

Technische Universität München  
Lehrstuhl für Betriebswirtschaftslehre - Controlling

# **Einflüsse des Europäischen Emissionshandels auf Produktions- und Investitionsentscheidungen bei Strom- und Wärmeerzeugern**

Carola Christine Hammer

Vollständiger Abdruck der von der Fakultät für Wirtschaftswissenschaften der Technischen Universität München zur Erlangung des akademischen Grades eines  
Doktors der Wirtschaftswissenschaften (Dr. rer. pol.)  
genehmigten Dissertation.

Vorsitzender: Univ.-Prof. Dr. Christoph Kaserer

Prüfer der Dissertation:

1. Univ.-Prof. Dr. Gunther Friedl
2. Univ.-Prof. Dr. Martin Moog

Die Dissertation wurde am 16.11.2011 bei der Technischen Universität München eingereicht und durch die Fakultät für Wirtschaftswissenschaften am 14.12.2011 angenommen.



## Geleitwort

Der globale Klimawandel und dessen Bekämpfung stehen seit einigen Jahren im Fokus nationaler und internationaler Politik. Dabei spielt die Reduzierung der Emissionen von Treibhausgasen und hier insbesondere Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) eine wichtige Rolle, weil diesem Gas eine hohe Bedeutung für den Klimawandel beigemessen wird. Zahlreiche Instrumente sollen dazu beitragen, die Emissionen von Kohlendioxid zu reduzieren, um zumindest eine Verlangsamung des Klimawandels zu erreichen. Eines dieser Instrumente ist der Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen. Dieser Handel soll dazu dienen, die kostenlose Emission von Treibhausgasen mit einem Preis zu versehen und damit Anreize zu einer effizienten Reduzierung dieser Emissionen zu schaffen.

Besondere Bedeutung hat der Emissionshandel insbesondere für Kraftwerksbetreiber, denn diese gelten als wichtige Emittenten von Kohlendioxid. Betrachtet man die CO<sub>2</sub>-Emissionen als Produktions- und Kostenfaktor, ändern sich die Kostenstrukturen bei der Produktion von Wärme und Strom. Damit ändert sich die relative Vorteilhaftigkeit verschiedener Technologien. Je nach Höhe des Emissionspreises kann es bei der Strom- und Wärmeerzeugung zu einer Verschiebung innerhalb der unterschiedlichen Erzeugungsarten kommen.

Die vorliegende Arbeit greift diese Überlegung auf und analysiert die Auswirkungen des CO<sub>2</sub>-Emissionshandels auf die Strom- und Wärmeerzeugung in Deutschland. Dazu wird basierend auf dem deutschen Kraftwerkspark eine Simulation der künftig zu erwartenden Produktionsarten und der künftig zu erwartenden Investitionen von Kraftwerksbetreibern vorgenommen. Die Verfasserin bezieht dabei nicht nur Angebot und Nachfrage auf dem Markt für CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikaten ein, sondern berücksichtigt auch Energienachfrage und -preise, die Förderinstrumente für verschiedene Technologien, die bereits installierte Leistung des Anlagenbestands, technische Parameter der einzelnen Kraftwerkstypen sowie Restriktionen bei den Netzkapazitäten im Hinblick auf den Im- und Export.

Mit dieser Arbeit gelingt es der Verfasserin, eine äußerst fundierte Prognose über die Entwicklung des Energiesektors in Deutschland zu entwickeln. Die Arbeit besticht durch die äußerst umfangreiche und sehr sorgfältig erhobene Datengrundlage, deren Verwendung in einem Optimierungsmodell, das die Realität angemessen vereinfacht und ausführlichen Analysen, mit denen die Verfasserin viele interessante Wirkungen des CO<sub>2</sub>-Emissionshandels aufzeigen kann. Eine wichtige Schlussfolgerung besteht darin, dass der Emissionshandel zwar einen hohen Einfluss auf den Anlageneinsatz bei der Produktion von Strom und Wärme hat, dass aber Investitionsentscheidungen in Neuanlagen davon kaum beeinflusst werden. Von der Arbeit gehen zahlreiche Impulse für künftige Forschungsarbeiten aus, sie liefert aber auch der Politik eine wichtige Informations- und Entscheidungsgrundlage.

München, im Januar 2012

Gunther Friedl

## **Vorwort**

Zur Bekämpfung des globalen Klimawandels und Reduktion des Treibhauseffekts wurde ein umfangreicher Mix an regulatorischen und umweltpolitischen Instrumentarien eingeführt. Seit 1. Januar 2005 existiert auf Basis des Kyoto-Protokolls mit dem Emissionshandel erstmals ein internationales institutionelles Arrangement, das für Kohlenstoffdioxid einen Markt schafft und somit einen entscheidungsrelevanten Kostenfaktor in die Produktionsfunktion von Strom- und Wärmeerzeugern einfügt. Anhand von linearer Programmierung, Sensitivitätsanalysen und Szenarien wird der Einfluss des Emissionshandels auf Produktions- und Investitionsentscheidungen modelliert, um so die Erreichung internationaler, europäischer und nationaler Ziele unter verschiedenen Rahmenbedingungen des liberalisierten Strommarkts und des Wärmemarkts zu prognostizieren.

Die vorliegende Forschungsarbeit soll damit einen Beitrag zur Bewertung des Emissionshandelssystems hinsichtlich seiner ökologischen Effektivität und ökonomischen Effizienz leisten und wurde im Dezember 2012 von der Fakultät für Wirtschaftswissenschaften der Technischen Universität München als Dissertation angenommen. Sie entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftliche Mitarbeiterin am Lehrstuhl für BWL - Controlling.

Mein ganz besonderer Dank gilt meinem Doktorvater, Professor Dr. Gunther Friedl, für seine fachliche und persönliche Betreuung. Seine konstruktiven Beiträge waren stets eine hilfreiche Anregung. Ebenfalls sehr herzlich bedanken möchte ich mich bei meinem zweiten Betreuer Professor Dr. Martin Moog für die Unterstützung und Übernahme des Zweitgutachtens sowie bei Professor Dr. Christoph Kaserer für seinen Vorsitz beim Rigorosum.

Viele wertvolle Hinweise erhielt ich außerdem von Professor Michael Grubb (Ph.D.) und Professor David Newbery (Ph.D.) bei meinem Forschungsaufenthalt an der Faculty of Economics der University of Cambridge. Von den lehrreichen Diskussionen profitierte die Arbeit wesentlich.

Einen unverzichtbaren Beitrag während des Entstehungsprozesses der Arbeit leistete außerdem die freundschaftliche Atmosphäre am Lehrstuhl für BWL - Controlling der Technischen Universität München und die nützlichen Ideen bei den Doktorandenseminaren, weshalb mein Dank auch allen meinen Kollegen gilt.

Besonders herzlich danken möchte ich meinen Eltern, Waltraud und Gerhard, die mir eine umfangreiche Ausbildung und so auch die Entstehung dieser Arbeit ermöglichten. Ohne ihre kontinuierliche Unterstützung und ihren Rat in allen Belangen wäre diese Arbeit nie entstanden. Neben Ihnen gebührt der größte Dank auch meinem Freund, Andreas Matzner, der mir ebenfalls immer wieder Rückhalt und Kraft gegeben hat.

München, im Januar 2012

Carola Hammer

# Inhaltsverzeichnis

<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>XII</b>
<b>Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>XV</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis.....</b>	<b>XVI</b>
<b>Symbolverzeichnis .....</b>	<b>XVIII</b>
<b>1. Einleitung .....</b>	<b>1</b>
1.1. Ausgangslage und Problemstellung .....	1
1.2. Stand der Forschung und Relevanz des Themas .....	2
1.3. Zielsetzung und Vorgehensweise der Arbeit.....	6
<b>2. Internationale Initiativen und nationale Umweltpolitik für den Klimaschutz .....</b>	<b>10</b>
2.1. Verbindliche Klimaziele und klimapolitische Verpflichtungen .....	10
2.1.1. Der anthropogene Klimawandel.....	10
2.1.2. Internationale Konventionen zur Klimastabilität .....	11
2.1.3. Ziele aus dem Protokoll von Kyoto.....	13
2.1.4. Europäische Klimaziele und nationale Reduktionsverpflichtungen.....	16
2.1.5. Verhandlungen um ein Abkommen für den Zeitraum nach 2012 .....	18
2.1.6. Langfristige europäische und deutsche Klimaschutzziele.....	20
2.1.7. Zusammenfassung der Zielvereinbarungen.....	22
2.2. Das umweltpolitische Lenkungssystem und dessen Steuerungstechnik .....	23
2.2.1. Anforderungen an umweltpolitische Instrumente .....	23
2.2.2. Grundprinzipien von Umweltinstrumenten.....	24
2.2.3. Klassifikation des umweltpolitischen Instrumentariums.....	26
2.2.3.1. Ordnungsrechtliche Instrumente .....	26
2.2.3.2. Ökonomische Instrumente.....	27
2.2.3.3. Suasorische, organisatorisch-strukturelle und regulatorische Instrumente.....	27
2.2.3.4. Freiwillige Instrumente .....	28
2.2.4. Erläuterung ausgewählter nationaler, ökonomischer Instrumente für den Klimaschutz.....	30
2.2.4.1. Umweltabgabe.....	30
2.2.4.2. Förderpolitische Instrumente.....	32
2.2.4.3. Umwelthaftungsrecht .....	33
2.2.4.4. Zertifikathandel .....	35
2.2.5. Internationale Instrumente mit Marktmechanismus.....	39
2.2.5.1. Die flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls.....	39
2.2.5.2. Joint Implementation.....	40

## VIII

2.2.5.3.	Clean Development Mechanism.....	40
2.2.5.4.	Land Use, Land-Use Change and Forestry.....	41
2.2.5.5.	Emission Trading .....	41
2.2.5.6.	Bubble .....	42
2.3.	Der europäische Emissionshandel.....	43
2.3.1.	Ausgestaltung des Rechtsrahmens .....	43
2.3.2.	Bestimmung des CAP nach dem Makroplan.....	45
2.3.3.	Allokationsverfahren nach Mikroplan und Zuteilungsgesetz.....	50
2.3.4.	Berechnungsformeln der Ansprüche auf kostenlose Zuteilung von Berechtigungen... 52	
2.3.4.1.	Kalkulation für vor dem 31. Dezember 2002 in Betrieb genommene Anlagen ....	52
2.3.4.2.	Berechnung für nach dem 31. Dezember 2002 in Betrieb genommene Anlagen..	55
2.3.5.	CAP und Zuteilungsverfahren in der dritten Handelsperiode .....	57
2.3.6.	Abwicklung und Durchsetzung des Emissionshandels .....	58
2.3.7.	Handel: Verpflichtungs- und Verfügungsgeschäft .....	61
2.3.8.	Einbeziehung der flexiblen Mechanismen in den europäischen Emissionshandel.....	63
<b>3.</b>	<b>Rahmenbedingungen und Wertschöpfungskette der Elektrizitätswirtschaft.....</b>	<b>67</b>
3.1.	Begründung für die Fokussierung auf Energieversorgungsunternehmen .....	67
3.2.	Rahmenbedingungen und Branchenstruktur der Elektrizitätswirtschaft .....	69
3.2.1.	Charakteristika des Produkts Strom .....	69
3.2.2.	Rahmenbedingungen der Energiewirtschaft.....	72
3.2.2.1.	Wirtschafts- und umweltpolitische Regulierung der systemrelevanten Elektrizitätsbranche .....	72
3.2.2.2.	Wirtschaftspolitische Veränderungen im Zuge der Liberalisierung.....	74
3.2.2.2.1.	Privatisierung.....	74
3.2.2.2.2.	Entflechtung (Unbundling).....	76
3.2.2.2.3.	Anreizregulierung .....	78
3.2.2.2.4.	Schaffung einer preiselastischen Nachfrage.....	81
3.2.2.2.5.	Etablierung organisierter Strommärkte .....	82
3.2.2.2.6.	Schaffung eines europäischen Elektrizitätsbinnenmarkts .....	84
3.2.2.3.	Umweltpolitische Regulierungen .....	85
3.2.2.3.1.	Ausstieg aus der Kernenergie .....	85
3.2.2.3.2.	Marktanreizprogramm .....	87
3.2.2.3.3.	Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG.....	88
3.2.2.3.4.	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz – KWKG .....	91
3.2.2.3.5.	CO <sub>2</sub> -Emissionshandel.....	93
3.2.2.3.6.	Energiesteuer .....	96
3.2.3.	Zusammenfassung der Rahmenbedingungen .....	98



3.3.	Die Wertschöpfungskette der Elektrizitätswirtschaft unter dem Einfluss sich wandelnder Rahmenbedingungen .....	100
3.3.1.	Struktur der Wertschöpfungskette .....	100
3.3.2.	Upstream: Primärenergiebeschaffung und Energieumwandlung .....	102
3.3.2.1.	Arten der Energieumwandlung.....	102
3.3.2.2.	Beschaffung der Primärenergie .....	104
3.3.2.2.1.	Anteil der Primärenergien an der Stromerzeugung und Importabhängigkeit...	104
3.3.2.2.2.	Reichweiten der Primärenergien .....	112
3.3.2.2.3.	Entwicklung der Primärenergiepreise .....	114
3.3.2.3.	Strom- und Wärmeerzeugung nach Primärenergieträgern .....	116
3.3.2.3.1.	Konventionelle Energieträger.....	117
3.3.2.3.2.	Regenerative Energieträger .....	120
3.3.3.	Midstream: Transport und Netzstabilität .....	127
3.3.3.1.	Transport: Übertragung und Verteilung .....	127
3.3.3.2.	Systemdienstleistungen: Gewährleistung der Netzstabilität.....	131
3.3.4.	Downstream: Energiebeschaffung und Vertrieb .....	134
3.3.4.1.	Aufgaben des Vertriebs .....	134
3.3.4.2.	Kategorisierung der Verbrauchergruppen .....	135
3.3.4.3.	Erstellung der Bedarfsprognose .....	137
3.3.4.4.	Strukturierte Strombeschaffung.....	139
3.3.4.5.	Großhandelspreise für Base- und Peakprodukte .....	141
3.3.4.6.	Strom- und Wärmepreis für Endverbraucher .....	143
<b>4.</b>	<b>Kosten des Emissionshandels für verschiedene Verfahren der Energieumwandlung.....</b>	<b>146</b>
4.1.	Erhöhung der Produktionskosten CO <sub>2</sub> -intensiver Anlagen .....	146
4.1.1.	Internalisierung einer neuen Kostenart.....	146
4.1.2.	Erfassung von CO <sub>2</sub> -Emissionsmengen.....	147
4.1.2.1.	Brennstoffbezogener Emissionsfaktor.....	147
4.1.2.2.	Produktbezogener Emissionsfaktor .....	150
4.1.2.3.	Produktbezogene Emissionsfaktoren in Abhängigkeit marktgängiger Wirkungsgrade.....	153
4.1.3.	Bewertung der Emissionen.....	155
4.1.3.1.	Kostenbestimmung nach dem Rechnungszweck.....	155
4.1.3.2.	Zeitpunkt der zweckmäßigen Marktpreisbestimmung .....	156
4.1.3.3.	Marktpreisentwicklung von Emissionszertifikaten und Höhe von Transaktionskosten .....	157
4.1.4.	Berechnung der Emissionskosten.....	159
4.2.	Bewertung von Reaktionsmöglichkeiten.....	161

4.2.1.	Identifikation von Handlungsalternativen .....	161
4.2.1.1.	Preis- und Mengenansatz zur Reduktion von Emissionskosten .....	161
4.2.1.2.	Anlagenaggregation zur sektorübergreifenden Potentialbestimmung von CO <sub>2</sub> - Mengenreduktionen .....	162
4.2.2.	Prozesse der Strom- und Wärmegewinnung .....	164
4.2.2.1.	Stromerzeugungsverfahren .....	164
4.2.2.2.	Parameter zur Erläuterung von Prozesscharakteristika .....	166
4.2.2.3.	Erläuterung thermischer Prozesse .....	171
4.2.2.3.1.	Clausius-Rankine-Kreisprozess – Dampfkraftprozess .....	171
4.2.2.3.2.	Joule-Prozess und in Kombination mit dem Clausius-Rankine-Prozess .....	175
4.2.2.3.3.	Geschlossene Kreisprozesse und motorische Verbrennung .....	177
4.2.2.3.4.	Wärmeauskopplung aus Großkraftwerken .....	180
4.2.2.4.	Prozessbeschreibung nicht-thermischer Kraftwerke .....	182
4.2.2.4.1.	Wasserkraftwerke .....	182
4.2.2.4.2.	Windkraftanlagen .....	187
4.2.2.4.3.	Photovoltaik .....	190
4.3.	Instrumente zur Entscheidungsunterstützung bei der Verfahrenswahl .....	193
4.3.1.	Hierarchische Gliederung der Planungsebenen in der Energiewirtschaft .....	193
4.3.2.	Kosten- und Erlösrechnung als geeignetes Teilsystem der erfolgszielorientierten Unternehmensrechnung für die mittelfristige Anlageneinsatzplanung .....	196
4.3.3.	Deckungsbeitragsrechnung zur Unterstützung der Anlageneinsatzplanung .....	200
4.3.3.1.	Trennung verursachungsgemäßer und fixer Gewinnanteile in den Verantwortungsbereichen .....	200
4.3.3.2.	Fixe Gewinnanteile .....	201
4.3.3.3.	Arbeitsabhängige variable Kosten .....	207
4.3.3.4.	Variable Erlöse .....	210
4.3.3.5.	Deckungsbeitragsrechnung .....	212
<b>5.</b>	<b>Modellierung der Einflüsse des Emissionshandels auf den Energiesektor .....</b>	<b>216</b>
5.1.	Analysemodell und Lösungsverfahren .....	216
5.1.1.	Planungsmodell zur Optimierung der Verfahrenswahl .....	216
5.1.1.1.	Zielfunktion .....	216
5.1.1.2.	Nebenbedingungen .....	218
5.1.2.	Verwendung des Simplex Algorithmus als Lösungsverfahren .....	223
5.1.3.	Iteratives Verfahren und Sensitivitätsanalyse zur Ermittlung des Zertifikatpreises und kurzfristiger volkswirtschaftlicher Konsequenzen .....	224
5.1.4.	Prognose langfristiger Auswirkungen des Emissionshandels mittels Szenarioanalyse .....	226
5.2.	Ergebnisse der Modellierung .....	228

5.2.1.	Optimierte Verfahrenswahl .....	228
5.2.1.1.	Ausnutzungsdauern und Produktionsmengen verschiedener Technologien .....	228
5.2.1.2.	Sensitivitätsanalyse bezüglich des Zertifikatpreises.....	232
5.2.2.	Der Zertifikatpreis als Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage .....	235
5.2.2.1.	Ermittlung der Nachfragekurve aus jährlichen Emissionsmengen.....	235
5.2.2.2.	Bestimmung des Angebots an Zertifikaten .....	237
5.2.2.3.	Schnittpunkt aus Angebots- und durchschnittlicher Nachfragekurve .....	238
5.2.3.	Weitere Auswertungen im kurzfristigen Planungshorizont.....	241
5.2.3.1.	Emissionsvermeidung, Emissionskosten und Vermeidungskosten.....	243
5.2.3.2.	Spezifische Emissionskosten und Anteil der Emissionskosten am Strompreis... 244	
5.2.3.3.	Entwicklung der Deckungsbeiträge.....	246
5.2.3.4.	Einfluss des Emissionshandels auf den Stromimportsaldo .....	249
5.2.3.5.	Erlössteigerung durch stärkeren Einsatz von KWK und Anhebung der Verbraucherpreise.....	250
5.2.3.6.	Importabhängigkeit bei Primärenergien .....	252
5.2.4.	Langfristige Auswirkungen des Emissionshandels .....	253
5.2.4.1.	Erweiterung der Untersuchung um Anlagenzu- und -rückbauten .....	253
5.2.4.2.	Entwicklung des Anlagenportfolios .....	253
5.2.4.2.1.	Investitionen in Kapazitätserweiterungen .....	253
5.2.4.2.2.	Zusammensetzung des deutschen Kraftwerksparks .....	256
5.2.4.2.3.	Anteile Erneuerbarer Energien und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen an der Gesamtkapazität .....	259
5.2.4.3.	Veränderung der Energieerzeugung und -versorgung.....	261
5.2.4.3.1.	Analyse der Stromerzeugung nach Primärenergieträgern.....	261
5.2.4.3.2.	Untersuchung der Wärmeproduktion nach Primärenergieträgern.....	264
5.2.4.3.3.	Primärenergieverbrauch und Effizienzsteigerung .....	265
5.2.4.3.4.	Entwicklung der Importquote und der Versorgungssicherheit.....	268
5.2.4.4.	Ökologische Effektivität und ökonomische Effizienz des Emissionshandels ....	270
5.2.4.4.1.	Zertifikatpreisentwicklung und Emissionsvermeidung.....	270
5.2.4.4.2.	Konsequenzen für die Kostenentwicklung und -zusammensetzung .....	273
5.2.4.4.3.	Resultierender Strompreis .....	275
5.2.4.4.4.	Erlöse und Gewinne des Energiesektors .....	279
<b>6.</b>	<b>Schlussfolgerungen.....</b>	<b>282</b>
6.1.	Zusammenfassung der Ergebnisse .....	282
6.2.	Kritische Würdigung und Ausblick auf weiteren Forschungsbedarf .....	286
	<b>Literaturverzeichnis.....</b>	<b>293</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Vorgehensweise und Kapiteleinteilung der Arbeit .....	8
Abbildung 2: Zielvereinbarungen der UN und Konkretisierung der EU und BRD .....	22
Abbildung 3: Klassifikation umweltpolitischer Instrumente.....	25
Abbildung 4: Makroplan 2008-2012: Verteilung der Emissionsberechtigungen.....	45
Abbildung 5: Die Zusammensetzung des Gesamtbudgets in der Handelsperiode 2008-2012.....	50
Abbildung 6: EU-weites CAP 2005 bis 2020.....	57
Abbildung 7: Ausgabe und Rückgabe der Emissionsberechtigungen.....	59
Abbildung 8: Banking und Borrowing.....	60
Abbildung 9: Abwicklung Verpflichtungs- und Verfügungsgeschäft.....	62
Abbildung 10: Elektronische Emissionshandelsregister .....	63
Abbildung 11: Einordnung von Strom in die unterschiedlichen Energieformen .....	70
Abbildung 12: Entflechtung (Unbundling) im deutschen Energiemarkt.....	77
Abbildung 13: Phasen der Anreizregulierung .....	79
Abbildung 14: Prognose der Stromerzeugung aus Kernkraftwerken.....	86
Abbildung 15: Grenzkostenbeeinflussung durch Emissionshandel in der Stromerzeugung.....	94
Abbildung 16: Strompreis und Produktionsmenge bei un- und elastischer Nachfrage.....	95
Abbildung 17: Zwischen 1990 und 2010 in Kraft getretene energiewirtschaftlich relevante Gesetze und Verordnungen.....	97
Abbildung 18: Wertschöpfungskette der Elektrizitätswirtschaft.....	101
Abbildung 19: Einteilung von großtechnischen Energieumwandlungsanlagen.....	103
Abbildung 20: Preisentwicklung konventioneller Energieträger 1991-2008 .....	115
Abbildung 21: Struktur der deutschen Strom- und Wärmeerzeugung nach Primärenergien .....	127
Abbildung 22: Europäisches Verbundnetz und Regelzonen deutscher Übertragungsnetze.....	128
Abbildung 23: Prognose über den Ausbau der Kuppelleitungskapazitäten bis 2050.....	130
Abbildung 24: Energiebeschaffung und -vertrieb .....	135
Abbildung 25: Stromnachfrage an Referenztagen je Monat im Jahr 2008 .....	138
Abbildung 26: Nachbildung einer fiktiven Lastprognose mit standardisierten Base- und Peak- Produkten .....	139
Abbildung 27: Preise und Volumen der EPEX Spot Stundenkontrakte im Jahr 2009.....	142
Abbildung 28: Jahresmittel der Strompreise an der EEX in den Jahren 2000 bis 2009.....	143
Abbildung 29: Entwicklung der Endverbraucherpreise für Strom und Wärme 1991-2008.....	144
Abbildung 30: Strompreiszusammensetzung für Endverbraucher in % und absolut.....	144
Abbildung 31: Produktbezogene Emissionsfaktoren in Abhängigkeit des Wirkungsgrads.....	154
Abbildung 32: Übersicht über mögliche Bewertungszeitpunkte.....	156
Abbildung 33: EUA-Preisentwicklung an der EEX seit Einführung des Emissionshandels .....	158
Abbildung 34: Anlagenspezifische Emissionskosten in Cent pro kWh <sub>el</sub> (k <sub>E</sub> ) in Abhängigkeit des Wirkungsgrads .....	160
Abbildung 35: Schematische Darstellung der wichtigsten Stromerzeugungsverfahren.....	165
Abbildung 36: Deckungsbeitragsrechnung des Energiesektors .....	213
Abbildung 37: Lösungsverfahren zur Bestimmung der Emissionsmenge .....	223
Abbildung 38: Vorgehensweise zur Ableitung des Zertifikatpreises und volkswirtschaftlicher Auswirkungen im kurzfristigen Planungshorizont.....	226
Abbildung 39: Vorgehensweise zur Ermittlung des Umbaus des Anlagenportfolios und langfristiger Auswirkungen .....	228

Abbildung 40: Ausnutzungsdauer nach Anlageneinsatzoptimierung im Szenario: 2009 mit Zertifikatpreis (EUA) von 15 € und 0 € .....	229
Abbildung 41: Strom- und Wärmeproduktion für Zertifikatpreis von 15 € im Jahr 2009 .....	231
Abbildung 42: Strom- und Wärmeproduktion in Abhängigkeit des Zertifikatpreises 2005 .....	233
Abbildung 43: Strom- und Wärmeproduktion in Abhängigkeit des Zertifikatpreises 2008 .....	234
Abbildung 44: Stromhandel in Abhängigkeit des Zertifikatpreises 2005 und 2008 .....	235
Abbildung 45: Jährl. Emissionsmengen in Abhängigkeit des Zertifikatpreises (2005-2012).....	236
Abbildung 46: Nachfragekurven nach Emissionsberechtigungen der ersten Handelsperiode .....	238
Abbildung 47: Nachfragekurven nach Emissionszertifikaten der zweiten Handelsperiode.....	239
Abbildung 48: Durchschnittl. Angebots- und Nachfragekurven 1. und 2. Handelsperiode.....	241
Abbildung 49: Jährliche Emissionskosten in Abhängigkeit des Zertifikatpreises .....	243
Abbildung 50: Durch Flexibilität in der Produktion eingesparte Emissionskosten .....	244
Abbildung 51: Spezifische Emissionskosten in Abhängigkeit des Zertifikatpreises .....	245
Abbildung 52: Anteil der Emissionskosten an Strompreis.....	245
Abbildung 53: Entwicklung der Deckungsbeiträge in Abhängigkeit des Zertifikatpreises .....	247
Abbildung 54: Entwicklung der Primärkosten in Abhängigkeit des Zertifikatpreises.....	248
Abbildung 55: Inländische Produktionsverdrängung durch Emissionshandel.....	249
Abbildung 56: Einfluss des Emissionshandels auf die Stromerzeugung in KWK-Anlagen .....	250
Abbildung 57: Einfluss des Emissionshandels auf den Anteil Erneuerbarer Energien in der Strom- und Wärmeerzeugung .....	251
Abbildung 58: Einfluss des Emissionshandels auf die Quote der Primärenergieimporte .....	252
Abbildung 59: Jährl. Investitionen bei stabilen (a) und steigenden (b) Primärenergiepreisen.....	254
Abbildung 60: Vergrößerter Auszug (ohne Szenario 4) aus vorangehender Abbildung.....	254
Abbildung 61: Jährliche Kapazitätserweiterungen in den 5 Szenarien bei stabilen Primärenergiepreisen (a) .....	256
Abbildung 62: Jährliche Kapazitätserweiterungen in den 5 Szenarien bei steigenden Primärenergiepreisen (b) .....	256
Abbildung 63: Entwicklung der abgeschriebenen und neuen Kapazitäten in Szenario 2a .....	257
Abbildung 64: Entwicklung der Gesamtkapazität bei stabilen Primärenergiepreisen (a).....	257
Abbildung 65: Entwicklung der Gesamtkapazität bei steigenden Primärenergiepreisen (b).....	258
Abbildung 66: Beschäftigungsentwicklung bei stabilen (a) und steigenden (b) Primärenergiepreisen .....	259
Abbildung 67: Anteil EE und KWK an elektrischer Gesamtkapazität bei stabilen Primärenergiepreisen (a) .....	260
Abbildung 68: Anteil EE und KWK an elektrischer Gesamtkapazität bei steigenden Primärenergiepreisen (b) .....	260
Abbildung 69: Stromproduktion nach Technologien bei stabilen Primärenergiepreisen (a) .....	262
Abbildung 70: Stromproduktion nach Technologien bei steigenden Primärenergiepreisen (b) .....	262
Abbildung 71: Zusammensetzung der jährlichen Stromproduktion bei stabilen Primärenergiepreisen (a) .....	263
Abbildung 72: Zusammensetzung der jährlichen Stromproduktion bei steigenden Primärenergiepreisen (b) .....	264
Abbildung 73: Wärmeproduktion nach Technologien bei stabilen Primärenergiepreisen (a) .....	265
Abbildung 74: Wärmeproduktion nach Technologien bei steigenden Primärenergiepreisen (b) .....	265
Abbildung 75: Primärenergieverbrauch bei stabilen Primärenergiepreisen (a) .....	266
Abbildung 76: Primärenergieverbrauch bei steigenden Primärenergiepreisen (b).....	267
Abbildung 77: Elektrische und gesamte Effizienz bei stabilen (a) und steigenden (b) Primärenergiepreisen.....	268

Abbildung 78: Entwicklung der Importquote exklusive und inklusive Stromimporte bei stabilen (a) und steigenden (b) Primärenergiepreisen .....	269
Abbildung 79: Versorgungssicherheit bei stabilen (a) und steigenden (b) Primärenergiepreisen .....	270
Abbildung 80: Entwicklung des Zertifikatpreises bei stabilen (a) und steigenden (b) Primärenergiepreisen.....	271
Abbildung 81: Jährliche Emissionsmenge und -vermeidung bei stabilen (a) und steigenden (b) Primärenergiepreisen.....	272
Abbildung 82: Spezifische Emissionsmenge bei stabilen (a) und steigenden (b) Primärenergiepreisen .....	273
Abbildung 83: Jährliche Emissionskosten bei stabilen (a) und steigenden (b) Primärenergiepreisen	274
Abbildung 84: Zusammensetzung der var. Kosten bei stabilen Primärenergiepreisen (a).....	275
Abbildung 85: Zusammensetzung der var. Kosten bei steigenden Primärenergiepreisen (b).....	275
Abbildung 86: Entwicklung des durchschnittlichen Strompreises bei stabilen (a) und steigenden (b) Primärenergiepreisen.....	276
Abbildung 87: Verhältnis der Emissions- und Primärenergiekosten sowie der gesamten variablen Kosten zu den Strompreisen bei stabilen (a) und steigenden (b) Primärenergiepreisen .....	278
Abbildung 88: Entwicklung des Strompreises im Verhältnis zu kurz- und langfristiger Preisuntergrenze bei stabilen Primärenergiepreisen (a) .....	279
Abbildung 89: Entwicklung des Strompreises im Verhältnis zu kurz- und langfristiger Preisuntergrenze bei steigenden Primärenergiepreisen (b) .....	279
Abbildung 90: Zusammensetzung der Erlöse bei stabilen Primärenergiepreisen (a).....	281
Abbildung 91: Zusammensetzung der Erlöse bei steigenden Primärenergiepreisen (b).....	281

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Zielvorgaben der Annex-I-Staaten (ohne Türkei und Weißrussland) aus dem Kyoto-Protokoll.....	14
Tabelle 2: Global Warming Potential (GWP) der Treibhausgase .....	15
Tabelle 3: Treibhausgasemissionen der EU und Zielvorgaben in CO <sub>2</sub> -Äquivalenten (ohne LULUCF) .....	16
Tabelle 4: Typische Merkmale ordnungsrechtlicher, ökonomischer und freiwilliger Instrumente .....	29
Tabelle 5: Vergleich der Wirkungsweisen ökonomischer Instrumente.....	37
Tabelle 6: CO <sub>2</sub> - und Treibhausgasemissionen (ohne Senken) nach Sektoren des NAP II.....	47
Tabelle 7: Anzahl der beteiligten Anlagen nach Tätigkeiten .....	49
Tabelle 8: Anlagenspezifische Zuteilungsmethoden.....	57
Tabelle 9: Quellen von Treibhausgasemissionen (in Äquivalenten) in Deutschland seit 1990 .....	67
Tabelle 10: Vergütungen für EEG-geförderte Anlagen .....	89
Tabelle 11: Zuschläge auf KWK-Strom nach § 7 KWKG für die Jahre 2002 bis 2010 .....	92
Tabelle 12: Ableitung der ökonomischen Bedeutung aus den Rahmenbedingungen .....	100
Tabelle 13: Primärenergieverbrauch und -gewinnung in Deutschland im Jahr 2007 .....	105
Tabelle 14: Stromerzeugung in Deutschland und weltweit nach Primärenergien.....	116
Tabelle 15: Stromproduktion und Stromaustausch mit den Nachbarländern im Jahr 2009 .....	129
Tabelle 16: Nettostrom- und Wärmeverbrauch Deutschland nach Verbrauchergruppen.....	136
Tabelle 17: Übersicht über die Methoden zur Ermittlung der Emissionsmenge.....	148
Tabelle 18: Brennstoffbezogene Emissionsfaktoren für Verbrennungsprozesse der Stromerzeugung.....	149
Tabelle 19: Produktbezogene Emissionsfaktoren nach Energieträger und Wirkungsgrad .....	153
Tabelle 20: Transaktionskosten an den wichtigsten Handelsplätzen .....	159
Tabelle 21: Anlagenspezifische Emissionskosten pro GWh <sub>el</sub> (k <sub>E</sub> ) .....	160
Tabelle 22: Anlageneinteilung und -anzahl in BRD gemäß Statistischem Bundesamt.....	164
Tabelle 23: Technische Daten Dampfkraftwerke.....	175
Tabelle 24: Technische Daten Gasturbinen- und GuD-Kraftwerke .....	177
Tabelle 25: Technische Daten von BHKWs und Paraboloid-Kraftwerken.....	180
Tabelle 26: Technische Daten von großen Heizkraftwerken .....	182
Tabelle 27: Technische Daten von Großwasserkraftwerken.....	186
Tabelle 28: Technische Daten von Windkraftwerksanlagen.....	190
Tabelle 29: Technische Daten von Photovoltaik- und Brennstoffzellen.....	193
Tabelle 30: Kosten- und Erlösarten von Anlagen der Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung .....	201
Tabelle 31: Investitionskosten verschiedener Anlagentypen .....	204
Tabelle 32: Szenarien der Szenarioanalyse .....	227
Tabelle 33: Eckdaten zu jährlichen Emissionsmengen und -kosten.....	236
Tabelle 34: Kennzahlen zu Auswirkungen des Emissionshandels.....	242

## Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
AM	Air Mass (Luftmasse)
Annex-I Staaten	Industrie- und Transformationsländer
BAFA	Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BImSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz: Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge
BImSchV	Verordnung zum Bundesimmissionsschutzgesetz
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BNA	Bundesnetzagentur
B/S/H	Bosch/Siemens/Hausgeräte
CDM	Clean Development Mechanism (Mechanismus für umweltverträgliche Entwicklung)
CER	Certified Emission Reductions
CH <sub>4</sub>	Methan
CHP-Plant	Combined Heat and Power Plant (Heizkraftwerk)
CI(G)S-Solarzellen	Solarzellen aus Kupfer-Indium-(Gallium)-Schwefel-Selen-Verbindungen
CITL	Community Independent Transaction Log
CO <sub>2</sub>	Kohlendioxid
CO	Kohlenmonoxid
COP	Conference of the Parties (Vertragsstaatenkonferenz)
DEHSt	Deutsche Emissionshandelsstelle
DEV 2012	Datenerhebungsverordnung 2012
EB	Emissionsberechtigungen
EEG	Erneuerbare-Energien Gesetz
EG-RegVo	EG-Register-Verordnung
EHKostV	Emissionshandel-Kostenverordnung
EHRL	EG-Emissionshandels-Richtlinie
EIT	Economies in Transition (Transformationsländer)
EnWG	Gesetzes über die Elektrizitäts- und Gasversorgung - Energiewirtschaftsgesetz
EPR	European Pressurized Reactor (Reaktortyp)
ERU	Emission Reduction Units
ET oder IET	(International) Emissions Trading ((Internationaler) Emissionshandel)
ETS	Emissions Trading System (Emissionshandelssystem)
EUA	EU Allowances
FKW/PFC	perfluorierte Kohlenwasserstoffe
GHG	Green House Gas (Treibhausgase)
GW	Gigawatt
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
GWP	Global Warming Potentials
GuD-Kraftwerk	Gas- und Dampfturbinenkraftwerk
HDR	Hot-Dry-Rock (Geothermische Technik zur Energiegewinnung aus trockenem heißen Gestein)
H-FKW/HFC	Teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe
HOB	Heat Only Boiler House (Heizwerk)
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change (Weltklimarat)
IPCC - AR	IPCC Assessment Reports (Sachstandsbericht)
ITL	International Transaction Log
JI	Joint Implementation (Gemeinsame Umsetzung)
KSpG	Kohlendioxid-Speicherungsgesetz



## XVII

kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG 2002	Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung
LULUCF	Land Use, Land-Use Change and Forestry (Senken)
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NEA	Nuclear Energy Agency (OECD-Kernenergie-Agentur)
NEO	Nuclear Energy Outlook (Bericht Kernenergieausblick 2008)
NMVOG	Non methane volatile organic compounds (flüchtige Kohlenwasserstoffe ohne Methan)
N <sub>2</sub> O	Distickstoffoxid
NO <sub>2</sub>	Stickstoffdioxid
NO <sub>x</sub>	Stickoxide
OECD	Organisation for Economic Co-Operation and Development
OPEC	Organization of Petroleum Exporting Countries (Organisation erdölexportierender Länder)
PR	Performance Ratio
ProMechG	Projektmechanismengesetz
ProMechGebV	Projekt-Mechanismen-Gebührenverordnung
RECLAIM Program	Regional Clean Air Incentives Market Program (Emissionshandelsprogramm in Kalifornien)
RMU	Removal Unit
SF <sub>6</sub>	Schwefelhexafluorid
SO <sub>2</sub>	Schwefeldioxid
STC	Standard-Test-Conditions (Standard-Testbedingungen)
TEHG	Treibhausgasemissionshandelsgesetz
UNEP	United Nations Environment Programme (Umweltprogramm der Vereinten Nationen)
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change (Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen oder UN-Klimasekretariat)
UmweltHG	Umwelthaftungsgesetz
WMO	World Meteorological Organisation
ZuG	Zuteilungsgesetz
ZuV	Zuteilungsverordnung

## Symbolverzeichnis

a	Aktuelle Planungsperiode
A	Senkrechte Anströmfläche der Rotoren
$\alpha$	Vergangene Perioden
$ANF_{n,r}$	Allgemeingültiger Annuitätenfaktor
$ANF_{n,WACC}$	Annuitätenfaktor mit WACC als Zinssatz
$A_{spez}$	Spezifische Personalstärke
b	Grenzkuppelstelle b ( $b = 1, 2, \dots, B$ )
BM	Emissionswert (Benchmark) je erzeugter Produkteinheit (z.B. in t CO <sub>2</sub> -Äquiv./MWh oder t CO <sub>2</sub> -Äquiv./t)
$BM_A$	Emissionswert (benchmark) je erzeugter Produkteinheit für Stromerzeugung (in t CO <sub>2</sub> -Äquiv./MWh)
$BM_g$	Emissionswert (benchmark) je erzeugter Produkteinheit für den Einsatz gasförmiger Brennstoffe (in t CO <sub>2</sub> -Äquiv./MWh)
$BM_Q$	Emissionswert (benchmark) je erzeugter Produkteinheit für Wärmeerzeugung (in t CO <sub>2</sub> -Äquiv./MWh)
$BM_s$	Emissionswert (benchmark) je erzeugter Produkteinheit für den Einsatz sonstiger Brennstoffe (in t CO <sub>2</sub> -Äquiv./MWh)
$BM_W$	Emissionswert (benchmark) je erzeugter Produkteinheit für Wellenarbeit (in t CO <sub>2</sub> -Äquiv./MWh)
Br	Brennstoffart
$c_p$	Leistungsbeiwert
$DB_{h,a}$	Deckungsbeitrag der Anlage h in Periode a
$DB_{i,a}$	Deckungsbeitrag der Anlage i in Periode a
$DB_{NIm}$	Deckungsbeitrag aus Stromhandel in UCTE
$D_{el,a}$	Stromnachfrage in Periode a
$D_{th,a}$	Wärmenachfrage in Periode a
E	Emissionsmenge
EB	Menge der Emissionsberechtigungen für die Zuteilungsperiode nach Anwendung der für die Anlage maßgeblichen Zuteilungsregel (in t CO <sub>2</sub> -Äquiv.)
EF	Erfüllungsfaktor für die Zuteilungsperiode für Anlagen nach Anhang 1, Nr. VI bis XVIII des TEHG
$EF_{Br}$	Brennstoffbezogener Emissionsfaktor
$EF_{el}$	Strombasierter Emissionsfaktor
$EF_{th}$	Wärmebasierter Emissionsfaktor
EK	Eigenkapital
$EM_{BP}$	Durchschnittliche jährliche Emissionen der Anlage in der Basisperiode
$Er_i, Er_h$	Variable Erlös aus Anlagen i und Anlagen h
f	Fallhöhe
FB	Fremdbezogene Strommenge
FK	Fremdkapital
g	Erdbeschleunigung
$G_{b,a}$	Gewinn aus dem Stromhandel in UCTE in Periode a
$G_{h,a}$	Gewinn aus Anlagen h in Periode a
$G_{i,a}$	Gewinn Anlage i in Periode a
$GT_p$	Gesamtanzahl der Tage der jeweiligen Zuteilungsperiode (Gesamttag)
$GWP_{THG}$	Global Warming Potential eines Treibhausgases
h	Heizwerk h ( $h = 1, 2, \dots, H$ )
$HW_{Br}$	Heizwert eines Brennstoffs
i	Kraft- oder Heizkraftwerk i ( $i = 1, 2, \dots, I$ )
$I_{ges}$	Gesamte Investitionskosten (€)
$I_{spez}$	Spezifische Investitionskosten (€/MW)
IuR	Instandhaltungs- und Reparaturkosten (%)

$K$	Kapazität der Anlage (z. B. in MWh pro Jahr oder t pro Jahr)
$K_A$	Kapazität der Nettostromerzeugung der KWK-Anlage (in MWh pro Jahr)
$k_A$	Personalkostensatz
$K_E$	Emissionskosten
$k_E$	Emissionskosten pro Outputeinheit
$k_{EK}$	Eigenkapitalkostensatz
$K_F$	Anlagenfixe Kosten
$K_{F,h,a}$	Fixe Kosten der Anlage h in Periode a
$k_{FK}$	Fremdkapitalkostensatz
$k_{F,sonst}$	Sonstige spezifische anlagenfixe Kosten (€/MW)
$K_{F_{Ver}}$	Kürzungsfaktor nach § 20 zur Erzielung des Berechtigungsaufkommens für die Veräußerung
$k_{OM,i}, k_{OM,h}$	Variable Betriebskosten der Anlage i und Anlage h
$k_P$	Preis für Primärenergien in €/kWh
$K_Q$	Kapazität der Nettowärmeerzeugung der KWK-Anlage (in MWh pro Jahr)
$K_{spezF,i,a}$	Spezifische Fixkosten der Anlage i in Periode a
$K_{spezF,h,a}$	Spezifische Fixkosten der Anlage h in Periode a
$K_{var,i}, K_{var,h}$	Variable Kosten der Anlage i und Anlage h
$K_W$	Kapazität der Nettoerzeugung von Wellenarbeit der KWK-Anlage (in MWh pro Jahr)
$M_{Br}$	Brennstoffmenge in Massen- oder Volumeneinheit
$Menge_{CO_2\text{Äqu}}$	Treibhausgasmenge in CO <sub>2</sub> -Äquivalenten
$Menge_{THG}$	Menge an Treibhausgasen
$n$	Nutzungsjahre
$NK$	Investitionsnebenkosten (%)
$\eta_{el}$	Elektrischer Wirkungsgrad
$\eta_{el,i}$	Elektrischer Wirkungsgrad der Anlage i
$\eta_{ges}$	Gesamtwirkungsgrad
$\eta_{th}$	Thermischer Wirkungsgrad
$\eta_{th,h}$	Thermischer Wirkungsgrad der Anlage h
$OF$	Oxidationsfaktor ( $OF = 1$ )
$P_{BP}$	Durchschnittliche jährliche Nettoproduktion der Anlage in der Basisperiode (in MWh pro Jahr)
$P_{BP-A}$	Durchschnittliche jährliche Nettostromproduktion der Anlage in der Basisperiode (in MWh pro Jahr)
$P_{BP-Q}$	Durchschnittliche jährliche Nettowärmeleistung der Anlage in der Basisperiode (in MWh pro Jahr)
$P_{BP-W}$	Durchschnittliche jährliche Nettoproduktion von Wellenarbeit der Anlage in der Basisperiode (in MWh pro Jahr)
$p_E$	Marktpreis eines Emissionszertifikats
$p_{EEG,i}$	EEG-Strompreisgarantie der Anlage i
$p_{el}$	Inländischer Strompreis (Großhandelspreis ohne Steuern, Konzessionen, Vertriebskosten, etc.)
$p_{el,AI}$	Strompreis im Ausland
$p_{el,AI,a}$	Ausländischer Strompreis in Periode a
$P_{el,b,a}$	Elektrische Leistung der Grenzkuppelstelle b in Periode a
$\bar{P}_{el,i}$	Maximales elektrisches Leistungspotential der Technologie i
$P_{el,i,a}$	Elektrische Leistung der Anlage i in Periode a
$P_{ges}$	Gesamtleistung
$p_{KWKG,i}$	KWKG-Zuschlag der Anlage i
$\bar{P}_{th,h}$	Maximales thermisches Leistungspotential der Technologie h
$P_{th,h,a}$	Thermische Leistung der Anlage h in Periode a
$p_{th}$	Wärmepreis (ohne Steuern, Konzessionen, Vertriebskosten, etc.)
$Q_T$	Turbinendurchfluss
$r$	Zinssatz
$\rho_L$	Dichte der Luft
$\rho_W$	Dichte des Wassers

$RT_1$	Anzahl der Tage von der Inbetriebnahme der Anlage bis zum Ende der Zuteilungsperiode (Resttage)
$S$	Standardauslastungsfaktor
$S_{spez}$	Spezifische Stilllegungskosten (€/MW)
$Sk$	Stromkennzahl (electricity-to-heat)
$st$	Steuersatz
$SV$	Stromverlust-Kennziffer (electricity-loss-ratio)
$\sigma$	Stromanteil ( $0 \leq \sigma \leq 1$ )
$\sigma_h$	Stromanteil der Anlage h
$\sigma_i$	Stromanteil der Anlage i
$t$	Ausnutzungsdauer einer Anlage
$\underline{t}_i$	Minimale Ausnutzungsdauer der Anlage i
$t_{i,a}$	Ausnutzungsdauer der Anlage i in Volllaststunden in Periode a
$t_{h,a}$	Ausnutzungsdauer der Anlage h in Volllaststunden in Periode a
$t_p$	Anzahl der Jahre der Zuteilungsperiode
THG	Treibhausgas
$\nu$	Verfügbarkeit ( $0 \leq \nu \leq 1$ )
$\nu_{b,a}$	Verfügbarkeit der Grenzkuppelstelle in Periode a
$\nu_{h,a}$	Verfügbarkeit der Anlage h in Periode a
$\nu_{i,a}$	Verfügbarkeit der Anlage i in Periode a
$\nu_0$	Windgeschwindigkeit
WACC	Weighted Average Cost of Capital
$W_{Br}$	Primärenergiemenge in kWh
$W_{el}$	Outputmenge Strom in kWh <sub>el</sub>
$W_{el, KWK}$	Outputmenge Strom bei KWK-Betrieb
$W_{el, ohne KWK}$	Outputmenge Strom ohne Wärmeauskopplung
$W_g$	Brennstoffenergie der eingesetzten gasförmigen Brennstoffe in den Jahren 2005 und 2006 (in MWh pro Jahr)
$W_k$	Wagniskosten (%)
$W_s$	Brennstoffenergie der eingesetzten sonstigen Brennstoffe in den Jahren 2005 und 2006 (in MWh pro Jahr)
$W_{NIm}$	Gehandelte Strommenge ( $W_{NIm} > 0 \rightarrow$ Nettostromimport, $W_{NIm} < 0 \rightarrow$ Nettostromexport)
$W_{th}$	Outputmenge Wärme in kWh <sub>th</sub>
$W_{th, KWK}$	Outputmenge Wärme bei KWK-Betrieb
$Z_{el,b,a}$	Elektrische Kapazitätserweiterung der Grenzkuppelstelle b in Periode a
$Z_{el,b,\alpha}$	Elektrische Kapazitätserweiterung der Grenzkuppelstelle b in den vergangenen Perioden $\alpha$
$Z_{el,i,a}$	Elektrische Kapazitätserweiterung der Anlage i in Periode a
$Z_{el,i,\alpha}$	Elektrische Kapazitätserweiterung der Anlage i in den vergangenen Perioden $\alpha$
$Z_{th,h,a}$	Thermische Kapazitätserweiterung der Anlage h in Periode a
$Z_{th,h,\alpha}$	Thermische Kapazitätserweiterung der Anlage h in den vergangenen Perioden $\alpha$
$\bar{Z}_{el,b,a}$	Gesamte Kapazitätserweiterung von Grenzkuppelstellen b in Periode a

# 1. Einleitung

## 1.1. Ausgangslage und Problemstellung

Die Bekämpfung des globalen Klimawandels und die Minderung seiner Folgen (z.B. Veränderungen in Ökosystemen, Extremwetterereignisse, Erhöhung des Meeresspiegels) gehören zu den zentralen Herausforderungen des 21. Jahrhunderts.<sup>1</sup> Deshalb fokussieren sich viele Klimaschutzprogramme auf die Reduktion des Treibhauseffekts,<sup>2</sup> der überwiegend auf den anthropogenen Ausstoß des Gases Kohlenstoffdioxid (über die Hälfte<sup>3</sup> der anthropogenen Treibhausgase) zurückzuführen ist.

Aufgrund der globalen Problemstellung dienen neben einem umfangreichen Mix an nationalen Instrumentarien, wie bspw. mit dem integrierten Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung verabschiedet,<sup>4</sup> bemerkenswerterweise erstmals auch internationale institutionelle Arrangements, wie die flexiblen Mechanismen aus dem Kyoto-Protokoll<sup>5</sup>, der Zielerreichung.<sup>6</sup> So wurde am 1. Januar 2005 der Emissionshandel auf Basis der „Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionsberechtigungen in der Gemeinschaft“<sup>7</sup> in Europa eingeführt.

Herzstück des auf ökonomischen Prinzipien basierenden Emissionshandels ist die Errichtung eines Marktes für ein bislang öffentliches Gut durch eine staatliche Verknappung der Resource und durch die Schaffung von Handelsmöglichkeiten. Den vom Emissionshandel erfassten Energieversorgungsunternehmen und energieintensiven Industrieunternehmen entstehen in Folge der Internalisierung Kosten für die Emission von CO<sub>2</sub>.<sup>8</sup> Da diese grenzkostenrelevant sind, wird das bislang freie Gut Umwelt zu einem entscheidungsrelevanten Parameter. Der auf Marktmechanismen basierende Emissionshandel macht im Gegensatz zu ordnungs-

---

<sup>1</sup> Auch z.B. EWI / Prognos (2005), BMWi (2006) und IEA (2008) bezeichnen die menschliche Rolle im Klimawandel und die Abhängigkeit der Welt von begrenzten fossilen Brennstoffen als große zukünftige Herausforderungen.

<sup>2</sup> Vgl. NAP 2008-2012, S. 22 f.

<sup>3</sup> Vgl. Dreher (2001), S. 1.

<sup>4</sup> Vgl. dazu auch die europäischen Richtungsentscheidungen des Europäischen Rats (2007), S.10-14.

<sup>5</sup> Vgl. zum Kyoto-Protokoll auch das Gesetz zum Protokoll von Kyoto vom 11. Dezember 1997 zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen (Kyoto-Protokoll) vom 27. April 2002, (BGBl. II, S. 966), UNFCCC (2009b) oder Kyoto-Protokoll Handbuch.

<sup>6</sup> Zum Zweck einer weltweiten Steuerung gelang mit einer auf Staatenebene international verbindlichen Zielvereinbarung, die in Kaskaden auf Wirtschaftssubjekte heruntergebrochen wurde, eine besonders enge Verzahnung von internationaler (Vgl. CEU (2005), S. 15f, Enquete-Kommission (2002), S. 74f oder Europäischer Rat (2007), S. 12.), nationaler (Vgl. NAP 2008-2012, S. 22 f und BMU (2008), S. 5.) und lokaler Politik.

<sup>7</sup> EG-Emissionshandels-Richtlinie - EHRL - Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates (ABl. EU 2003 L 275/32).

<sup>8</sup> Vgl. NAP 2008-2012, S. 19.

rechtlichen Instrumenten keine Vorgaben, sondern beeinflusst Unternehmensentscheidungen,<sup>9</sup> indem durch Einführung eines neuen Produktionsfaktors Kostenstrukturen verändert werden und so eine Verschiebung der Vorteilhaftigkeiten einzelner Handlungsalternativen stattfindet. Aus Sicht der politischen Entscheidungsträger ist deshalb interessant, ob mit dem eingeführten Instrument die vereinbarten Ziele erreicht werden können, was die Zielerreichung kostet, also welches Zertifikatpreises es für eine ausreichende Emissionsvermeidung bedarf, und welche volkswirtschaftlichen Konsequenzen<sup>10</sup> aus den gesetzten Anreizen resultieren.<sup>11</sup> Für betroffene Unternehmen hingegen bedeutet die Einführung des Emissionshandels einen enormen Anstieg der Produktionskosten beim Betrieb von CO<sub>2</sub>-intensiven Anlagen<sup>12</sup> und folglich einen veränderten Anlageneinsatz im Querverbund. In Folge dessen ergeben sich Potenziale für neue oder bisher unattraktive Technologien und das vor dem Hintergrund, dass in den kommenden 10 bis 15 Jahren in Deutschland und Europa wegen der Überalterung bestehender Anlagen (v.a. fossiler Kraftwerke) erhebliche neue Kraftwerkskapazitäten notwendig werden.<sup>13</sup> In den Fokus rücken neben der Produktionsplanung deshalb auch Investitionsentscheidungen in Abhängigkeit vom Preis für Emissionsberechtigungen und anderer Unsicherheiten aus dem politischen Regulierungsumfeld.

## 1.2. Stand der Forschung und Relevanz des Themas

Trotz eines aufgrund von starker interdisziplinärer Verschränkung erschwerten Zugangs verzeichnete die natürliche Umwelt in der Forschung in den vergangenen Jahren einen kontinuierlichen Bedeutungszuwachs.<sup>14</sup> So beschäftigen sich bspw. Natur- und Ingenieurwissenschaften<sup>15</sup> als auch die Volkswirtschaftslehre<sup>16</sup> und zunehmend die Politik- und Rechtswissenschaften

<sup>9</sup> Die Besonderheit des Emissionshandels ist die Flexibilität, die Unternehmen zur Vermeidung von Emissionen oder alternativ zum Kauf von Emissionsberechtigungen gelassen wird, um auf effiziente Weise klimaschädliche Emissionen an der günstigsten Stelle zu reduzieren. Vgl. Michaelis (1996), S. 31.

<sup>10</sup> Schließlich stehen politische Entscheidungsträger vor der Herausforderung, Kompromisse zwischen Interessengruppen aus Bevölkerung und Wirtschