt, bleibt die installierte Braunkohlenkraftwerksleistung in Deutschland langfristig auf dem heutigen Niveau. Die CCS-Technik wird sehr wahrscheinlich schwerpunktmäßig in Braunkohlenanlagen installiert, weil hier der Brennstoffkostenvorteil ausgelöst durch die Wirkungsgradverluste gegenüber Steinkohle und Erdgas weniger kostenwirksam wird.

Abbildung 12: Entwicklung der Braunkohle in der Stromerzeugung in Deutschland bis zum Jahr 2050



Quelle: 2010er Daten DEBRIV, Prognos

(3) Die Nettostromerzeugung aus Braunkohle entwickelt sich in den Szenarien „Bundesregierung 2010“ und „Bundesregierung 2011“ ähnlich rückläufig mit dem Unterschied, dass die Stromerzeugung in Anlehnung an das Energiekonzept des Jahres 2011 bis zum Jahr 2030 höher ausfällt aufgrund des früheren Kernenergieausstiegs. Dieser führt zu höheren Marktanteilen von Braunkohle. Langfristig sinkt in beiden Szenarien die Stromerzeugung bis zum Jahr 2050 um mehr als zwei Drittel (vgl. Abbildung 12).

(4) Ein verzögerter Ausbau der Stromnetze und ein daraus resultierender geringerer Ausbau der erneuerbaren Energien im Vergleich zu den Bundesregierungsszenarien führt insbesondere mittelfristig bis 2030 zu einer signifikant höheren Stromerzeugung

aus Braunkohle, die aber langfristig ebenfalls deutlich rückläufig ist. Im Maximum liegt die Stromerzeugung aus Braunkohle im Jahr 2030 um mehr als 40 TWh höher als im Szenario „Bundesregierung 2011“.

(5) Langfristig die größten Marktchancen und damit auch die höchste Nettostromerzeugung hat die Braunkohle mit der Nutzung der CCS-Technik. Bis 2030 sinkt die Stromerzeugung leicht aufgrund der zunehmenden Bedeutung der erneuerbaren Energien und der Verdrängung von Grundlastenerzeugung. Nach 2030, mit der in diesem Szenario unterstellten Emissionsgrenze für Neubaukraftwerke, steigt bis zum Jahr 2040 wiederum die Bedeutung der Braunkohle-CCS in der Verdrängung von konventionellen Kohleanlagen und teilweise auch Erdgas. In der Konsequenz wird mehr Strom aus Braunkohle erzeugt, der im Jahr 2040 zu etwa 80 % aus CCS-Anlagen stammt. Der weitere Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung bis 2050 auf einen Anteil von über 80 % reduziert dann wiederum die Strommengen aus Braunkohle-CCS bis 2050.

(6) Der Einsatz von Braunkohle in Kraftwerken folgt im Wesentlichen der Stromerzeugungsmenge in den analysierten Szenarien (vgl. Abbildung 12). Die langfristig sinkende Stromerzeugung und die steigende Effizienz der konventionellen Kraftwerke führt zu weniger Braunkohleneinsatz über die Jahre. In den Bundesregierungsszenarien wird der Einsatz in der Stromerzeugung bereits bis 2030 mehr als halbiert. Einzig die Szenarien mit verlangsamtem Netzausbau und CCS-Akzeptanz lassen den Braunkohlenbedarf bis 2030 weniger stark sinken. Im CCS-Szenario steigt jedoch der Einsatz nach 2030 wieder durch die steigende Stromerzeugung und eine geringere Effizienz der CCS-Anlagen im Vergleich zu Anlagen ohne CCS.

5 Regionalwirtschaftliche Perspektiven der Braunkohlenwirtschaft in Ostdeutschland

(1) Die Braunkohlenwirtschaft steht im Spannungsfeld zwischen einer erheblichen regionalwirtschaftlichen Bedeutung in strukturschwachen Regionen Ostdeutschlands und wachsenden Anforderungen aus den Vorgaben zum Klimaschutz und den Transformationsprozessen im Energiesystem.

Grundlage für die regionalwirtschaftliche Perspektive für die Braunkohle in Ostdeutschland bilden daher die Analysen zum Strommarkt. Nur wenn Braunkohle hier ihre Rolle behaupten kann, ist zu erwarten, dass auch die heutige, in Kapitel 3 dargestellte, erhebliche regionalwirtschaftliche Bedeutung beibehalten werden kann. Der Fokus liegt in unserer Untersuchung auf der Stromerzeugung, weil diese momentan im Osten weit über 90 % der Braunkohlennutzung ausmacht. Optionen, die mit einer verstärkten stofflichen Nutzung von Braunkohle verbunden sind, werden hier nicht analysiert.

(2) Die grundlegende Rolle der ostdeutschen Braunkohlenindustrie wird im folgenden Kapitel analysiert. Wir nutzen dazu die Ergebnisse des Prognos-Kraftwerksmodells, welches standortscharf Ergebnisse zu Stromerzeugung und Brennstoffeinsatz liefert. Die zukünftige regionale Verteilung der Braunkohlenkraftwerke wurde im Zubau entsprechend der in den Revieren abgehenden Kraftwerke angenommen. Ein Kraftwerk, das im Rheinischen Revier vom Netz geht, wird also nicht in Ostdeutschland ersetzt. Ähnlich wurde auch mit der Bedeutung der CCS-Technik umgegangen. Auch hier haben wir unterstellt, dass eine Akzeptanz der mit dieser Technik einhergehenden Infrastruktur keiner regionalen Tendenz unterliegt, also dass CCS im Rheinland ähnlich wahrscheinlich ist wie in den ostdeutschen Revieren.

Sollten sich dennoch regionale Verschiebungen in der Intensität der Braunkohlenwirtschaft ergeben, liegt dies an unterschiedlich ausgeprägten Investitionszyklen, wie diese auch in der Vergangenheit schon zu beobachten waren.

5.1 Entwicklung der Braunkohle in Ostdeutschland

(1) Die Entwicklung der **installierten Leistung** der Braunkohlenkraftwerke in Ostdeutschland folgt in den groben Tendenzen dem Bundestrend. Bis zum Jahr 2020 steigt die Nettoleistung in Ostdeutschland durch die geplante Inbetriebnahme des Blockes R im Kraftwerk Boxberg in allen Szenarien. Danach gibt es eine Ausdifferenzierung der Entwicklung. Während in den Szenarien

„Bundesregierung 2010“ und „Bundesregierung 2011“ im Wesentlichen die sanierten 500-MW-Blöcke in Ostdeutschland nicht ersetzt werden – betroffen ist davon insbesondere der Standort Jänschwalde – wird im Szenario „Netzbeschränkung“ am Standort nochmals eine Anlage mit Trockenbraunkohle ersetzt.

Zusätzlich geht in allen Szenarien vor 2020 eine erste CCS-Demonstrationsanlage mit einer Nettoleistung von 300 MW in Betrieb. Stadtwerke mit Heizkraftwerken, die heute Braunkohle nutzen, werden unter den gesetzten Rahmenbedingungen sehr wahrscheinlich bei einer Erneuerung nicht wieder auf Braunkohle als Brennstoff zurück greifen.

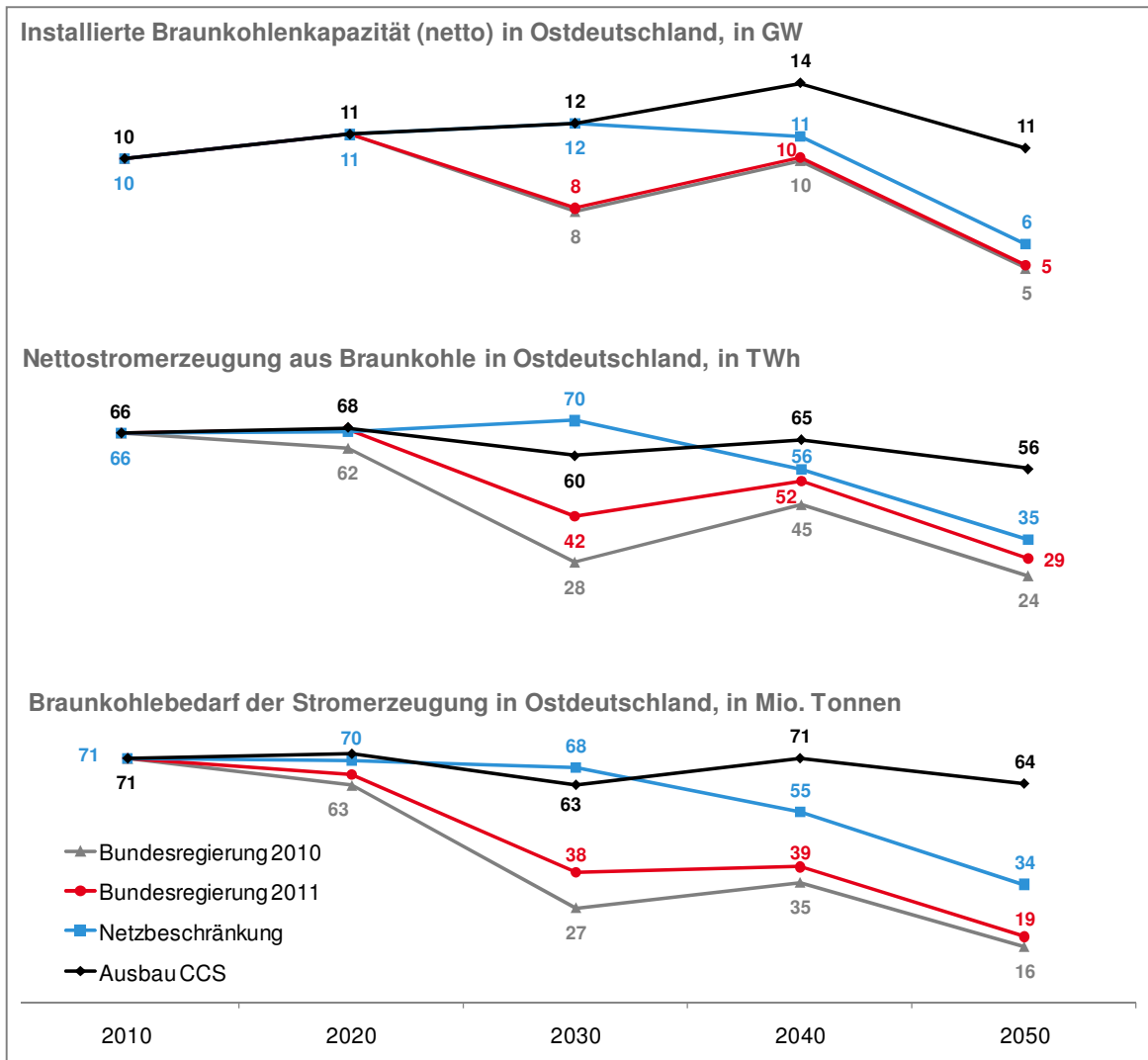
(2) In den Szenarien der Bundesregierung gehen nach dem Jahr 2030 bis 2040 wiederum 2.000 MW CCS-Anlagen in Ostdeutschland in Betrieb. Danach werden in diesen beiden Szenarien in Ostdeutschland keine neuen Anlagen mehr in Betrieb genommen. Allenfalls werden die heute bestehenden Blöcke bei einer gegebenen Wirtschaftlichkeit nochmals generalüberholt und so in ihrer Lebensdauer 5 bis 10 Jahre verlängert (vgl. Abbildung 13).

Im Szenario „Netzbeschränkung“ kommen zwischen den Jahren 2030 und 2040 ebenfalls zwei CCS-Blöcke mit einer installierten Leistung von jeweils 1.000 MW hinzu. Insgesamt wird dafür angenommen, dass für die CCS-Technik lediglich eine Pilotphase sowie eine erste Ausbaustufe realisiert werden kann. Gründe für diese begrenzte Realisierung sind heute weiterhin unklare Rahmenbedingungen für die CCS-Technik, fehlende Bekenntnisse der Politik, bestehende Widerstände in der Bevölkerung oder die bestehende Ungewissheit bezüglich der Realisierung der CO₂-Speicherkapazitäten. Für den Zubau deutlich größerer CCS-Kapazitäten wäre der Aufbau einer europäischen CO₂-Infrastruktur notwendig. Im Szenario „Ausbau CCS“ wird dies unterstellt.

Nach dem Jahr 2040 werden dann die heute bestehenden Braunkohlenkapazitäten ebenfalls schrittweise zurück gebaut und unter den gegebenen Rahmenbedingungen nicht erneuert. Mangelnde Wettbewerbsfähigkeit bei hohen CO₂-Preisen ohne eine weitreichende Akzeptanz der CCS-Technologie ist Ursache für diese Entwicklung in den ostdeutschen Revieren.

(3) Bei einer Akzeptanz der CCS- Technologie werden langfristig die Kapazitäten auf dem heutigen Niveau von rund 10 GW konstant bleiben. Nach dem Jahr 2025 werden praktisch nur noch CCS-Anlagen in Ostdeutschland neu errichtet. Die heute bestehenden Anlagen gehen schrittweise nach dem Jahr 2030 außer Betrieb, so dass dann nach dem Jahr 2040 nur noch CCS-Anlagen in Betrieb sind.

Abbildung 13: Entwicklung der Braunkohle in der Stromerzeugung in Ostdeutschland bis zum Jahr 2050



Quelle: 2010er Daten DEBRIV, Prognos

(4) Die Nettostromerzeugung aus Braunkohle entwickelt sich in den Szenarien „Bundesregierung 2010“ und „Bundesregierung 2011“ bis zum Jahr 2030 deutlich rückläufig, wobei auch hier der Effekt eines früheren Atomausstiegs im Szenario „Bundesregierung 2011“ zu Gunsten von mehr Braunkohlenstromerzeugung im Osten sichtbar wird (vgl. Abbildung 12). Langfristig wird die Stromerzeugung aus Braunkohle aber mehr als halbiert.

(5) Ein verzögerter Ausbau der Stromnetze und ein daraus resultierender geringerer Ausbau der erneuerbaren Energien löst bis zum Jahr 2030 die höchste Stromerzeugung aus Braunkohle in den ostdeutschen Revieren aus. Das Niveau bleibt im Vergleich zu 2010 nahezu konstant. Langfristig halbiert sich die Erzeugung aus

Braunkohle aber auch hier durch die langsam wachsende Rolle der erneuerbaren Energien und stärkere Klimaschutzvorgaben, die die Braunkohlennutzung unter Druck setzen.

(6) Einen langfristig deutlich stärkeren Beitrag zur Stromerzeugung kann die Braunkohle im Osten bei ambitioniertem Klimaschutz nur im Szenario mit einer breiten Akzeptanz der CCS-Technik leisten. Hier sinkt die Braunkohlenverstromung bis zum Jahr 2050 im Vergleich zu heute um weniger als 10 %.

(7) Der Einsatz von Braunkohle in Kraftwerken folgt wie im bundesdeutschen Trend der Stromerzeugung (vgl. Abbildung 13). Bereits 2030 wird die Nutzung der Braunkohle im Szenario „Bundesregierung 2011“ nur noch halb so hoch sein wie im Jahr 2010. Ein verlangsamter Netzausbau mit in der Konsequenz geringerer regenerativer Erzeugung verschiebt diese Entwicklung um 20 Jahre auf 2050. Lediglich die breite Nutzung der CCS-Technologie ermöglicht eine langfristige Nutzung der Braunkohle in der Stromerzeugung auf einem Niveau zwischen 60 und 70 Mio. Tonnen pro Jahr.

5.2 Regionalwirtschaftliche Implikationen der Szenarien

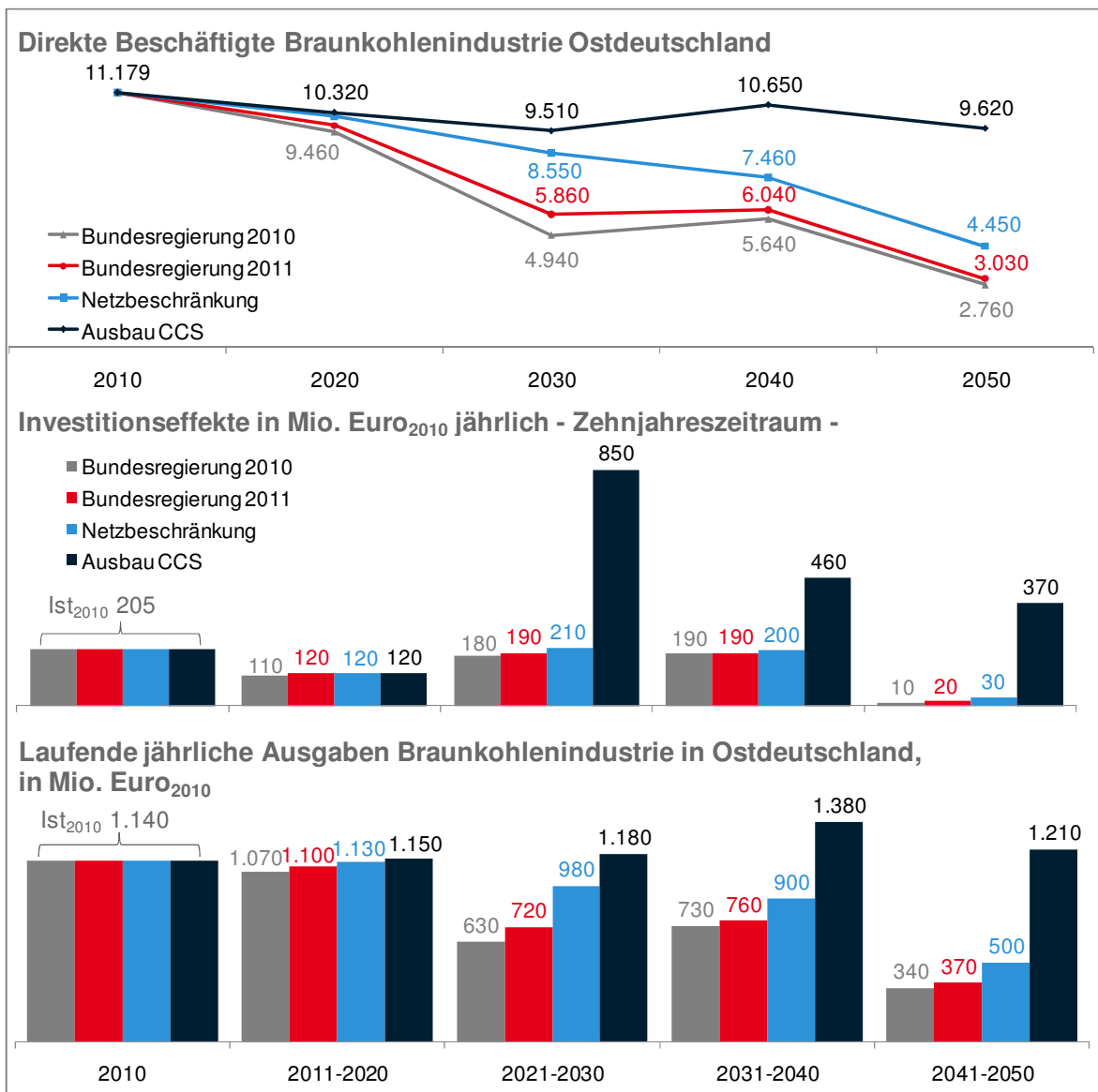
(1) Die zukünftige regionalwirtschaftliche Bedeutung der Braunkohle in Ostdeutschland ist naturgemäß eng an die Marktchancen des Energieträgers im deutschen und europäischen Strommarkt gekoppelt¹². Das Niveau von heute mehr als 11.000 direkten Beschäftigten in der Braunkohlenwirtschaft kann lediglich im Szenario mit einer breiten CCS-Akzeptanz annähernd gehalten werden. In allen anderen Szenarien sinkt die direkte Beschäftigung in der Braunkohlenwirtschaft um mehr als die Hälfte. Mit berücksichtigt wurden hierbei auch weitere Effizienzgewinne in den Tagebauen und bei den Kraftwerken, wobei unterstellt wurde, dass in einer CCS-Anlage zukünftig pro MW Leistung die Beschäftigung um den Faktor 1,3 höher liegt als in Anlagen ohne CCS.

(2) Am deutlichsten unterschiedlich fallen die Szenarien bei den Investitionen aus. Während in dem Szenario mit CCS-Akzeptanz nach dem Jahr 2020 erheblich mehr Mittel pro Jahr in Neuin-

¹² Folgende Annahmen liegen den Szenarien zugrunde: Es wurde ein Effizienzfortschritt in den Zehnjahreszeiträumen von 5 % pro Zeitraum unterstellt. Die notwendigen Investitionen mit CCS-Technologie liegen aus Investitionskostenannahmen abgeleitet um das 1,6-fache und bei den Vorleistungsbezügen der Kraftwerke um das 1,4-fache höher. Die Methodik zur Ermittlung der zukünftigen wirtschaftlichen Effekte kann im Anhang nachvollzogen werden.

vestitionen fließen, stagnieren die Investitionsausgaben in den anderen analysierten Szenarien auf dem heutigen Niveau. Nach dem Jahr 2040 sind in diesen Szenarien mangels Perspektive praktisch keine Großinvestitionen in der Braunkohlenwirtschaft mehr zu erwarten (vgl. Abbildung 14).

Abbildung 14: Entwicklung der Braunkohlenwirtschaft in der Stromerzeugung Ostdeutschlands bis zum Jahr 2050



Quelle: Historische Daten für 2010 abgeleitet aus Unternehmensbefragungen, Prognos

(3) Die jährlichen laufenden Ausgaben der Braunkohlenindustrie werden sich in den Szenarien ohne deutliche CCS-Nutzung ebenfalls mindestens halbieren. Von heute rund 1 Mrd. Euro verbleiben dann langfristig lediglich 0,5 Mrd. Euro an Ausgaben. Im Szenario „Ausbau CCS“ können auch die laufenden Ausgaben auf dem heutigen Niveau stabilisiert werden.

(4) Von den hier dargestellten direkten Effekten gehen ähnliche Wirkungen auf die vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsstufen aus. Werden in Zukunft ähnliche Wirtschaftsverflechtungen wie heute unterstellt, lösen die direkten Entwicklungen mit den entsprechenden Multiplikatoren ähnliche Wirkungen bei den indirekten und induzierten Effekten aus. Die induzierte und indirekte Beschäftigung und Wertschöpfung in der Region werden sich folglich in den Szenarien ähnlich wie die direkten Effekte entwickeln.

(5) Die auftretenden direkten Auswirkungen bei Beschäftigung, Investitionen und laufenden Ausgaben werden wie beschrieben über die Zweit- und Drittrundeneffekte noch verstärkt. Besonders betroffen sind davon die strukturschwachen Regionen im direkten Umfeld der Braunkohlenwirtschaft, in denen heute hohe Anteile der Ausgaben der Braunkohlenwirtschaft veräußert werden und die Mitarbeiter der Unternehmen leben. Für die Szenarien heißt das, dass aus einer verstärkten CCS-Nutzung erhebliche wirtschaftliche Impulse für die Landkreise in den ostdeutschen Revieren ausgehen. Ohne eine CCS-Nutzung werden nach und nach die wirtschaftlichen Impulse der Braunkohlenwirtschaft abnehmen. Eine abnehmende Rolle der Braunkohlenindustrie müsste durch andere Wirtschaftszweige kompensiert werden, was allerdings seit der deutschen Wiedervereinigung im größeren Rahmen nicht gelungen ist. Andernfalls verlieren die Regionen zusätzlich an ökonomischer Substanz. Davon wären ebenfalls die Bereiche des gesellschaftlichen Engagements und der kommunalen Steuereinnahmen betroffen.

(6) Die derzeitige Zielsetzung der Bundesregierung („Bundesregierung 2011“) würde erhebliche Anpassungsprozesse in den Revieren der Braunkohlenindustrie in Ostdeutschland bereits bis 2030 notwendig machen. Ein verlangsamter Netzausbau und ein dadurch langsamerer Ausbau der erneuerbaren Energien würde die notwendigen Anpassungsprozesse lediglich zeitlich etwas verzögern. Die Rolle der Braunkohlenwirtschaft und deren regionalwirtschaftliche Bedeutung ist letztendlich bei einem ambitionierten Klimaschutz langfristig eng an die Akzeptanz und technische Umsetzung der CCS-Technik gekoppelt.

Hierbei wird unterstellt, dass das Energiekonzept der Bundesregierung 2011 zum Teil von bislang nicht realisierten Voraussetzungen ausgeht und deshalb Risiken bei der Umsetzung beinhaltet. Hierzu gehören u.a. der Netzausbau (im Inland sowie eine Ausbau der Kuppelstellen) oder die Entwicklung und Realisierung von Stromspeichern. Außerdem wird ein ambitionierter Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen verfolgt, wobei diese wahrscheinlich mittel- bis langfristig Regel- und Systemdienstleistungen bereitstellen müssen. Für diesen Ausbau muss langfristig eine Akzeptanz innerhalb der Gesellschaft erreicht werden, auch die entstehenden Kosten durch steigende Strompreise mitzutragen. Daneben sollte die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie durch zu hohe Strompreise nicht gemindert werden. All diese Punkte verdeutlichen die enormen Herausforderungen, die im Zuge der eingeschlagenen Energiewende zu bewältigen sind. Bis zur schrittweisen Realisierung dieser Punkte erscheint es sinnvoll alle Optionen zur Stromversorgung, mit Ausnahme der Kernenergie, offen zu halten und die individuellen Vorteile einzelner Stromerzeugungsmöglichkeiten zu nutzen.

6 Energiewirtschaftliche Entwicklung des Stromsystems

6.1 Ziele und Rahmenbedingungen der Energiepolitik

Das folgende Kapitel beschreibt die bestehenden, relevanten Gesetze und aktuellen Entwicklungen, die die Energiepolitik bestimmen: Zuerst werden internationale und europäische Rahmenbedingungen erläutert, anschließend nationale und länderspezifische Regelungen, die eine besondere Bedeutung für die Braunkohlennutzung besitzen.

6.1.1 Internationale Energiepolitik und Klimaschutzabkommen

(1) Der Fokus der internationalen Energiepolitik liegt bisher auf der Ausgestaltung der Klimapolitik. In dem **Kyoto-Protokoll** von 1997, einem Zusatzprotokoll der **Klimarahmenkonvention** der Vereinten Nationen, werden völkerrechtlich **verbindliche, quantitative Ziele** für die Emission von Treibhausgasen¹³ für Industrieländer festgelegt. Die Ziele beziehen sich dabei auf die erste Verpflichtungsperiode von 2008 bis 2012. Für die Mitgliedstaaten der Europäischen Union ist das **quantitative Ziel**, die Treibhausgas-Emissionen gegenüber dem Referenzjahr 1990 um 8 % zu verringern [UNFCCC 1998]. Zum Erreichen dieses Ziels hält das Kyoto-Protokoll verschiedene, „**flexible Mechanismen**“ bereit. Dabei sind **keine Zielvorgaben für bestimmte Energieträger, Sektoren oder Technologien vorgegeben**.

(2) Nachfolgende Klimakonferenzen, die verbindliche Verpflichtungen zur stärkeren Reduktion der Emissionen in Industrieländern und zur Einbindung der Schwellen- und Entwicklungsländer in den Emissionshandel nach der ersten Verpflichtungsperiode zum Ziel hatten, konnten **lediglich Absichtserklärungen** erreichen: In der **Klimakonferenz in Kopenhagen 2009** wurden in der Abschlusserklärung der Klimawandel und das „Zwei-Grad-Ziel“¹⁴ von allen unterzeichnenden Staaten anerkannt, es wurden

13 Bei den Treibhausgasen handelt es sich um Kohlenstoffdioxid (CO₂) sowie Methan, Distickstoffoxid, Fluorkohlenwasserstoffe, perfluorierte Kohlenwasserstoffe und Schwefelhexafluorid, deren Emissionen für eine aggregierte Betrachtung in CO₂-Äquivalente umgerechnet werden. Eine Tonne Kohlendioxid-Äquivalent ist eine Tonne Kohlendioxid oder die Menge eines anderen Treibhausgases, die in ihrem Potenzial zur Erwärmung der Atmosphäre einer Tonne Kohlendioxid entspricht [Bund 2004].

14 Ziel ist, die Erderwärmung auf durchschnittlich maximal zwei Grad zu begrenzen.

aber keine konkreten Zahlen zur Emissionsreduktion genannt. Es wird daneben ein „Green Climate Fund“ zur Finanzierung der von Anpassungsmaßnahmen betroffenen Länder eingerichtet. Die Ziele sollen im Jahr 2015 überprüft werden [BMU 2011].

Auch die **Klimakonferenz in Cancún 2010** endete lediglich in Absichtserklärungen, das „Zwei-Grad-Ziel“ zu erreichen, indem Emissionen „nach Verantwortung und Möglichkeiten“ vermieden und reduziert werden, der „Clean Technology“ Austausch forciert und Wälder als Kohlendioxidsenke geschützt werden sollen.

(3) Als nächste Etappe soll in der **Klimakonferenz Ende 2011 in Durban** ein Folgeabkommen für die Nach-Kyoto-Phase verabschiedet werden. Zur Vorbereitung der Konferenz wurden auf dem **Petersberger Klimadialog** am 3. und 4. Juli 2011 Kompromissmöglichkeiten ausgelotet. Die USA und China sowie weitere Schwellenländer wollen dabei weiterhin keinem verbindlichen Klimaschutzabkommen beitreten, so dass die Aussichten dafür momentan schlecht sind [BMU 2011]. Wie der weltweite Emissionshandel nach Auslauf der ersten Verpflichtungsperiode des Kyoto-Protokolls ab dem Jahr 2013 geregelt wird und ob er fortgeführt wird, ist momentan unklar; denkbar sind freiwillige Zusammenschlüsse.

(4) Damit sind ab 2013 voraussichtlich vor allem **EU- und Deutschlandweit geltende Klimaschutzgesetze** und ihr Einfluss auf die Braunkohlennutzung bindend.

6.1.2 Europäische Energiepolitik

(1) Während international in erster Linie klimapolitische Vorgaben die Energiepolitik und -wirtschaft beeinflussen, spielt die **europäische Gesetzgebung und Politik** über verbindlich umzusetzende Richtlinien eine **große Rolle** bei der Gestaltung der nationalen Energieversorgung. Neben Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit, rückt im Zuge des Klimaschutzes und der Abhängigkeit von Energieimporten der Ausbau der erneuerbaren Energien in den Vordergrund: Mittelfristig hat die EU das Ziel vorgegeben, bis 2020 20 % Energie aus erneuerbaren Quellen zu erzeugen sowie eine 20-prozentige Effizienzsteigerung zu erreichen und den Ausstoß von Treibhausgasen um 20 % zu reduzieren (**20-20-20 Ziel**). Dies ist ein konditioniertes Ziel. Legen sich im Zuge der Klimaverhandlungen weitere Industrienationen auf eine 20-prozentige Reduktion fest, sollen die EU internen Emissionen um minus 30 % sinken. Langfristig sollen **bis 2050** die gesamten CO₂-Emissionen in der EU **um 80 bis 95 % sinken** und es soll die Umstellung auf eine kohlenstoffarme Gesellschaft erfolgen [EU 2011 a].

(2) Daneben wird eine **Liberalisierung und Angleichung des europäischen Binnenmarktes** vorangetrieben.

Die europäische Atompolitik ist dagegen uneinheitlich: Nach der Havarie in dem japanischen Kernkraftwerk Fukushima werden die europäischen **Kernkraftwerke** einer **verschärften Sicherheitsprüfung** unterzogen. Die Tests sollen die möglichen Auswirkungen von Naturkatastrophen, menschlichem Versagen und Flugzeugabstürzen auf Kernkraftwerke untersuchen. Terrorangriffe sollen hier nicht gesondert untersucht werden. Durchgeführt werden die Tests zunächst durch die Betreiber, wobei eine Überprüfung durch nationale Behörden und anschließend durch Experten von weiteren Mitgliedsländern vorgesehen ist. Ob und in welchem Maße sich die Energiepolitik und damit der Kraftwerkspark in den europäischen Nachbarländern ändern werden, ist noch nicht abzusehen.

Energierichtlinien EU

(3) Die **Energiedienstleistungsrichtlinie (2006/32/EG)** [EU 2011 b] hat zum Ziel die **Effizienz der Endenergienutzung zu steigern**. Dies soll durch verbrauchsarme Endgeräte sowie einen funktionierenden Markt für Energiedienstleistungen erreicht werden. Zur weiteren Steigerung der Energieeffizienz sind außerdem unterschiedliche **Produkt-Verordnungen** mit Vorgaben zu zulässigen Verbrauchshöchstwerten erlassen worden. Bei konsequenter Umsetzung werden sich diese Vorgaben auf der Bedarfsseite in **einem sinkenden Endenergieverbrauch** auswirken.

(4) Mit der **EU-Binnenmarktrichtlinie (2009/72/EG)** [EU 2011 b] wurde die **Liberalisierung des Energiemarktes** fortgesetzt. Ziel ist ein europäischer Energiebinnenmarkt, bei dem ein Wechsel zwischen einzelnen Anbietern länderübergreifend möglich ist und der Schutz der Endkunden gesichert wird. Außerdem werden in der Richtlinie Verfahren für die Errichtung neuer Erzeugungskapazitäten, die **Entflechtung der Netze** und ein **Netzentwicklungsplan** geregelt.

(5) Die **Erneuerbare-Energien-Richtlinie (2009/28/EG)** [EU 2011 b] schreibt einen EU-weiten Anteil von 20 % erneuerbaren Energien an der Bruttoenergieerzeugung als verbindliches Ziel vor [EREC 2011]. Das daraus abgeleitete nationale Gesamtziel für **Deutschland beträgt 18 %**. Zur Erreichung der Ziele müssen **nationale Aktionspläne** ausgearbeitet und in zweijährigen Fortschrittsberichten dokumentiert werden. Der Mix der Energiequellen für die drei Sektoren Elektrizitätserzeugung, Wärme und Kälte sowie Verkehr ist den einzelnen Ländern freigestellt, um unterschiedliche Potenziale nutzen zu können. Somit ergeben sich

keine direkten Vorgaben für oder gegen den Bau spezieller Kraftwerke, in diesem Falle Braunkohlenkraftwerke.

(6) Die **Carbon-Capture-and-Storage Richtlinie (2009/31/EC)** [EU 2011 b] regelt die **Speicherung von Kohlenstoffdioxid**¹⁵ im kommerziellen Betrieb, betrifft jedoch nicht den Bau von Forschungslagerstätten mit einer Einlagerungsmenge von unter 100 Kilotonnen CO₂. Die Mitgliedsländer haben die Wahl, Gebiete mit Standorten zur Speicherung auszuweisen oder auch keine Speicherung zuzulassen. Die Richtlinie definiert die Vorgaben, die potenzielle Lagerstätten erfüllen müssen und den Ablauf der Genehmigungsverfahren. Daneben muss bei der Genehmigung neuer feuerungstechnischer Anlagen über 300 MW die Möglichkeit zur Nachrüstung mit einer CO₂-Abscheidung geprüft werden. Neben der Richtlinie wird über den europäischen Fonds „NER 300“ die **Erforschung kohlenstoffarmer Technologien**, u. a. CCS als Brückentechnologie, gefördert.

(7) Die **Emissionshandelsrichtlinie (2003/87/EG**, neueste Änderung durch **2009/29/EG)** [EU 2011 b] bildet den rechtlichen Rahmen für den **europäischen Emissionshandel** als marktwirtschaftliches Instrument im Rahmen der „flexiblen Mechanismen“ des Kyoto-Protokolls (s.o.). Aufgrund seiner Bedeutung für die Braunkohlenverstromung wird er in dem folgenden Abschnitt näher erläutert.

EU-Emissionsrechtehandel

(8) Leitender Gedanke des Emissionshandelssystems (Emission Trading System, **ETS**) ist die **Emissionsvermeidung zu möglichst geringen Kosten**. Hierzu wird ein knappes, EU-weites Gesamtbudget an Emissionsrechten **handelbar** gemacht („cap and trade“)¹⁶ und im Laufe der Zeit verkleinert. Grundlegend für das Emissionshandelssystem ist die **ETS-Teilnahmepflicht für bestimmte Anlagen**. Im Bereich der Energieumwandlung müssen all jene Anlagen teilnehmen, die eine Gesamtfeuerungsleistung von über 20 MW aufweisen.¹⁷

In der **ersten** (2005-2007) und **zweiten** (2008-2012) **Handelsperiode** wurden die Zertifikate anhand nationaler Allokationspläne

¹⁵ Dabei wird CO₂ im Kraftwerk technisch abgetrennt, um es in tiefen geologischen Strukturen einzulagern. Damit ließe sich der CO₂-Gehalt im Abgas des Kraftwerks um 75 % bis über 90 % verringern. Die CCS-Technologie befindet sich gegenwärtig in der Versuchs- und Entwicklungsphase.

¹⁶ Das ETS-Gesamtbudget ist die Summe der Einzelbudgets, die von den jeweiligen Mitgliedsstaaten selbst in sogenannten „Nationalen Allokationsplänen“ aufgestellt werden.

¹⁷ Mit Ausnahme von Anlagen für die Verbrennung von gefährlichen oder Siedlungsabfällen

teilweise kostenlos **zugeteilt**. Zusätzlich werden ab 2012 die Luftfahrt und weitere Klimagase in den Emissionshandel einbezogen. **Ab 2013 tritt die dritte Handelsperiode** mit folgenden Änderungen in Kraft:

Es wird ab dem Jahr 2013 nur noch **ein gesamteuropäisches ETS-Emissionsbudget** geben, um das selbstgesteckte **ETS-Emissionsziel der EU** für das Jahr 2020 (minus 21 % gegenüber 2005) zu erreichen. Für das Jahr 2013 wird ein Gesamtbudget von knapp 2,04 Milliarden Tonnen CO₂ vorgegeben, dieses wird jährlich bis 2020 linear um 1,74 % reduziert, so dass eine Verknappung und somit eine Senkung des CO₂-Ausstoßes entsteht. Darüber hinaus enthält die EU-Richtlinie einen Artikel, der für die Zukunft eine weitere, **zusätzliche Verschärfung des ETS-Emissionsbudgets** ermöglicht, falls ein internationales Abkommen über den Klimawandel Emissionsreduktionen von mehr als 20 % bis zum Jahr 2020 beschließt.

(9) Durch den **Bankingmechanismus** ist es möglich, erworbene Zertifikate von einem Jahr in das nächste zu übertragen sowie von einer Handelsperiode in die nächste (von Phase 2 in Phase 3). Das führt dazu, dass sich ein stabiler Preis bildet, auch wenn in der jeweiligen Handelsperiode weniger Emissionen ausgestoßen wurden als Zertifikate vorhanden sind. Durch die Wirtschaftskrise, die eine niedrigere Stromerzeugung als erwartet zur Folge hatte, ist dies heute der Fall: Es besteht ein Überschuss an Emissionszertifikaten, die in der dritten Handelsperiode genutzt werden können.

(10) Die EU-Direktive zum ETS enthält bereits Vorgaben zur perspektivischen Zertifikats-Zuteilung, die bis ins Jahr 2027 reichen. Der 2003 etablierte **EU-Emissionshandel wird auch in Zukunft dauerhaft Bestand haben**. Es wird darauf hingearbeitet, einen CO₂-Emissionsmarkt auf die Mitgliedsländer der OECD¹⁸ zu erweitern, in den darüber hinaus ab ca. 2020 die großen Schwellenländer einbezogen werden können. [EU 2011c]

Für die gesamte Stromerzeugung bedeutend ist die **Versteigerung der Zertifikate** für ETS-pflichtige Stromerzeugungsanlagen ab 2013.¹⁹

¹⁸ Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (OECD).

¹⁹ Eine Ausnahme besteht nur für Stromerzeugungsanlagen in den zehn neuen Mitgliedsstaaten zur Erneuerung des Kraftwerkparks. [EU 2011d]

Auswirkungen der europäischen Energiepolitik

(11) Die bereits ergriffenen europäischen Politikmaßnahmen zur Energieeffizienz werden sich dämpfend auf den **Strombedarf** auswirken. Trotzdem gehen aktuelle europäische Bedarfsszenarien der Europäischen Kommission („EU energy trends to 2030 – update 2009“) bis zum Jahr 2030 von einem steigenden Strombedarf für die EU 27 aus [EU Trends 2010]. Dadurch entsteht für die Europäische Union ein erhöhter Kraftwerksbedarf, der zum Teil durch den enormen Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen gedeckt werden wird. Zusätzlich werden aber auch konventionelle Kraftwerkskapazitäten benötigt. Der Neubaubedarf an konventionellen Kraftwerken steigt zusätzlich, wenn der Ausbau der Erneuerbaren nicht so schnell voranschreitet wie geplant, sich der Netzausbau verzögert oder ein **Ausstieg aus der Kernenergie** in weiteren europäischen Ländern vollzogen wird. Dadurch wird dann **eine größere Strommenge in fossilen Kraftwerken** erzeugt werden müssen, möglicherweise steigen dadurch die deutschen Stromexporte. Insgesamt wird die Zielerreichung des Caps in Europa dadurch erschwert. Zwangsläufig wird dann eher Gas als Kohle zur Stromerzeugung eingesetzt werden. Alternativ besteht, insbesondere für die Braunkohle, die Möglichkeit der Errichtung von CCS-Anlagen. Für einen weitreichenden CCS-Ausbau – um somit auch wesentliche Beiträge zur Erreichung der europäischen Klimaschutzziele zu leisten – wäre diesbezüglich ein europäisch abgestimmtes Vorgehen erforderlich, um langfristig eine europaweite CCS-Infrastruktur aufzubauen.

Erfolgt der Ausstieg aus der Kernenergienutzung jedoch ausschließlich in Deutschland, werden ebenfalls die konventionellen Kraftwerke stärker ausgelastet und tendenziell wird Strom aus Nachbarländern u.U. auch aus Kernkraftwerken importiert werden. Der aktuelle Anstieg der Importe von Strom aus Frankreich legt dieses nahe.

6.1.3 Energiepolitische Rahmenbedingungen in Deutschland

(1) Der energiepolitischen Rahmen in Deutschland wird durch das **Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)** gesetzt, das eine möglichst **sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche** leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas zum Zweck hat und im Rahmen des Umbaus der Energieversorgung **novelliert** wird.

Energiekonzept der Bundesregierung

(2) Zur langfristigen Ausrichtung der Energiepolitik beschloss das Bundeskabinett am 28. September 2010 ein **Energiekonzept bis 2050** [Bund 2010]. Dieses soll Leitlinien aufzeigen für eine zuverlässige, bezahlbare und umweltverträgliche Energieversorgung durch eine technologieoffene und marktorientierte Energiepolitik. Ein Hauptziel ist dabei die **Minderung der Treibhausgasemissionen bis 2020 um 40 %** und in Teilschritten um **80 % bis 95 % bis 2050**. Dies soll durch steigende Energieeffizienz und den Ausbau des Anteils erneuerbarer Energien bei der Stromerzeugung auf bis zu 80 % in 2050 erreicht werden. Daneben sieht das Energiekonzept eine **Förderung von hocheffizienten Kraftwerken mit CCS** vor. Teilbeschluss des Energiekonzeptes war auch eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke um durchschnittlich 12 Jahre. Nach der Havarie des Kernkraftwerks in Fukushima im März 2011 verhängte die Bundesregierung ein **Kernenergiemoratorium** und überarbeitete das Energiekonzept. In den Beschlüssen zur Energiepolitik vom 6. Juni 2011 [Bund 2011 a] wird ein **Ausstieg aus der Kernenergienutzung bis zum Jahr 2022** festgelegt. Daneben werden weitere verstärkte Maßnahmen zum **Ausbau der Übertragungsnetze** und zur **Förderung erneuerbarer Energien**, speziell der Offshore-Windenergie geplant. Die Auswirkungen auf einzelne, die Energiewirtschaft betreffende Gesetze finden sich im Folgenden.

Aktuelle Gesetzeslage

(3) Das **EnWG** wird zur Umsetzung des "Dritten Binnenmarktpaketes Energie" der EU **novelliert**. Fokus sind dabei die Entflechtung sowohl der Verteil- als auch der Übertragungsnetze für Strom und Gas, der Ausbau und Aufbau (intelligenter) Netze anhand eines Netzentwicklungsplans und die Stärkung der Verbraucherrechte.

(4) Im **13. Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes** werden die 2010 eingeführten zusätzlichen Elektrizitätsmengen gestrichen. Für das KKW Krümmel und die sieben ältesten Kernkraftwerke, die während des Moratoriums abgeschaltet wurden, erlischt daneben die Betriebsgenehmigung mit Inkrafttreten des Gesetzes.²⁰ Die drei jüngsten Anlagen werden **2022** abgeschaltet, in den Jahren 2015, 2017, 2019, 2021 schrittweise die übrigen. Die Brennelementesteuer bleibt bestehen.

²⁰ Es bleibt die Möglichkeit bis 2013 ein Kraftwerk als Kaltreserve zu behalten, das, wenn die Bundesnetzagentur einen Bedarf hierfür feststellt, zugeschaltet werden kann.

(5) Um den Netzausbau zu beschleunigen, wurden im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG, 2009) spezielle Trassen ausgewiesen und die Finanzierung und Umlage der Kosten geregelt. Trotzdem ist die Umsetzung noch schleppend. So wurde im Jahr 2005 in der dena-Studie [dena 2005] ein Neubau von rund 850 km an Verbundnetztrassen als notwendig festgestellt. Von diesem Netzausbaubedarf wurden bisher lediglich rund 10 % realisiert. Daher werden im **Gesetzesentwurf zum Netzausbaubeschleunigungsgesetz** folgende neue Regelungen eingeführt: Bei Stromnetzen mit europäischer oder überregionaler Bedeutung, erfolgt für die ausgewiesenen Trassen eine bundeseinheitliche **Prüfung der Raumverträglichkeit und Planfeststellung** durch die **Bundesnetzagentur**. Dabei sind Partizipationsmöglichkeiten der verschiedenen Interessenträger inklusive der Öffentlichkeit vorgesehen und **Entschädigungszahlungen an Gemeinden** in Höhe von 40.000 Euro pro Kilometer Leitung möglich. Die Netzanbindung der Offshore-Windparks erfolgt einheitlich durch die Übertragungsnetzbetreiber. Der Bau neuer Kraftwerkskapazitäten, Speicher und Netze soll durch ein **Planbeschleunigungsverfahren** erleichtert werden. Außerdem ist ein neues **Kraftwerksförderprogramm** Teil des Energiekonzepts vom Juni 2011 [BMWI 2011 a]. Es soll den **Neubau hocheffizienter und flexibler Kraftwerke** beschleunigen und auf Kraftwerksbetreiber mit einem Anteil von weniger als 5 % an den deutschen Erzeugungskapazitäten beschränkt werden. Das **Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)** zur **vorrangigen Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Quellen** und dessen Vergütung wurde 2009 aktualisiert und die Direktvermarktung aufgenommen. Durch eine zusätzliche Verordnung müssen seit 2009 **Windenergieanlagen** strengere technische Anforderungen an die **Stabilität im Stromnetz** erfüllen. Im Entwurf zur **EEG-Novelle 2012** soll der Ausbau und die Marktintegration der erneuerbaren Energien vorangetrieben werden, ohne die Kosten der EEG-Umlage stark zu erhöhen. Dazu ist geplant, die Offshore-Windenergie und die Stromerzeugung aus Geothermie stärker zu fördern, die Solarförderung über einen „atmenden Deckel“ zu senken und die Biomassevergütung zu vereinfachen. Es soll eine Wahl zwischen einer Marktprämie und einer festen Vergütung für die Anlagenbetreiber geben. Eine stärkere Entlastung stromintensiver Unternehmen ist vorgesehen.

(6) Das **KWK-Gesetz** regelt die Abnahme von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung, die vorrangige Einspeisung und den zulässigen Zuschlag auf den Strompreis. Für 2012 ist eine Novelle des KWK-Gesetzes mit einer Verbesserung der Förderung, auch für Anlagen mit einer Inbetriebnahme im Zeitraum zwischen 2016 und 2020, geplant.

(7) Aufgrund der EU-Richtlinie 2009/31/EG mussten die einzelnen Länder bis Juni 2011 eigene Gesetze zur Abscheidung, zum Transport und zur dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid verabschieden. Zum jetzigen Zeitpunkt gibt es in Deutschland einen **Gesetzesentwurf für ein Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (KSpG)**, der am 06.07.2011 im Bundestag angenommen wurde und im September im Bundesrat beschlossen werden soll [Bund 2011 b]. Darin werden die Errichtung und der Betrieb von Demonstrationsanlagen zur Speicherung von CO₂ geregelt. Dabei können **Bundesländer durch Landesgesetz zulässige und unzulässige Gebiete** zur Kohlenstoffdioxid-Speicherung bestimmen. Die Größe der einzelnen Speicher ist dabei auf bis zu 3 Millionen Tonnen CO₂ jährlich, die Gesamtspeichermenge auf bis zu 8 Millionen Tonnen jährlich beschränkt. Im Jahr 2017 soll das Gesetz anhand der gewonnenen Erfahrungen evaluiert werden.²¹ Für die Nutzung der Braunkohle in Kraftwerken ist bedeutend, wie sich der Demonstrationsbetrieb entwickelt und welche Speicher in welcher Größe langfristig zur Verfügung stehen. Ebenso ist die Akzeptanz der Kohlenstoffdioxidspeicherung abzuwarten.

(8) Ebenfalls Teil des neuen Energiekonzepts ist die verschärfte Energieeinsparverordnung **EnEV 2012** und eine **neue Vergabeverordnung für energiesparende Beschaffung** der öffentlichen Hand. Damit wird eine stärkere Energieeinsparung implementiert die bei konsequenter Umsetzung zu einem **sinkenden Strombedarf** führen kann.

Nationaler Aktionsplan gemäß Richtlinie 2009/28/EG

(9) Nach der europäischen Richtlinie 2009/28/EG muss jedes Mitgliedsland einen **nationalen Aktionsplan zur Förderung erneuerbarer Energien** vorlegen. Darin wird aufgezeigt, wie das jeweilige nationale Gesamtziel für den Anteil erneuerbarer Energien in den Sektoren Verkehr, Strom, Wärme- und Kälteerzeugung erreicht werden kann und welche Maßnahmen dazu ergriffen werden. Deutschland muss einen 18 %-igen Anteil am Primärenergieverbrauch erreichen, im Stromsektor bedeutet dies einen **Anteil von 38,6 % erneuerbarer Energien in 2020**.²² Der nationale Aktionsplan ist nicht geltendes deutsches Recht, wird jedoch von der EU geprüft und zweijährig überprüft. Bei Abweichungen kann auf Regelverstoß geklagt werden. Die Ziele und Vorgaben des

²¹ Zusätzlich wird durch den Gesetzesentwurf die Verordnung über Großfeuerungs- und Gasturbinenanlagen geändert: Vor dem Neubau von Kraftwerken oder der Erweiterung einer Anlage um 300 MW oder mehr muss geprüft werden, ob Speicher zur Verfügung stehen und eine CO₂- Abtrennung möglich ist. Falls ja, ist die dazu **notige Fläche** auf dem Anlagengelände freizuhalten.

²² Für die einzelnen Energieformen werden folgende Ausbauziele an installierter Kapazität angenommen: Wasserkraft: 4.309 MW, Geothermie: 298 MW, PV: 51.753 MW, Windenergie onshore: 35.750 MW, offshore: 10.000 MW, Biomasse: 8.825 MW.

nationalen Aktionsplans stimmen zu großen Teilen mit den im Energiekonzept 2010 vorgelegten „Plänen“ überein. Über die Erreichung dieser Ziele hinaus werden **keine technologiespezifischen Zielvorgaben** gemacht.

DENA-Netzstudie II und BMWi-Monitoringbericht

(10) Vor dem **Hintergrund der Integration der fluktuierenden Einspeisung aus erneuerbaren Energien**, die neue Anforderungen an Auslegung und Betrieb der Stromübertragungsnetze stellen, untersucht die **dena-Netzstudie II** [dena 2010 b] **geeignete Systemlösungen** für das deutsche Elektrizitätsversorgungssystem. Ausgangspunkt ist dabei ein 39-prozentiger Anteil erneuerbar erzeugten Stroms im Jahr 2020 mit einem **starken Ausbau der Windenergiekapazitäten** onshore und offshore. Dieses Ziel ist abgeleitet aus der Leitstudie 2010, dem darauf basierenden Energiekonzept 2010 und dem nationalen Aktionsplan.

Ergebnisse: Zur Zielerreichung ist eine deutliche Optimierung des Verbundnetzes und der Bau neuer Höchstspannungstrassen von 1.700 bis 3.600 km nötig.²³ Die Kosten dazu betragen je nach Szenario jährlich 0,95 Milliarden Euro bis zu 4,9 Milliarden Euro. Daher werden ein **beschleunigter Netzausbau, technische Weiterentwicklungen und die Flexibilisierung der Nachfrageseite** empfohlen.

(11) **Empfehlungen und Auswirkungen auf die Braunkohlenverstromung:** Die Modellierung des Kraftwerksparks 2020 ergibt einen **Ausbau von Braunkohlenkraftwerkskapazitäten** von 20.400 MW in 2010 auf 24.300 MW in 2020, jedoch müssen die konventionellen Kraftwerke zukünftig in der Lage sein, die Schwankungen der Residuallast auszugleichen und kostengünstig gesicherte Leistung bereitzustellen.

(12) Zu einer ähnlichen Einschätzung kommt der zweijährig erscheinende **Monitoringbericht des BMWi** [BMWi 2011 b], der die Versorgungssicherheit der Energieversorgung bewertet: In der im Januar 2011 erschienenen Version, die noch mit einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke rechnet, wird bis 2020 kein **Zubau an Kraftwerkskapazitäten** ausgewiesen, eine Rücknahme der Laufzeitverlängerung erfordert jedoch einen Kraftwerksneubau.

Außerdem befindet sich das Übertragungsnetz punktuell und zeitweise an seiner Kapazitätsgrenze. Langfristig (ab 2020) kann es zu einer Steigerung des Stromimports kommen. Insgesamt

²³ 3.600 km ergeben sich für die Basisvariante. Je nach Einsatz von Freileitungsmonitoring, Hochtemperaturseilen und Flexibilisierungsoptionen könnte der Neubau auf 1.700 km reduziert werden.

werden zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit **vor allem der Ausbau des Stromnetzes und der Erhalt der Systemstabilität** gefordert.

Auswirkungen der deutschen Energiepolitik

(13) Ein Umbau der Energieversorgung ist politisch gewollt. Es können sich jedoch **unterschiedliche Auswirkungen** auf die Braunkohlennutzung ergeben: Kommt der schnellere Ausstieg aus der Kernenergie ohne einen ausreichenden Netzausbau, wird ein **höherer Anteil des benötigten Stroms in fossilen Kraftwerken** erzeugt werden. Ein erschwertes Einhalten des Caps mit steigenden CO₂-Zertifikatepreisen wäre die Konsequenz. Durch die Wirtschaftskrise ist der Markt jedoch mit CO₂-Zertifikaten bis zum Jahr 2020 übersättigt, was sich grundsätzlich senkend auf den Zertifikatspreis auswirkt.

Bei einer **ambitionierten Umsetzung des Energiekonzepts** mit einer starken Energieeffizienzsteigerung, hohem Zubau erneuerbarer Energien und einem ausreichendem Netzausbau wird sich die benötigte **Stromerzeugung aus fossilen Kraftwerken verringern**.²⁴ Dadurch wird das Cap entlastet und es ergibt sich ein **niedrigerer CO₂-Preis**. Durch einen starken Ausbau der Elektromobilität könnte der Strombedarf trotz Einsparungen steigen.

6.1.4 Energiestrategien der Bundesländer

(1) Die Energiepolitik der einzelnen Bundesländer ist stark von den oben beschriebenen Rahmenbedingungen abhängig. Daneben wird sie durch die geografischen Gegebenheiten beeinflusst und kann von den Ländern durch ihre Zielvorgaben gestaltet werden.

Bundesland Brandenburg

(2) Brandenburg hat 2008 seine **Energiestrategie bis 2020** vorgelegt, die sich im Rahmen des Zieldreiecks „**Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit sowie Umwelt- und Klimaverträglichkeit**“ zur Aufgabe setzt, dauerhaft eine sichere und wirtschaftliche Energieversorgung und eine deutliche Senkung der CO₂-Emissionen zu verwirklichen. Förderung und Forschung im Bereich erneuerbarer Energien sollen ausgebaut und **Braunkohle zur Grundlastversorgung beibehalten** werden.

²⁴ Es werden dann in erster Linie nur noch flexible fossile Kraftwerke gebraucht werden.

Dabei sollen die CO₂-Emissionen bis 2020 um 40 % gegenüber 1990 (bis 2030 um 75 %) gesenkt werden, die Verstromung der Braunkohle soll daher „effizient und CO₂-arm erfolgen“. Neue Braunkohlentechnologien sollen erforscht und gefördert und Brandenburg mit einer Demonstrationsanlage zur CO₂-Abscheidung in Jänschwalde zum **Kompetenzzentrum für CCS** etabliert werden.

Diese Linie wurde im 2009 zwischen der SPD und der Linken geschlossenen **Koalitionsvertrag** grundsätzlich bekräftigt. Zugleich wurde die Weiterentwicklung der Energiestrategie mit einem Zeithorizont bis 2030 angekündigt. Unter Federführung des Wirtschafts- und Beteiligung des Umweltministeriums soll bis Ende 2011 eine neue umfassende Strategie vorgelegt werden, mit der das traditionelle energiepolitische Zieldreieck zu einem Zielviereck aus „Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit, Umwelt- und Klimaverträglichkeit sowie Akzeptanz und Beteiligung“ erweitert wird.

Aus der bisherigen Diskussion bekannte Kernziele der Weiterentwicklung sind:

- Schnellerer Aufbau einer zukunftsfähigen und nachhaltigen Energiewirtschaft in Brandenburg,
- Festigung Brandenburgs führender Stellung als Energieland,
- Sicherung der Akzeptanz bei energiepolitisch relevanten Akteuren und in der Bevölkerung für die Umsetzung der energiepolitischen Ziele.

Unter der Überschrift „Effiziente und CO₂-arme Erzeugung“ wird Braunkohle als wichtige heimische Ressource und Brückentechnologie beschrieben, CCS und die stofflich-energetische Nutzung von CO₂ sollen weiter entwickelt werden.

Bundesland Sachsen

(3) In Sachsen gilt weiterhin das **Energieprogramm Sachsen** von 2004 [Sachsen 2004]. In diesem wird die „**Festigung und der Ausbau der Energiewirtschaft als leistungsstarkes Element** der sächsischen Wirtschaftsstruktur“ gefordert sowie eine „preiswerte und umweltverträgliche Bereitstellung“ von Energie. Dazu sollen die **heimischen Energien** genutzt werden, zu denen erneuerbare Energien und Braunkohle zählen. Der Ausbau von Sachsen als Energiestandort wird durch eine starke **Energieforschung** und den Sitz der **Energiebörse EEX** (European Energy Exchange AG) in Leipzig verfolgt. Zur Senkung des Energieverbrauchs sind Initiativen zur Energieeffizienz geplant. Der Umbau des Energiesystems soll auf der Basis marktwirtschaftlicher Grundsätze geschehen und der Wettbewerb gestärkt werden.

(4) Es werden raumordnerische Voraussetzungen zur Braunkohlennutzung geschaffen, die Kapazitätserweiterungen berücksichtigen. Neben effektiven, zukunftsfähigen Technologien zur Verstromung sollen **Treibstoffgewinnung erforscht und eine stoffliche Verwertung der Braunkohle** entwickelt werden.

(5) Die Sächsische Landesregierung hat eine Aktualisierung ihres Energieprogramms angekündigt, dessen zentrale Aufgabe sein wird, für Wirtschaft und Bürger Energie zu international wettbewerbsfähigen Preisen stabil zur Verfügung zu stellen, die Energieerzeugung langfristig zu sichern und den Energieverbrauch zu senken. Die CDU Sachsen hat sich wiederholt sehr klar zu einem **ausgewogenen Energiemix** als Grundlage der Energieversorgung bekannt sowie zur dauerhaften Bedeutung der Braunkohle, die als preiswerter, heimischer und grundlastfähiger Energieträger nachhaltig zur Versorgungssicherheit beiträgt. Der **Bau neuer, moderner Braunkohlenkraftwerke** wird explizit unterstützt, ebenso Forschung und Anwendungsentwicklung von CCS und CCU²⁵ [CDU Sachsen 2011].

Bundesland Sachsen-Anhalt

(6) Das **Energiekonzept 2007-2020** für Sachsen-Anhalt [Sachsen-Anhalt 2007] beschreibt und bewertet die internationale und nationale Ausgangslage der Energieversorgung und definiert von der Landesregierung zu ergreifende Maßnahmen. Die Ausgestaltung der Energieversorgung soll ökologisch, wirtschaftlich und sozial nachhaltig sowie ethisch vertretbar sein. Ein wichtiger Punkt ist die Steigerung der Energieeffizienz und die Energieeinsparung. Das Ziel der EU, ein 20-prozentiger Anteil erneuerbarer Energieerzeugung am Primärenergieverbrauch in 2020, wird auch in Sachsen-Anhalt erreicht werden, vor allem durch den Ausbau von Windenergie. Für den nötigen Netzausbau wird eine bundesweite Umlage der Netzausbaukosten gefordert.

Die Landesregierung sieht die **Braunkohlennutzung** kurz- bis mittelfristig als **wichtige Säule der Energieversorgung** an, bestehende Anlagen sollen daher nicht übermäßig durch europäische oder nationale Maßnahmen diskriminiert werden, müssen jedoch den **Anforderungen an den Klimaschutz** entsprechen. Neue Braunkohlenabbaugebiete sollen nur in Regionen, in denen die nötige Akzeptanz bei der Bevölkerung herrscht, entstehen. Forschungs- und Demonstrationsanlagen zur Sequestrierung von Kohlenstoffdioxid werden begrüßt, neue Kraftwerke sollen, wenn möglich, als **KWK-Anlagen** gebaut werden.

²⁵ Mit CCU (Carbon Capture and Usage) wird die stoffliche Verwertung von Kohlenstoffdioxid bezeichnet.

(7) Im Entwurf der **Koalitionsvereinbarungen** zwischen SPD und CDU [Sachsen-Anhalt 2011] für die Legislaturperiode 2011 bis 2016 wird mit Bezug zur Katastrophe in Fukushima eine nachhaltige Energiepolitik als Ziel deklariert.²⁶ Mittelfristig könne dabei auf die Nutzung fossiler Energieträger, speziell der Braunkohle, nicht verzichtet werden. Neben der energetischen rückt deren stoffliche Verwertung in den Vordergrund, dafür soll ein Braunkohle-Chemiepark aufgebaut werden. Ein weiterer Schwerpunkt der Energiepolitik ist die energetische Sanierung und der Ausbau erneuerbarer Wärmeenergie.

²⁶ Eine Fortschreibung des Landesenergiekonzepts in 2012 ist geplant.

6.2 Energiewirtschaftliche Ergebnisse der Szenarien bis zum Jahr 2050

Die Grundlinien der hier untersuchten Szenarien wurden bereits im Kapitel 4 skizziert. **Folgende Szenarien** werden innerhalb dieser Untersuchung betrachtet:

- Szenario „Bundesregierung 2010“,
- Szenario „Bundesregierung 2011“,
- Szenario „Netzbeschränkung“ und
- Szenario „Ausbau CCS“.

Im Weiteren wird auf die individuellen Szenario-Annahmen detaillierter eingegangen.

6.2.1 Grundlegende Annahmen der Szenarienrechnungen

(1) Für die Ausgestaltung der Szenarien gibt es verschiedene **bedeutende Einflussfaktoren**, die variiert werden können. Hierzu zählen:

- die Entwicklung der Brennstoffpreise,
- Investitionskosten und Wirkungsgrade von Kraftwerksneubauten,
- die Entwicklung des Strombedarfs,
- der Ausbaupfad der erneuerbaren Energien/ Netzausbau,
- die weitere Nutzung der Kernkraftwerke in Deutschland,
- die Ausgestaltung der (internationalen) Klimapolitik,
- die Entwicklung der Kapazitäten der Braunkohlen-Tagebaue sowie
- die Entwicklung der notwendigen konventionellen „Must-run“-Kraftwerkskapazitäten aus Gründen der Systemstabilität.

Für diese Einflussfaktoren wurden in den Szenarien zum Teil Variationen vorgenommen. Zunächst werden die Entwicklungsmöglichkeiten der einzelnen Variablen aufgezeigt, anschließend werden die Annahmen für die entsprechenden Szenarien zusammenfassend dargestellt.

Entwicklung der Brennstoffpreise

(2) In ihren aktuellen Analysen erwartet die Internationale Energieagentur (IEA) für das Jahr 2030 ein **Ölpreisniveau** von rund 120 \$/bbl (in Preisen von 2007). Gründe für diesen Preisanstieg sieht die IEA vor allem in einer weltweit steigenden Nachfrage an Öl und Ölprodukten und einem hohen Investitionsbedarf für die zukünftige Ölförderung. Prognos orientiert sich im Preisreferenzszenario an der Ölpreisprognose der IEA. Aus heutiger Sicht erscheint dieser Wert niedrig, die gegenwärtig hohe Verunsicherung an den Ölmärkten aufgrund der Krise in der arabischen Welt ist allerdings nicht ohne Weiteres auf die langfristige Zukunft zu übertragen. Auch eine langfristig moderate Ölpreissteigerung kann temporäre Preisspitzen von mehrjähriger Dauer beinhalten.

Steinkohle verfügt im weltweiten Vergleich zu anderen fossilen Energieträgern über eine relativ entspannte Reserven- und Ressourcensituation. Wir gehen hier von einem langfristigen Ausbau der weltweiten Förderkapazitäten in den Hauptförderregionen aus, der wegen der sich verschlechternden Lagerstätten mit höheren Fördergrenzkosten zu einem gemäßigten Anstieg des Preisniveaus führen wird. Der Kohlepreis wird jedoch wahrscheinlich wegen der steigenden Klimaschutzanstrengungen unter Druck geraten, weil in Europa und den USA die Hauptanwendungen für Kohle (Stromerzeugung und Industrieprozesse) langfristig einem Emissionshandelssystem unterliegen werden.

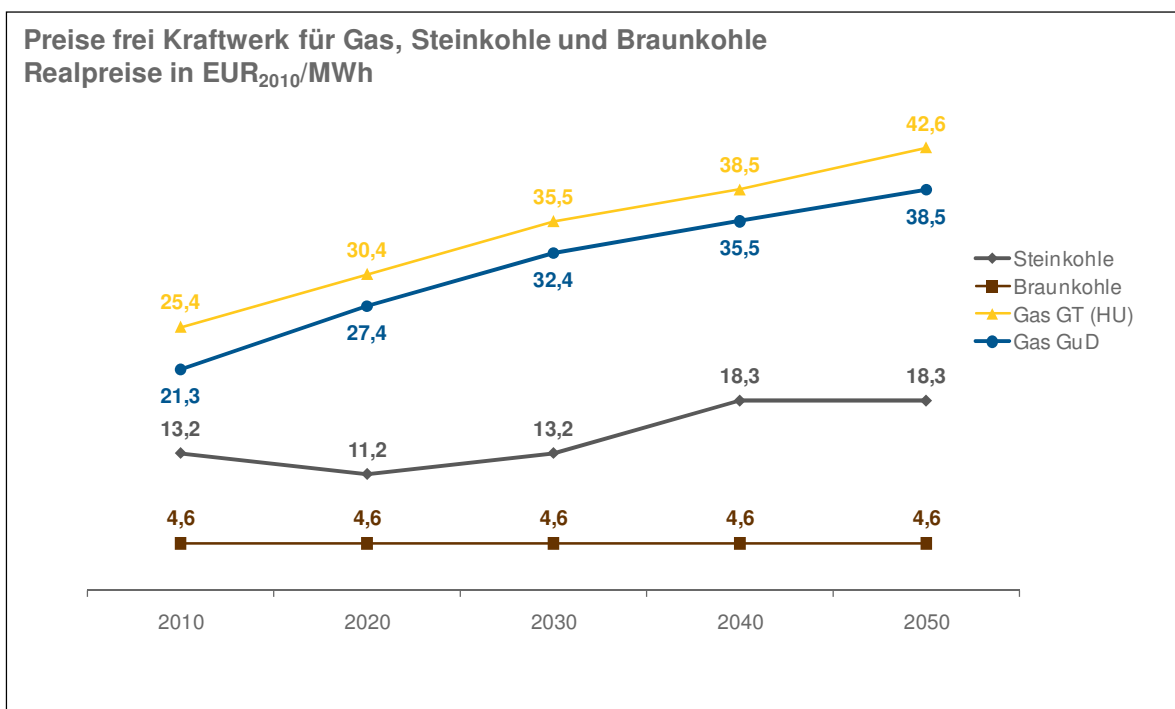
Das Preisniveau der Energieträger Öl, Erdgas und Steinkohle in **Deutschland** folgt überwiegend den Weltmarktpreisen. Diese bilden sich für Öl und Kohle durch Angebot und Nachfrage und für Gas durch die so genannte Ölpreisbindung, eine Kopplung an die Preisentwicklung einzelner Ölprodukte. Weitere wichtige Einflussfaktoren sind das Wechselkursverhältnis von US-Dollar zu Euro sowie die Transportkosten (Frachtraten und Pipelines).

Die **Grenzübergangpreise für Steinkohle** in Deutschland folgen grundsätzlich der Entwicklung am Weltmarkt. Moderate Preissteigerungen sind hier also ebenso zu erwarten. Für den **Gas-Grenzübergangspreis** erwarten wir langfristig einen stärkeren Preisanstieg als für Kohle, der aber deutlich geringer ausfällt als beim Rohöl. Hauptgründe für die gemäßigtere Entwicklung des mittleren Grenzübergangspreises sind die weitere Diversifikation des Gas-Angebotes mittels LNG sowie eine Verschiebung des deutschen Gaseinsatzes von der Wärme- zur Stromerzeugung. Letzterer wird die mittleren Gasimportkosten vom Ölpreis anteilig entkoppeln, da in Importverträgen für Kraftwerksgas häufig Preisobergrenzen unter Berücksichtigung von Schweröl- oder Kohlepreisen enthalten sind.

Grundsätzlich wird unterstellt, dass die **Ölpreisbindung der Gaspreise** auch künftig noch eine gewisse, wenn auch abnehmende Rolle spielt, weil dieser Mechanismus im Interesse der Förderländer liegt. Langfristige Investitionen in den Ausbau der Erdgasförderung und in Pipelines, über die Deutschland auch in Zukunft überwiegend versorgt werden wird, sind bei einer grundsätzlichen Preiskopplung an die knappe Ressource Erdöl sicherer zu refinanzieren als über einen volatilen Spotmarkt. Aus heutiger Sicht ist nicht absehbar, inwieweit eine Überversorgung des europäischen Erdgasmarktes dauerhaft zu erwarten ist oder ein liquider Spotmarkt die Erdgaspreise für den Kraftwerkssektor im Gas-zu-Gas-Wettbewerb dauerhaft auf einem niedrigen Niveau halten kann. Die Kraftwerksgasbeschaffung wird sich zukünftig stärker am Spotmarkt orientieren. Allerdings wird sich der Spotmarktpreis – wenn es nicht zu starken regionalen Verwerfungen kommt – im Mittel nur wenig vom Grenzübergangspreis entfernen.

Im Ergebnis gehen wir von folgenden Preisen frei Kraftwerk für die einzelnen Energieträger aus (vgl. Abbildung 15).

Abbildung 15: Entwicklung der Brennstoffpreise frei Kraftwerk in Deutschland



Quelle: Prognos

(3) Für die Annahmen zur Entwicklung der Brennstoffkosten wurde **keine Differenzierung** zwischen den Szenarien vorgenommen.

Investitionskosten und Wirkungsgrade von Kraftwerksneubauten

(4) Mit entscheidend für den Kraftwerksneubau sind die im Kraftwerksmodell der Prognos (zur Methodik des Modells vgl. Kapitel 8.1 im Anhang) angenommenen Investitionskosten und Wirkungsgrade der Neubaukraftwerke in dem jeweiligen Jahr (vgl. Tabelle 7). In der Tabelle sind die Investitionskosten in realen Werten sowie die Entwicklung der Nettowirkungsgrade der jeweils zur Verfügung stehenden konventionellen Kraftwerkstypen angegeben. Ein Neubau von Kernkraftwerken wird ausgeschlossen. Zudem wird davon ausgegangen, dass die CCS-Technik – mit Ausnahme von Demonstrationsprojekten – frühestens ab dem Jahr 2020 verfügbar ist. Für die Entwicklung der Investitionskosten wird für alle Kraftwerkstypen eine Konstanz auf Realpreisbasis unterstellt, d.h. es erfolgt nominal eine Kostensteigerung in Höhe der Inflationsrate. Die getroffenen Annahmen für die Investitionskosten und die Wirkungsgrade unterscheiden sich zwischen den Szenarien nicht.

Tabelle 7: Vergleich von Investitionskosten und Wirkungsgraden verschiedener Kraftwerkstypen (Neubau im jeweiligen Jahr)

	Kernkraft	Steinkohle	Steinkohle CCS	GuD	Braunkohle	Braunkohle CCS	Trockenbraunkohle	Gas-turbine
Investitionskosten [€₂₀₀₉/kW]								
2010	---	1.400	---	1.000	1.600	---	---	500
2020	---	1.400	2.300	1.000	1.600	2.500	1.800	500
2030	---	1.400	2.300	1.000	1.600	2.500	1.800	500
2040	---	1.400	2.300	1.000	1.600	2.500	1.800	500
2050	---	1.400	2.300	1.000	1.600	2.500	1.800	500
Nettowirkungsgrad [%]								
2010	---	46	---	58	44	---	---	40
2020	---	46	41	61	44	40	48	42
2030	---	50	41	61	44	40	51	42
2040	---	50	42	61	44	40	51	42
2050	---	50	43	61	44	42	51	42

* Für KWK-Anlagen erhöhen sich die Investitionskosten für Kohleanlagen um 150 €₂₀₀₉/kW, für Gasanlagen um 300 €₂₀₀₉/kW.

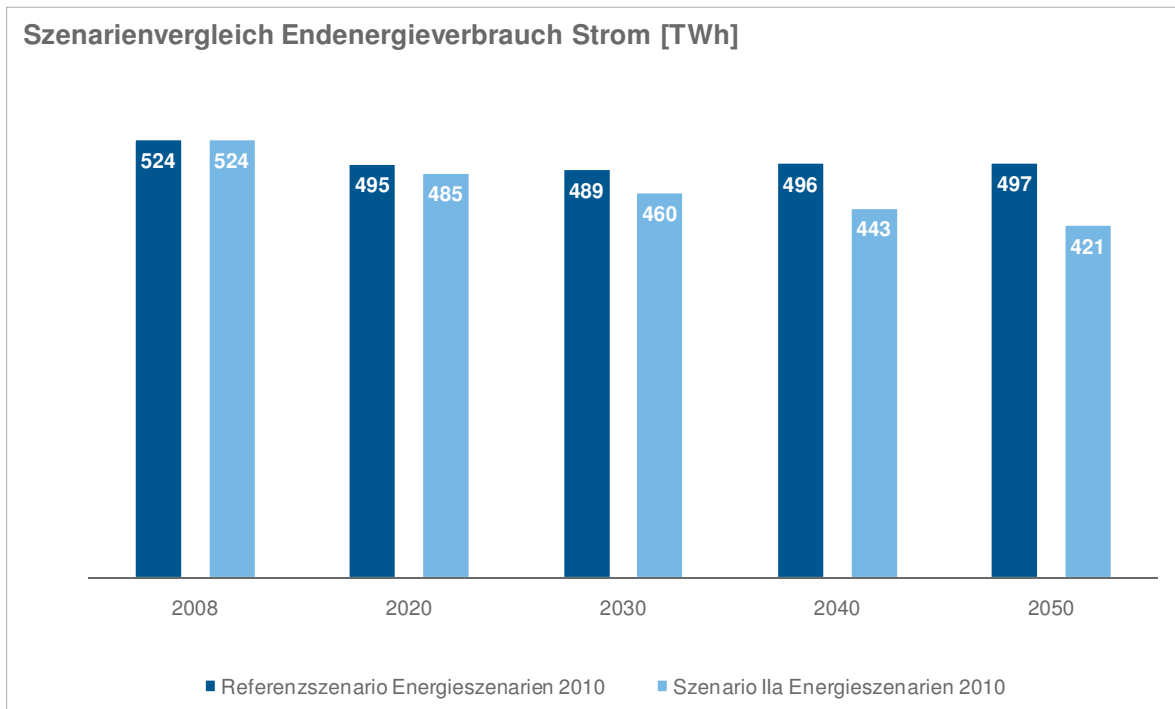
Quelle: Prognos

Entwicklung des Strombedarfs

(5) Für die Entwicklung des Strombedarfs wurde auf **bestehende Energiebedarfsszenarien** zurückgegriffen. Es wurden zwei Szenarien (Referenzszenario und Szenario IIa) aus den Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung 2010 [EWI/GWS/Prognos 2010] zugrunde gelegt. Diese stellten zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Studie den aktuellen Stand dar. Mittlerweile erfolgte teilweise eine Aktualisierung der Energieszenarien, allerdings mit nur geringfügigen Anpassungen auf der Bedarfsseite. Eine Übernahme der aktuellen Energieszenarien 2011 war aus zeitlichen Gründen nicht möglich, hätte aber aufgrund der lediglich sehr geringen Änderungen auf der Strombedarfsseite für das Zielszenario der Bundesregierung auch keine grundlegenden Auswirkungen.

Der Strombedarf Deutschlands lag im Jahr 2008 bei rund 524 TWh. Im Referenzszenario sinkt der Strombedarf bis zum Jahr 2030 auf 489 TWh (minus 7 % gegenüber dem Jahr 2008) und steigt danach wieder leicht auf rund 497 TWh im Jahr 2050 (minus 5 % gegenüber dem Jahr 2008). Der Anstieg nach dem Jahr 2030 resultiert v.a. aus der Nutzung neuer zusätzlicher Stromverbraucher (Elektromobilität, Wärmepumpen, Klimatisierung). Das Szenario IIa (Zielszenario) unterstellt eine höhere Energieeffizienz, was sich in einem stetig sinkenden Strombedarf bis zum Jahr 2050 niederschlägt. Hier liegt der Strombedarf in Deutschland dann bei rund 421 TWh, was einem Rückgang von rund 20 % gegenüber dem Ausgangsjahr 2008 entspricht.

Abbildung 16: Entwicklung der Stromnachfrage in den beiden untersuchten Szenarien



Quelle: Prognos

(6) Für das Szenario „Bundesregierung 2010“ wurde der Strombedarfspfad des Szenarios IIa, für alle anderen Szenarien der Strombedarfspfad des Referenzszenarios unterstellt. Der höhere Strombedarfspfad wurde deshalb gewählt, da es aus heutiger Sicht durchaus fraglich erscheint, ob die ambitionierten Ziele der Bundesregierung aus dem Jahr 2010 hinsichtlich der Steigerung der Energieeffizienz tatsächlich erreicht werden. Zusätzlich könnte es bei einer verstärkten Nutzung von Klima- und Lüftungsanlagen zu einem etwas höheren Strombedarf in den Szenarien kommen. Dies wird im Folgenden allerdings nicht unterstellt.

Ausbaupfad der erneuerbaren Stromerzeugung/ Netzausbau

(7) Im **Nationalen Aktionsplan** für erneuerbare Energien [NAP 2010] rechnet die Bundesregierung bis zum Jahr 2020 für den Stromsektor mit einem Anteil der Erneuerbaren von 38,6 %. In der Leitstudie 2010 [LEIT 2011] wird dieser von der Bundesregierung angestrebte Ausbaupfad (Basisszenario 2010 A) nachgezeichnet und bis zum Jahr 2050 fortgeschrieben.

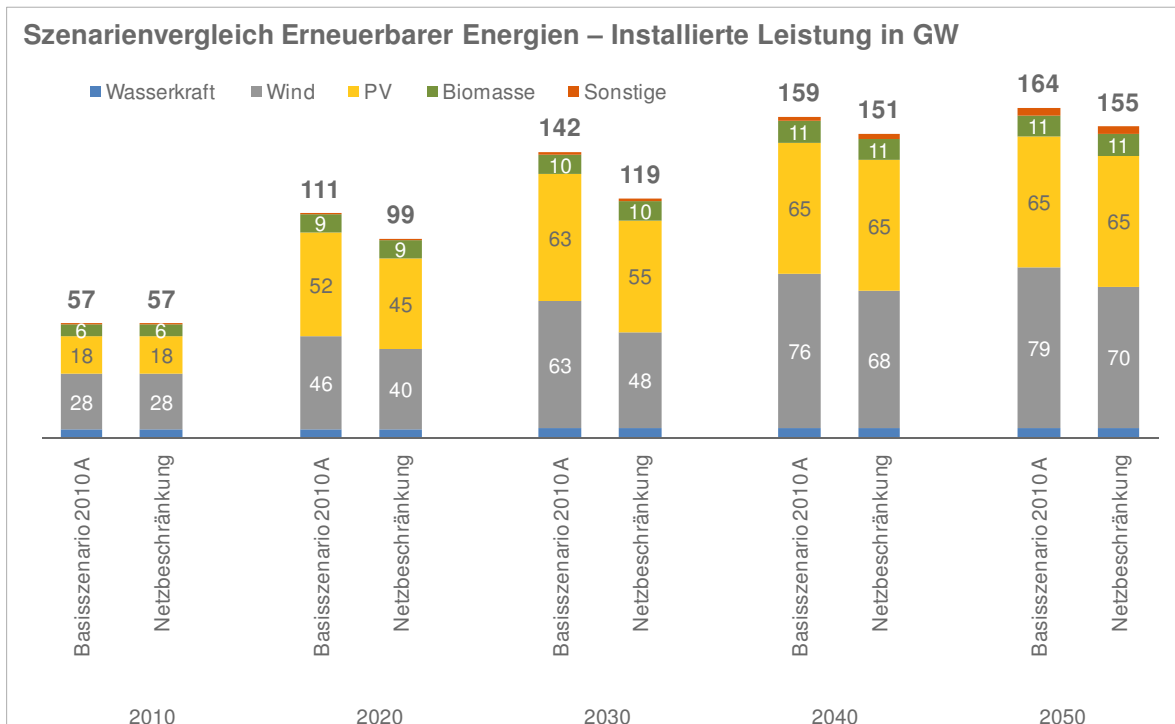
Entsprechend dem **Basisszenario 2010 A** steigt die installierte Leistung der erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen von rund 57 GW im Jahr 2010 auf rund 164 GW im Jahr 2050. Im gleichen Zeitraum steigt die erneuerbare Stromproduktion von rund

100 TWh im Jahr 2010 auf rund 432 TWh im Jahr 2050. Die größten Zuwachsraten sind hier bei der Windenergie (insbesondere Offshore) und Photovoltaik zu erwarten. Die erneuerbare Stromerzeugung aus Biomasse legt ebenfalls deutlich zu, Wasserkraft bleibt relativ konstant und Geothermie gewinnt erst nach dem Jahr 2030 an Bedeutung. Die genaue Verteilung der erneuerbaren Stromproduktion zeigt sich in den folgenden Abbildungen.

Im Szenario „**Netzbeschränkung**“ wird unterstellt, dass der notwendige Netzausbau zur Integration der Erneuerbaren in das bestehende Stromsystem nicht schnell genug realisiert werden kann. Dies hat insbesondere Auswirkungen auf den Ausbau der Wind-Offshore-Kapazitäten (Probleme bei der Integration auf der Übertragungsnetzebene) sowie der Photovoltaik (Probleme bei der Integration auf Verteilnetzebene). Es erfolgte eine Abschätzung, inwieweit sich der Ausbau der Offshore-Windenergie bzw. der Photovoltaik gegenüber dem Basisszenario 2010 A der Leitstudie verzögert. Dabei wurde unterstellt, dass der Netzausbau spätestens ab dem Jahr 2030 realisieren lässt und danach der „Rückstand“ beim Ausbau der Erneuerbaren gegenüber dem anderem Ausbaupfad zum Teil wettgemacht werden kann.

Im Szenario „Netzbeschränkung“ steigt die installierte Leistung der Erneuerbaren von 57 GW im Jahr 2010 auf rund 155 GW im Jahr 2050. Dies entspricht einer Differenz von rund 9 GW gegenüber dem Basisszenario 2010 A, welche sich ausschließlich im Bereich der Windenergie sowie der Photovoltaik widerspiegelt. Im Jahr 2030 ist die Differenz zwischen den beiden EE-Ausbaupfaden am größten, sie beträgt hier rund 23 GW.

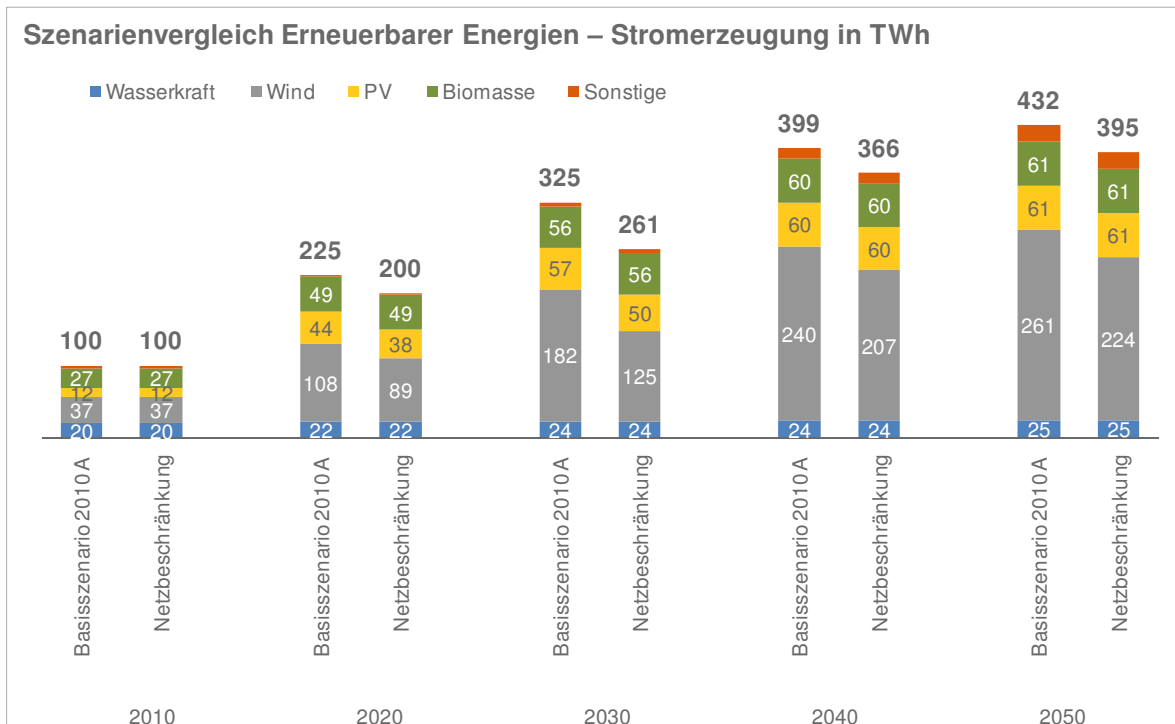
Abbildung 17: Entwicklung der installierten erneuerbaren Leistung in den beiden Ausbaupfaden



Quelle: Prognos, [LEIT 2010]

(8) Für die EE-Stromerzeugung zeichnet sich ein ähnliches Bild. Diese vervierfacht sich im Szenario „Netzbeschränkung“ bis zum Jahr 2050 auf dann rund 395 TWh (minus 37 TWh im Vergleich zum Basisszenario 2010 A). Entsprechend dem unterstellten Kapazitätszubau bei den Erneuerbaren ist auch bei der Stromerzeugung aus Erneuerbaren die Differenz zwischen den Szenarien im Jahr 2030 am größten.

Abbildung 18: Entwicklung der erneuerbaren Stromerzeugung in den beiden Ausbaupfaden



Quelle: Prognos, [LEIT 2010]

(9) Für die Szenarien „Bundesregierung 2010“, „Bundesregierung 2011“ und „Ausbau CCS“ wurde der Ausbaupfad der Erneuerbaren entsprechend der Leitstudie 2010 (Basisszenario 2010 A) unterstellt. Lediglich im Szenario „Netzbeschränkung“ wurde der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen gedrosselt.

Für den **Ausbau der Grenzkuppelstellen** zu den europäischen Nachbarländern gehen wir generell in allen Szenarien – mit Ausnahme des Szenarios „Netzbeschränkung“ – langfristig von einer Verdopplung der heute nutzbaren Kapazitäten (8,5 GW) aus. Hinsichtlich der **Speicherkapazitäten** (Pumpspeicherwerke) wird eine Begrenzung auf insgesamt 10 GW vorgenommen. Einerseits sind in Deutschland die Potenziale für Pumpspeicherkraftwerke nahezu ausgeschöpft, andererseits werden in einigen Jahren bereits Langfristspeicher notwendig. Die Konvergenz zwischen dem Strom- und Gasnetz bietet hier wahrscheinlich die beste Option. Ein umfassender Vergleich von Speicheroptionen erfolgte jedoch im Rahmen dieser Studie nicht.

Kernkraftwerke in Deutschland

(10) Die Annahmen zur friedlichen Nutzung der Kernenergie in Deutschland haben entscheidende Auswirkungen auf den Einsatz der weiteren konventionellen Kraftwerke.

Im Szenario „Bundesregierung 2010“ wurde die von der Bundesregierung im Energiekonzept 2010 beschlossene **Verlängerung der Laufzeiten der Kernkraftwerke** unterstellt. Demnach verlängert sich deren Laufzeit um durchschnittlich zwölf Jahre, wobei die Laufzeit der älteren Kernkraftwerke (bis Baujahr 1980) um acht Jahre und die der neueren Kernkraftwerke um vierzehn Jahre verlängert wird. Entsprechend dieser Beschlusslage spielt die Kernenergienutzung im Rahmen der Stromerzeugung bis nach dem Jahr 2035 in Deutschland eine Rolle.

Nach der Havarie im japanischen Kernkraftwerk Fukushima änderte sich die Politik der Bundesregierung und es bildete sich ein gesellschafts- bzw. parteiübergreifender Konsens mit dem Ziel, den **Ausstieg aus der Kernkraft** in Deutschland zu beschleunigen. Anfang Juni 2011 haben sowohl der Bundestag als auch der Bundesrat ein Gesetzespaket zur Energiewende in Deutschland verabschiedet, welches u.a. die Abschaltung der deutschen Kernkraftwerke entsprechend der folgenden Tabelle vorsieht.

Tabelle 8: Restlaufzeiten der Kernkraftwerke in Deutschland entsprechend der Atomgesetz-Novelle 2011

Kernkraftwerk	Betriebserlaubnis bis
Biblis A, Biblis B, Brunsbüttel, Isar 1, Krümmel, Neckarwestheim 1, Philippsburg 1, Unterweser	Erlischt mit Inkrafttreten des Atomgesetzes 2011
Grafenrheinfeld	31.12.2015
Gundremmingen B	31.12.2017
Philippsburg 2	31.12.2019
Grohnde, Gundremmingen C, Brokdorf	31.12.2021
Isar 2, Emsland, Neckarwestheim 2	31.12.2022

Quelle: Atomgesetz-Novelle 2011

(11) Für die Szenarien „Bundesregierung 2011“, „Netzbeschränkung“ und „Ausbau CCS“ wurde der beschleunigte Kernenergieausstieg (aktuelle Gesetzeslage) unterstellt. Lediglich im Szenario „Bundesregierung 2010“ wurde entsprechend der Szenariendefinition die Verlängerung der Laufzeiten der Kernkraftwerke um durchschnittlich zwölf Jahre angenommen (Stand Energiekonzept Bundesregierung 2010).

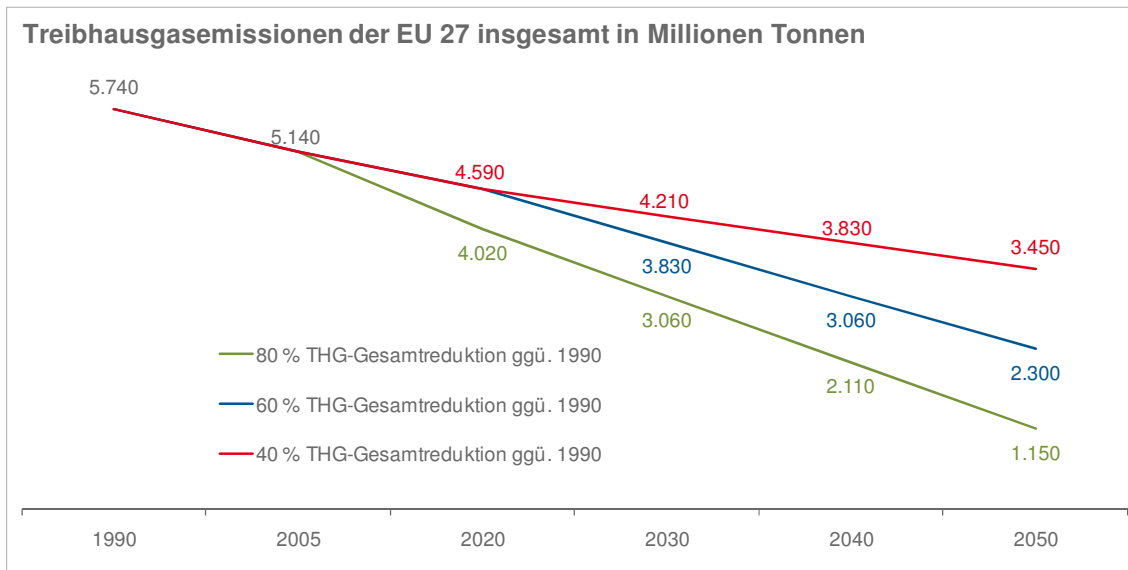
Klimapolitik

(12) Die aktuelle energiepolitische Diskussion hinsichtlich der zukünftigen Ausgestaltung der **Klimapolitik** erfolgte bereits im Kapitel 6.1.

Mit dem Energiekonzept hat sich die Bundesregierung auf das Ziel festgelegt, die CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Jahr 1990 insgesamt **um mindestens 80 % zu senken**. Dieser Pfad scheint nach heutiger Einschätzung auf europäischer Ebene nur realistisch, wenn die Stromerzeugung in Deutschland und Europa bis zum Jahr 2050 weitgehend CO₂-frei umgestaltet wird.

Vor diesem Hintergrund würde das Szenario einer 80 %-igen Reduktion der Treibhausgasemissionen für Europa das aktuelle Ziel der Bundesregierung abbilden. Es ist jedoch nicht auszuschließen, dass die Politik in den kommenden Jahren und Jahrzehnten zu einer anderen Bewertung kommt (z.B. Scheitern der internationalen Klimaverhandlungen), wonach dann eine geringere Reduzierung der Treibhausgasemissionen angemessener erscheint. Deshalb wurden in dieser Studie zwei verschiedene Pfade hinsichtlich der (internationalen) Klimapolitik abgebildet. Ein vollständiges Scheitern der internationalen Klimaschutzbemühungen (in der Abbildung angedeutet anhand eines 40 % Reduktionspfades) wurde dabei nicht weiter betrachtet. Die entsprechende Entwicklung der absoluten Treibhausgasemissionen zeigt die folgende Abbildung. Die Annahmen einer 60 %-igen Reduktion der Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 für Europa müssen demnach nicht zwangsläufig dem Ziel der Bundesregierung (-80 % bis zum Jahr 2050) entgegenstehen, wenn Deutschland in diesem Bereich seine Vorreiterrolle beibehält.

Abbildung 19: Entwicklung der Treibhausgasemissionen im minus 60 %- und minus 80 %-Pfad



Quelle: Prognos

(13) Für die Szenarien „Bundesregierung 2010“, „Bundesregierung 2011“ und „Netzbeschränkung“ wurde der Pfad der 60 %-igen Reduktion der Treibhausgasemissionen unterstellt. Im Szenario „Ausbau CCS“ liegt die Reduzierung der Treibhausgasemissionen bei 80 % gegenüber dem Jahr 1990.

Tagebaukapazitäten

(14) Die aktuellen **Lagerstättenvorräte** zeigt die folgende Tabelle. Entsprechend den Statistiken liegen die geologischen Braunkohlenvorräte in Ostdeutschland bei rund 22 Mrd. Tonnen (Gesamtdeutschland rund 77 Mrd. Tonnen). Davon befinden sich rund 1,7 Mrd. Tonnen in bereits heute genehmigten und erschlossenen ostdeutschen Tagebauen.

Tabelle 9: Lagerstättenvorräte der Braunkohlenreviere

Revier	Braunkohlenvorräte in Mrd. Tonnen		
	Geologische Vorräte	Wirtschaftlich gewinnbare Vorräte	Genehmigte, erschlossene Tagebaue
Rheinland	55,0	35,0	3,3
Lausitz	12,0	3,5	1,2*
Mitteldeutschland	10,0	2,0	0,5
Deutschland	77,0	40,5	5,0

* Nutzbare Vorratsmenge laut genehmigten Braunkohlenplänen per 31.12.2010, weitere Vorratsmenge nach laufenden Braunkohlenplanverfahren = 0,8 Mrd. Tonnen.

Quelle: DEBRIV 2011

(15) Bei den Szenarienrechnungen wurden die erschlossenen Tagebaukapazitäten einbezogen. Insbesondere für das Szenario „Ausbau CCS“ erfolgte die Analyse **ohne eine Kapazitätsbegrenzung der Tagebaue**. Es wird davon ausgegangen, dass bei einem Zubau von Braunkohlekraftwerken die entsprechend benötigten Tagebaukapazitäten erweitert werden.

Konventionelle „Must-run“-Kapazitäten

(16) Laut [BMU 2011a] muss sich derzeit ein gewisser Anteil an konventionellen Kraftwerkskapazitäten immer am Netz befinden, um Regelenergie bereitzustellen und die Systemstabilität aufrechtzuerhalten (**konventionelle „Must-run“-Anlagen**). Hiernach sind rund 20 GW an konventioneller „Must-run“-Kraftwerkskapazität zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität im deutschen Stromnetz notwendig.

Für die Szenarienrechnungen wurden die konventionellen „must-run“-Anlagen in die Betrachtung einbezogen. Es wurde unterstellt, dass sich dieser „Sockel“ bis zum Jahr 2030 schrittweise abbaut und spätestens zu diesem Zeitpunkt die Erneuerbaren (oder andere technische Anlagen) vollständig in der Lage sind, die Systemstabilität zu gewährleisten. Folgende konventionelle „Must-run“-Kapazitäten wurden in den einzelnen Szenarien unterstellt.

Tabelle 10: Annahmen über notwendige konventionelle „Must-run“-Kapazitäten zur Sicherstellung der Systemdienstleistungen in den Szenarien

Szenario	Konventionelle „Must-run“-Anlagen [GW]				
	2011	2015	2020	2025	2030
Bundesregierung 2010 Bundesregierung 2011 Netzbeschränkung	20	16	12	6	0
Ausbau CCS	20	18	16	8	0

Quelle: Prognos, Vattenfall

(17) Wird der hier unterstellte Pfad der Entwicklung der „Must-run“-Kapazitäten erreicht, ergeben sich hinsichtlich der Stromerzeugung kaum **Auswirkungen** für die konventionellen Anlagen. Wenn die unterstellte Reduktion allerdings nicht realisiert werden kann, hat dies insbesondere nach dem Jahr 2030 erhebliche Auswirkungen auf die konventionelle Stromerzeugung oder auch EE-Überschussmengen.

Zusammenfassende Szenariendefinition

(18) Die folgende Darstellung zeigt die Annahmen für die Einflussfaktoren in den Szenarien im Überblick.

Tabelle 11: Überblick über die Szenariendefinition

Szenario	Bundesregierung 2010	Bundesregierung 2011	Netzbeschränkung	Ausbau CCS
Brennstoffpreise	Referenz Prognos	Referenz Prognos	Referenz Prognos	Referenz Prognos
Stromnachfrage	Zielszenario IIa	Referenzszenario Energieszenarien	Referenzszenario Energieszenarien	Referenzszenario Energieszenarien
Anteil EE	Basisszenario 2010 A der Leitstudie 2010	Basisszenario 2010 A der Leitstudie 2010	Angepasster Ausbau des Basisszenarios	Basisszenario 2010 A der Leitstudie 2010
Klimapolitik EU	-60 % ggü. 1990 bis 2050	-60 % ggü. 1990 bis 2050	-60 % ggü. 1990 bis 2050	-80 % ggü. 1990 bis 2050
Kernkraftwerke in Deutschland	Laufzeitverlängerung (Ø 12 Jahre)	gemäß Energiepaket Juni 2011	gemäß Energiepaket Juni 2011	gemäß Energiepaket Juni 2011
CCS	modellendogen	modellendogen	modellendogen	Verpflichtend für Neubau alle Typen
Tagebaukapazitäten				unbegrenzt
Must-run Leistung konventionelle Kraftwerke	2011: 20 GW 2015: 16 GW 2020: 12 GW 2030: 0 GW	2011: 20 GW 2015: 16 GW 2020: 12 GW 2030: 0 GW	2011: 20 GW 2015: 16 GW 2020: 12 GW 2030: 0 GW	2011: 20 GW 2015: 18 GW 2020: 16 GW 2030: 0 GW

Quelle: Prognos

6.2.2 Kraftwerkspark, Stromerzeugung und Strombilanz

(1) Nach der ausführlichen Darstellung der in den Szenarien variierten Einflussparameter wird im Folgenden auf die wesentlichen Ergebnisse der vier Szenarien eingegangen. Im Fokus der Betrachtung stehen dabei jeweils die Entwicklung des gesamtdeutschen Kraftwerksparks, die Stromerzeugung sowie die Strombilanz bis zum Jahr 2050.

Grundsätzlich wurde bei den Berechnungen innerhalb Deutschlands eine „Kupferplatte“ und ein einheitliches Preissignal, woran sich die Stromerzeugung orientiert, unterstellt. Es erfolgte keine Betrachtung regionaler Strompreise oder von Redispatch-Maßnahmen.

Szenario „Bundesregierung 2010“

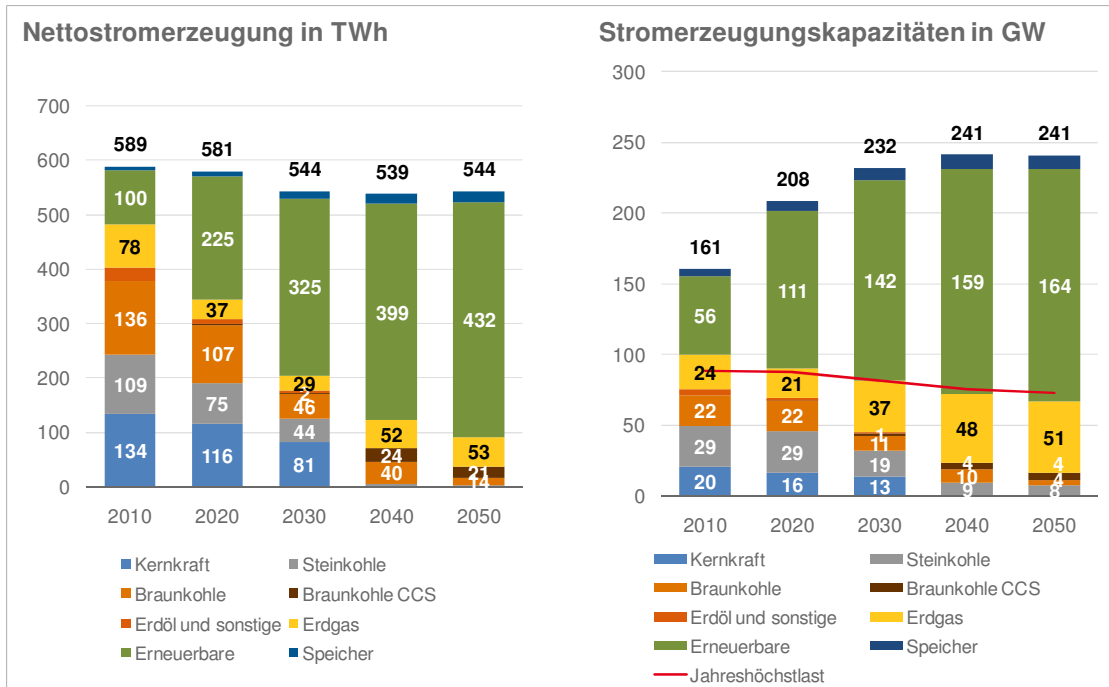
(2) Wesentliche **Eckpfeiler des Szenarios „Bundesregierung 2010“** sind die im Energiekonzept 2010 der Bundesregierung beschlossene Verlängerung der Restlaufzeiten der Kernkraftwerke um durchschnittlich zwölf Jahre. Zudem unterstellt dieses Szenario im Vergleich zu den drei anderen eine erhöhte Energieeffizienz, was insbesondere langfristig zu einem deutlich geringeren Strombedarf führt. Im gleichen Zeitraum geht auf aufgrund des sinkenden Strombedarfs die Jahreshöchstlast von heute rund 88 GW auf rund 73 GW im Jahr 2050 zurück. Zugleich steigt das Verhältnis von installierter Leistung zur Jahreshöchstlast auf den Faktor 3,3. Dieser liegt heute bei rund 1,8.

(3) Die insgesamt **installierte Leistung** steigt aufgrund des starken Ausbaus der erneuerbaren Kapazitäten bis zum Jahr 2030 deutlich und stabilisiert sich anschließend. Die installierte Leistung an konventionellen Kraftwerkskapazitäten geht stetig zurück, z.B. sinkt die Leistung der Braunkohlenkraftwerke von heute rund 22 GW auf rund 8 GW im Jahr 2050 (vgl. Abbildung 20).

Dabei erfolgt ein Neubau von 4,3 GW an **Braunkohle-CCS-Anlagen**, inklusive einer CCS-Demonstrationsanlage von 300 MW in Ostdeutschland. Für die weiteren Braunkohle-CCS-Kapazitäten wird eine Gleichverteilung auf West- und Ostdeutschland angenommen. Gedanklich wurde der Zubau von CCS-Anlagen auf diese 4,3 GW aufgrund bestehender Akzeptanz- und Speicherprobleme begrenzt. Derzeit ist nicht absehbar, inwieweit in den Bundesländern bzw. Offshore Kapazitäten zur CO₂-Speicherung für deutsche CCS-Anlagen nutzbar gemacht werden können.

Zudem erfolgt ein deutlicher Zubau an relativ **flexiblen Gaskapazitäten**. Aufgrund des forcierten Ausbaus der Erneuerbaren und deren schwankender Stromeinspeisung werden die Vollbenutzungsstunden in der Grundlast beschnitten. Kraftwerke müssen öfter an- bzw. abgefahren werden und insbesondere Kohleanlagen erreichen nicht mehr die notwendigen aufeinanderfolgenden Betriebsstunden, damit sich ein Anfahren dieser Blöcke wirtschaftlich lohnt. Hier erfolgt dann insbesondere nach dem Auslaufen der Kernenergie der Einsatz von flexiblen Gaskapazitäten.

Abbildung 20: Entwicklung des Kraftwerksparks sowie der Nettostromerzeugung im Szenario „Bundesregierung 2010“

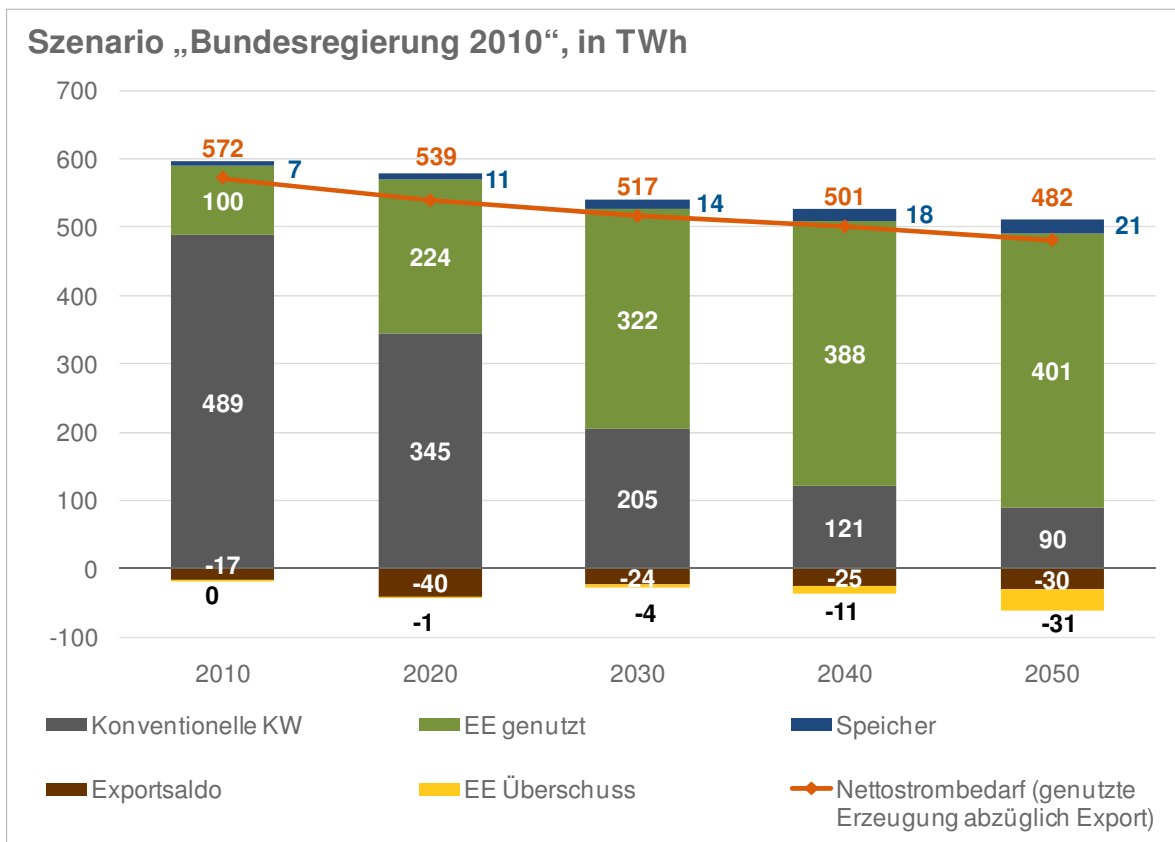


Quelle: Prognos

(4) Die **Stromerzeugung** wird in Zukunft deutlich von den Erneuerbaren dominiert. Die in diesem Szenario unterstellte erhöhte Energieeffizienz verringert zudem die Residualstrommenge für die konventionellen Kraftwerke, also diejenige Strommenge, die nach dem vorrangigen Einsatz der erneuerbaren Energieträger noch von den konventionellen Kraftwerken zu decken ist. Die Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke hat zudem bis nach dem Jahr 2030 negative Auswirkungen auf die Kohleverstromung (vgl. Abbildung 20). Insgesamt sinkt die Braunkohlenstromerzeugung von heute rund 136 TWh auf rund 35 TWh im Jahr 2050. Der Anteil der Braunkohle an der Nettostromerzeugung liegt dann im Jahr 2050 bei rund 6 % (2010: rund 23 %).

(5) Die folgende Abbildung 21 zeigt die **Strombilanz** für das Szenario „Bundesregierung 2010“. In der Grafik wird der stetig sinkende Nettostrombedarf deutlich. Aufgrund der in diesem Szenario relativ geringen Strompreise (vgl. auch Kapitel 6.2.3, Abbildung 29) kommt es zu einem hohen Stromexport, auch vorausgesetzt, es erfolgt der unterstellte Ausbau der Grenzkuppelstellen. Insbesondere nach dem Jahr 2030 kommt es zu einer erhöhten Überschussstromerzeugung aus erneuerbaren Energien, die nicht genutzt werden kann, nach heutigen Regeln aber vergütet werden muss. Ein weiterer (europäischer) Netz- oder Speicherausbau würde diese Menge verringern.

Abbildung 21: Strombilanz Deutschland im Szenario „Bundesregierung 2010“



Quelle: Prognos

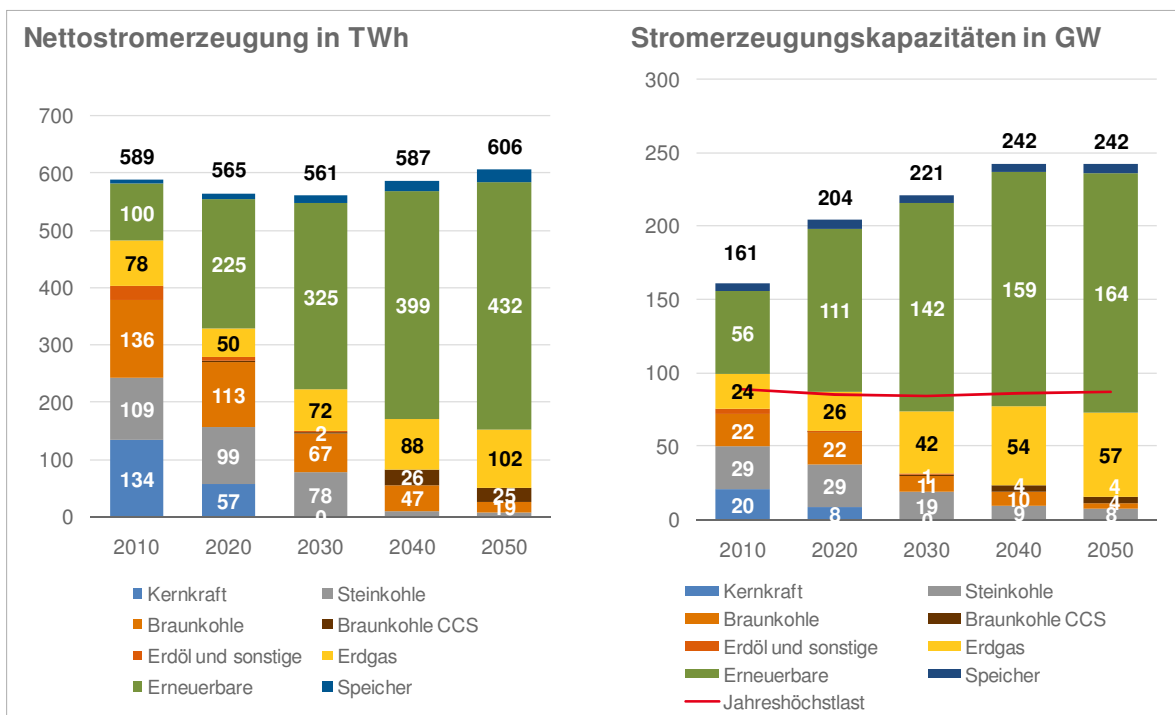
Szenario „Bundesregierung 2011“

(6) Durch den gleichen forcierten Ausbaupfad der erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen greifen grundsätzlich die Mechanismen wie sie bereits zuvor bei der Ergebnisdarstellung des Szenarios „Bundesregierung 2010“ beschrieben wurden. Allerdings schwächen sich diese durch den höheren Strombedarfspfad sowie den beschleunigten Kernenergieausstieg etwas ab. Die Jahreshöchstlast bleibt, wie auch in den weiteren Szenarien, über den Betrachtungszeitraum relativ konstant. Zurückzuführen ist dies auf einen ähnlichen Verlauf der Nettostromerzeugung in den Szenarien.

Der Ausbaupfad der Erneuerbaren sowie der Zubau der Braunkohle-CCS-Anlagen entsprechen der Entwicklung aus dem Szenario „Bundesregierung 2010“. Bei den **konventionellen Kapazitäten** werden zusätzliche Gaskraftwerke gebaut, um auch langfristig die gesteckten klimapolitischen Ziele zu erreichen.

(7) Die Erneuerbaren spielen langfristig wiederum die dominante Rolle in der Stromerzeugung. Im Vergleich zum Szenario „Bundesregierung 2010“ werden insbesondere nach dem Jahr 2020 zum Teil zusätzliche Braunkohlekraftwerke aber vor allem bereits bestehende Gaskraftwerke zur Deckung des Strombedarfs eingesetzt.

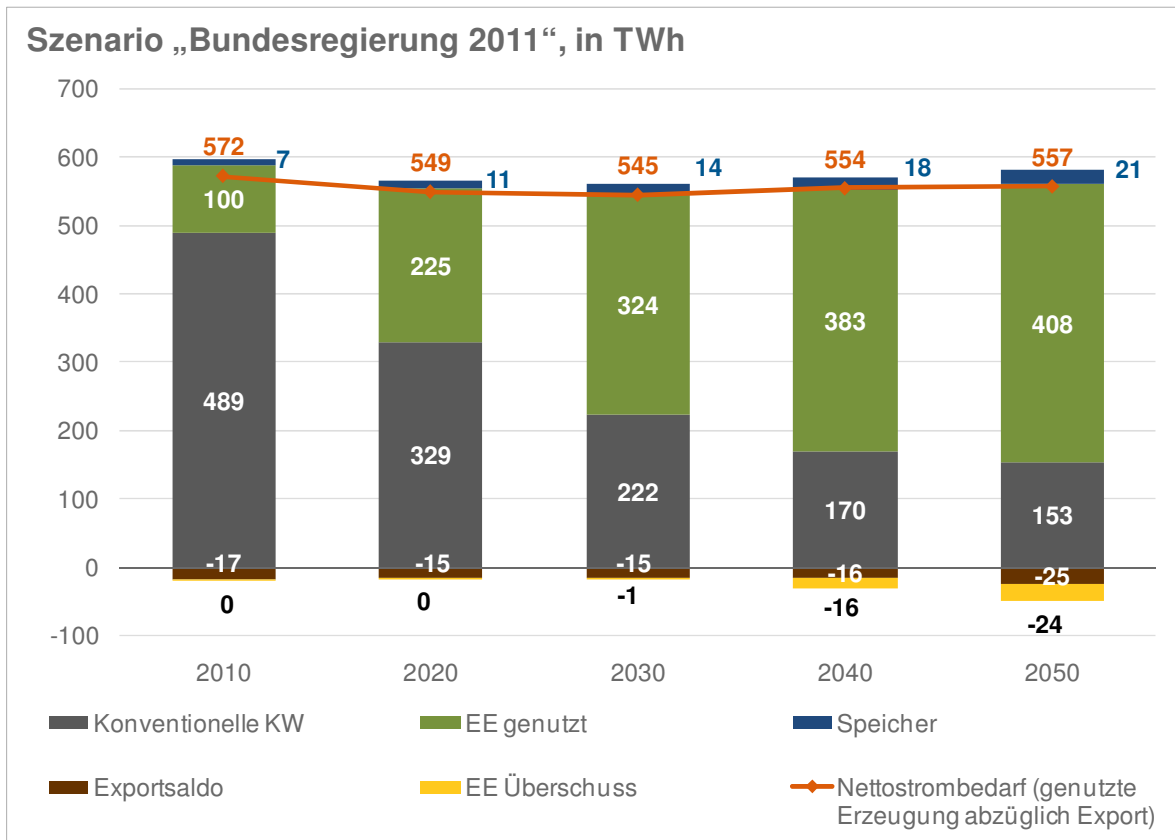
Abbildung 22: Entwicklung des Kraftwerksparks sowie der Nettostromerzeugung im Szenario „Bundesregierung 2011“



Quelle: Prognos

(8) Die folgende Abbildung 23 zeigt eine veränderte **Strombilanz** für das Szenario „Bundesregierung 2011“ im Vergleich zum Szenario „Bundesregierung 2010“. Durch den beschleunigten Ausstieg aus der Kernenergie sowie die erhöhte Stromerzeugung liegt der Strompreis in diesem Szenario deutlich höher (vgl. auch Kapitel 6.2.3, Abbildung 29), was einen verringerten Stromexport zur Folge hat. Zudem steigt die konventionelle Stromerzeugung deutlich. Die nicht nutzbaren Überschussmengen der erneuerbaren Stromerzeugung liegen in einer ähnlichen Größenordnung wie im Szenario „Bundesregierung 2010“. Zur Begrenzung dieser EE-Überschussmengen auf diesem Niveau ist ein ausreichender Netzausbau notwendig, um kurzfristig Strommengen ex- bzw. importieren zu können. Die Zahlen in der folgenden Abbildung zeigen lediglich die Gesamtbilanz des Jahres, der tatsächliche (unterjährliche) Stromaustausch mit den Nachbarländern fällt dagegen deutlich höher aus.

Abbildung 23: Strombilanz Deutschland im Szenario „Bundesregierung 2011“



Quelle: Prognos

Szenario „Netzbeschränkung“

(9) Das Szenario „Netzbeschränkung“ ist das einzige mit einem **gebremsten Ausbaupfad für die erneuerbaren Energien**. Es wird unterstellt, dass aufgrund eines verzögerten und damit unzureichenden Netzausbaus – insbesondere bis zum Jahr 2030 – die Installation der erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen beschränkt wird. Die Ziele der Bundesregierung für den Ausbau der Erneuerbaren, entsprechend dem Nationalen Aktionsplan [NAP 2010], werden in diesem Szenario nicht erreicht. Es wird davon ausgegangen, dass der Netzausbau nach dem Jahr 2030 notfalls durch Maßnahmen des Gesetzgebers schrittweise realisiert werden kann.

Entsprechend dem Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) besteht ein Einspeisevorrang für die erneuerbaren Energien. Selbst wenn diese aus netztechnischen Gründen abgeregelt werden müssen, bekommen sie den potenziell erzeugten Strom derzeit trotzdem vergütet, obwohl dieser dann nicht eingespeist wird. In den folgenden Betrachtungen wird implizit ein anderer Fördermechanismus unterstellt, da davon ausgegangen wird, dass aufgrund

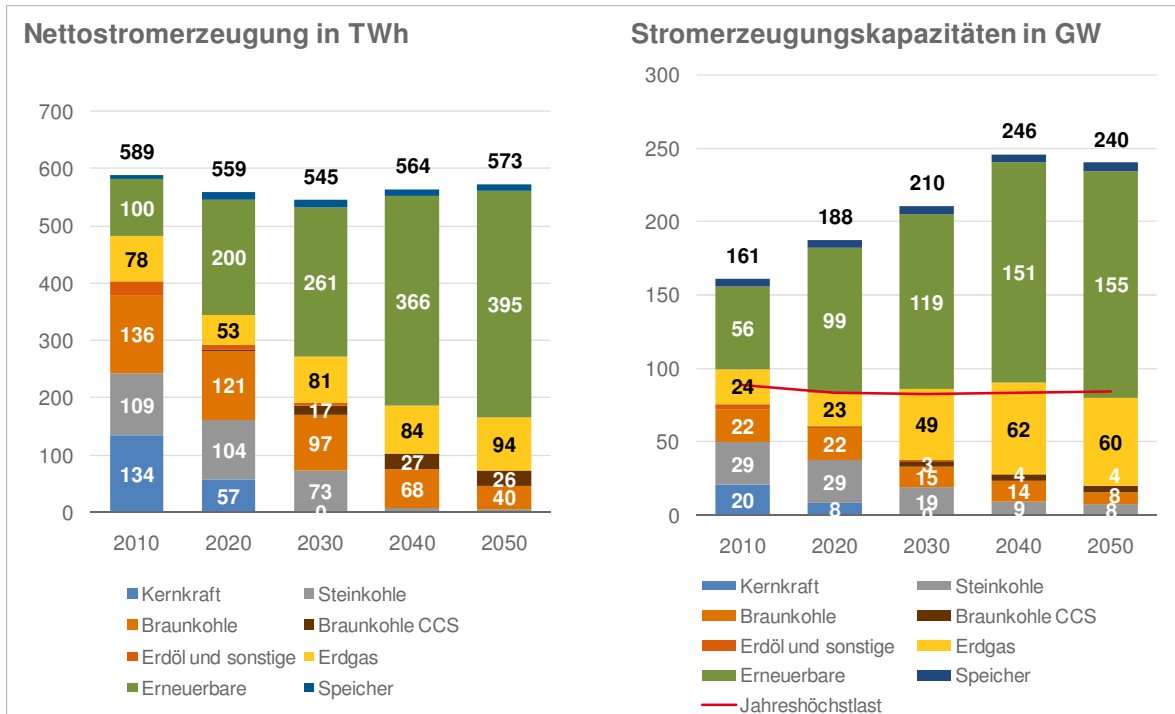
des unzureichenden Netzausbaus weniger erneuerbare Anlagen installiert werden. Erfolgt beispielsweise trotzdem ein hoher Zubau an EE-Anlagen, da Investoren aufgrund des bestehenden Einspeisevorrangs mit den Vergütungen fest planen können, würden die erneuerbaren Überschussmengen deutlich größer ausfallen als in Abbildung 25 dargestellt. Im Jahr 2030 könnte der Überschuss schätzungsweise 30 TWh betragen, wenn gleichermaßen erneuerbare Energien zugebaut würden wie im Szenario „Bundesregierung 2011“. Die Überschüsse würden dann verstärkt auch regional erzeugt werden, wenn beispielsweise im Norden der Offshore-Windstrom zeitweise nicht abtransportiert werden kann.

(10) Auf der **Kapazitätsseite** werden die in diesem Szenario „fehlenden“ erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen durch zusätzliche Gaskraftwerke ersetzt. Der Ausbau der Braunkohle-CCS-Anlagen wird aufgrund der beschriebenen Problematiken auf dem Ausbaupfad der beiden vorherigen Szenarien belassen.

(11) Trotz des etwas gebremsten Ausbaus der erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten spielen die Erneuerbaren in der **Stromerzeugung** die herausragende Rolle. Im Vergleich zu anderen Szenarien ergibt sich jedoch insbesondere bis zum Jahr 2030 eine erhöhte konventionelle Stromerzeugung.

So liegt die Braunkohlenstromerzeugung im Jahr 2050 in diesem Szenario bei rund 66 TWh und somit deutlich über den Szenarien „Bundesregierung 2010 und 2011“. Auch in den Zwischenjahren erzeugen insbesondere die herkömmlichen Braunkohlenkraftwerke (ohne CCS) deutlich mehr Strom als in den beiden vorherigen Szenarien. Dies liegt daran, dass sich durch den geringeren Ausbau der Erneuerbaren – und insbesondere der fluktuierenden Photovoltaik- und Windeinspeisung – mehr Spielräume und längere Betriebszeiträume für die Braunkohlenkraftwerke ergeben.

Abbildung 24: Entwicklung des Kraftwerksparks sowie der Nettostromerzeugung im Szenario „Netzbeschränkung“

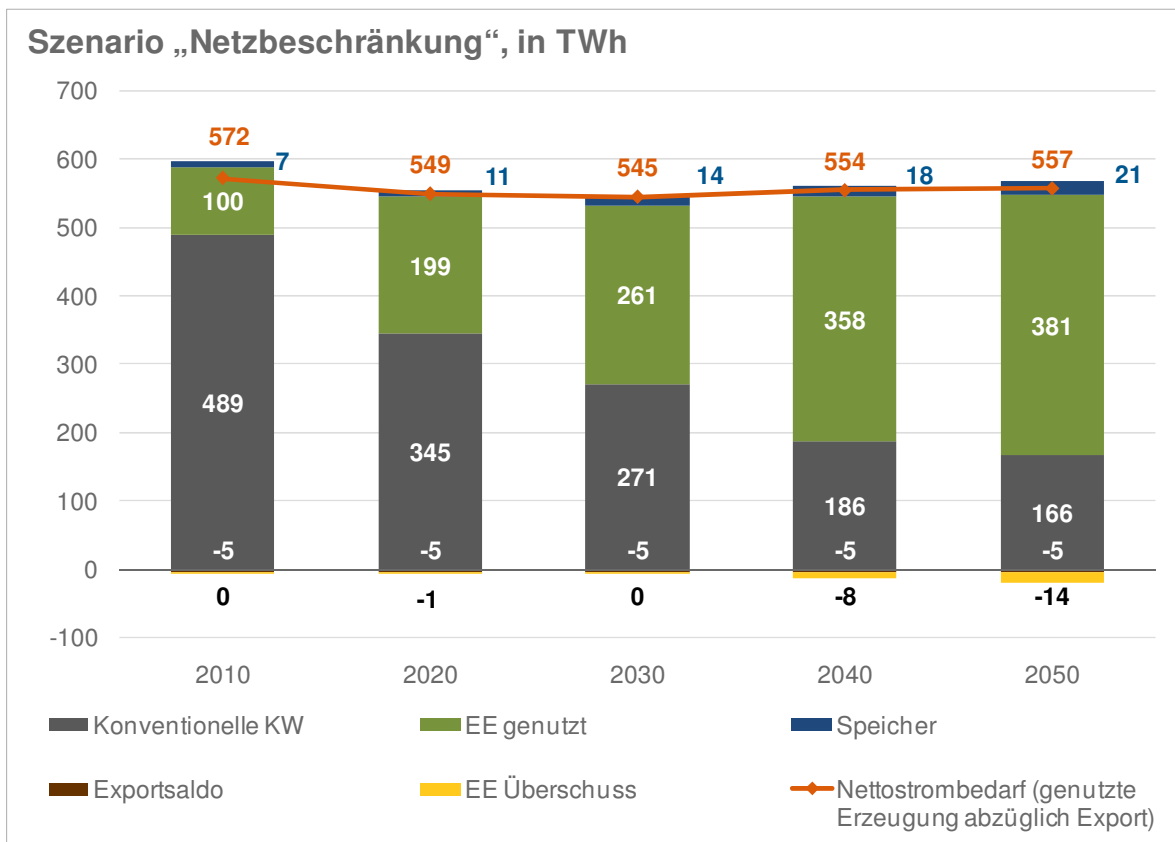


Quelle: Prognos

(12) Aufgrund der vermehrten konventionellen Stromerzeugung sowie einem damit einhergehenden steigenden CO₂-Zertifikatspreis kommt es in diesem Szenario zu einem höheren Baseload-Strompreis (vgl. auch Kapitel 6.2.3, Abbildung 28 und Abbildung 29). Deshalb fällt der Export auf **Jahresbilanzbasis** auch sehr gering aus, unterjährig kommt es jedoch zu stark schwankenden Stromaustauschmengen.

Wie bereits erwähnt, wurde implizit unterstellt, dass sich ein unzureichender Netzausbau gleichzeitig in einer geringeren installierten Kapazität der erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen widerspiegelt, wofür ein „anderer Fördermechanismus“ gegeben sein muss. Für den Fall, dass sich die installierten EE-Kapazitäten nicht entsprechend verringern, würde es zu einer erheblich größeren EE-Überschussmenge kommen, da die Netzkapazitäten zum Abtransport dieser erneuerbaren Strommengen fehlen.

Abbildung 25: Strombilanz Deutschland im Szenario „Netzbeschränkung“



Quelle: Prognos

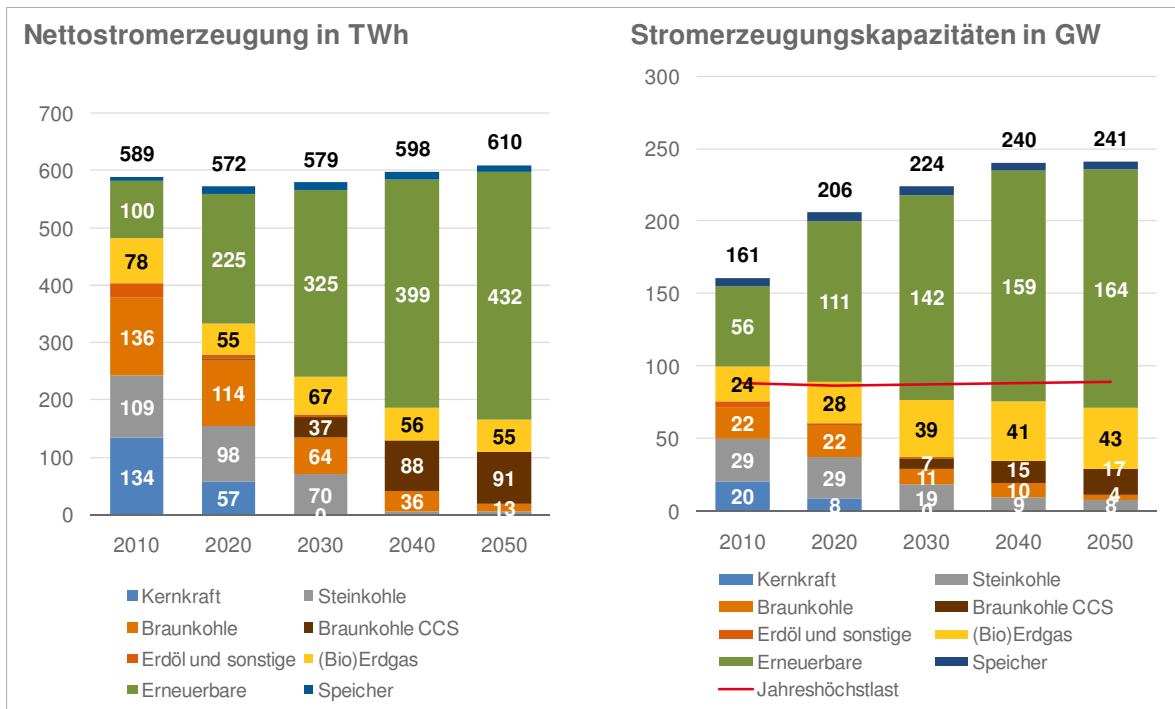
Szenario „Ausbau CCS“

(13) Kernpunkt dieses Szenarios ist, dass aufgrund von **Emissionsrechtvorgaben** nach dem Jahr 2030 neue konventionelle Kraftwerke ausschließlich auf Basis von **CCS** zugelassen werden. Dies bedeutet einen erweiterten ordnungspolitischen Eingriff in die Energiewirtschaft. Für die CCS-Technik kommt in erster Linie der Energieträger Braunkohle in Frage, da sich hier die höheren Investitionskosten durch die höheren CO₂-Abscheidungsmengen – und damit verbundenen Einsparungen bei den CO₂-Kosten der Stromerzeugung – sowie durch die geringeren Brennstoffkosten im Vergleich zu den anderen Energieträgern am ehesten rentieren.

Dementsprechend bleibt die installierte Leistung der Braunkohlenkapazitäten über den Betrachtungszeitraum relativ konstant. Allerdings gewinnen die **Braunkohle-CCS-Anlagen** nach dem Jahr 2030 die Überhand. Insgesamt ist im Jahr 2050 eine installierte Braunkohlenkapazität von rund 21 GW am Netz, davon rund 17 GW in Braunkohle-CCS-Anlagen. Neben den erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen werden in begrenztem Umfang nach dem Jahr 2030 Gaskapazitäten auf der Basis CO₂-neutraler

Brennstoffe zugebaut. Das Gas wird durch die **Methanisierung** von überschüssigem erneuerbaren Strom erzeugt und in das Gasnetz eingespeist. Langfristig wird eine zunehmende Konvergenz zwischen den Strom- und Gasnetzen unterstellt.

Abbildung 26: Entwicklung des Kraftwerksparks sowie der Nettostromerzeugung im Szenario „Ausbau CCS“



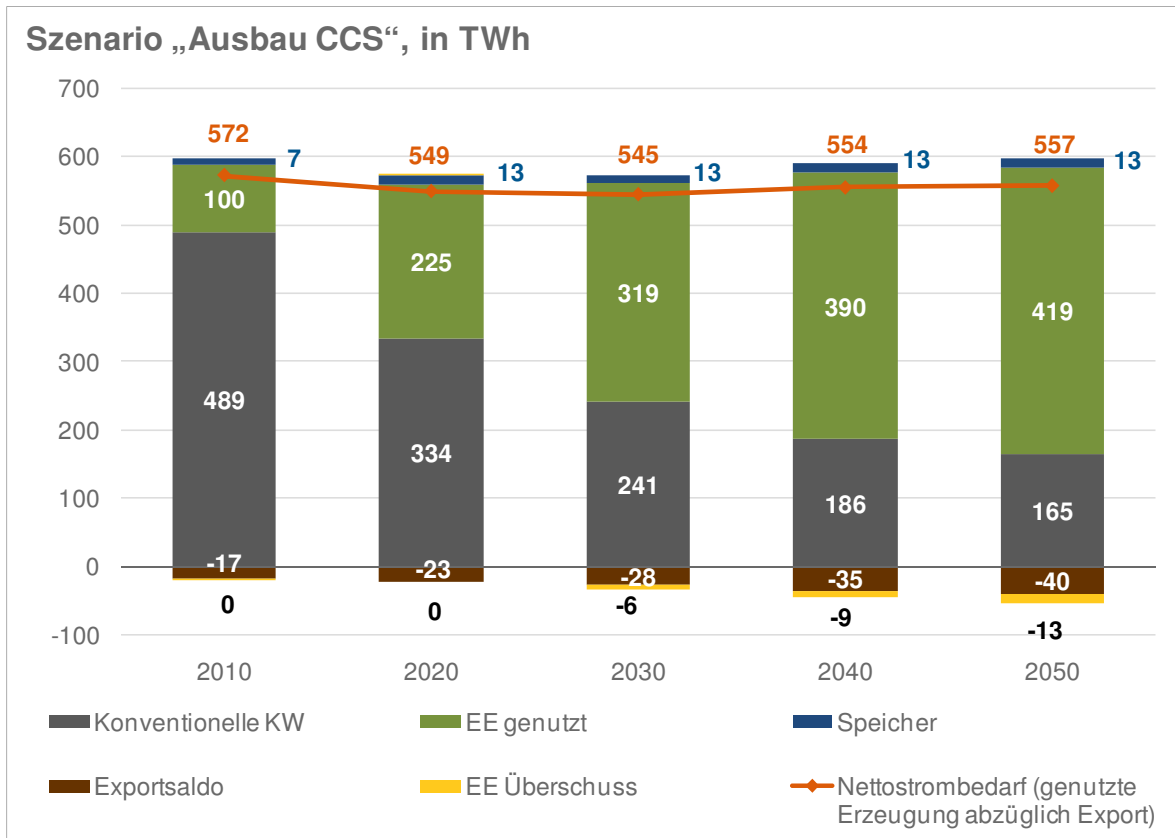
Quelle: Prognos

(14) Nach den Erneuerbaren spielt die Braunkohle bei der **Stromerzeugung** in diesem Szenario die zweitwichtigste Rolle. Wie bei der installierten Leistung überholt hier nach dem Jahr 2030 die Verstromung der Braunkohle in entsprechenden CCS-Anlagen die herkömmliche Braunkohlenverstromung. Im Jahr 2050 liegt die Braunkohlenverstromung insgesamt bei rund 104 TWh, dies entspricht einem Anteil von rund 17 % an der Nettostromerzeugung. Eine solche Zunahme der CCS-Braunkohlenstromerzeugung setzt eine Akzeptanz dieser Technik in der Öffentlichkeit – insbesondere für die CO₂-Speicherung – voraus.

(15) In der **Strombilanz** für dieses Szenario zeigt sich ein relativ hoher bilanzieller Stromexport aufgrund der geringeren Strompreise (vgl. auch Kapitel 6.2.3, Abbildung 29). Langfristig ist die konventionelle Stromerzeugung trotz des hohen Ausbaus der Erneuerbaren genauso hoch wie im Szenario „Netzbeschränkung“. Der Anteil des überschüssigen erneuerbaren Stroms fällt auch aufgrund der zunehmenden Konvergenz der Strom- und Gasnetze

relativ gering aus. Um diese Werte zu erreichen, muss wie in den anderen Szenarien der Netzausbau vorangetrieben werden.

Abbildung 27: Strombilanz Deutschland im Szenario „Ausbau CCS“



Quelle: Prognos

(16) Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die **Zukunft der Stromerzeugung** vor großen Herausforderungen steht und stark von den gegebenen (politischen) Rahmenbedingungen abhängt. Aufgrund des forcierten Ausbaus der erneuerbaren Energien werden diese in Zukunft eine dominante Rolle in der Stromerzeugung spielen.

Der heimische **Energieträger Braunkohle** kann auch langfristig in der Stromerzeugung bestehen. Im mittlerweile politisch „überholten“ Szenario „Bundesregierung 2010“ mit einer Verlängerung der Laufzeiten der Kernkraftwerke sowie einer erhöhten Energieeffizienz wäre die Braunkohlenstromerzeugung am geringsten ausgefallen. Daneben sind auch Szenarien darstellbar, in denen neben den Erneuerbaren die Braunkohle eine gewichtige Rolle spielt (Szenarien „Ausbau CCS“ und „Netzbeschränkung“). Zur Integration der erneuerbaren Energien in das Stromsystem sind enorme Anstrengungen beim Netzausbau notwendig. Wird dieser Netzausbau nur unzureichend realisiert, ergibt sich ein erhöhter

Bedarf an Braunkohlenverstromung. Gleichzeitig ergeben sich bei einem unzureichenden Netzausbau erhebliche Probleme bei der Integration der erneuerbaren Stromquellen.

6.2.3 Entwicklung der CO₂- und Großhandelsstrompreise

(1) Im Folgenden werden für die zuvor gezeigten Szenarien sowohl die Entwicklung des CO₂-Zertifikatepreises (vgl. Abbildung 28) als auch die des Baseload-Strompreises (vgl. Abbildung 29) dargestellt.

(2) Der entscheidende Einflussfaktor für die Entwicklung des **CO₂-Zertifikatepreises** ist die Fortschreibung der (internationalen) **Klimapolitik**. In allen Szenarien wurde eine Fortführung der Klimapolitik unterstellt, zum Teil mit unterschiedlich ambitionierten Zielen. Während für die Szenarien „Bundesregierung 2010“, „Bundesregierung 2011“ und „Netzbeschränkung“ die Zielsetzung einer 60 %-igen Reduktion der Treibhausgasemissionen vorgegeben wurde, muss im Szenario „Ausbau CCS“ sogar eine 80 %-ige Reduzierung erfolgen.

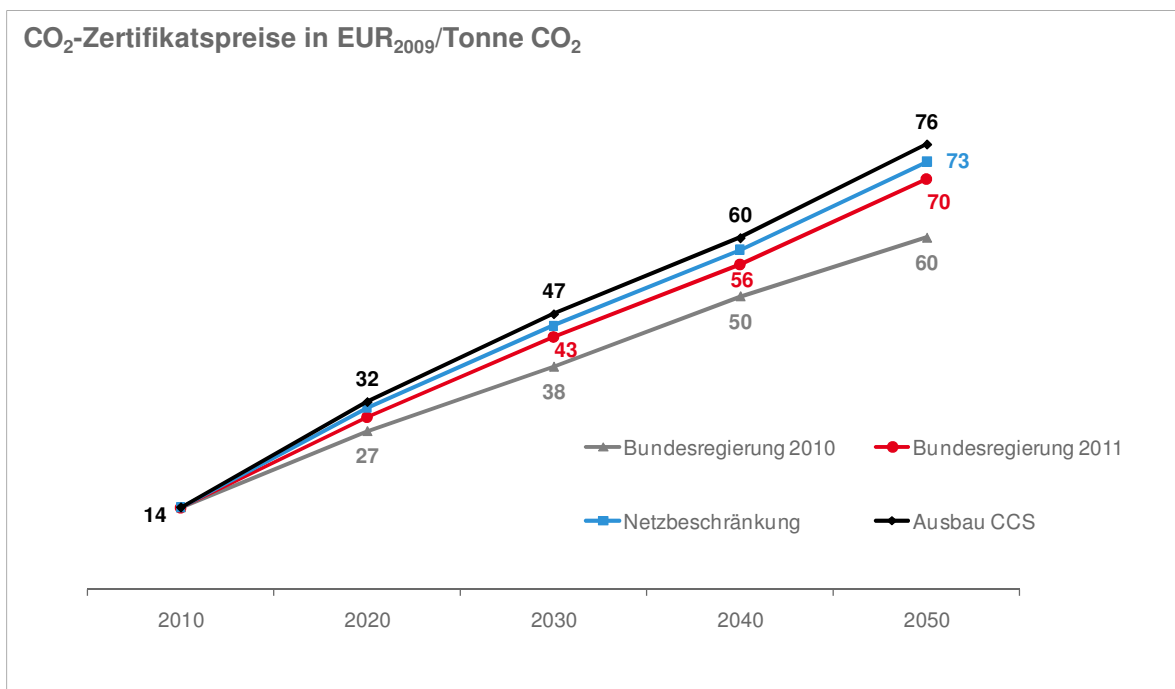
Im Kapitel 6.1 wird gezeigt, dass eine Fortführung des Kyoto-Protokolls auf internationaler Ebene derzeit zumindest fraglich erscheint. Dennoch sind in Europa die Weichenstellungen für einen langfristig funktionierenden CO₂-Handel gestellt. Unter Umständen übernimmt Europa eine Vorreiterrolle in der internationalen Klimapolitik. Des Weiteren ist der CO₂-Handelsmarkt aufgrund der Wirtschafts- und Finanzkrise derzeit überausgestattet mit CO₂-Zertifikaten. Diese Aufzählung verdeutlicht die Unsicherheit hinsichtlich der Entwicklung der CO₂-Preise.

(3) Der **CO₂-Preis** steigt im Szenario „Bundesregierung 2010“ von heute rund 14 Euro₂₀₀₉ pro Tonne CO₂ auf rund 60 Euro₂₀₀₉ pro Tonne CO₂ (reale Preise) im Jahr 2050. Basis dieser Entwicklung ist eine europaweite Reduzierung der Treibhausgasemissionen um 60 % gegenüber dem Basisjahr 1990. In diesem Szenario fällt der Anstieg des CO₂-Preises aufgrund der unterstellten Verlängerung der Laufzeiten der Kernenergie in Deutschland sowie der Annahme einer verstärkten Energieeffizienz am geringsten aus.

Allen weiteren Szenarien liegen der aktuell von der Bundesregierung beschlossene beschleunigte Kernenergieausstieg in Deutschland sowie ein höherer Strombedarf zugrunde, was die Differenz zwischen den Szenarien „Bundesregierung 2010“ und „Bundesregierung 2011“ erklärt. Der weitere Anstieg des CO₂-Preises im Szenario „Netzbeschränkung“ ist auf den geringeren Ausbaupfad der erneuerbaren Energien zurückzuführen, wodurch verstärkt konventionelle Kraftwerke zum Einsatz kommen. Im Szenario

„Ausbau CCS“ fällt der CO₂-Preis am höchsten aus, da in diesem Szenario eine deutlich höhere europaweite Treibhausgasmin- derung als in den anderen Szenarien notwendig ist. Durch die Akzeptanz und den Einsatz der CCS-Technik sowie den ebenfalls starken Ausbau erneuerbarer Energien wird in diesem Szenario das gesetzte klimapolitische Ziel erreicht.

Abbildung 28: Entwicklung des CO₂-Preises bis zum Jahr 2050 in den Szenarien, in Euro₂₀₀₉/ Tonne CO₂



Quelle: Prognos

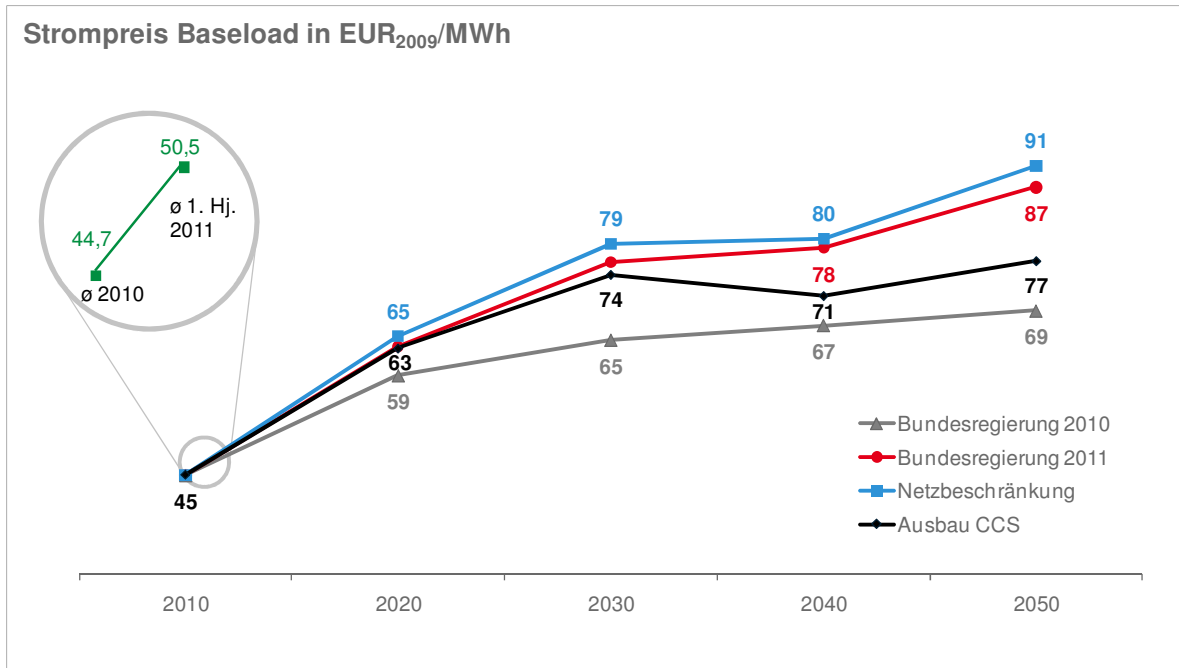
(4) Neben den dargestellten CO₂-Preisen bestimmen die Brenn- stoffpreise (vgl. Kapitel 6.2.1) die Höhe des **Strompreises** (Base- load). Die angenommenen Brennstoffpreise je Energieträger unterscheiden sich zwischen den Szenarien nicht.

Ebenso wie die CO₂-Preise fallen auch die Strompreise im Szena- rio „**Bundesregierung 2010**“ am geringsten aus. Dies ist wie- derum auf die in diesem Szenario unterstellte verlängerte Laufzeit der Kernkraftwerke in Deutschland sowie auf den geringeren Strombedarf (höhere Energieeffizienz) zurückzuführen.

In den **drei weiteren Szenarien** fallen die Strompreise aus diesen Gründen (Kernenergieausstieg, höherer Strombedarf) höher aus. Im Szenario „Ausbau CCS“ sind sie langfristig geringer, da die Braunkohlenstromerzeugung hauptsächlich in CCS-Anlagen er- folgt, für die der CO₂-Preis nicht mehr stark preisbestimmend ist. Die höchsten Strompreise ergeben sich im Szenario

„Netzbeschränkung“, da hier zusätzlich erneuerbare durch konventionelle Stromerzeugung ersetzt werden muss.

Abbildung 29: Baseload-Strompreis bis zum Jahr 2050 in den Szenarien, in Euro₂₀₀₉/MWh



Quelle: Prognos

6.2.4 Kosten der Stromerzeugung

(1) Die zuvor dargestellte Entwicklung des Großhandelsstrompreises stellt nur eine Komponente der Vollkosten der Stromerzeugung dar.

Im folgenden Abschnitt wird die Entwicklung der **Kosten** der Stromerzeugung in den Szenarien beschrieben. Die hier aufgeführten Kosten fassen die variablen und fixen Betriebskosten der Stromerzeugungsanlagen sowie deren Kapitalkosten zusammen. Zu den **variablen Betriebskosten** zählen die Kosten für Brennstoffe, CO₂-Zertifikate und Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe. Unter den **fixen Betriebskosten** werden die Instandhaltungs- und Wartungskosten, Ausgaben für Personal und Versicherungen zusammengefasst. Die **Kapitalkosten** von Anlagen bilden den zu leistenden Kapitaleinsatz für Anlageninvestitionen ab und treten üblicherweise nur in den ersten 15 bis 20 Jahren des Anlagenbetriebs auf.

(2) Neben den hier beschriebenen Kostenbestandteilen kommen eine Reihe weiterer Faktoren hinzu, die die Kosten des gesamten Stromsystems beeinflussen und somit Auswirkungen

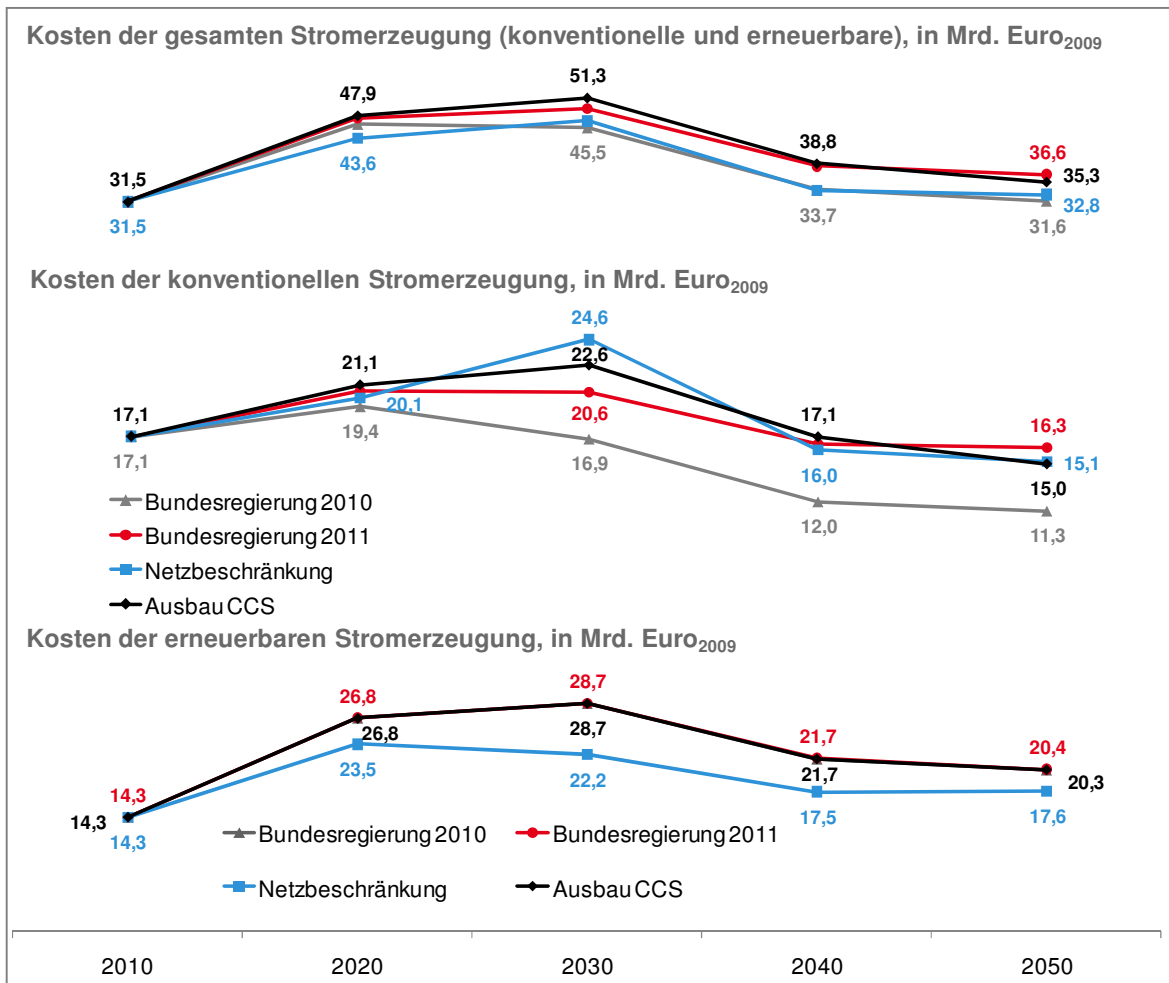
auf den letztendlich zu zahlenden Strompreis für die Verbraucher haben. Neben den Kosten der Stromerzeugung sind insbesondere die Kosten für die Netzinfrastruktur und den Netzbetrieb zu nennen. Diese werden zukünftig durch den erforderlichen Netzausbau und die Integration der erneuerbaren Energien weiter steigen. Insgesamt wird der Anteil der Kostenkomponenten, die einem staatlichen Eingriff unterliegen deutlich zunehmen. Unterlagen im Jahr 2010 bei Haushaltskunden über Netznutzungsentgelte, EEG-Umlage sowie Steuern und Abgaben bereits etwa 65 % des Strompreises diesem Eingriff²⁷, wird der Anteil zukünftig auf deutlich über 80 % steigen. Verantwortlich hierfür sind der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien, der nicht ohne staatlichen Eingriff auskommt und der notwendige Ausbau der Netzinfrastruktur zur Integration der erneuerbaren Energien.

(3) Die hier ausgewiesenen Kosten beschreiben nicht die Kosten der von der Bundesregierung eingeleiteten Energiewende im Vergleich zu einem Referenzszenario. Eine vollständige Analyse der Mehrkosten war unter den zeitlichen Umständen, in der die Studie abgearbeitet wurde, nicht möglich. Über die Mehrkosten der geplanten grundlegenden strukturellen Änderung der Stromversorgung werden derzeit zahlreiche Schätzungen veröffentlicht, die weit auseinander gehen. Ein internes Papier des Bundeswirtschaftsministeriums soll laut Meldungen des Spiegels die Spannbreite der Mehrkosten mit 0,5 Cent/kWh bis 1,5 Cent/kWh angeben. Das Rheinisch-Westfälische Institut für Wirtschaftsforschung rechnet gar mit Mehrkosten von bis zu 5 Cent/kWh gegenüber einem Referenzpfad²⁸. Die große Spannbreite ergibt sich insbesondere aus der großen Unsicherheit über die Höhe der notwendigen Investitionen in die Verteilnetze und Speichertechnologien sowie bezüglich der Kostenentwicklung der erneuerbaren Energien. Für Haushaltskunden mit einem Durchschnittsverbrauch von 3.500 kWh Strom pro Jahr ergeben sich aus der Spannbreite rechnerische monatliche Mehrkosten zwischen 14,5 Euro und 145 Euro.

²⁷ Vgl. BDEW 2010

²⁸ <http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/0,1518,776132,00.html>

Abbildung 30: Kosten der Stromerzeugung²⁹



Quelle Prognos

(4) Alle vier analysierten Szenarien weisen eine **ähnliche Entwicklung der Vollkosten** auf. Bis zum **Jahr 2020** steigen die gesamten Kosten in allen Szenarien von heute rund 30 Mrd. Euro₂₀₀₉ auf dann zwischen 43,6 Mrd. Euro₂₀₀₉ (Szenario „Netzbeschränkung“) und 47,9 Mrd. Euro₂₀₀₉ (Szenario „Ausbau CCS“). Vor allem die deutliche Zunahme der Kosten der erneuerbaren Stromerzeugung ist dafür ausschlaggebend. Zusätzlich steigen in allen Szenarien die Grenzkosten die variablen Kosten der konventionellen Stromerzeugung durch steigende CO₂-Zertifikate- und Brennstoffpreise. Die Kapitalkosten der konventionellen Stromerzeugung entwickeln sich bis zum Jahr 2020 ähnlich, da nach der Fertigstellung der derzeit im Bau befindlichen Anlagen nur geringe zusätzliche Investitionen getätigt werden.

²⁹ Eine detaillierte Betrachtung der Stromgestehungskosten der einzelnen Erzeugungsarten findet sich im Anhang 2. Vergleiche Tabelle 16.

(5) Die Kosten im Jahr 2030 liegen in etwa auf dem Niveau des Jahres 2020, zwischen 45,5 Mrd. Euro₂₀₀₉ (Szenario „Bundesregierung 2010“) und 51,3 Mrd. Euro₂₀₀₉ (Szenario „Ausbau CCS“). Ab dem **Jahr 2030** sinken die Kosten in allen Szenarien wieder. Zum einen reduziert sich der Bedarf an konventioneller Stromerzeugung durch den hohen Anteil von erneuerbaren Energien. Dadurch werden die variablen Betriebskosten der konventionellen Anlagen verringert, die bis dahin einen großen Anteil an den Kosten der konventionellen Stromerzeugung besitzen. Zum anderen fallen um das Jahr 2030 viele erneuerbare Anlagen nach dem Ablauf der Vergütungsperiode mit sehr hohen Vergütungssätzen aus der EEG-Förderung heraus, weshalb sich die Kosten der erneuerbaren Stromerzeugung deutlich reduzieren.

(6) Den vier betrachteten Szenarien liegen zwei **Ausbaupfade für die erneuerbaren Energien** zugrunde. Die Kosten der Erneuerbaren in den Szenarien „Bundesregierung 2010“, „Bundesregierung 2011“ und „Ausbau CCS“ fallen aufgrund eines schnelleren und insgesamt stärkeren Ausbaus der erneuerbaren Energien höher aus als die im Szenario „Netzbeschränkung“.

(7) Das **Szenario „Bundesregierung 2010“** weist über den gesamten Zeitraum die geringsten konventionellen Kosten auf. Die unterstellte Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke hat einen wesentlich geringeren konventionellen Neubaubedarf zur Leistungsabsicherung zur Folge. Zusätzlich treten in diesem Szenario geringere Grenzkosten der Stromerzeugung aufgrund niedriger CO₂-Preise auf.

(8) Das **Szenario „Bundesregierung 2011“** weist aufgrund eines höheren Neubaubedarfs als Folge des Kernenergieausstiegs bis zum Jahr 2022 höhere Kosten als das Szenario „Bundesregierung 2010“ auf. Zudem sind die Grenzkosten der Erzeugung ebenfalls höher. Ursächlich hierfür sind stärker steigende CO₂-Kosten und höhere Kosten für den Einsatz fossiler Brennstoffe.

(9) Das **Szenario „Netzbeschränkung“** erreicht im Jahr 2030 die höchsten Kosten. Ausschlaggebend dafür ist der langsamere Ausbau der erneuerbaren Energien. Dadurch sinkt der Bedarf an konventioneller Stromerzeugung weniger stark. Die hohen variablen Grenzkosten bei hohen CO₂-Preisen und steigenden Brennstoffkosten gehen stärker in die Gesamtkostenbilanz ein. Ab dem Jahr 2030 werden in diesem Szenario jedoch mehr Kapazitäten aus erneuerbaren Energien installiert als in den anderen

Szenarien. Der Bedarf an konventioneller Stromerzeugung wird gemindert und reduziert gleichzeitig die Kosten.

(10) Das **Szenario „Ausbau CCS“** muss in dieser Analyse etwas gesondert betrachtet werden. Trotz der höheren Klimaschutzanforderungen (CO₂-Reduzierung um 80 %) im Szenario „Ausbau CCS“ entstehen hier im Jahr 2050 nicht die höchsten Kosten. Durch den verstärkten Einsatz von kostenintensiven CO₂-Abscheidungsanlagen in der konventionellen Stromerzeugung bei gleichzeitig hohem Ausbau der erneuerbaren Energien steigen die gesamten Kosten der Stromerzeugung im Jahr 2030 auf den höchsten Wert aller Szenarien. Die daraus resultierende Einsparung an CO₂-Zertifikaten und die stärkere Nutzung von günstiger Braunkohle als Primärbrennstoff wirken sich in den folgenden Dekaden indes kostendämpfend aus.

6.2.5 Versorgungssicherheit

Reichweiten der Primärenergieträger

(1) Als **Primärenergieträger** werden Träger von Energie bezeichnet, die keinem Umwandlungsprozess unterzogen wurden. Fossile Primärenergieträger sind Steinkohle, Rohbraunkohle, Erdöl, Erdgas und Kernbrennstoffe. Angesichts eines weltweit steigenden Primärenergieverbrauchs ist für den langfristigen Kraftwerksbetrieb zu hinterfragen, ob die eingesetzten Energierohstoffe auch in ausreichender Menge verfügbar sein werden. Daher wird im Folgenden ein Ausblick auf ihre **Reichweiten** gegeben.³⁰

Bei der Reichweitenbetrachtung fossiler Primärenergieträger ist eine Unterscheidung zwischen den heute bekannten und wirtschaftlich gewinnbaren Vorräten, den **Reserven**, und den geologischen Vorräten, den **Ressourcen** wichtig. **Ressourcen** umfassen auch zukünftig wirtschaftlich gewinnbare und heute noch nicht identifizierte Vorräte und weisen in der Regel ein wesentlich höheres Potenzial auf (vgl. Abbildung 31). Die Angaben zu den Ressourcen sind daher im Zeitverlauf größeren Schwankungen unterworfen.

³⁰ Erdöl wird in diesem auf Ostdeutschland ausgerichteten Vergleich ausgenommen, da es in Zukunft nur noch in den Erzeugerländern zu vertretbaren Kosten in der Stromerzeugung eingesetzt werden kann.

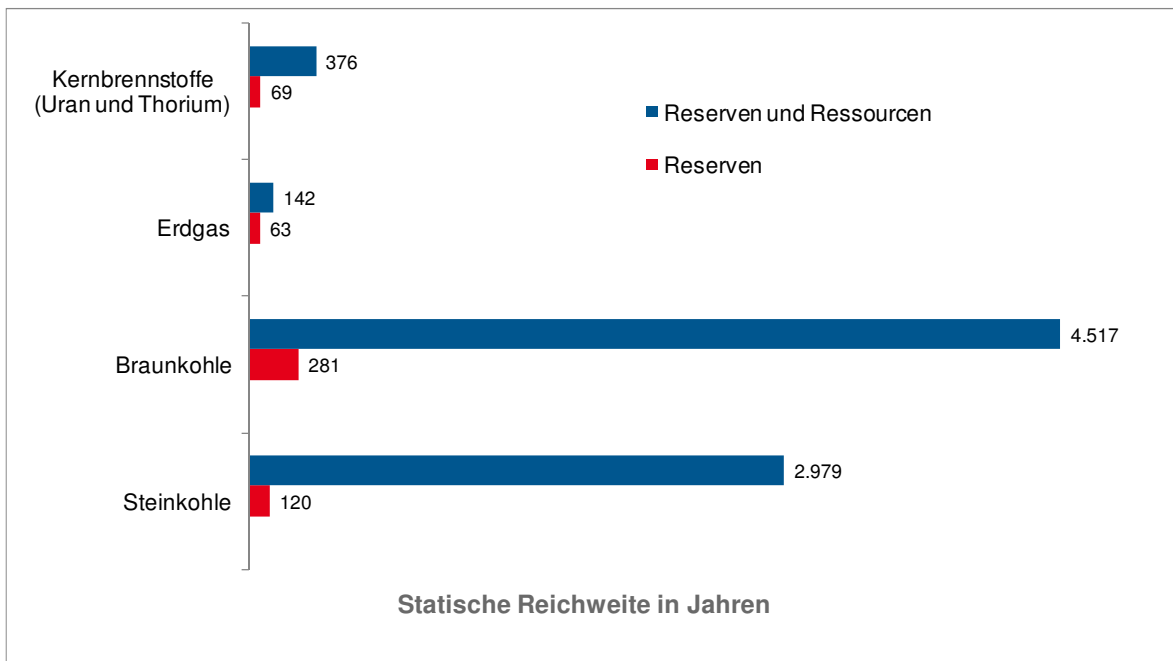
Abbildung 31: Begriffsbestimmung Reserven und Ressourcen

		Identifizierte Vorräte		Nicht identifizierte Vorräte	
		sicher	wahrscheinlich	bekannte Gebiete	unbekannte Gebiete
Möglichkeit der technisch-wirtschaftlichen Nutzung	derzeit wirtschaftlich gewinnbar	Reserven			
	wirtschaftlich gewinnbar zu zukünftigen Preisen	Ressourcen			
Ungewissheitsgrad bezüglich der Lagerstätte					

Quelle: Prognos

(2) Werden die Reserven oder Ressourcen ins Verhältnis zum Jahresverbrauch gesetzt, erhält man die **statische Reichweite**. Diese beschreibt die Jahre, die ein nicht-erneuerbarer Rohstoff bei aktuellem Verbrauch (ohne Entdeckung und Erschließung weiterer Vorkommen) ausreicht. Die statische Reichweite ist ein Indikator für die **langfristige Verfügbarkeit** eines Rohstoffes und ermöglicht eine vergleichende Einschätzung der weltweit nutzbaren Ressourcen. Abbildung 32 stellt die weltweite statische Reichweite der betrachteten fossilen Energieträger bezogen auf den Jahresverbrauch 2009 anhand der Daten der Studie [BGR 2010a] dar.

Abbildung 32: Statische Reichweiten der Reserven und Ressourcen nicht-erneuerbarer Energieträger



Quelle: Prognos, BGR 2010

(3) Nicht berücksichtigt werden bei der statischen Reichweite die künftige Verbrauchsentwicklung, ein Reservenzuwachs durch technische Weiterentwicklung, eine Neubewertung bekannter Vorkommen oder eine Änderung der Marktpreise, die zu einem Reservenzuwachs bzw. einer -abnahme führen können. Außerdem erfolgt der Rohstoffabbau nicht direkt linear, wie bei der Kennziffer der statischen Reichweite unterstellt, sondern vor dem eigentlichen Ende der Exploration nimmt die Förderrate tendenziell stärker ab. Daher sind diese Zahlen eher als Anhaltspunkt zu sehen. Grundsätzlich können aber die Reserven, also die sichere Basis von Stein- und Braunkohle, Erdgas und Kernbrennstoffen, als ausreichend bis zum Jahr 2050 eingeschätzt werden.

(4) Erneuerbare Energien sind per Definition nicht endlich, eine Reichweitenbetrachtung ist deshalb nicht sinnvoll. Jedoch sind die technischen und wirtschaftlichen Potenziale in einem Land ebenfalls begrenzt.

Exkurs: Reichweite der Braunkohle in Ostdeutschland

(5) Die **Lagerstättenvorräte von Braunkohle** in Gesamtdeutschland betragen nach [DEBRIV 2011] rund 41 Milliarden Tonnen an Reserven und rund 77 Milliarden Tonnen an Ressourcen.

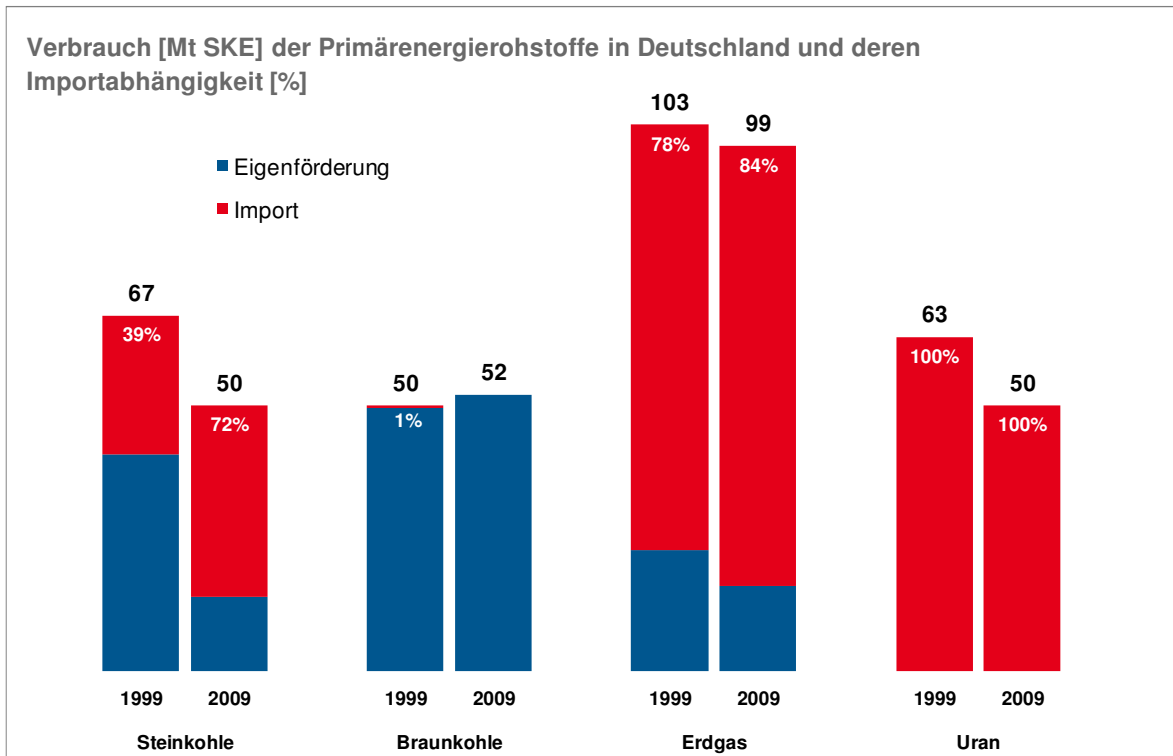
Im Jahr 2010 wurden in der Lausitz rund 57 Millionen Tonnen, im mitteldeutschen Revier rund 20 Millionen Tonnen Braunkohle gefördert. Die heute (Stand 01. Januar 2011) genehmigten und erschlossenen Abbaumengen in der Lausitz betragen 1,233 Milliarden Tonnen, im mitteldeutschen Revier 0,5 Milliarden Tonnen. Des Weiteren sind derzeit rund 760 Mio. Tonnen Braunkohlen-Vorräte zum Abbau beantragt, davon rund 200 Mio. Tonnen im Tagebau Welzow-Süd, rund 310 Mio. Tonnen für den Tagebau Nochten und ca. 250 Mio. Tonnen für das Zukunftsfeld Jänschwalde-Nord. Die Nutzung dieser zum Abbau beantragten Lagerstättenvorräte wird wahrscheinlich ab Mitte der 2020er Jahre notwendig. Die Höhe der wirtschaftlich gewinnbaren Vorräte in der Lausitz liegt bei etwa 3,5 Mrd. Tonnen, in Mitteldeutschland bei 2,0 Mrd. Tonnen, die geologischen Vorräte in der Lausitz betragen rund 12 Mrd. Tonnen, in Mitteldeutschland rund 10 Mrd. Tonnen (vgl. auch Kapitel 6.2.1).

Entwicklung der Importabhängigkeit der deutschen Stromerzeugung in den Szenarien

(6) Die Reichweitenbetrachtung liefert einen Hinweis auf die vorhandenen und gewinnbaren Mengen eines Rohstoffes. Für die Versorgungssicherheit ist aber nicht nur entscheidend, wie hoch diese Vorräte sind, sondern besonders welcher Anteil in Deutschland gewonnen werden kann, welcher Anteil importiert werden muss und wie sich diese **Importabhängigkeit in Zukunft** entwickeln wird. Ein hoher Importanteil stellt ein mögliches Risiko für die Versorgungssicherheit dar, weil die Brennstofflieferungen durch Beeinträchtigungen auf den Transportrouten oder der Handelsbeziehungen unterbrochen oder gestoppt werden könnten.

(7) Mit Ausnahme der Braunkohle verfügt Deutschland nur über **begrenzte Energierohstoffreserven und -ressourcen**, so dass der Anteil der Brennstoffimporte in der Vergangenheit zugenommen hat (vgl. Abbildung 33) und voraussichtlich auch weiter zunehmen wird, selbst wenn der absolute Verbrauch zurückgeht.

Abbildung 33: Importabhängigkeit Deutschlands bei einzelnen Primärenergierohstoffen 1999 und 2009



Quelle: Prognos, BGR 2009

(8) Folgende Entwicklungen werden zur Bewertung der Szenarien im Hinblick auf die Importquote unterstellt:

- Steinkohle kann heute in Deutschland nicht wirtschaftlich abgebaut werden. Auch für die Zukunft ist dies nicht zu erwarten. Mit dem **Auslaufen der Steinkohlensubventionen im Jahr 2018** wird die Förderung wahrscheinlich eingestellt. Steinkohle wird **danach zu 100 % importiert** werden.
- Die in Deutschland zur Stromerzeugung eingesetzte **Braunkohle** wird ausschließlich **im Inland gefördert** und zum überwiegenden Teil in unmittelbarer Nähe der Tagebaue verstromt.
- Die aktuelle Importquote für Uran beträgt 100 %. Es ist trotz stark gestiegenen Welthandelspreisen **keine Wiederaufnahme der Uranförderung** in Deutschland absehbar.
- Für die **Biomasseverstromung** wird ausschließlich von einem **inländischen Bezug** ausgegangen.³¹

³¹ Der Biomasseausbau für die Stromerzeugung in dieser Studie orientiert sich am Basisszenario 2010 A der Leitstudie 2010. Das nutzbare Potenzial der Biomasse in Deutschland wird in diesem Basisszenario 2010 A nicht

- Die **Eigenförderung von Erdgas** ist rückläufig. Die heutige Erdgas-Importquote von 84 % wird daher selbst bei einem deutlich sinkenden Erdgasverbrauch weiter steigen. Dies liegt hauptsächlich daran, dass die deutschen Erdgasreserven bei gleichbleibender Förderung bereits in den nächsten 10 bis 15 Jahren vollständig aufgebraucht sind [LBEG 2010].

Es wird angenommen, dass es vor der Erschöpfung der Lagerstätten möglich ist, einen geringen Anteil an unkonventionellem Gas in Deutschland zu gewinnen. Parallel beginnt die Einspeisung von aus überschüssigem Wind- bzw. Solarstrom hergestellten Methan in das Gasnetz, so dass sich die **Importquote langfristig bei 95 % stabilisiert**.³² Im Szenario „Ausbau CCS“ herrscht die Vorgabe einer CO₂-freien Stromerzeugung, daher wird unterstellt, dass es günstiger ist, CO₂-freies Gas über ein Power-to-Gas Verfahren zu gewinnen als Gas-CCS-Kraftwerke zu betreiben. Die Entwicklung von erneuerbar erzeugtem Methan wird in diesem Szenario verstärkt vorangetrieben, wodurch die Erdgas-Importquote geringer ausfällt.

Die folgende Tabelle 12 fasst die Annahmen zur Entwicklung der Importquote für die einzelnen Brennstoffe zusammen.

Tabelle 12: Entwicklung der Brennstoff-Importquoten, in %

	2010	2020	2030	2040	2050
Uran	100	100	100	100	100
Steinkohle	71	100	100	100	100
Braunkohle	0	0	0	0	0
Öl	97	98	99	100	100
Gas	84	87	90	95	95
Gas (Szenario „Ausbau CCS“)	84	87	90	88	85
Biomasse	0	0	0	0	0

Quelle: Prognos, BGR 2009

überschritten, so dass ein Import bilanziell nicht notwendig ist. Dagegen wird im u.a. im Energiekonzept der Bundesregierung ein Import von Biomasse zugelassen, und bereits heute ist Biomasse ein weltweit handelbarer Energieträger.

32 Biogas wird bei den hier betrachteten Szenarien zur erneuerbaren Stromerzeugung gezählt.

Brennstoff-Importquote der Stromerzeugung in den Szenarien

(9) Aus den abgeleiteten Importquoten für die einzelnen Brennstoffe (konventionelle Energieträger und Biomasse) lässt sich in Abhängigkeit der Struktur der Stromerzeugung in den unterschiedlichen Szenarien eine **durchschnittliche Brennstoff-Importquote der Stromerzeugung** für jedes Szenario berechnen. Diese Kennziffer ist ein Indiz für die Importabhängigkeit der Stromversorgung, muss aber in Relation zur gesamten Stromerzeugung gesehen werden, da sie sich nur auf den Brennstoffbedarf der Stromerzeugung bezieht. Wird ein Import von erneuerbar erzeugtem Strom ausgeschlossen, muss zur Einordnung der Anteil des Stroms ausgewiesen werden, der ohne Brennstoffe erzeugt wird. Tabelle 13 stellt diesen Anteil für das Jahr 2010 und für die einzelnen Szenarien im Jahr 2050 dar.

Tabelle 13: Anteil des mit Brennstoffen erzeugten Stroms in den Szenarien im Jahr 2010 und 2050

Szenario	Nettostrom- erzeugung aus Brennstoffen [TWh]	Nettostrom- erzeugung Gesamt [TWh]	Anteil aus Brennstoffen erzeugt [%]
Jahr 2010	500	589	85%
Jahr 2050			
Bundesregierung 2010	173	544	32%
Bundesregierung 2011	235	606	39%
Netzbeschränkung	248	582	43%
Ausbau CCS	247	618	40%

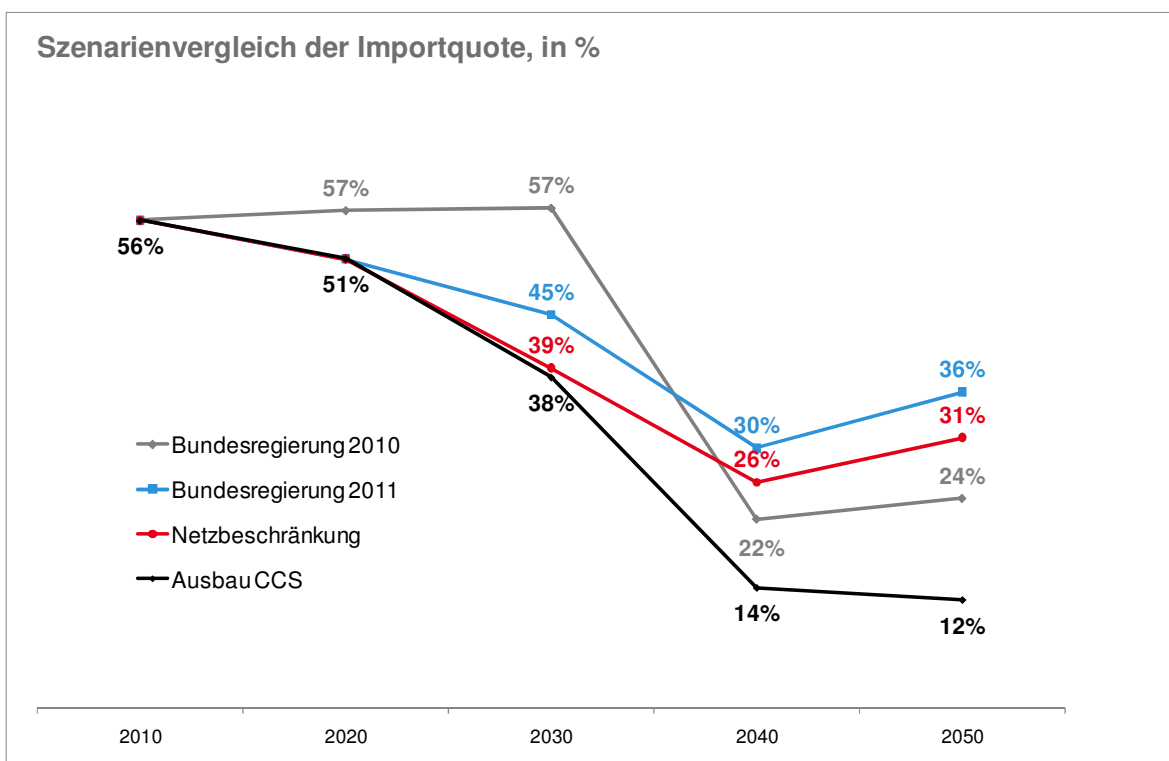
Quelle: Prognos

(10) Insgesamt sinkt der Anteil der Brennstoffe an der Stromerzeugung in den Szenarien auf 32 % bis 43 %. Für diesen Anteil wird die Importquote in den einzelnen Szenarien berechnet. Dazu wird der Brennstoffbedarf, der importiert werden muss, ins Verhältnis zum Gesamtbrennstoffbedarf gesetzt.

(11) Abbildung 34 zeigt die Entwicklung der **Brennstoffimportquote**. Diese sinkt in allen Szenarien. Die Gründe dafür sind in erster Linie der beschleunigte Ausstieg aus der Kernenergienutzung und die starke Reduzierung der Steinkohlennutzung. Im Szenario „Ausbau CCS“ sinkt die Brennstoffimportquote besonders stark, im Jahr 2050 liegt diese bei rund 12 %. Dies ist auf eine intensive Nutzung der heimischen Braunkohle zurückzuführen. Daneben erhöht sich der Gasanteil, der in Deutschland durch die

Methanisierung von erneuerbaren Strommengen produziert wird und dementsprechend nicht mehr importiert werden muss. Das Szenario „Bundesregierung 2011“ hat durch eine höhere Stromerzeugung in Gaskraftwerken mit 36 % die höchste Importquote. Zudem ist der deutsche Strombedarf in diesem Szenario größer als im Szenario „Bundesregierung 2011“. Eine Diversifizierung des Gasbezugs ist generell eine Möglichkeit, die Versorgungssicherheit zu erhöhen.

Abbildung 34: Entwicklung der Brennstoff-Importquoten der Stromproduktion in den Szenarien



Quelle: Prognos

Betrachtung der gesicherten Leistung

(12) Neben der Importabhängigkeit ist die **gesicherte Leistung** für die Versorgungssicherheit der Stromversorgung von Bedeutung. Die gesicherte Leistung gibt Auskunft darüber, welcher Anteil der insgesamt installierten Leistung im Jahresmittel jederzeit zur Stromerzeugung zur Verfügung steht. Dazu werden die anlagenspezifischen geplanten und ungeplanten Stillstandszeiten, die aus einer statistischen Auswertung gewonnen werden können, von der installierten Leistung abgezogen. Die in dieser Untersuchung verwendeten Verfügbarkeiten der **konventionellen Kraftwerke** basieren auf Werten einer dena-Studie [dena 2010a], die gesicherte Leistung je Kraftwerkstyp zeigt die Tabelle 14. Für Gasturbinen

wurde eine Verfügbarkeit in Höhe von 86 % angesetzt, die auch in [UBA 2009] genannt wird (dena hier 42 %).

Tabelle 14: Gesicherte Leistung konventioneller Kraftwerkstypen

Kraftwerkstyp	Gesicherte Leistung [%]
Kernkraft	93 %
Steinkohle-Kraftwerk	86 %
Braunkohle-Kraftwerk	92 %
GuD-Anlagen	86 %
Gasturbinen	86 %
Öl-Kraftwerke	86 %
Pumpspeicherkraftwerke	90 %

Quelle: Prognos, dena 2010a, UBA 2009b

(13) Aufgrund der fluktuierenden Einspeisung der **erneuerbaren Energien**, speziell der Windkraft und Photovoltaik, ist die gesicherte Verfügbarkeit der erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen zum Teil deutlich geringer. Tabelle 15 stellt die prozentuale gesicherte Leistung für erneuerbare Kraftwerke nach [dena 2010a] da.

Tabelle 15: Gesicherte Leistung erneuerbarer Kraftwerkstypen

Kraftwerkstyp	Gesicherte Leistung [%]
Wasserkraft	40 %
Windkraft	10 %
Photovoltaik	1 %
Biomasse	88 %
Geothermie	90 %

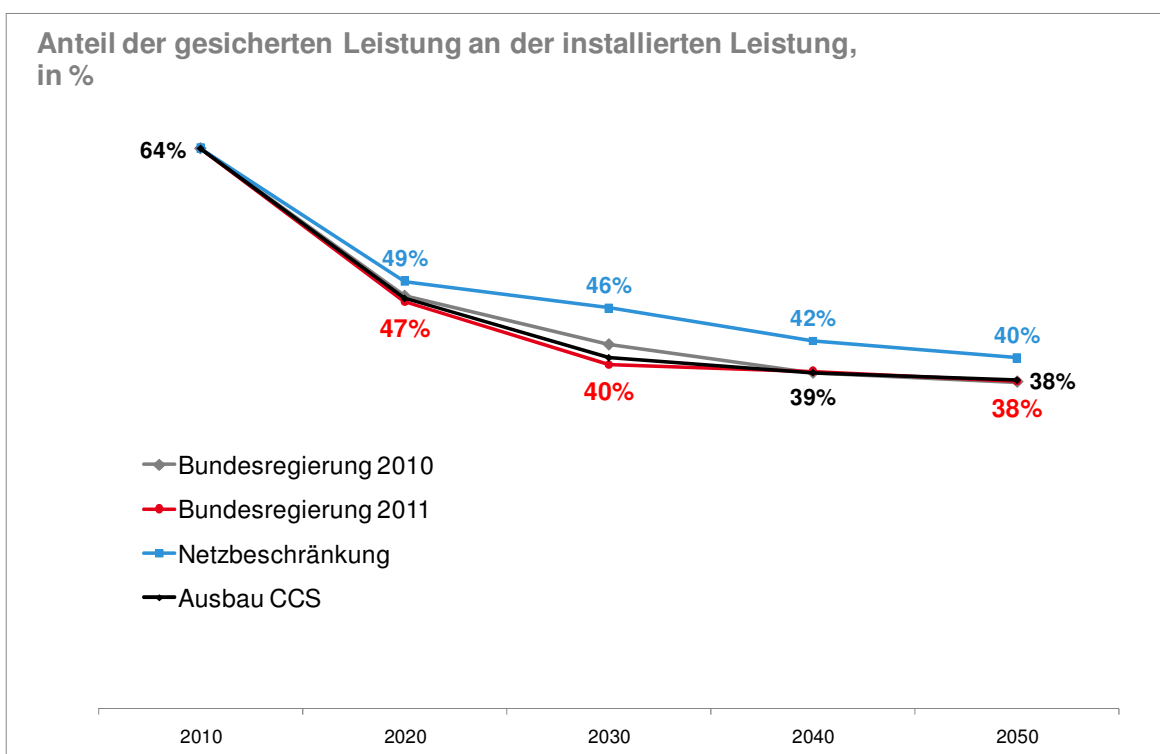
Quelle: Prognos, dena 2010a

(14) Die Annahmen hinsichtlich der gesicherten Leistung werden über den Betrachtungszeitraum konstant gelassen.

(15) Zusammenfassend zeigt Abbildung 35 die Entwicklung der gesicherten Leistung in den untersuchten Szenarien. Der Anteil der gesicherten Leistung an der installierten Leistung nimmt dabei in allen Szenarien von 64 % im Jahr 2010 auf 38 % bis 40 % im Jahr 2050 ab. Im Szenario „Netzbeschränkung“ liegt die gesicherte

Leistung jeweils etwas über den anderen Szenarien, da sich hier der Ausbau der erneuerbaren Energien verzögert. Ähnliche Ergebnisse hinsichtlich der Entwicklung der gesicherten Leistung ergeben sich für die drei anderen Szenarien (Bundesregierung 2010, Bundesregierung 2011 und Ausbau CCS). Grund hierfür ist ein identischer Ausbau der erneuerbaren Kapazitäten, welche die Entwicklung in diesem Bereich zukünftig bestimmen.

Abbildung 35: Anteil der gesicherten Leistung an der installierten Leistung in den Szenarien



Quelle: Prognos

Grenzüberschreitender Stromaustausch

(16) Der grenzüberschreitende Stromaustausch wird bei der Integration der erneuerbaren Energien eine entscheidende Rolle einnehmen. Durch die weiträumige Vernetzung des europäischen Stromsystems kann die Gleichzeitigkeit sowohl der Stromerzeugung als auch des Strombedarfs im Gesamtsystem reduziert werden. Wetterlagen, die beispielsweise die Wind- und Solarstromerzeugung bestimmen, sind mit hoher Wahrscheinlichkeit räumlich nicht so weit ausgeprägt, dass sie zeitgleich in Spanien, Deutschland und Großbritannien die gleiche Erzeugung auslösen. Dasselbe gilt für den Strombedarf. Aufgrund der Zeitverschiebung in Europa und der witterungsbedingt regional unterschiedlich ausgeprägten Verbrauchsprofile (Lastprofile)

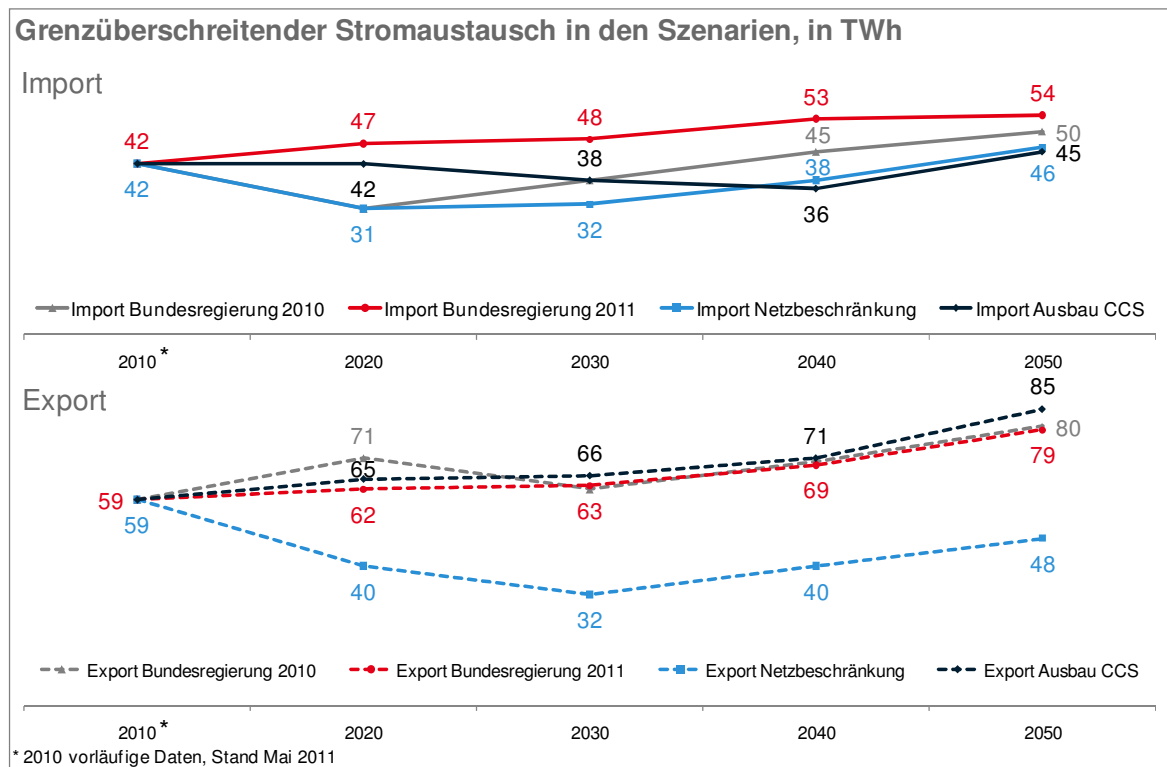
werden durch eine weiträumige Verknüpfung der Stromnetze auch Bedarfsspitzen und Schwachlastzeiten teilweise ausgeglichen.

(17) Grundlage für die Nutzung dieser Effekte bei der Integration der fluktuierenden erneuerbaren Energieträger ist der Ausbau der Grenzkuppelstellen und der nachgelagerten Stromnetze. Hierfür sind europäische Regelungen zu schaffen, die diesen Ausbau ermöglichen. Seit mehreren Jahren wird im Rahmen der Vereinbarung der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSOE) der Netzausbau synchronisiert (Netzentwicklungspläne) und ein gemeinsamer technischer Standard verfolgt.

(18) Diese Entwicklung wird dazu führen, dass in den unterstellten Szenarien der Stromaustausch zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern erheblich steigen wird. Auslöser hierfür sind zunächst Preisunterschiede zwischen einzelnen Strommarktgebieten, die durch unterschiedliche Erzeugungsstrukturen und Netzengpässe verursacht werden. Üblicherweise treten diese Engpässe überwiegend an den Grenzen souveräner Staaten auf, die durch nationale Energieversorgungsstrategien geprägt und historisch gewachsen sind. Mit Hilfe verschiedener Modelle des Engpassmanagements wird Strom aus Regionen mit niedrigen Preisen in Regionen mit hohen Preisen exportiert. Stromimport und -export können sich dabei aufgrund wechselnder Situationen am Strommarkt auch stündlich verschieben. Wesentlichen Einfluss auf diese Situationen hat neben dem Strombedarf insbesondere auch das Angebot an erneuerbaren Energien.

(19) In Folge dieser Entwicklung wird auch der Stromaustausch Deutschlands mit den Nachbarländern zunehmen, wobei der vermehrte Stromaustausch langfristig eine notwendige Bedingung für die Integration der erneuerbaren Energien in Deutschland darstellt. Die Entwicklung des Imports und des Exports in den Szenarien ist in der folgenden Abbildung 36 zusammengefasst. Vereinfachend kann gesagt werden, dass niedrige Strompreise in Deutschland bei einer vergleichbaren Struktur der Stromerzeugung in den mit Deutschland verbundenen Märkten höhere Exportvolumina nach sich ziehen. Zudem gilt: Je höher der Anteil der fluktuierenden erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung, desto volatiler entwickelt sich der Strompreis, und desto höher fällt der jährliche Stromaustausch mit anderen Marktgebieten aus.

Abbildung 36: Entwicklung des Stromaustauschs in Deutschland



Quelle: Prognos

Zwischenfazit zur Versorgungssicherheit

(20) Insgesamt **sinkt in allen Szenarien die Importabhängigkeit** der Stromerzeugung mit einer Erhöhung der Versorgungssicherheit der Brennstoffbereitstellung als Folge. Bei dem **Szenario „Ausbau CCS“** kommt es durch die verstärkte Nutzung der heimischen Braunkohle zu der geringsten Importabhängigkeit. Eine Herausforderung ergibt sich aus der fluktuierenden Stromerzeugung der erneuerbaren Energien. Um die Deckung der Höchstlast und damit die ununterbrochene Stromversorgung weitgehend CO₂-frei zu gewährleisten, ist ein **deutlicher Ausbau der erneuerbaren Kapazitäten** notwendig. Da die gesicherte Verfügbarkeit der Erneuerbaren – insbesondere Photovoltaik und Wind – relativ gering ist, kommt es zu einem Rückgang des Verhältnisses von installierter und gesicherter Leistung. Zum Ausgleich der Folgen einer zunehmend fluktuierenden Einspeisung durch die Erneuerbaren ist zudem ein zunehmend flexibler Kraftwerkspark erforderlich. Wesentliche Voraussetzung für die Integration der erneuerbaren Energien ist der Ausbau der Grenzkuppelstellen und Netze, um den steigenden Bedarf an Stromtausch zu decken.

6.2.6 Umweltverträglichkeit

(1) Das energiepolitische Zieldreieck umfasst neben der Versorgungssicherheit und der Wirtschaftlichkeit die Umweltverträglichkeit der Stromerzeugung. Diese wird zum einen durch steigende Anforderungen an die technologischen Standards, zum anderen aber auch durch strengere Emissionsgrenzwerte für Schadstoffe sichergestellt. Im folgenden Kapitel werden die **Auswirkungen der gesamten Stromerzeugung** auf ausgewählte Emissionen untersucht. Dabei werden die Emissionen der Stromerzeugung aus Braunkohle und der anderer Energieträger in Deutschland berechnet und die Ergebnisse der Szenarien dieser Studie einander gegenübergestellt. Gerade vor dem Hintergrund des wachsenden Anteils der erneuerbaren Energien muss sich die konventionelle Energieversorgung einem solchen Vergleich unterziehen.

(2) Die Untersuchung berücksichtigt dabei folgende relevante Wirkungskategorien:

- Klimagasemissionen durch CO₂-Äquivalente,
- Schadstoffemissionen durch SO₂-Äquivalente, SO₂ und NO_x,
- Staubemissionen.

(3) Bei der **Bewertung der Umweltverträglichkeit** werden alle Energieträger bzw. Erzeugungsarten mit ihren jeweiligen Emissionsfaktoren berücksichtigt, die zur Stromerzeugung eingesetzt werden.

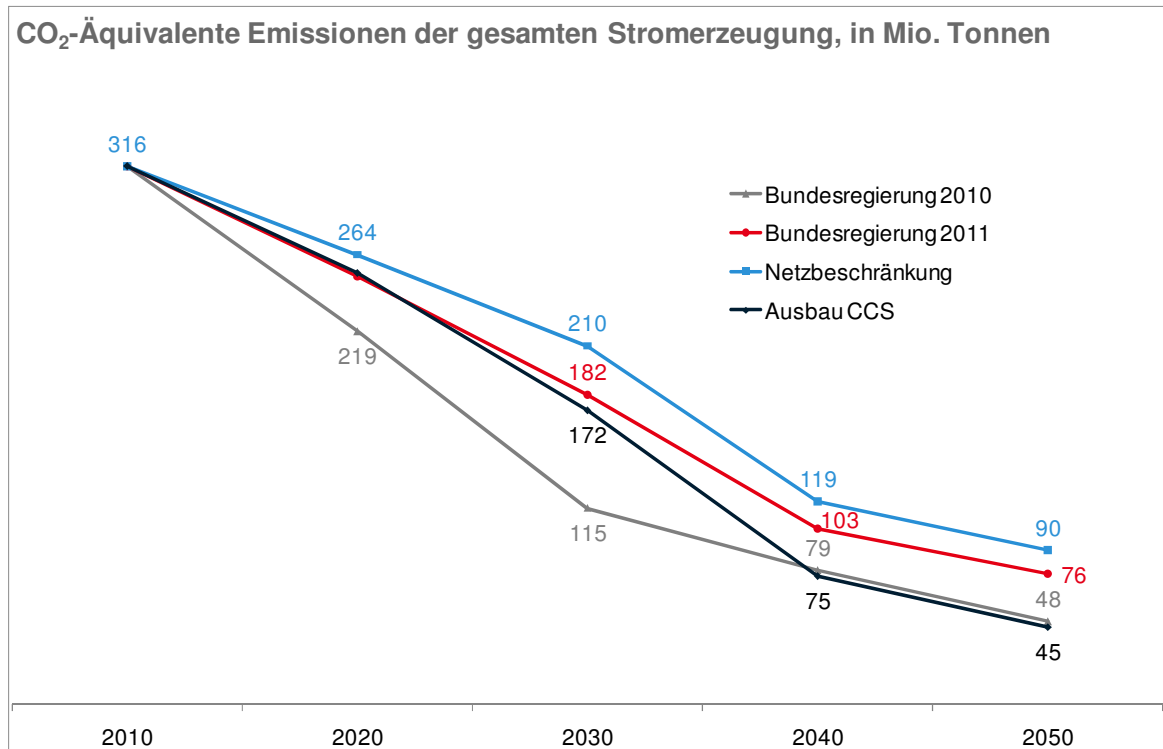
(4) Die notwendigen Daten für die Untersuchung stammen aus dem Webportal **ProBas** (Prozessorientierte Basisdaten für Umweltmanagement-Instrumente), einer Datenbank des Umweltbundesamtes in Zusammenarbeit mit dem Öko-Institut. Die Daten berücksichtigen neben dem Stromerzeugungsprozess auch die **Vorkette** der Energieträgergewinnung und den Transport der Energieträger. Aus diesem Grund ist eine **Plausibilitätsprüfung** mit den tatsächlichen Emissionswerten der Kraftwerke **nicht aussagekräftig**.

Klimagasemissionen

(5) Die Klimagasemissionen werden anhand der CO₂-Äquivalente angegeben. Diese ergeben sich aus der Summe der Emissionen der einzelnen Kraftwerke bzw. Stromerzeuger. Die Emissionen beruhen auf den zeitlich veränderlichen Emissionsfaktoren der

einzelnen Erzeugungsarten³³. Als Ergebnis erhält man die Emissionspfade der vier Szenarien. Emissionen aus der Wärmeproduktion von KWK-Anlagen sind bei sämtlichen Berechnungen nicht mit einbezogen. Die im Folgenden genannten %-Angaben beziehen sich jeweils auf das Jahr 2010.

Abbildung 37: CO₂-Äquivalente der gesamten Stromerzeugung in den Szenarien, in Mio. Tonnen



* Die Betrachtung der Entwicklung der CO₂-Emissionen erfolgt hier mit Einbeziehung der Vorketten für die Energieträger.

Quelle: Prognos, ProBas

(6) Abbildung 37 zeigt eine **Reduzierung der Klimagasemissionen** bis zum Jahr 2050 in allen Szenarien. Im Szenario „Ausbau CCS“ beträgt die Minderung rund 86 %. Der Ausstieg aus der Kernenergie in den Szenarien „Bundesregierung 2011“, „Netzbeschränkung“ und „Ausbau CCS“ bewirkt vor allem bis 2030 einen höheren CO₂-Ausstoß als im Szenario „Bundesregierung 2010“. Wegen der Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke in diesem Szenario liegen die Emissionen im Jahr 2030 um 57 Mio. t bis 95 Mio. t unter denen in den anderen Szenarien. Im Jahr 2050 sind die absoluten Unterschiede zwischen den Szenarien aber

³³ Der zeitliche Verlauf der Emissionsfaktoren der einzelnen Energieträger ist dem Anhang zu entnehmen.

wieder kleiner geworden.

Durch den verstärkten Einsatz von CCS ab dem Jahr 2030 sinkt der CO₂-Ausstoß im Szenario „Ausbau CCS“ schnell ab auf 45 Mio. Tonnen im Jahr 2050. Das Szenario „Bundesregierung 2011“ führt zu ca. 76 Mio. Tonnen Klimagasemissionen im Jahr 2050. Dies entspricht einer Minderung von über 76 %. Auch im Szenario „Netzbeschränkung“ sinken die CO₂-Emissionen trotz eines geringeren Ausbaus der erneuerbaren Energien um rund 72 % auf 90 Mio. Tonnen.

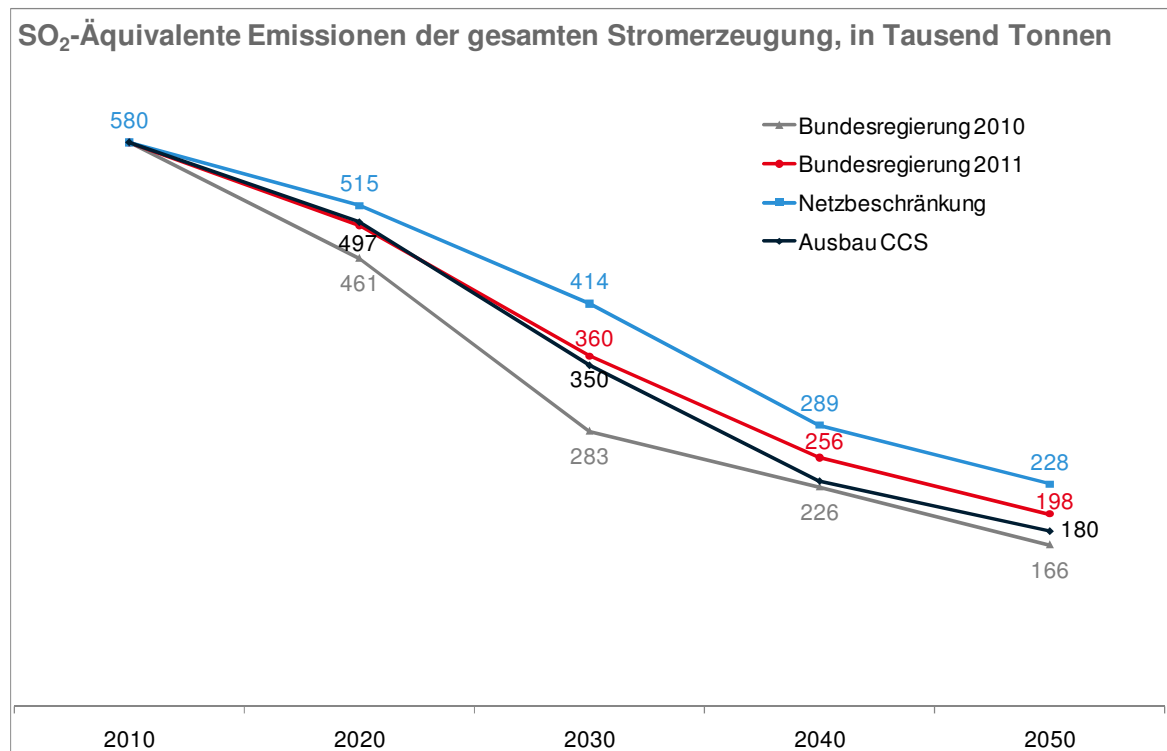
Schadstoffemissionen

(7) Zu den untersuchten Schadstoffemissionen zählen **SO₂-Äquivalente, SO₂, NO_x und Staubemissionen**. Wie bereits erwähnt fallen die errechneten Emissionswerte aus der ProBas-Datenbank und die Daten von Vattenfall auseinander. Ursache dafür ist die Tatsache, dass in den ProBas-Daten die Vorkette der Energieträger mit enthalten ist. Zum anderen orientieren sich die Angaben von ProBas an gesetzlichen Grenzwerten. Der technische Standard in den Anlagen von Vattenfall ist vielfach besser als die gesetzlich zulässigen Emissionen.

(8) Im Folgenden wurde analog zur Berechnung der CO₂-Äquivalente vorgegangen. Die absoluten Werte sind den jeweiligen Abbildungen zu entnehmen.

(9) Die Abbildung 38 zeigt die SO₂-Äquivalente der gesamten Stromerzeugung der vier Szenarien. Der Ausstoß von Schwefeloxiden (v.a. Schwefeldioxid und Schwefeltrioxid) verursacht eine Versauerung, wenn sich die bei der Verbrennung entstehenden Schwefeloxide in Wasser lösen („saurer Regen“). Auch bei dieser Berechnung wurden die Vorketten mit berücksichtigt.

Abbildung 38: SO_2 -Äquivalente der gesamten Stromerzeugung in den Szenarien, in Tausend Tonnen



Quelle: Prognos, ProBas

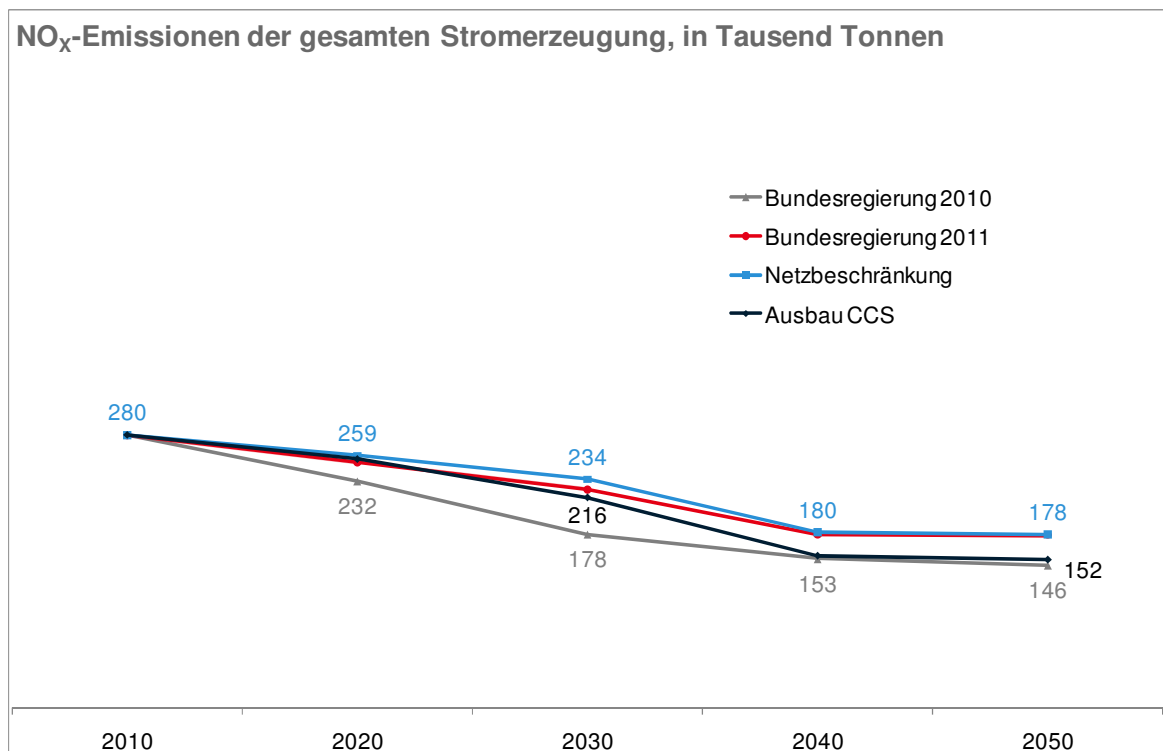
(10) Der Ausstoß von **SO₂-Äquivalenten** geht in allen Szenarien zwischen 60 % und 70 % zurück. Durch die längere Laufzeit von Kernkraftwerken und einen vergleichsweise geringen Einsatz von Braunkohle im Szenario „Bundesregierung 2010“ werden in diesem Szenario die größten Einsparungen erzielt. Auch der hohe Einsatz von erneuerbaren Energien und ein verstärkter Ersatz von Kohle durch Gas im Szenario „Bundesregierung 2011“ führen zu einem Rückgang von fast 65 %. Der hohe Anteil von Braunkohlenstrom im Szenario „Ausbau CCS“ hat keine Auswirkungen auf die Minderung der Emissionen. Durch den verstärkten Einsatz von CCS bei der Braunkohlenverstromung steigt zwar, aufgrund des Wirkungsgradverlustes beim Einsatz dieser Technik, der Braunkohleneinsatz in den Kraftwerken. Allerdings wird im Oxyfuel-Prozess das gesamte Rauchgas gespeichert und verpresst und somit auch die Restmengen an SO₂-Äquivalenten im Rauchgas, die nach der REA noch enthalten sind.

(11) Die reinen Schwefeldioxidemissionen gehen bis zum Jahr 2050 zwischen rund 75 % und fast 85 % zurück. Sie machen etwa zwei Drittel der **SO₂-Äquivalente** aus. Da sie sich in etwa analog zu den SO₂-Äquivalenten verhalten, werden sie hier nicht gesondert dargestellt.

(12) Die Emissionen von **NO_x** sind die Ursache für eine bodennahe Ozonbildung. Auch bei der Ermittlung der NO_x-Emissionen wurden die Vorketten der einzelnen Energieerzeugungsarten berücksichtigt. Im Mittel liegen die NO_x-Emissionen der Kraftwerke von Vattenfall um 7% über den in ProBas ausgewiesenen Werten. Im Einzelfall sind die Abweichungen allerdings größer.

Der Abbildung 39 können die NO_x-Emissionen entnommen werden. Die Emissionsminderung beträgt in den Szenarien bis zum Jahr 2050 zwischen 40 % und 50 %. Zwischen den Szenarien „Bundesregierung 2011“ und „Netzbeschränkung“ besteht kaum ein Unterschied. Die Abweichung im Szenario „Bundesregierung 2010“ wird hauptsächlich durch die geringere Stromerzeugung beeinflusst. Die schnellere NO_x-Reduktion im Szenario „Ausbau CCS“ hat den hohen Anteil von CCS-Braunkohlenverstromung als Ursache. Durch die Nutzung reinen Sauerstoffs bei der Verbrennung entsteht kaum NO_x. Lediglich der in der Braunkohle enthaltene Stickstoff wird oxidiert.

Abbildung 39: NO_x-Emissionen der gesamten Stromerzeugung in den Szenarien, in Tausend Tonnen

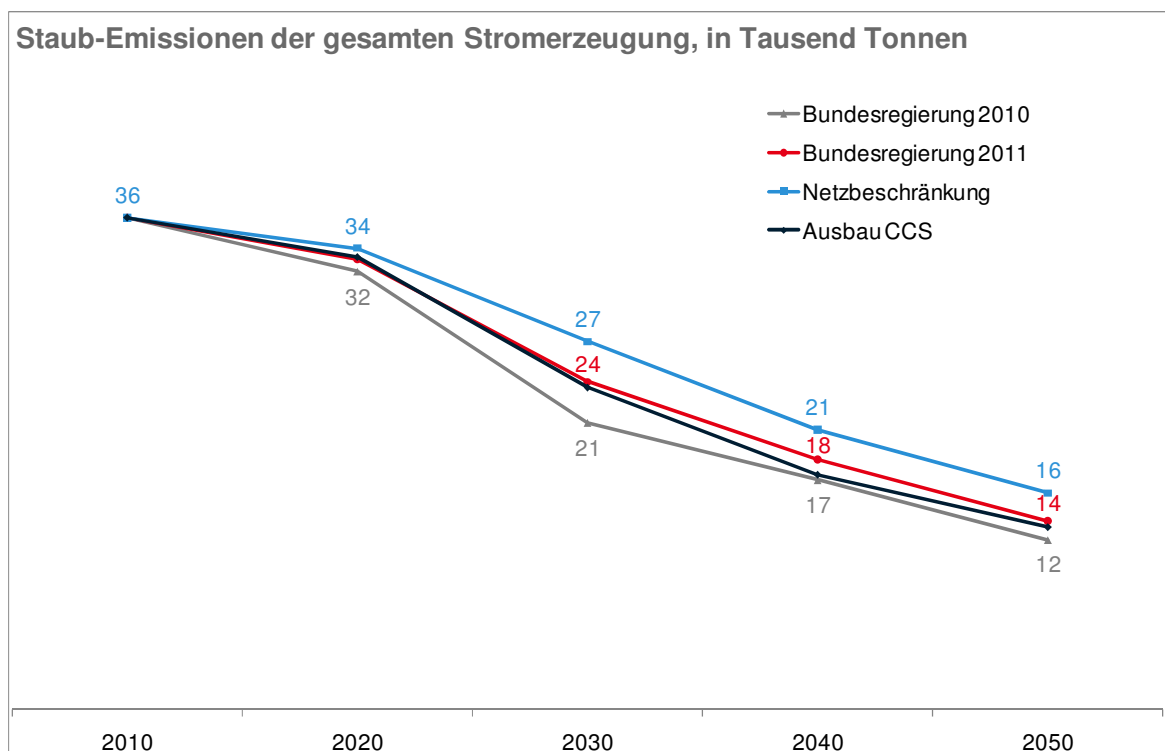


Quelle: Prognos, ProBas

(13) Der Unterschied der NO_x-Emissionsfaktoren von Gas, Steinkohle und Braunkohle wird ab dem Jahr 2030 immer kleiner. Daher hat eine unterschiedliche Zusammensetzung des fossilen Kraftwerkspark nur einen geringen Einfluss auf die Gesamtemissionen in den unterschiedlichen Szenarien.

(14) Ein Vergleich der ProBas-Daten mit den **Staubemissionen** der Kraftwerke von Vattenfall weist besonders große Unterschiede auf. Die Werte der Datenbank (inkl. Vorkette) fallen durchschnittlich 90 % höher aus, als die tatsächlichen Emissionen am Kraftwerk. Der Grund hierfür dürfte darin liegen, dass im Kohlenbergbau bzw. Tagebau sowie in der Kohlenlogistik ein großer Teil der Staubemissionen anfällt. Dieser ist bei den direkt am Kraftwerk auftretenden Staubemissionen nicht enthalten, jedoch in ProBas.

Abbildung 40: Staubemissionen der gesamten Stromproduktion der Szenarien, in Tausend Tonnen



Quelle: Prognos, ProBas

(15) Abbildung 40 zeigt die Staubemissionen der vier Szenarien. Bis zum Jahr 2050 wird der Ausstoß von Staub mehr als halbiert. Es wird ebenfalls deutlich, dass sich die Szenarien nur geringfügig unterscheiden. Ein verstärkter Ausbau der erneuerbaren Energien, der Einsatz von CCS bzw. eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke haben zur Folge, dass in den Szenarien „Bundesregierung 2011“, „Ausbau CCS“ und „Bundesregierung 2010“ die Staubemissionen etwas niedriger sind, als im Szenario „Netzbeschränkung“.

(16) **Zusammenfassend** lässt sich festhalten, dass in allen vier Szenarien erhebliche CO₂-Reduktionen erreicht werden. Durch den verstärkten Einsatz von CCS im Szenario „Ausbau

CCS“ fällt die Reduktion der CO₂-Äquivalente trotz des höchsten Anteils von Braunkohle in der Stromerzeugung am größten aus. Dies wird wie in den Szenarien „Bundesregierung 2010“ und „Bundesregierung 2011“ zusätzlich durch einen verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien bedingt. Für das Szenario „Bundesregierung 2010“ muss bedacht werden, dass die Stromerzeugung im Endjahr 2050 um mehr als 60 TWh niedriger liegt als in den anderen Szenarien.

Die Ergebnisse der CO₂-Betrachtung sind jedoch nicht mit den Zielen der Bundesregierung bezogen auf 1990 vergleichbar. Ursache hierfür ist, dass die CO₂-Emissionen der Vorketten mit betrachtet wurden. Die Ziele der Bundesregierung beziehen sich für die einzelnen Wirtschaftsbereiche auf reine Emissionen in dem Sektor ohne Vorkettenbetrachtung. Im Jahr 2050 entfallen beispielsweise rund 10 Mio. Tonnen der CO₂-Emissionen auf die Vorketten der erneuerbaren Energien.

Die **Schadstoffemissionen gehen** ebenfalls deutlich **zurück** und enthalten gleichermaßen die Vorkettenemissionen. Dies liegt vor allem an technischen Fortschritt im Bereich der Abgasreinigung und der Wirkungsgradverbesserung der Feuerung.

6.3 Fazit zu den Herausforderungen für das energiewirtschaftliche Versorgungssystem

Der deutsche Strommarkt und das energiewirtschaftliche Versorgungssystem stehen vor einem **erheblichen Wandel**. Der Ausbau der erneuerbaren Energien wird die Struktur der Stromerzeugung verschieben. Zudem wird der steigende Anteil dargebotsabhängiger, volatiler Erzeugung die Charakteristik des Marktes deutlich verändern. Stromerzeugung und Strombedarf werden zeitlich und räumlich auseinanderdriften. Daraus werden sich in den nächsten Jahrzehnten enorme Herausforderungen ergeben. Diese können im Wesentlichen in drei Kategorien eingeteilt werden:

- Langfristige Leistungsabsicherung in der Stromerzeugung,
- Netzausbau und Engpassmanagement im Stromnetz und
- Bereitstellung von Systemdienstleistungen.

6.3.1 Langfristige Leistungsabsicherung

(1) Im gesamten Stromsystem muss, um weitreichende Stromausfälle zu vermeiden, zu jeder Zeit die aus dem System durch Verbraucher abgenommene Leistung der Einspeisung durch Erzeugungsanlagen entsprechen. Das heißt für die Zukunft: Wenn

die dargebotsabhängige Erzeugung aus Wind und Sonnenenergie nicht zur Verfügung steht, muss die Leistung aus alternativen Anlagen bereitgestellt werden, oder es muss zu diesen Zeiten der Strombedarf auf das verfügbare Maß an Anlagen reduziert werden. Da der Strombedarf aber sehr unelastisch auf kurzfristige Preissignale reagiert, muss mit hoher Wahrscheinlichkeit in solchen Situationen der Strombedarf im System durch Reservekraftwerke gedeckt werden.

(2) Der steigende Anteil von erneuerbaren Energien im Gesamtsystem wird in Zukunft über den **Merit-Order-Effekt** einen großen Einfluss auf die Großhandelsstrompreise ausüben. Wenn ein immer größerer Teil der Stromversorgung aus grenzkostenfreien Erzeugungsquellen stammt, können konventionelle Kraftwerke, die immer weniger ausgelastet werden, mitunter nicht mehr dauerhaft wirtschaftlich betrieben werden. Diese Anlagen würden nach strengen betriebswirtschaftlichen Regeln dann stillgelegt werden. Zudem wird in einer solchen Situation auch nicht in neue Anlagen investiert werden, weil die Kapitalkosten allein aus dem Stromgeschäft nicht zu Erlösen sind. Diese Situation wird auch als „**Missing Money**“ bezeichnet. In den in dieser Arbeit analysierten Szenarien weist die Stromerzeugung eine Refinanzierungslücke für die notwendige Kraftwerksleistung zwischen 1,5 Mrd. und 3,5 Mrd. Euro pro Jahr nach dem Jahr 2030 auf.

(4) Vielmehr wäre es von Vorteil, **nachhaltige Marktinstrumente** zu entwickeln, die den Kapazitätsbedarf sicherstellen. Derartige Kapazitätsmechanismen können sowohl als Preisinstrumente (Peak-Load-Pricing) als auch als Mengeninstrumente (Kapazitätsauktionen, Optionsmärkte für Kapazitäten, Investitionsprämien etc.) ausgestaltet sein. Allen ist gemein, dass der Regulierungsaufwand, um effizient und effektiv Kapazitäten an den Markt zu bringen, erheblich sein wird.³⁴

(5) Zeitweise Entlastung würde auch ein geeignetes **Demand-side-Management**, also eine stärkere Steuerung der Lastnachfrage, liefern. Wenn es gelingt, dass große Verbraucher auf Erzeugungsspitzen bzw. -engpässe variabel reagieren können und sich deren Stromverbrauch danach steuern lässt, kann die notwendige Kapazität zur Leistungsabsicherung reduziert werden. Somit wäre es möglich, die notwendige installierte Reserveleistung zu reduzieren und die entstehenden Kosten zu minimieren. Jedoch sind nach heutigen Erkenntnissen die Möglichkeiten des Lastmanagements begrenzt.

³⁴ Einen guten Überblick über Kapazitätsmechanismen bietet eine Veröffentlichung des BEE. [BEE 2011]

6.3.2 Netzausbau und Engpassmanagement im Stromnetz

(1) In der Vergangenheit hat sich die Stromerzeugung bislang um die deutschen Verbrauchszentren konzentriert. Kraftwerke wurden in der Regel in Regionen mit einem hohen Bedarf gebaut, um den **Stromtransport** und damit die Netzverluste zu minimieren. Durch die geologischen Lagerstätten der Braunkohle oder Steinkohle in Deutschland sind die Standorte für diese Stromerzeugungsanlagen definiert gewesen, dementsprechend haben sich viele Großverbraucher in deren Nähe angesiedelt.

Bisher wird der Strom in Deutschland durchschnittlich in einem Radius von weniger als 100 km um die jeweiligen Kraftwerke verbraucht. Der Ausbau der erneuerbaren Energien orientiert sich jedoch an notwendigen Umweltgegebenheiten, wie z.B. durchschnittliche Windgeschwindigkeiten und Sonneneinstrahlung. Um in Zukunft die Stromversorgung zum Großteil aus erneuerbaren Quellen decken zu können, steigt sowohl der Bedarf als auch die Beanspruchung der überregionalen Stromtransportkapazitäten.

Der Windstrom muss aus Norddeutschland in den Süden und Westen Deutschlands transportiert werden. In den Mittagsstunden muss zukünftig aber auch Photovoltaikstrom aus dem Süden in Richtung Norden transportiert werden. Die heutigen Stromnetze sind für die zukünftigen zu transportierenden Strommengen und Belastungen jedoch nicht ausgelegt.

(2) Entsprechend der dena-Netzstudie II besteht derzeit ein zusätzlicher Bedarf von bis zu 3.500 km neuen **Stromleitungen** auf der Übertragungsnetzebene, da es ansonsten zu strukturellen Netzengpässen kommen kann [dena 2010b]. In Anbetracht der Verzögerungen beim Ausbau von Stromleitungen in Deutschland ist die Realisierung der notwendigen Projekte fraglich.

(3) Im Fall eines verzögerten Netzausbaus würde der Anspruch an ein geeignetes **Netzengpassmanagement** erheblich steigen. Netzengpässe werden derzeit über das Verfahren des kostenbasierten Redispatch behoben. Dabei werden, bei Ausgleich der entstehenden Kosten, Erzeuger vor einem Engpass heruntergefahren bzw. die Last erhöht. Hinter einem Netzengpass verhält es sich genau umgekehrt. Dieses Verfahren dient jedoch nur der kurzfristigen Beseitigung von Engpässen und ist für eine langfristige Behebung nicht geeignet, da es wenig Transparenz über den Engpass schafft und keine Anreize für den Netzbetreiber zur Behebung liefert. Die Kosten des Engpassmanagements werden über die Netzentgelte auf die Stromkunden umgelegt.

6.3.3 Bereitstellung von Systemdienstleistungen

(1) Die Notwendigkeit einer **ausgeglichenen Bilanz** von Strom-einspeisung und -entnahme wurde bereits bei der langfristigen Leistungsabsicherung diskutiert. Dieses Kriterium ist für den sicheren **Systembetrieb** aber auch kurzfristig entscheidend. Hierzu werden extra Kraftwerke oder große Verbraucher im System vorgehalten, die nur dazu da sind, um im Falle von kurzfristigen Abweichungen der Bilanz von Einspeisung und Entnahme im Minutenbereich diese auszugleichen. Dies wird als Bereitstellung von Regelleistung oder Primärregelung bezeichnet und ist im Vergleich zur längerfristigen Leistungsabsicherung kurzfristiger Natur. Die Bereitstellung von Regelleistung ist eine absolut zwingend notwendige Systemdienstleistung, ohne die Stromausfälle zwangsläufig wären.

(2) Zusätzlich zur Regelleistung sind andere technische **Systemdienstleistungen** notwendig, um den Betrieb im Stromsystem zu gewährleisten und die Qualität der Stromversorgung ohne Frequenz- und Spannungsschwankungen sicherzustellen. Zu diesen Systemdienstleistungen zählen unter anderem die Blindleistungskompensation, die Vorhaltung von Kurzschlussleistung und die Schwarzstartfähigkeit. Diese Dienstleistungen werden derzeit überwiegend von konventionellen Stromerzeugungsanlagen erbracht.

Es besteht heute schätzungsweise ein Bedarf von 15 bis 20 GW an konventioneller Leistung zur Bereitstellung von Regelleistung und Systemdienstleistungen. Um den Ausbau der erneuerbaren Energien effizient fortsetzen zu können, muss zukünftig sichergestellt werden, dass alle Systemdienstleistungen auch durch erneuerbare Technologien erbracht werden können. Das gelingt nur, indem die notwendigen **konventionellen „Must-Run“-Kapazitäten** reduziert werden. Eine der großen Herausforderungen ist daher, die erneuerbaren Energien technisch auf diese Aufgaben vorzubereiten und den Markt für Systemdienstleistungen auf die Gegebenheiten der erneuerbaren Energien anzupassen.

6.3.4 Zusammenfassende Bewertung

(1) Die in diesem Kapitel kurz umrissenen Herausforderungen für das Stromsystem treten in allen Szenarien früher oder später auf. Da viele dieser Fragen mit dem Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Energien korrespondieren, treten die Herausforderungen um so schneller auf, je früher hohe Anteile an **volatiler regenerativer Erzeugung** den Markt durchdringen. Aus der heutigen Perspektive scheinen die notwendigen technischen Fragen lösbar zu sein.

Es gilt diese jedoch durch entsprechende Änderungen im Zuschnitt des Marktes und Anreize der technischen Entwicklung voranzubringen.

(2) Das angestrebte Tempo der Bundesregierung bei dem **Vollzug der Energiewende** zieht ein gleichsam hohes Tempo der Anpassung des Marktdesigns, der technischen Entwicklung und der Bereitstellung der notwendigen Infrastruktur nach sich. Die Vielzahl an Herausforderungen birgt bei allen Anstrengungen trotzdem ein erhebliches Umsetzungsrisiko, das vielfach in den Bewertungen zu kurz kommt. Viele der zu lösenden Fragestellungen bezüglich des Marktdesigns und der Infrastrukturprojekte berühren zusätzlich Belange der Europapolitik und des europäischen Stromverbundes, was die Risiken der Verzögerung eher erhöht.

(3) Durch die zu lösenden **Herausforderungen** im Zuge der Energiewende wird die Rolle der Regulierung deutlich zunehmen. Große Teile des Marktes werden externen Eingriffen unterliegen. Es müssen folglich erhebliche Anstrengungen unternommen werden, um weiterhin ausreichend Wettbewerbselemente in der Stromversorgung zu erhalten, die eine Ausdifferenzierung der Strukturen und der Akteure erlauben. Hierbei steht insbesondere auch die erneuerbare Stromerzeugung im Vordergrund, die auch langfristig aufgrund ihrer Eigenschaft hoher Kapital- und Fixkosten und eher geringer variabler Kosten nicht ohne sichere Erlösquellen in den heutigen Marktstrukturen überleben kann und somit auf eine Regulierung und ein grundsätzlich anderes Marktdesign angewiesen bleibt. Die Herausforderung wird darin bestehen einen Markt zu entwickeln, in dem Erzeugungstechniken jedweder Art in einen gleichberechtigten Wettbewerb treten können, um langfristig die effizienteste und effektivste Stromversorgung sicherzustellen.

7 Anhang 1: Methodik zur Ermittlung der volkswirtschaftlichen Effekte

Ziel des regionalökonomischen Teils dieser Studie ist eine Bestandsaufnahme der aktuellen regionalwirtschaftlichen Bedeutung der ostdeutschen Braunkohlenindustrie. Vor dem Hintergrund der wirtschaftlichen Verflechtung der Braunkohlenindustrie über vor- und nachgelagerte Branchen werden neben den direkten ebenfalls die indirekten und induzierten Wertschöpfungs- und Beschäftigungswirkungen in Ostdeutschland ermittelt. Die Berechnung der indirekten und induzierten Effekte erfolgt mittels Input-Output-Analyse. Mit dieser Berechnungsmethode ist es möglich, sowohl Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte in den Zuliefersektoren der Braunkohlenindustrie zu berechnen, als auch die „Zulieferer der Zulieferer“ zu betrachten. Somit wird die regionale Gebundenheit der gesamten Wertschöpfungskette erfasst.

7.1 Definition: direkte, indirekte und induzierte Effekte

(1) Die sich aus dem Braunkohlenbergbau und der -verstromung ergebenden Wirkungen lassen sich unterteilen in direkte, indirekte und induzierte Effekte.

- **Direkte Effekte** bezeichnen die primären Produktions-, Beschäftigungs-, und Einkommenseffekte, die direkt in der Braunkohlenindustrie entstehen. Hierzu zählen die Produktion und die Wertschöpfung der Branche, die Arbeitsplätze und die Einkommen der Beschäftigten.
- **Indirekte Effekte** entstehen durch laufende Ausgaben und Investitionen der Braunkohleindustrie. Diese Nachfrage nach Waren und Dienstleistungen führt zu einer erhöhten Wertschöpfung und Beschäftigung in den Zulieferbranchen. Die Vorleister setzen Arbeitsleistung für die Produktion von Gütern und Diensten (beispielsweise Schrauben, Schienen, Maschinen oder auch Sonderreinigungsleistung) ein, welche von der Braunkohleindustrie eingekauft werden. Auch die vorleistenden Wirtschaftsbereiche beziehen ihrerseits wiederum Vorleistungen von anderen Bereichen (Vorleistungsverflechtung). Es ergeben sich folglich indirekte Effekte erster, zweiter, ... und n-ter Ordnung, wobei die Größenordnung der Effekte von Stufe zu Stufe abnimmt.
- **Einkommensinduzierte Effekte** entstehen durch die Verdienstaussagen der direkt und indirekt Beschäftigten. Die in der Braunkohlenindustrie und in zuliefernden Branchen

beschäftigten verwenden einen Teil ihrer Einkommen für Konsumausgaben. Aus dieser zusätzlichen Nachfrage resultieren sog. induzierte Effekte, die sich in gesteigener gesamt- und regionalwirtschaftlicher Produktion, Beschäftigung und Einkommen äußern.

(2) Bei der ökonomischen Wirkungsanalyse der Braunkohlenindustrie in Ostdeutschland basieren einzelne Berechnungen aufgrund fehlender Daten auf begründeten Plausibilitätsüberlegungen und Abschätzungen. Beispielsweise werden beim Aufbau regionaler Input-Output-Tabellen verschiedene Annahmen über intraregionale Lieferverflechtungen³⁵ getroffen, um diese zu konstruieren. Gerade bei regionalen Untersuchungen stellt sich das Problem geringerer Datenverfügbarkeit in besonderem Maße.

7.2 Ermittlung direkter Effekte

(1) Die direkten Effekte konnten mit Hilfe der Angaben der Unternehmen ermittelt werden. Im Frühjahr 2011 wurden die Unternehmen Vattenfall Europe Mining AG, Vattenfall Europe Generation AG und die MIBRAG mbH befragt. Gemessen an der Mitarbeiterzahl liegt die Abdeckungsquote an der Grundgesamtheit der Braunkohlenindustrie in Ostdeutschland über die Befragung bei über 90 %. Umfangreiche Auswertungen der Unternehmensdatenbanken lieferten damit eine solide Grundlage für die Darstellung der direkten Effekte und waren für die Berechnungen der indirekten und induzierten Effekte notwendige Voraussetzung. Beispielsweise war es anhand der detaillierten Unternehmensangaben möglich, homogene Gütergruppen für die Berechnungen der indirekten Effekte zu bilden.

(2) Hochrechnungen auf die Grundgesamtheit wurden auf der Grundlage der zur Verfügung stehenden Daten für die nicht erfassten Kraftwerke mit spezifischen Werten der Stromerzeugung vorgenommen und durch Desk-Research wie im Falle ROMONTA ergänzt.

7.3 Ermittlung indirekter Effekte

(1) Als indirekte Effekte werden Wertschöpfungs- und Arbeitsplatzeffekte bezeichnet, die in den **Vorleistungsbranchen** der Braunkohlenindustrie und ihren eigenen Vorleistern entstehen. Diese Effekte resultieren bei den direkten Zulieferern (Vor-

35 Vgl. hierzu u.a. Prognos-Studie (2007); Prognos AG/ Verwaltungshochschule Speyer: Die formale und effektive Inzidenz von Bundesmitteln, Speyer 2007. IKSF (o. J.) DIW (2007); DIW (1997); Senator für Finanzen Bremen; Prognos AG (2005). Oder auch: Flegg/ Tohomo (2010): Regional Input-Output Tables and the FLQ Formula.

leistungseffekte 1. Ordnung) aber auch bei den Zulieferern der Zulieferer (Vorleistungseffekte 2., 3., ..., n-ter Ordnung). Mit Hilfe der Input-Output-Rechnung wurden die indirekten Effekte *über alle Stufen* in einem Gang modellhaft quantifiziert. Input-Output-Tabellen zeigen unmittelbar die direkten wirtschaftlichen Verflechtungen zwischen und innerhalb der produzierenden Bereiche und der letzten Verwendung von Gütern für eine bestimmte Periode.

(2) Die Berechnung indirekter regionalwirtschaftlicher Effekte mit der Input-Output-Analyse setzt eine regionsspezifische Input-Output-Tabelle voraus. Bis auf das Land Baden-Württemberg existiert weder für ein Bundesland noch für eine Region eine amtliche Input-Output-Tabelle. Die aktuellste Input-Output-Tabelle des Landes Baden-Württemberg mit Primärdaten ist jedoch aus dem Jahr 1993. Aus diesem Grund wurde mit Hilfe einiger Annahmen eine spezifische Input-Output-Tabelle für Ostdeutschland aus der bundesdeutschen Input-Output-Tabelle³⁶ abgeleitet. Hilfreich waren hierbei neben Drittstudien vor allem Vorarbeiten der Prognos AG, die sich in zahlreichen Projektstudien und Forschungsarbeiten mit der Problematik intensiv auseinander gesetzt hat.³⁷

(3) Um eine Input-Output-Tabelle (I-O-Tabelle) für Ostdeutschland zu schätzen, ist es notwendig, verschiedene Annahmen zu treffen. Vereinfachend wird hier angenommen, dass für jeden Wirtschaftszweig in Ostdeutschland das Verhältnis von Wertschöpfung zu Produktionswert, die Struktur der bezogenen Vorleistungen sowie der Importanteil aus dem Ausland dem bundesweiten Branchenschnitt entsprechen.³⁸ Des Weiteren wurde unter Zuhilfenahme funktionaler Zusammenhänge die sogenannte regionale Vorleistungsquote abgeschätzt. Sie gibt an, wie hoch der Anteil der Vorleistungen ist, die Unternehmen regional aus Ostdeutschland beziehen. Wichtige Referenzwerte hierfür ergeben sich durch Vergleichsstudien und vor allem durch ein von Prognos in den Jahren 2006/2007 durchgeführtes Forschungsprojekt für das Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR), welches die intraregionalen Lieferquoten der Wirtschaftszweige aus der Wirtschaftskraft einer Region und der Wirtschaftsstruktur funktional

36 Die aktuelle 2011 verfügbare I-O-Tabelle des Statistischen Bundesamtes bezieht sich auf das Basisjahr 2007. Sie ist die neueste verfügbare Tabelle mit originär berechneten Daten. Tabellen für spätere Jahre beruhen auf Fortschreibungen und stellen daher keinen neuen strukturellen Erkenntniswert dar.

37 Vgl. Prognos-Studie (2007); Prognos AG/ Verwaltungshochschule Speyer: Die formale und effektive Inzidenz von Bundesmitteln, Speyer 2007.

38 Davon auszugehen, dass ein Wirtschaftszweig in Ostdeutschland gänzlich andere Strukturen wie Wertschöpfungsanteil am Produktionswert und Vorleistungsstruktur aufweist als im Bundesschnitt der Branche, stellt aus unserer Sicht mangels besserer verfügbarer Daten keine plausible Annahme dar.

ableitet.³⁹ Die regionalen Lieferquoten werden bei dieser Methode funktional anhand der Höhe der sektoralen Bruttowertschöpfung in der Region abgeschätzt. Mit Hilfe zusätzlicher Angaben zur sektoralen Wertschöpfung lassen sich vorsichtige Schätzungen für die regionalen Vorleistungsquoten sektoral gegliedert anstellen.⁴⁰ Dem Modell liegt die Annahme zu Grunde, dass in Regionen mit hohem ökonomischem Entwicklungsniveau die Möglichkeit besteht, nicht nur die herkömmliche Nachfrage, sondern auch den spezifischen Sonderbedarf an Gütern und Dienstleistungen zu decken, die Verbleibquote der Sachausgaben also hoch ist, et vice versa.

(4) Zum genauen **methodischen Vorgehen** bei der Durchführung der Input-Output-Rechnung sei in diesem Anhang auf die Beschreibung weiter unten verwiesen, welche die einzelnen Rechenschritte aufzeigt. Vereinfacht ausgedrückt wird durch Matrizenrechnung ermittelt, wie viel in sämtlichen Wirtschaftsbereichen inkl. aller Vorleistungsstufen produziert werden muss, um die Nachfrage der Braunkohlenindustrie nach Vorleistungsgütern zu decken. Um mit dem Input-Output-Modell rechnen zu können, müssen die Vorleistungsbezüge und Investitionsausgaben der Unternehmen zu den 12 ausgewiesenen Wirtschafts- bzw. Produktionsbereichen der Input-Output-Tabellen verdichtet werden.

(5) Die untenstehende Abbildung verdeutlicht exemplarisch die Rechenkette für eine beispielhafte Bauinvestition. Der primäre Nachfrageimpuls führt zu direkten und indirekten Produktionswirkungen. „Direkt“ bedeutet in diesem Fall in der Bauindustrie und mit „indirekt“ sind jene Branchen angesprochen, von denen das Bauunternehmen Güter und Dienste zur Erbringung der Bauleistungen bezieht (beispielsweise Heizkesselbauer). Diese beziehen ihrerseits Güter und Dienste zur Befriedigung der an sie durch die Vorleister des Bauunternehmens gestellten Nachfrage (bspw. Schrauben für eine Heizkesselanlage). Dazu werden in jeder Branche Beschäftigte benötigt, die ein entsprechendes Einkommen erhalten. Mit Hilfe der Input-Output-Rechnung können sämtliche für die Befriedigung der Vorleistungsgüternachfrage nötigen Produktionswerte in jedem vorgelagerten Wirtschaftsbereich ermittelt werden. Über regions- und branchenspezifische statistische Kennziffern lassen sich Umsatz- bzw. Produktions-

39 Vgl. z.B. Prognos AG (2003), Prognos AG / Verwaltungshochschule Speyer (2007): Die formale und effektive Inzidenz von Bundesmitteln, Speyer.

40 Für den funktionalen Zusammenhang wurde eine „exponentielle Wachstumsfunktion mit Sättigungsgrenze“ angenommen, gemäß der Formel: $L = m \cdot (1 - e^{b \cdot \sqrt{B}})$ mit L = intraregionale Lieferquote; B = normierter Beschäftigungsanteil einer Branche in einer Region; m = Maximalwert (abgeleitet aus nationaler Importquote); b = Koeffizient, der die „Durchbiegung“ der Funktion bestimmt.

effekte umrechnen in Erwerbstätigenzahlen, Wertschöpfungs- und Einkommenswirkungen. Für jeden der zwölf betrachteten Wirtschaftsbereiche sind statistische Kennzahlen aus der amtlichen Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung (VGR) bekannt oder können aus amtlichen Daten abgeleitet werden. Mittels sektoraler Arbeitsproduktivitäten und unter Einbezug der Wertschöpfungsanteile lassen sich Nachfrageimpulse in Erwerbstätige transformieren.

Abbildung 41: Wirkungskette bei der Ermittlung indirekter Effekte



Quelle: Prognos 2011.

7.4 Ermittlung induzierter Effekte

(1) Die Ermittlung der induzierten Effekte erfolgt durch die **Verwendung spezifischer Einkommensmultiplikatoren**. Der multiplikative Prozess besteht darin, dass die Beschäftigten ein Teil des an sie gezahlten Einkommens in Nachfrage nach Gütern und Diensten umwandeln (für Konsumzwecke ausgeben). Diese Konsumnachfrage führt zu einer Anregung der Produktion und zur Entstehung zusätzlichen Einkommens in der Konsumgüterindustrie und Dienstleistungsbranche. Auch deren Beschäftigte geben einen Teil ihrer Einkommen für Konsumzwecke aus. Es entsteht ein fortwährender multiplikativer Prozess⁴¹, der jedoch seiner Größe nach aufgrund von Sickerverlusten wie Steuern, Sozialabgaben, Ersparnis und Importen immer kleiner wird. Die untenstehende Abbildung 42 verdeutlicht diesen Zusammenhang.

41 Vgl. u.a. Harvey W. Armstrong, H. W. (1993). The Local Income and Employment Impact of Lancaster University, Urban Studies, December 1993, Vol. 30, No. 10, 1653-1668.

Abbildung 42: Einkommen und Kaufkraft



Quelle: Prognos 2011

(2) Unter dem **Arbeitsentgelt** werden in der amtlichen Statistik die Personalkosten verstanden, d.h. inkl. der Personalnebenkosten (Arbeitgeberanteile an der Sozialversicherung). Der Bruttolohn stellt das Einkommen eines Arbeitnehmers vor Abzügen wie Steuern und Sozialabgaben dar, der Nettolohn ist das verfügbare Einkommen nach Abzug aller Abgaben. Das Arbeitnehmerentgelt pro Arbeitnehmer, das die Personalkosten darstellt, lag in den neuen Bundesländern inkl. Berlin im Jahr 2010 bei 29.914 €, in den alten Bundesländern bei 36.062 € und deutschlandweit bei 34.936 €. ⁴²

Ermittlung eines Einkommensmultiplikators für Ostdeutschland

(3) Die beschriebenen „induzierten Effekte“ werden durch die Multiplikatoranalyse modelliert. Dabei erfolgt die Abschätzung des Multiplikatoreffekts durch die Verwendung eines standort-spezifischen regionalen Einkommensmultiplikators. Dieser zielt auf die aus den Entgelten hervorgehende regionale Kaufkraft. Zur **Ermittlung** eines spezifischen **Einkommensmultiplikators** (m) für Ostdeutschland mit Hilfe der unten stehenden Formel⁴³ müssen Werte für die Konsumquote (c), die Importquote (q) und die Steuer- und Abgabenbelastung (t) festgelegt werden:

42 Quelle: VGRdL (2011): Arbeitnehmerentgelt, Bruttolöhne und -gehälter in den Ländern und Ost-West-Großraumregionen Deutschlands 1991 bis 2010, Reihe 1, Band 2.

43 Herleitung der Formel s.u..

$$m = \frac{1}{1 - c(1 - t)(1 - q)}$$

(4) Von den Arbeitsentgelten der Beschäftigten sind zunächst Sozialabgaben zu leisten und sie müssen versteuert werden. Im Bundesdurchschnitt führten die Arbeitgeber im Jahr 2010 rund 19,01 % vom Arbeitnehmerentgelt als Sozialbeiträge ab. In den Neuen Bundesländern inkl. Berlin beläuft sich dieser Anteil, der nach Abzug vom Arbeitsentgelt den Bruttolohn darstellt, auf rund 18,97 % und in den alten Bundesländern auf rund 19,02 %⁴⁴. Die durchschnittliche Belastung der Arbeitnehmerentgelte durch Lohnsteuer liegt bei 13,7 %⁴⁵. Für Sozialabgaben der Arbeitnehmer wurde, bezogen auf die Arbeitnehmerentgelte, eine Quote von 14,5 % und auf den Bruttolohn von 17,8 % abgeleitet.⁴⁶ Die Belastung der Konsumnachfrage durch Mehrwertsteuer und spezifische Verbrauchsteuern beträgt abgeleitet aus VGR-Daten ca. 10,1 %⁴⁷. Bezogen auf das Arbeitnehmerentgelt ergibt sich eine Belastung dieser mit der Mehrwertsteuer für das Jahr 2010 von rund 11 %⁴⁸. Der höhere Wert erscheint intuitiv überraschend, erklärt sich aber darüber, dass das verfügbare Einkommen der privaten Haushalte nach dem Ausgabenkonzept um das ca. 2,4-fache höher liegt als die Nettolohnsumme. Zudem fließt in der aktuellen Periode ein intertemporales Spar- und Ausgabenverhalten der privaten Haushalte in das Konsumverhalten ein. Für die hier vorliegende Fragestellung ist jedoch relevant, welcher Mehrwertsteuerbetrag unter Berücksichtigung der Sparquote aus dem Konsum in der betrachteten Periode resultiert, der durch die gezahlten Arbeitsentgelte ermöglicht wird (vgl. Abbildung 42). Es ergibt sich ein Verhältnis von ca. 4,8 % zu den Arbeitsentgelten. Die Summe der Abgaben in Relation zum Arbeitsentgelten liegt damit bei $t_{\text{ohne Mwst}} = 47\%$ und bei $t_{\text{Mwst.}} = 51,8\%$.

(5) Die in den 90er Jahren noch trendmäßig gesunkene durchschnittliche Sparquote der privaten Haushalte in Deutschland steigt seit dem Jahr 2000 kontinuierlich wieder an und erreichte 2008 den derzeitig höchsten Wert von 11,7 %. Mit einer Sparquote von knapp 10,0 % in den Neuen Bundesländern inkl. Berlin liegt sie knapp 1,4 Prozentpunkte unter dem entsprechenden Wert von

44 Eigene Berechnung. Quelle: Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen der Länder (2011): Arbeitnehmerentgelt, Bruttolöhne und -gehälter in den Ländern und Ost-West-Großraumregionen Deutschlands 1991 bis 2010, Reihe 1, Band 2.

Aktuell liegt die im Mai 2011 publizierte Inlandsproduktberechnung für das Jahr 2010 vor: Statistisches Bundesamt (2011): Fachserie 18, Reihe 1.4, Inlandsproduktberechnung, Detaillierte Jahresergebnisse, aus der ein Wert von 18,8 % abgeleitet werden kann. Aus Konsistenzgründen fließt dieser Wert in die Berechnungen ein.

45 Vgl. Statistisches Bundesamt (2011): Fachserie 18, Reihe 1.4, Inlandsproduktberechnung, Detaillierte Jahresergebnisse.

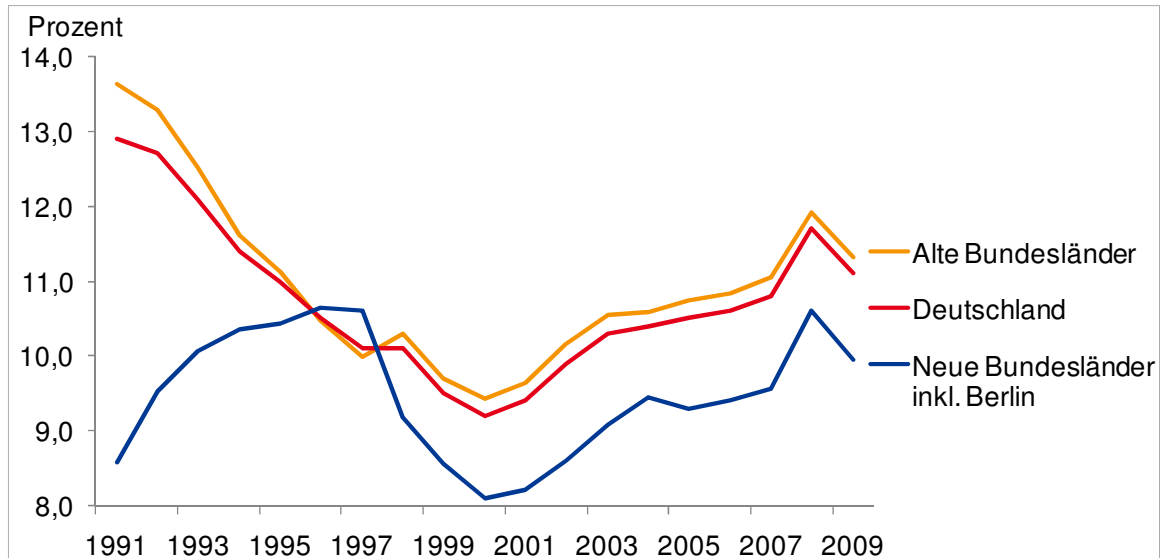
46 Vgl. ebd.

47 Vgl. ebd.

48 Dieser ergibt sich, nachdem von dem Nettolohn das Sparen abgezogen wurde.

11,3 % in Westdeutschland.⁴⁹ Für die Neuen Bundesländer ergibt sich eine Konsumquote von 90,0 %.⁵⁰

Abbildung 43: Sparquote Deutschland und Neue Bundesländer inkl. Berlin (Sparen am verfügbaren Einkommen)



Quelle: Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung der Länder VGRdL (2011), eigene Berechnungen.

(6) Aus der bundesdeutschen Input-Output-Tabelle ist ersichtlich, dass rund 10 % des privaten Verbrauchs durch Einfuhren aus dem Ausland gedeckt werden.⁵¹ Für Baden-Württemberg ist bekannt, dass die privaten Haushalte ca. 15 % ihres Bedarfs an Konsumgütern aus anderen Bundesländern decken.⁵² Die Bruttowertschöpfung Baden-Württembergs entspricht der Ostdeutschlands, jedoch weicht die strukturelle Zusammensetzung nach Wirtschaftszweigen von einander ab.⁵³ Differenzen zeigen sich vor allem im Verarbeitenden Gewerbe zugunsten Baden-Württembergs und bei den Dienstleistungen zugunsten Ostdeutschlands inkl. Berlin auf. Von daher ist es gerechtfertigt, für Ostdeutschland von einer Importquote von 20 % auszugehen. Anhand der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe (EVS) lässt sich unter bestimmten Annahmen abschätzen, dass gut 81 % der Ausgaben des privaten

49 Vgl. VGR der Länder. Sparquote ermittelt als Sparen im Verhältnis zum verfügbaren Einkommen.

50 Für die Berechnung der einkommensinduzierten Wirkungen werden durchschnittliche Verbrauchsstrukturen der Haushalte zugrunde gelegt. Gilt es zu ermitteln, welche Wirkung zusätzliches Einkommen hat, müssen marginale Konsumquoten herangezogen werden. Dies ist jedoch nicht die Fragestellung dieser Untersuchung.

51 Vgl. Statistisches Bundesamt (2011): Input-Output Tabelle für das Jahr 2007.

52 Vgl. die Input-Output-Tabelle des Statistischen Landesamtes Baden-Württemberg (1992), der einzigen verfügbaren amtlichen I-O-Tabelle für ein Bundesland.

53 Die Bruttowertschöpfung (BWS) in Baden-Württemberg betrug im Jahr 2010 ca. 324 Mrd. €. Die BWS der 5 neuen Länder inkl. Berlin betrug im selben Jahr 344 Mrd. € (Stat. Bundesamt, VGR der Länder).

Konsums durch in der Region produzierte Güter gedeckt werden kann⁵⁴. Insofern ist es aus unserer Sicht gerechtfertigt, davon auszugehen, dass 80 % der Konsumausgaben auch in Ostdeutschland verbleiben. Zusammenfassend ergeben sich damit folgende Werte:

Konsumquote	$c = 0,9005$
Abgabenquote	$t = 0,5179$
Importquote	$q = 0,20$

Der **Einkommensmultiplikator für Ostdeutschland** liegt bei vorsichtiger Schätzung dann bei:

Einkommensmultiplikator Ostdeutschland: $m_{OstD} = 1,53$

(7) Das bedeutet, dass 1 € der an die Beschäftigten gezahlten Entgelte durch den oben beschriebenen Multiplikatorprozess weitere 0,53 € indirekte Produktion und Einkommen in anderen Wirtschaftsbereichen produziert.

Ermittlung regionalspezifischer Einkommensmultiplikatoren

(8) Bei der Betrachtung regionaler Effekte muss berücksichtigt werden, dass nicht alle Konsumausgaben im näheren Wohnumfeld getätigt werden. Nach der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe (EVS) stammt bei Haushalten der neuen Bundesländer im Durchschnitt 52,2 % des privaten Verbrauchs aus der näheren regionalen Produktion, bei Haushalten des früheren Bundesgebiets sind es 52,4 %.⁵⁵ Daraus ergibt sich, dass von jedem Euro Entgelt durchschnittlich 22,7 Cent in der Region konsumiert werden. Es errechnet sich für den **regionalen Einkommensmultiplikator** ein Wert von 1,293, d.h. ein Euro Einkommen, der durch die Braunkohlenindustrie gezahlt wird, generiert 29 Cent weiteres Einkommen in der Region. Je kleiner die Regionsabgrenzung, desto geringer der Multiplikatoreffekt. Daher überrascht es wenig,

54 In der EVS 2008 summiert sich der Anteil der Ausgaben des privaten Konsum für Nahrungsmittel, Getränke und Tabakwaren, Wohnen, Energie, Wohnungsinstandhaltung, Gesundheitspflege, Verkehr, Nachrichtenübermittlung, Freizeit, Unterhaltung und Kultur, Bildungswesen auf 81,3%.

55 Es wird ähnlich dem Ansatz des DIW (Vgl. Baumgartner, H./Seidel, B., 2001: Berliner Ausgaben für Wissenschaft und Forschung: Kräftige Impulse für die Stadt, DIW-Wochenbericht Nr. 39/01) angenommen, dass bestimmte Positionen des privaten Konsums der regionalen Produktion entstammen. Nach der EVS gaben ostdeutsche Haushalte im Jahr 2008 25 % ihrer Konsumausgaben für Wohnen und Instandhaltung aus. Weitere Ausgaben, die vorwiegend ihrer Herkunft nach in der Region verbleiben, sind die Bereiche Verkehr (14,8 %) und Freizeit, Unterhaltung, Kultur (12,4 %). Andererseits wird ein Großteil der Konsumausgaben für Nahrungsmittel und Getränke (15,3 %), Bekleidung und Schuhe (4,5 %), Energie (6,5 %), Beherbergungsdienstleistungen (4,8 %) und weitere Waren und Dienstleistungen (4,4 %) nicht vorwiegend in der Region verbleiben.

dass der regionale Einkommensmultiplikator mit 1,293 deutlich unterhalb des Wertes von 1,53 für Ostdeutschland liegt. Vergleichsstudien gehen von regionalen Multiplikatoren im Bereich 1,2 bis 1,5 aus:⁵⁶.

(9) Um die räumliche Struktur der Landkreise näherungsweise abzubilden, wird berücksichtigt, dass bei Kreisen mit mindestens Oberzentrenfunktion ein höherer Anteil des Konsums verbleibt als bei sonstigen Kreisen. Aus diesem Grund wird für Kreise mit Oberzentrenfunktion ein Regionalmultiplikator von 1,31 gewählt und für anderen Kreisen ein Wert von 1,27. Diese Annahme gewährleistet, dass im Schnitt über die Kreise der oben berechnete Regionalmultiplikator von 1,293⁵⁷ erhalten bleibt.

Regionale Einkommensmultiplikatoren:

Landkreis mit Oberzentrenfunktion:	$m_{regionalmo} = 1,31$
Landkreis ohne Oberzentrenfunktion	$m_{regionaloo} = 1,27$

(10) Ein Teil der hier betrachteten Landkreise stellen Grenzregionen dar. Es ist bekannt, dass bei Grenzregionen ein gewisser Teil der Konsumausgaben (z.B. für Benzin, Lebensmittel, Zigaretten) ins Ausland abfließt. Schätzungen auf Basis der EVS ergeben, dass es sich um max. 5-7 % der Konsumausgaben in dem Kreis handeln kann. Dieser Grenzüberschreitende Konsum findet jedoch nicht einseitig statt. Auch die Konsumenten der Nachbargrenzregion tätigen Käufe im Inland. Die sich ergebenden Nettowirkungen sind demzufolge relativ gering und schwer zu quantifizieren. Im Folgenden werden diese Effekte vernachlässigt und die daraus entstehende Unschärfe bewusst zugelassen.

(11) Die **Zuteilung der induzierten Effekte auf die Kreise** erfolgt in einem Verfahren, das auf den kreisspezifischen Einkommensmultiplikatoren, den zentralen Orten und Zentralitätskennziffern bezüglich des wahrscheinlichen Konsumortes innerhalb einer Konsumregion basiert: Durch die Berechnung eines kreisspezifischen und eines ostdeutschen Multiplikators ist

56 Die Prognos-Studie „Hauptstadteffekte“ errechnet für Berlin einen Multiplikator von 1,32. Für Bremen errechnen sich Einkommensmultiplikator Werte zwischen 1,1 und 1,3. Der regionale Einkommensmultiplikator für Hessen wurde mit 1,26 spezifiziert. Eine Ifo-Studie kommt zu dem Resultat, dass der Beschäftigungsmultiplikator im Großraum München (Planungsregion 14) 1,47 beträgt, für die Stadt München 1,36 und für Bayern 1,72. Das Institut für regionale Studien in Europa EURES geht in der Schweiz von Multiplikatoren aus von 1,37 bei Berggebieten, von 1,4 bei klein- und mittelstädtischen Agglomerationen und bei der industriellen Peripherie von 1,3.

57 Die exakten Wert für den regionalen Einkommensmultiplikator betragen für die Kreise ohne Oberzentrenfunktion: 1,273 und mit 1,313, mit diesen Werten ist gewährleistet, dass der regionale Einkommensmultiplikator im Mittel und Median bei 1,293 liegt.

bekannt, welcher Anteil der Konsumausgaben eines Haushalts im Wohnort-Landkreis erfolgt und welcher in anderen ostdeutschen Kreisen. Die Konsumausgaben außerhalb des eigenen Landkreises werden wie folgt verteilt: Es wird davon ausgegangen, dass 90 % der regionsexternen Wirkungen in den relevanten Nachbarlandkreisen (Konsumregion) anfallen und 10 % in sonstigen ostdeutschen Kreisen. Als Konsumregionen werden die Landkreise eines Reviers mit nennenswerten Beschäftigtenzahlen und ihre Nachbarlandkreise betrachtet. Innerhalb einer Konsumregion, also z.B. dem Lausitzer Revier, werden alle kreis-externen Konsumausgaben aufsummiert und den Landkreisen gemäß ihrer Einkaufszentralität als Verteilungsschlüssel zugewiesen. Als Maß für die Einkaufszentralität dienen die Sozialversicherungspflichtig Beschäftigten (SVB) in den konsumrelevanten Wirtschaftsbereichen je Einwohner, welche auf Ostdeutschland normiert wurden.⁵⁸.

Herleitung des Einkommensmultiplikators

(12) Gibt ein Unternehmen 1 Euro an Personalausgaben aus, so wird vom Empfänger des Einkommens ein Teil davon wieder für Konsumausgaben verwendet. Diese Ausgabe führt zur Generierung weiteren Einkommens, so dass sich ein iterativer Multiplikatorprozess fortsetzt. Ein Einkommensmultiplikator gibt an, um wie viel eine zusätzliche Ausgabe von 1 Euro letzten Endes das gesamtwirtschaftliche Einkommen erhöht. Der Multiplikator m ist also ein Vielfaches des durch die primären Personalausgaben ausgelösten Gesamteinkommens.

(13) Zur Berechnung des Einkommensmultiplikators geht man von der gesamtwirtschaftlichen Einkommensverwendungsgleichung aus:

$$Y = C + I + (X - M)$$

(14) Die Bruttowertschöpfung Y entspricht der Summe der in einem Jahr insgesamt produzierten und verkauften Waren und Dienstleistungen der letzten Verwendung. Das sind zum einen die Konsumgüter C , zum anderen die Investitionsgüter I sowie der Außenbeitrag, also Exporte abzüglich der Importe $(X-M)$. Auf der rechten Seite der Gleichung ist ausschließlich der Konsum C abhängig vom Einkommen Y . Fasst man I und $(X-M)$ zu den

58 Die aus den SVB am Arbeitsort abgeleitete Zentralitätskennziffer in den konsumrelevanten Wirtschaftsbereichen je Einwohner liegt die Annahme zugrunde, dass Kreise mit einem überdurchschnittlichen Wert gemessen an Ostdeutschland eine höhere Nachfrage bedienen. Somit gibt die verwendete Zentralitätsziffer die Fähigkeit einer Region oder eines Kreises an, Kaufkraft zu binden.

autonomen Ausgaben A zusammen und stellt die Abhängigkeit des Konsums C von Y dar, so erhält man:

$$C = f(Y) = c(1-t)(1-q)Y$$

$$Y = c(1-t)(1-q)Y + A$$

(15) Die Höhe des Konsums hängt von Einkommen Y, von der Steuerquote t, der marginalen Konsumquote c und der Importquote q ab. Stellt man die Gleichung nach Y um, so erhält man:

$$Y = \frac{1}{1-c(1-t)(1-q)} A = mA$$

(16) Der Multiplikator ist in dieser Formel direkt ablesbar und gibt die Veränderung von Y in Abhängigkeit von einer Veränderung der autonomen Ausgaben A an. Der Multiplikator beträgt:

$$m = \frac{1}{1-c(1-t)(1-q)}$$

7.5 Vorgehen bei der Input-Output-Rechnung

(1) Zur Berechnung der quantitativen Wirkungen wird die Input-Output-Rechnung herangezogen. Die Berechnungen basieren auf dem offenen statischen Leontief-Modell. Als offen wird es deshalb bezeichnet, da die Endnachfragebereiche exogen gesetzt sind. Das Modell ist statisch, da es konstante technische Inputkoeffizienten unterstellt. D. h., die für die laufende Produktion notwendigen Inputs sind direkt proportional mit den Outputs verknüpft.⁵⁹ Mit der sog. Input-Output-Rechnung lässt sich über die Vorleistungs-Matrix bestimmen, welche indirekten Wirkungen eine Endnachfrage entfaltet. Es lassen sich also über die direkt von der Endnachfrage ausgelösten Umsätze hinaus solche Effekte quantifizieren, welche bei den zuliefernden Wirtschaftsbereichen (und auch ihren Zulieferern wiederum) über die Vorleistungsverflechtung auftreten.

59 Zu weiteren Annahmen der Input-Output-Modelle wie der Unterstellung linearer Produktionsfunktionen, zeitlich konstanter Input-Strukturen, unbeschränkte Kapazitäten vgl. Winker, 2010: Empirische Wirtschaftsforschung und Ökonometrie, 3. Auflage, Springer: Heidelberg; Statistisches Bundesamt, Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung, Fachserie 18, Reihe 2, Input-Output-Rechnung, Wiesbaden 2000; alternativ: Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung, Fachserie 18, Reihe 2, Input-Output-Rechnung, Wiesbaden 1995, S. 58 ff.

(2) Die Matrizenrechnung erlaubt es, sämtliche Vorleistungsverflechtungen in einem Rechenschritt zusammenzufassen und nicht Umsatzrunde für Umsatzrunde durchzugehen. Hierzu wird der jeweilige Ausgabenvektor Y , der die Vorleistungsnachfrage (z.B. laufende Ausgaben und Investitionen) nach 12 Wirtschaftsbereichen differenziert darstellt, mit der sog. „inversen Leontief-Matrix“ multipliziert. Als Ergebnis erhält man einen Spaltenvektor X , der die sektoralen Bruttoproduktionswerte angibt. Dies ist der Gesamtoutput aller Wirtschaftsbereiche, die zur Erstellung der Vorleistungen notwendig sind.

(3) Als Formel ausgedrückt, deren Herleitung sich weiter unten befindet, lässt sich der Zusammenhang darstellen als:

$$X = (E - A)^{-1} Y = CY$$

mit:

X = Vektor der sektoralen Bruttoproduktionswerte

Y = Ausgabenvektor

E = Einheitsmatrix

A = Quadratische Matrix der Input-Koeffizienten
(intersektorale Vorleistungsverflechtung)

$C = (E - A)^{-1}$ inverse Leontief-Matrix

(4) Auf diese Weise lässt sich ermitteln, wie viel in sämtlichen Wirtschaftsbereichen (inkl. aller Vorleistungsstufen) produziert werden muss, um Endprodukte im Wert von 1 Mio. EUR herzustellen. Detaillierte Ausführungen zu Input-Output-Tabellen und zur Input-Output-Rechnung finden sich in den Publikationen des Statistischen Bundesamtes: Stahmer, C./ Bleses, P./ Meyer, B. (2000): Input-Output-Rechnung, Instrument der Politikberatung, Wiesbaden sowie Statistisches Bundesamt (2010): Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung, Fachserie 18, Reihe 2, Input-Output-Rechnung, Wiesbaden und Winker, P (2010): Empirische Wirtschaftsforschung und Ökonometrie, 3. Auflage, Springer, Heidelberg.

Lösung des offenen statischen Leontief-Modells

(5) Unter der Annahme linear-homogener und limitationaler Produktionsfunktionen ergibt sich die Leontief-Produktionsfunktion⁶⁰:

$$x_{ij} = a_{ij}x_j$$

Dabei sind:

x_{ij} Vorleistungen des Sektors i an Sektor j

x_j Gesamtoutput des Sektors j (Bruttoprod.wert)

y_i Lieferungen des Sektors i an die Endnachfrage

$a_{ij} = \frac{x_{ij}}{x_j}$ Inputkoeffizient der Bezüge des Sektors j von i

Es lässt sich für den Produktionsbereich i folgende Bilanzgleichung aufstellen:

$$x_i = \sum_{j=1}^n a_{ij}x_j + y_i$$

(6) Die Formel drückt aus, dass der Output des Sektors i von der Endnachfrage sowie den Vorleistungsnachfragen aller anderen Sektoren abhängt. Die Produktionsfunktion und die Identitätsgleichung kann für jeden Wirtschaftsbereich gebildet werden. Folglich lässt sich die Struktur einer Wirtschaft durch ein System von Gleichungen beschreiben, dessen spezifische strukturelle Eigenschaften durch die numerischen Werte der Input-Koeffizienten gegeben sind, die aufgrund einer Input-Output-Tabelle berechnet werden können.

(7) Dieses System ist in der Matrixschreibweise definiert als:

$$X = AX + Y$$

mit:

X = Spaltenvektor des technologisch abhängigen Outputs (Produktion); besteht aus den Elementen x_1 bis x_n

Y = Spaltenvektor der exogenen Endnachfrage

60 Zur folgenden Darstellung vgl. Stäglin, R. (2002): Input-Output-Modelle, in: Brümmerhof, D./ Lützel, H.: Lexikon der volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung, 3. Aufl., München/Wien/Oldenburg.

E = Einheitsmatrix

A = Quadratische Matrix der Input-Koeffizienten
(intersektorale Vorleistungsverflechtung)

C = inverse Leontief-Matrix

(8) Die Auflösung der Matrixgleichung nach X ergibt die Lösung des Modells, d.h. die Bestimmung der sektoralen direkten und indirekten Bruttoproduktionswerte bei exogen vorgegebener Endnachfrage:

$$X = (E - A)^{-1}Y = CY$$

(9) In der Lösung des Gleichungssystems ist E die Einheitsmatrix, eine Matrix bei der die Hauptdiagonale 1 und alle anderen Elemente Null sind. $(E-A)^{-1}$ stellt die Inverse der Matrix der Input-Koeffizienten dar und wird als Leontief-Matrix bezeichnet. Mit Hilfe der Lösungsgleichung können nun auf einfachem Weg aus der Endnachfrage die Produktionswerte aller Sektoren inkl. Vorleistungen errechnet werden.

7.6 Vorgehen bei der Abschätzung der zukünftigen regionalökonomischen Entwicklung in den Szenarien

(10) Da die zukünftige regionalwirtschaftliche Bedeutung der Braunkohle in Ostdeutschland eng an die Marktchancen der Braunkohle im deutschen und europäischen Strommarkt gekoppelt ist, wurde für die Projektion auf die Ergebnisse des Strommarktmodells zurückgegriffen.

(11) Spezifische Werte für Ersatz-, Erweiterungsinvestition, den laufenden Vorleistungsbezügen und den direkt Beschäftigten des Basisjahres jeweils nach Tagebau und Kraftwerken unterteilt, dienen als Grundlage für die Projektionen der regionalökonomischen Auswirkungen. Bezogen werden die Basiswerte auf die eingesetzte Menge an Braunkohle, die installierten MW, die geförderte Menge an Braunkohle, usw. Aus dem Strommarktmodell werden die Entwicklungen zum Bedarf der Braunkohlenverstromung und der Förderung sowie der notwendige Zubau an Kraftwerken (mit CCS-Technologie) je nach Szenario übernommen. Die regionalökonomische Entwicklung in den Szenarien ergibt sich indem die spezifischen Werte mit den Entwicklungen aus dem Strommarktmodell unter bestimmten Annahmen fortgeschrieben werden.

(12) Der Fortschreibung mit Hilfe der spezifischen Werte liegen die folgenden Annahmen zugrunde: Es wird von einer Effizienzsteigerung bei Einsatz des Personals um 10 % im Tagebau und um 22 % in den Kraftwerken bis 2050 ausgegangen. Kostersparnisse bei Vorleistungsbezügen können bis 2020 um 5 % realisiert werden und verharren danach auf konstantem Niveau. Je nach Szenario werden auch Kraftwerke mit CCS-Technologie zugebaut. Es wird bei diesen Kraftwerken ein um den Faktor 1,3 erhöhter dauerhafter Personalbedarf angelegt. Die Investitionskosten liegen aus heutiger um das 1,6-fache über den Kosten für ein Kraftwerk ohne CCS-Technologie und die Vorleistungsbezüge steigen global um den Faktor 1,4.

8 Anhang 2: Methoden im energiewirtschaftlichen Untersuchungsteil

8.1 Europäisches Strommarktmodell

(1) Die Prognos AG verfügt über ein europäisches Kraftwerksparkmodell, in dem Großkraftwerke (ab 30 MW) in der kompletten EU-27 kraftwerksscharf abgebildet sind. Gegenwärtig können hiermit die Großhandelspreise (Base und Peak) jedes Landes bestimmt werden. Die Preisbestimmung erfolgt anhand des sogenannten Merit Order Prinzips.

Durch Anwendung dieses Modells mit einigen Szenarien über die Energiepolitik im europäischen Umfeld (oder in einzelnen Ländern, falls diese bekannt ist) lassen sich die Preise in den umliegenden Ländern jahresscharf und in zeitlichen Entwicklungen abbilden.

Die Datenbasis des Kraftwerksparks wird laufend aktuell gehalten und speist sich aus Informationen der Elektrizitätswirtschaft und der Kraftwerksindustrie. Diese Daten sind zum großen Teil vertraulich und können nicht veröffentlicht werden. Die Ergebnisse und aggregierte Darstellungen können – wie z. B. in den Studien der Prognos AG für den europäischen Kohleverband – veröffentlicht werden.

(2) Das europäische Kraftwerksparkmodell der Prognos AG umfasst die 27 EU-Länder.

Modellinput sind die (konventionellen) Kraftwerke (ab 30 MW) in den einzelnen Ländern. Die Stilllegung von Kraftwerken erfolgt i. d. R. automatisch, sobald die festgelegte Lebensdauer des entsprechenden Kraftwerkstyps erreicht ist. Retrofitmaßnahmen werden in einem externen Modul nach technischen und wirtschaftlichen Kriterien überprüft, so dass die Flexibilisierung der Lebensdauer der Kraftwerke möglich ist. Das Modell hat derzeit einen Zeithorizont bis 2050.

Im Modell erfolgt der Kraftwerkseinsatz entsprechend der jeweiligen Lastnachfrage der Grenzkostenlogik in Jahresscheiben (Merit Order). Das Kraftwerk mit den niedrigsten Grenzkosten läuft am längsten, alle weiteren Kraftwerke sortieren sich gemäß ihrer Grenzkosten ein, bis die Last über das ganze Jahr gedeckt ist. Dabei bestimmt das jeweils letzte eingesetzte Kraftwerk (mit den höchsten Grenzkosten) den Preis.

Der Zubaubedarf wird anhand der höchsten erwarteten Last des aktuellen Jahres in dem jeweiligen Land und des jeweils verfügbaren Angebots (Kraftwerkspark) ermittelt. KWK-Anlagen und Erneuerbare werden nach exogenen Vorgaben automatisch zugebaut. Ihr Beitrag zur Leistung wird vom Zubaubedarf abgezogen. Der restliche Zubaubedarf wird durch konventionelle Kraftwerke gedeckt. Die werden anhand ihrer Wirtschaftlichkeit (max. Eigenkapital-Rendite) zugebaut. Dabei werden 15 Kraftwerkstypen nach Brennstoff und Betriebsart unterschieden. Für (potenziell) neu in den Kraftwerkspark kommende Kapazitäten wird zunächst ihre Position in der Merit Order ermittelt, davon ausgehend wird die Erlös- und Kostensituation berechnet. Das Kraftwerk mit der höchsten Gesamtverzinsung über die nächsten Jahre wird zugebaut.

Die im Modell berechneten Großhandelspreise sind eine Funktion der Brennstoff- und CO₂-Preise, der Kraftwerkswirkungsgrade und der variablen Betriebskosten der eingesetzten Kraftwerke. Diese Großhandelspreise wiederum bestimmen die Jahreserlöse eines Kraftwerksblocks im jeweiligen regionalen Markt. Um den jährlichen Reingewinn zu ermitteln, werden die annuisierten Vollkosten in Abzug gebracht.

Unterschieden wird zwischen Base- und Peakload-Preisen. Peakload bezeichnet ein Stromprodukt, bei dem die Strommenge in der Zeit zwischen 8:00 und 20:00 Uhr von Montag bis Freitag geliefert wird. Die Strommenge, die in der restlichen Zeit geliefert wird, heißt Baseload.

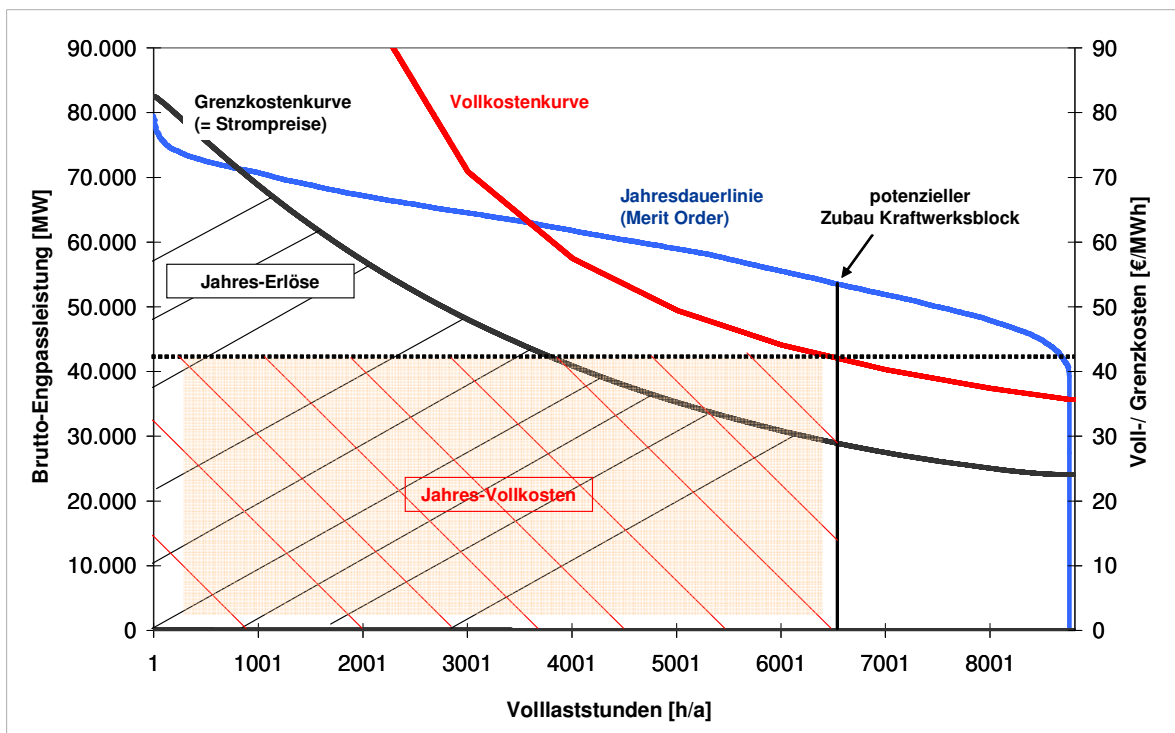
Die mit der Stromerzeugung verbundenen CO₂-Emissionen und Preise können zunächst unabhängig von der jeweiligen Verfügbarkeit von Zertifikaten modelliert werden. Dabei wird ein bestimmter Preispfad für die CO₂-Zertifikate unterstellt. Umgekehrt können durch die Vorgabe des CO₂-Caps der sich einstellende CO₂-Preis und die entsprechenden Strompreise berechnet werden.

Ins Modell fließen die folgenden Eingangsparameter ein:

- Jahreslastgang als Resultat des zukünftigen Strombedarfs in Abhängigkeit von Energieeffizienzpfaden,
- Mittlere Brennstoffpreise für Kraftwerke in Abhängigkeit von internationalen Energiepreisen,
- Preis für CO₂-Zertifikate in Abhängigkeit von den Vorgaben zur Klimapolitik,
- Investitions-, Wartungs- und Betriebskosten von Kraftwerken,
- Wirkungsgrad von Neubaukraftwerken als ambitionierter oder weniger ambitionierter Pfad technischer Entwicklung,

- Ausstiegsszenarien für die Kernenergie,
- Politische Restriktionen für den Neubau von Kraftwerken (z. B. keine neue Kohlekraftwerke ohne CCS),
- Ziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien,
- Ziele zum Ausbau des KWK-Anteils der Stromerzeugung.

Abbildung 44: Prinzipskizze zur Entscheidung des Zubaus neuer Kraftwerke



Quelle: Prognos

Stromgestehungskosten

Folgende Übersicht stellt die Stromgestehungskosten der einzelnen Erzeugungsarten bei einem realen Zinssatz vor Steuern von 8 % dar. Für die erneuerbaren Energieträger Wind und Photovoltaik sind dabei in Anlehnung an Fachveröffentlichungen ambitionierte Kostensenkungskurven unterstellt.

Tabelle 16: Stromgestehungskosten der einzelnen Erzeugungsarten in Euro₂₀₀₉/ MWh_{el}

		Braunkohle		Steinkohle		Erdgas		Wind		Photovoltaik		Biomasse
		Konv.*	CCS	Konv.	CCS	GuD	GT	onshore	offshore	Klein	Groß	fest
Spezifische Investitionskosten [EUR/kW _{el}]	2010	1.600	2.500	1.400	2.300	1.000	500	1.400	3.400	2.200	1.700	2.500
	2030	1.800***	2.500	1.600	2.300	1.000	500	1.200	2.900	1.100	950	2.200
	2050	1.800***	2.500	1.600	2.300	1.000	500	1.100	2.000	750	600	2.150
Fixe Betriebskosten [% der Investition p.a.]	Alle Jahre	2,0%**	3,0%	2,0%	2,5%	2,0%	2,0%	3,0%	4,5%	1,0%	1,5%	3,0%
Var. Betriebskosten [EUR/MWh _{el}]	Alle Jahre	2,5	4,0	2,0	3,5	1,0	0,5	0,0	0,0	0	0	1,0
Brennstoffkosten [EUR/MWh _{Brennst.}]	2010	4,6	4,6	13,2	13,2	21,3	25,4	0	0	0	0	21,0
	2030	4,6	4,6	13,2	13,2	32,4	35,5	0	0	0	0	25,0
	2050	4,6	4,6	18,3	18,3	38,5	42,6	0	0	0	0	30,0
CO₂-Kosten**** [EUR/MWh _{el}]	2010	12,4	1,4	10,3	1,2	4,9	7,1	0	0	0	0	0
	2030	38,0	4,2	31,5	3,5	15,0	21,7	0	0	0	0	0
	2050	53,4	6,5	47,2	5,5	23,2	33,7	0	0	0	0	0
Mittlere Auslastung für Neubuanlagen [h]	2010	7.000	-	6.000	-	4.500	500	2.000	3.500	900	1.000	4.500
	2030	6.000	6.500	5.000	6.000	4.000	500	2.100	3.800	950	1.100	5.500
	2050	5.000	6.000	4.000	5.500	3.000	500	2.400	4.000	1.000	1.100	6.000
Elektrischer Wirkungsgrad (netto) [%]	2010	44 %	-	46 %	-	58 %	40 %	-	-	-	-	-
	2030	51 %***	40 %	50 %	41 %	61 %	42 %	-	-	-	-	-
	2050	51 %***	42 %	50 %	43 %	61 %	42 %	-	-	-	-	-
Stromgestehungskosten (inkl. Kapitalkosten) [EUR/MWh _{el}]	2010	53,2	-	69,4	-	69,7	192,9	92,3	131,4	273,4	198,6	137,9
	2030	93,5	79,1	101,2	95,3	102,3	232,8	66,8	112,1	129,5	100,9	89,1
	2050	116,0	84,7	134,5	111,6	127,9	257,4	53,6	73,4	83,9	63,7	105,3

Quelle: Prognos

* Ab 2030 wird Trockenbraunkohle zur konventionellen Braunkohlenverstromung eingesetzt.

** Durch den Einsatz von Trockenbraunkohle betragen die fixen Betriebskosten 4 % der Investition p.a.

*** Bei Anwendung von Trockenbraunkohle und 700 Grad-Technik.

**** CO₂-Preise pro Tonne: 2010: 14 EUR, 2030: 43 EUR, 2050: 70 EUR

8.2 Methodik der Berechnung zur Umweltverträglichkeit

(1) Die Berechnungen zur Umweltverträglichkeit der Stromerzeugung basieren auf den Emissionsdaten der webbasierten Datenbank ProBas (Prozessorientierte Basisdaten für Umweltmanagement-Instrumente) des Öko-Instituts e.V. in Zusammenarbeit mit dem Umweltbundesamt. Die in der Datenbank enthaltenen Informationen zu den spezifischen Emissionsfaktoren von CO₂-Äquivalenten, SO₂-Äquivalenten, SO₂, NO_x und Staub für die im Strommix vorhandenen Energieträger, beinhalten zusätzlich die Emissionen der Vorketten. Dadurch wird ein umfassender Vergleich der einzelnen Energieträger möglich, der die Gewinnung, Aufbereitung und den notwendigen Transport mit einbezieht.

Um die Emissionen der gesamten deutschen Stromerzeugung zu berechnen, wurden folgende Energieträger bzw. Arten der Energieerzeugung in die Berechnungen mit einbezogen:

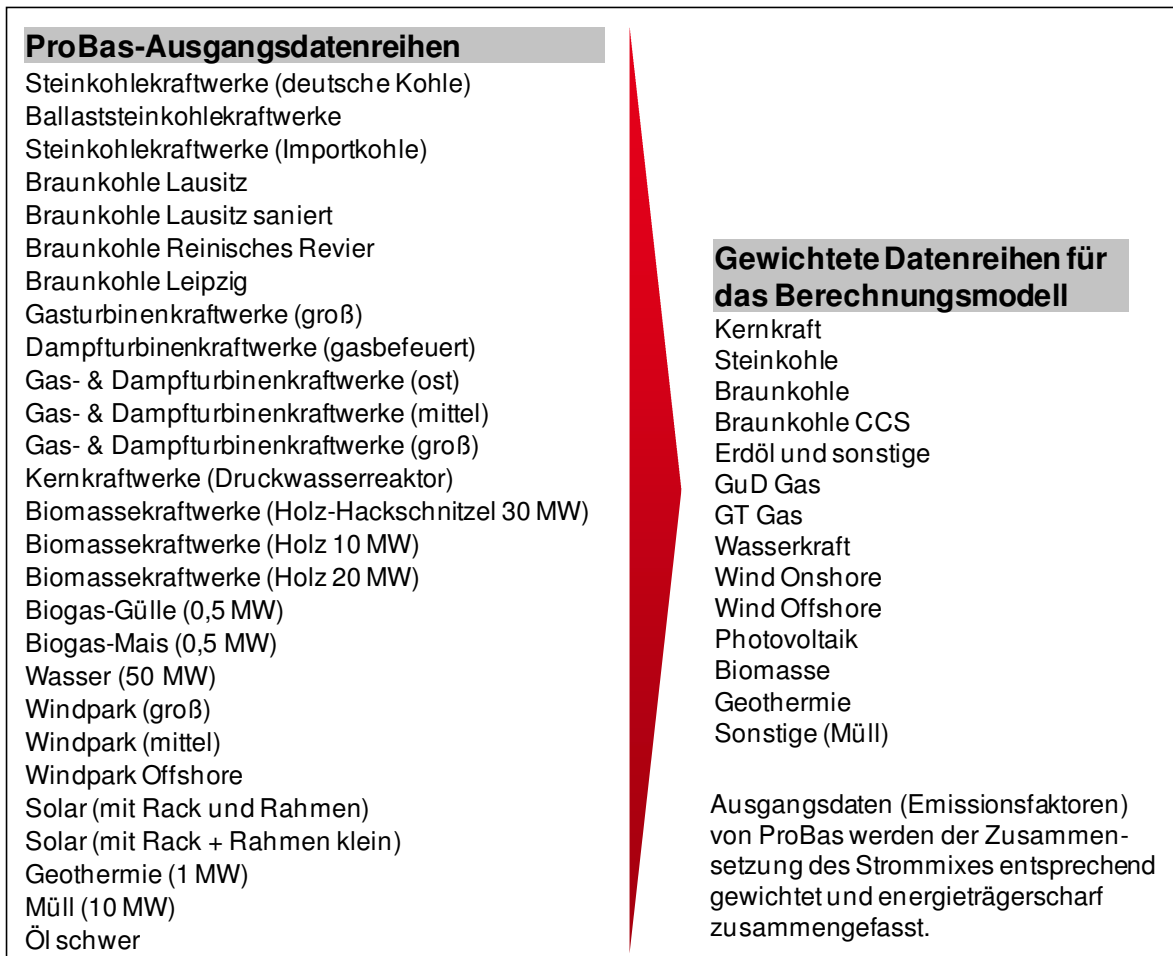
- Braunkohle
- Braunkohle CCS
- Steinkohle
- Uran
- Gas in GuD-Anlagen
- Gas in Gasturbinen
- Biogas in GuD-Anlagen
- Erdöl
- Wasserkraft
- Wind Onshore
- Wind Offshore
- Photovoltaik
- Biomasse
- Geothermie
- Sonstige (Müll)

(2) Für viele Energieträger existieren in der ProBas-Datenbank für zukünftige Zeitpunkte (2020, 2030) entsprechende Emissionsfaktoren der Stromerzeugung. Falls dies nicht der Fall war, wurden anhand technisch üblicher Wirkungsgradverbesserungen für die Zukunft bis zum Jahr 2050 die Emissionsfaktoren berechnet (je nach Erzeugungsart zwischen 0,1 % und 0,5 % p.a). Für die Einzeljahre, die zwischen den in der ProBas-Datenbank dokumentierten Zeitpunkten liegen (2010, 2020, 2030, 2040 und 2050), wurden die Werte interpoliert. Mit diesem Verfahren wurde für jeden Energieträger im betrachteten Anwendungsfall eine konsistente Zeitreihe der Emissionsfaktoren ermittelt.

Anhand der Stromerzeugung nach Energieträgern und eingesetzter Technik aus dem Prognos Kraftwerksmodell wurde durch die Multiplikation mit den jeweiligen spezifischen Emissionsfaktoren die zugehörige Emissionsmenge berechnet. Die Zusammensetzung der Energieträger und die Höhe der Stromerzeugung unterscheiden sich in den vier Szenarien, weshalb auch die Ergebnisse für die vier Szenarien verschieden ausfallen.

(3) Für die meisten Energieerzeugungsarten sind mehrere unterschiedliche Datenreihen vorhanden. Zum einen liegt das an Standort- und Größenunterschieden der in den Zeitreihen berücksichtigten Erzeugungsanlagen. Zum anderen entstehen Unterschiede auch aus der jeweils eingesetzten Technologie oder aus der Herkunft der Brennstoffe. Um für die Szenarien einheitliche Emissionsfaktoren für Erzeugungstechnologien der gleichen Art verwenden zu können, wurden die verschiedenen Datenreihen entsprechend der Zusammensetzung des Strommixes gewichtet und zusammengefasst (siehe Abbildung 45).

Abbildung 45: Zusammenführung der ProBas-Daten



Quelle: Prognos

Die in den Berechnungen verwendeten Emissionsfaktoren der Energieträger können den folgenden Tabellen entnommen werden.

Tabelle 17: Spezifische Emissionsfaktoren CO₂-Äquivalente im Anlagendurchschnitt (inkl. Vorkettenbetrachtung), in g/kWh

CO ₂ -Äquivalente in g/kWh	2010	2020	2030	2040	2050
Kernkraft	34	34	34	34	34
Steinkohle	930	898	826	785	743
Braunkohle	1.066	992	951	887	824
Braunkohle CCS	100	100	100	100	100
Erdöl und sonstige	785	767	767	728	690
GuD Gas	441	430	423	402	380
GuD mit Biogasanteil	441	430	423	281	152
GT Gas	685	600	571	546	522
Wasserkraft	40	40	40	38	36
Wind Onshore	21	13	6	6	5
Wind Offshore	23	17	8	8	7
Photovoltaik	116	85	63	60	57
Biomasse	96	88	73	69	40
Geothermie	100	96	73	69	66
Sonstige (Müll)	632	680	680	646	612

Quelle: ProBas, eigene Berechnung

Tabelle 18: Spezifische Emissionsfaktoren SO₂-Äquivalente, in g/kWh

SO ₂ -Äquivalente in g/kWh	2010	2020	2030	2040	2050
Kernkraft	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Steinkohle	1,16	1,08	0,77	0,73	0,69
Braunkohle	1,73	1,92	1,84	1,74	1,64
Braunkohle CCS	0,17	0,19	0,18	0,17	0,16
Erdöl und sonstige	1,64	1,08	1,08	1,02	0,97
GuD Gas	0,49	0,44	0,40	0,38	0,36
GT Gas	0,76	0,66	0,63	0,60	0,58
Wasserkraft	0,07	0,07	0,07	0,07	0,06
Wind Onshore	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Wind Offshore	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Photovoltaik	0,32	0,26	0,25	0,24	0,23
Biomasse	1,82	1,67	1,58	1,50	1,37
Geothermie	0,13	0,12	0,11	0,10	0,10
Sonstige (Müll)	1,40	0,80	0,80	0,76	0,72

Quelle: ProBas, eigene Berechnung

Tabelle 19: Spezifische Emissionsfaktoren SO₂, in g/kWh

SO ₂ -Emissionen in g/kWh	2010	2020	2030	2040	2050
Kernkraft	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Steinkohle	0,66	0,57	0,39	0,37	0,35
Braunkohle	1,40	1,63	1,56	1,48	1,40
Braunkohle CCS	0,14	0,16	0,16	0,15	0,14
Erdöl und sonstige	1,12	0,67	0,67	0,63	0,60
GuD Gas	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01
GT Gas	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02
Wasserkraft	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Wind Onshore	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Wind Offshore	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Photovoltaik	0,18	0,15	0,14	0,14	0,13
Biomasse	0,45	0,38	0,37	0,36	0,37
Geothermie	0,06	0,05	0,05	0,05	0,04
Sonstige (Müll)	0,09	0,06	0,06	0,06	0,05

Quelle: ProBas, eigene Berechnung

Tabelle 20: Spezifische Emissionsfaktoren NO_x, in g/kWh

NO _x -Emissionen in g/kWh	2010	2020	2030	2040	2050
Kernkraft	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
Steinkohle	0,69	0,72	0,53	0,51	0,48
Braunkohle	0,46	0,40	0,38	0,35	0,33
Braunkohle CCS	0,05	0,04	0,04	0,04	0,03
Erdöl und sonstige	0,73	0,59	0,59	0,56	0,53
GuD Gas	0,68	0,61	0,56	0,53	0,50
GT Gas	1,05	0,92	0,87	0,84	0,80
Wasserkraft	0,08	0,08	0,08	0,08	0,07
Wind Onshore	0,05	0,05	0,05	0,04	0,04
Wind Offshore	0,05	0,05	0,05	0,05	0,04
Photovoltaik	0,19	0,16	0,15	0,14	0,14
Biomasse	1,53	1,43	1,37	1,30	1,38
Geothermie	0,10	0,10	0,08	0,07	0,07
Sonstige (Müll)	1,65	0,88	0,88	0,83	0,79

Quelle: ProBas, eigene Berechnung

Tabelle 21: Spezifische Emissionsfaktoren Staub, in g/kWh

Staub-Emissionen in g/kWh	2010	2020	2030	2040	2050
Kernkraft	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Steinkohle	0,06	0,06	0,05	0,05	0,05
Braunkohle	0,12	0,13	0,13	0,12	0,11
Braunkohle CCS	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Erdöl und sonstige	0,09	0,08	0,08	0,07	0,07
GuD Gas	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
GT Gas	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01
Wasserkraft	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01
Wind Onshore	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Wind Offshore	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Photovoltaik	0,08	0,07	0,07	0,07	0,06
Biomasse	0,07	0,06	0,06	0,06	0,05
Geothermie	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Sonstige (Müll)	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01

Quelle: ProBas, eigene Berechnung

9 Anhang 3: Glossar

Biomasse

Im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) werden die als Biomasse geltenden Stoffe in der Biomasseverordnung definiert. Unter dem Oberbegriff Biomasse werden demnach Energieträger pflanzlicher oder tierischer Herkunft sowie deren Folge- und Nebenprodukte verstanden. Hieraus lassen sich feste, flüssige und gasförmige (Biogas) Energieträger gewinnen.

Blockheizkraftwerk (BHKW)

Modular aufgebaute Anlage zur Erzeugung von elektrischem Strom und Wärme, bei welcher das Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt wird. Übliche BHKW-Module haben eine elektrische Leistung zwischen 5 und maximal 10.000 kW.

Bruttostrombedarf

Gesamtstrombedarf eines Jahres, beinhaltet neben dem Endenergieverbrauch auch die Netzverluste, den Eigenverbrauch der Kraftwerke und den Stromeinsatz im Umwandlungssektor.

Bruttostromerzeugung

Direkt an der Generatorklemme gemessene Stromerzeugung von Kraftwerken und anderen Stromerzeugungsanlagen, in der Regel bezogen auf ein Bezugsjahr.

Cap and Trade

„Begrenzen und Handeln“ ist der leitende Gedanke des Emissionshandelssystems der EU (ETS), um die Emissionsvermeidung zu möglichst geringen Kosten zu ermöglichen. Hierzu wird ein knappes, EU-weites Gesamtbudget an Emissionsrechten handelbar gemacht („cap and trade“).

CO₂

Kohlenstoffdioxid, auch Kohlendioxid gebräuchlich

CO₂-Äquivalente

Zur Vergleichbarkeit verschiedener Treibhausgase (CH₄, N₂O, HFC, PFC, SF₆) werden entsprechende Bemessungsäquivalente (CO₂ Äquivalente) festgelegt. Dabei wird das globale Erwärmungspotential der anderen Gase in Relation zur Klimawirksamkeit von CO₂ gestellt. Ausgedrückt wird dieser Zusammenhang durch das Global Warming Potential, das vom Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) festgelegt wurde.

Elektrischer Nettowirkungsgrad

Verhältnis von Stromabgabe ans Netz und Brennstoffeinsatz einer Stromerzeugungsanlage im optimalen Anlagenbetrieb.

Erneuerbare/ regenerative Energien

Bezeichnet Energie aus Quellen, die nach menschlichen Maßstäben unerschöpflich sind. Hierzu zählen: Sonnenenergie, Biomasse, Wasserkraft, Windenergie, Umgebungswärme, Erdwärme und Meeresenergie.

Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, welches den Ausbau von Energieversorgungsanlagen vorantreiben soll, die aus sich erneuernden (regenerativen) Quellen gespeist werden.

Fossile Energieträger

Fossile Energieträger sind Brennstoffe, die wie Braunkohle, Steinkohle, Torf, Erdgas und Erdöl in geologischer Vorzeit aus Abbauprodukten von toten Pflanzen und Tieren entstanden sind.

Gesicherte Leistung

Von der installierten Kraftwerksleistung (Nennleistung) ist die gesicherte Leistung zu unterscheiden. Die gesicherte Leistung einer Anlage ist geringer als die installierte Leistung, da sie geplante und ungeplante Stillstandszeiten als Abschlagfaktor auf die installierte Leistung berücksichtigt. Zu den geplanten Stillstandszeiten zählen beispielsweise die Abschaltung der Anlage für Wartungsarbeiten oder voraussehbare Reparaturen. Ungeplante Stillstandszeiten treten meist nach technischen Defekten auf, die den Weiterbetrieb der Anlage kurzfristig verhindern. Die Grundlage zur Berechnung der gesicherten Leistung sind statistische Auswertungen über die mittlere jährliche Einsatzbereitschaft der verschiedenen Stromerzeugungsanlagen.

Grundlast

Die Grundlast bezeichnet die Netzbelastung, die während eines Tages im Stromnetz nicht unterschritten wird. Da der niedrigste Stromverbrauch meist nachts auftritt, wird die Höhe der Grundlast bestimmt von Industrieanlagen, die nachts produzieren, Straßenbeleuchtung und Dauerverbrauchern in Haushalten und Gewerbe. Zur Deckung der Grundlast werden Grundlastkraftwerke eingesetzt, die sehr niedrige Stromgestehungskosten aufweisen, jedoch nur mit großem Aufwand regelbar sind. Sie sind nahezu jeden Tag rund um die Uhr (6.000 - 8.760 Volllaststunden) in Betrieb, um die Grundstromversorgung zu decken. Wird der Grundverbrauch überschritten, so werden zur Deckung des zusätzlichen elektrischen Verbrauchs Mittel- und Spitzenlastkraftwerke eingesetzt.

Installierte Bruttoleistung

Maximal abrufbare Leistung, mit der ein Kraftwerk Strom in das Stromnetz abgeben kann.

Jahreshöchstlast

Bezeichnung für die höchste gleichzeitige Stromnachfrage (Last), die innerhalb eines Kalenderjahres in einem Stromverbund auftritt. Diese Last muss durch die in diesem Stromverbund verfügbare Leistung (Kapazität) des Kraftwerksparks gedeckt werden. Die gebräuchliche Einheit für die Jahreshöchstlast in Deutschland ist Gigawatt.

Jahreswirkungsgrad (brutto/ netto)

Bezeichnet das Verhältnis zwischen der Stromabgabe eines Kraftwerks in das Stromnetz und dem Brennstoffeinsatz eines Jahres. Im Vergleich zum Jahreswirkungsgrad (brutto) ist der Jahreswirkungsgrad (netto) um den Stromeigenverbrauch des Kraftwerks bereinigt.

Kapazität

Bei der Beschreibung von Kraftwerken häufig als Synonym verwendet für Leistung (gesichert bzw. verfügbar). Die installierte Leistung eines Kraftwerks entspricht der installierten Kapazität dieses Kraftwerks.

Kostenbasierter Redispatch

Dabei werden, bei Ausgleich der entstehenden Kosten, Erzeuger vor einem Engpass heruntergefahren bzw. die Last erhöht. Hinter einem Netzengpass verhält es sich genau umgekehrt. Dieses Verfahren dient jedoch nur der kurzfristigen Beseitigung von Engpässen und ist für eine langfristige Behebung nicht geeignet, da es wenig Transparenz über den Engpass schafft und keine Anreize für den Netzbetreiber zur Behebung liefert. Die Kosten des Engpassmanagements werden über die Netzentgelte auf die Stromkunden umgelegt.

Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

Bei einer mit KWK betriebenen Energiewandlungsanlage wird sowohl die bei der chemischen oder physikalischen Umwandlung von Energieträgern entstehende Wärme als auch die durch die Energieumwandlung erzeugte elektrische Energie zu weiten Teilen genutzt. Durch die Nutzung der Abwärme lässt sich der Wirkungsgrad der Kraftwerke entscheidend erhöhen.

Kurzfristige Grenzkosten

Kosten, die für die Produktion der nächsten Einheit eines gewünschten Produkts anfallen.

Leistung elektrisch

Die installierte elektrische Leistung (el) ist das Maß für die in den Stromerzeugungsanlagen vorhandene Stromerzeugungskapazität, angegeben in Watt (W). Wird diese Leistung für eine Zeitspanne abgerufen, erzeugt die Anlage Strom (Einheit: Wh). Gebräuchliche Größenordnungen für die Leistung sind Kilowatt (kW) oder Megawatt (MW). Der in einer Stunde (h) erzeugte Strom beträgt bei einer Leistung von 1 kW eine Kilowattstunde (kWh).

Leistung thermisch

Die thermische Leistung (th), oder auch Wärmeleistung, gibt Auskunft über die in einer Anlage installierte Wärmeerzeugungskapazität. Wie bei der elektrischen Leistung wird diese in Watt (W) angegeben.

Merit Order

Geordnete Einsatzreihenfolge von Anlagen gemäß ihrer kurzfristigen Grenzkosten.

Mittellast

Der Mittellastbereich bezeichnet den Bereich der Tageslastkurve, in dem über die Grundlast hinaus zusätzlicher Strom verbraucht wird. Der zusätzliche Stromverbrauch kann durch Mittellastkraftwerke abgedeckt werden. Diese lassen sich besser regeln als Grundlastkraftwerke. Die Anlagen werden somit zu Zeiten erhöhten Strombedarfs betrieben, ihr Vollaststundenbereich liegt bei 2.000 – 6.000 h pro Jahr. Wenn ihre Leistung nicht mehr ausreicht, kommen Spitzenlastkraftwerke zum Einsatz, um diese kurzfristigen Energieabforderungen abzudecken.

Nationale Allokationspläne

In Nationalen Allokationsplänen verteilen die Mitgliedstaaten der EU, die am Europäischen Emissionshandelssystem (ETS) teilnehmen, die ihnen zugeteilten CO₂-Emissionsberechtigungen. Die gegenwärtig relevanten Regelungen beziehen sich dabei auf die zweite Phase des EU-weiten Handels mit Emissionsrechten von 2008 bis 2012. Ab 2013 wird das ETS dahingehend modernisiert, dass die EU-Mitgliedstaaten hierfür keine Nationalen Allokationspläne mehr vorlegen. Es wird stattdessen eine einheitliche EU-weite Obergrenze für Emissionszertifikate gesetzt.

Nennwirkungsgrad (netto)

Bezeichnet das Verhältnis zwischen der Stromabgabe eines Kraftwerks in das Stromnetz und dem hierfür notwendigen Brennstoffeinsatz im optimalen Anlagenbetrieb. Im Vergleich zum Nennwirkungsgrad (brutto) ist der Wirkungsgrad um den Stromeigenverbrauch des Kraftwerks bereinigt.

Spitzenlast

Die Spitzenlast bezeichnet die kurzzeitig auftretende hohe Leistungsnachfrage im Stromnetz. Die Bedarfsspitzen zeichnen sich durch einen starken Anstieg der nachgefragten Leistung aus, so dass für die Stromversorgung schnell regelbare Spitzenlastkraftwerke eingesetzt werden. Der Betriebsbereich der Spitzenlastkraftwerke liegt zwischen 1 – 2.000 Volllaststunden pro Jahr. Diese können innerhalb kurzer Zeit hohe Leistungen zur Verfügung stellen und werden in Zeiten des absoluten Spitzenstrombedarfs betrieben.

Verfügbare Leistung

Ist eine theoretische, in Modellen angewandte Größe zur Abbildung der mittleren jährlich verfügbaren Leistung von Stromerzeugungsanlagen. Die verfügbare Leistung entspricht der installierten Leistung der Anlage abzüglich der geplanten und ungeplanten Stillstandszeiten. Sie entspricht der Leistung eines Kraftwerks, die über ein Jahr dauerhaft und gesichert zur Stromerzeugung eingesetzt werden kann.

Volllaststunden

Beschreibt als theoretische Größe das Verhältnis von jährlicher Strom- oder Wärmeerzeugung (GWh) zu installierter Bruttoleistung (MW) einer Erzeugungsanlage.

Wirkungsgrad

Der Wirkungsgrad stellt allgemein das Verhältnis von abgegebener Leistung zu zugeführter Leistung dar. Er wird bei Kraftwerken zur Darstellung der Effizienz der Energieumwandlung verwendet.

10 Literaturverzeichnis

- [BEE 2011] Die Zukunft des Strommarktes – Anregungen für den Weg zu 100 Prozent Erneuerbare Energien, 2011
- [BDEW 2010] BDEW-Strompreisanalyse Frühjahr 2010 <http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/403780/data/403722/4/rwe/presse-news/so-entsteht-der-strompreis/BDEW-Strompreisanalyse-Fruerjahr-2010.pdf>
- [BGR 2009] Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR): Energierohstoffe, 2010, download unter http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Produkte/energierohstoffe_2009.html
- [BGR 2010] Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR): „Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2010“, Hannover 2010; Kurzstudie; download unter http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Energiestudie-Kurzstudie2010.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- [BMU 2005] Nationales Klimaschutzprogramm 2005. Beschluss der Bundesregierung vom 13. Juli 2005; download unter http://www.bmu.de/files/klimaschutz/downloads/application/pdf/klimaschutzprogramm_2005_lang.pdf
- [BMU 2011a] Entwurf: Erfahrungsbericht 2011 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Erfahrungsbericht), Stand: 03.05.2011
- [BMU 2011b] Internationaler Klimaschutz, weiterführende Informationen, download unter http://www.bmu.de/klimaschutz/internationale_klimapolitik/doc/37650.php
- [BMWi 2011a] Eckpunkte für ein energiepolitisches Konzept, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Juni 2011, download unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/energie,did=405004.html>
- [BMWi 2011b] Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit im Bereich der leistungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Januar 2011, download unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/monitoringbericht-bmwi-versorgungssicherheit-bereich-leitungsgebundene-versorgung-elektrizitaet,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>
- [BMWi 2011c] Zahlen und Fakten – Energiedaten nationale und internationale Entwicklung, Stand 27.04.2011

- [Brandenburg 2006] Energiestrategie 2020 des Landes Brandenburg, Landesregierung Brandenburg, 2006, download unter
<http://brandenburg.de/cms/media.php/gsid=lbm1.a.1312.de/Energiestrategie%202020.pdf>
- [Brandenburg 2009] Koalitionsvertrag zwischen SPD Brandenburg und Die Linke Brandenburg für die 5. Wahlperiode des Brandenburger Landtages, Landesregierung Brandenburg, 2009, download unter
<http://www.brandenburg.de/media/lbm1.a.4868.de/koalitionsvertrag.pdf>
- [Bund 2004] Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen (Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz – TEHG) vom 8. Juli 2004, download unter
<http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/tehg/gesamt.pdf>
- [Bund 2010] Energiekonzept, Bundesregierung 2010, download unter
http://www.bundesregierung.de/nsc_true/Content/DE/StatischeSeiten/Breg/Energiekonzept/energiekonzept-final,property=publicationFile.pdf/energiekonzept-final
- [Bund 2011 a] Beschlüsse des Bundeskabinetts zur Energiewende vom 6. Juni 2011, Bundesregierung, BMU 2011 download unter
<http://www.bmu.de/energiewende/doc/47467.php>
- [Bund 2011 b] Entwurf eines Gesetzes zur Kohlenstoffdioxidspeicherung, download unter
<http://dipbt.bundestag.de/dip21/btd/17/057/1705750.pdf>
- [CDU Sachsen 2011] Energie für Sachsen – Thesen der CDU-Fraktion des Sächsischen Landtages, Stand: 26.05.2011, download unter
<http://www.cdu-sachsen-fraktion.de/themen.asp?iid=13&change=T&dtl=T&lid=518>
- [DEBRIV 2010] Bundesverband Braunkohle: „Braunkohle in Deutschland 2009“, download unter
http://www.braunkohle.de/tools/download.php?filedata=1298554144.pdf&filename=DEBRIV_Statistikflyer_de_20100216.pdf&mimetype=application/pdf
- [DEBRIV 2011] DEBRIV Bundesverband Braunkohle – Braunkohle in Deutschland 2011, Profil eines Industriezweiges
- [dena 2005] Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020

- [dena 2010a] Deutsche Energie-Agentur: Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020 (Aktualisierung), Februar 2010, download unter
http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Studien___Umfragen/KurzanalyseKraftwerksplanungDE_2020.pdf
- [dena 2010 b] dena Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025, deutsche Energieagentur 2010, download unter
http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Studien___Umfragen/Endbericht_dena-Netzstudie_II.PDF
- [EREC 2011] Mapping Renewable Energy Pathways toward 2020, European Renewable Energy Council, März 2011 download unter
http://www.erec.org/fileadmin/erec_docs/Documents/Publications/EREC-roadmap-V4_final.pdf
- [EWI/GWS/Prognos 2010] Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung 2010
- [EU 2011 a] Europäische Kommission, Fahrplan für den Übergang zu einer wettbewerbsfähigen CO₂-armen Wirtschaft bis 2050, März 2011, download unter
http://ec.europa.eu/clima/documentation/roadmap/docs/com_2011_112_en.pdf
- [EU 2011 b] Überblick über die EU Richtlinien und Verordnungen zur Energiewirtschaft, download unter
http://ec.europa.eu/energy/doc/energy_legislation_by_policy_areas.pdf
- [EU 2011c] CO₂ cap, EU Kommission, download unter
http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/cap_en.htm
- [EU 2011d] Fragen und Antworten zum Emissionshandel, Europäische Union, download unter
<http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=MEMO/11/201>
- [Kohlenstatistik 2011] <http://www.kohlenstatistik.de/home.htm>
- [LBEG 2010] Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie: „Erdöl- und Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland am 1. Januar 2010“, Niedersächsisches Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie, Referat Energiewirtschaft Erdöl und Erdgas, Bergbauberechtigungen; Hannover, 2010, download unter
<http://www.lbeg.niedersachsen.de/download/5848>

- [LEIT 2011] Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global „Leitstudie 2010“
- [NAP 2010] Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quelle, 2010
- [Sachsen 2004] Energieprogramm Sachsen 2004, Freistaat Sachsen Staatsministerium für Wirtschaft und Arbeit, 2004 download unter <http://www.smwa.sachsen.de/set/431/energieprogrammSachsen2004.pdf>
- [Sachsen 2008] Aktionsplan Klima und Energie, Freistaat Sachsen, 2008, download unter http://www.smwa.sachsen.de/set/431/aktionsplan_klima_und_energie.181096.pdf
- [Sachsen-Anhalt 2007] Das Energiekonzept der Landesregierung Sachsen-Anhalt für den Zeitraum zwischen 2007-2020, Landesregierung Sachsen-Anhalt, 2007, download unter http://www.sachsen-anhalt.de/fileadmin/Elementbibliothek/Bibliothek_Politik_und_Verwaltung/Bibliothek_Wirtschaftsministerium/Dokumente_MW/investieren/Energiekonzept_2007.pdf
- [Sachsen-Anhalt 2011] Sachsen-Anhalt geht seinen Weg, Entwurf der Koalitionsvereinbarung zwischen SPD und CDU, SPD, CDU Sachsen-Anhalt, 2011, download unter http://www.spd-lsa.de/tl_files/newsletter/2011/dokumente/11-04-13_koalitionsvertrag-endgueltig.pdf
- [UBA 2009] Umweltbundesamt: Klimaschutz und Versorgungssicherheit, Texte 13/2009; Stand: September 2009, download unter <http://www.umweltdaten.de>
- [UNFCCC 1998] Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change; download unter <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf>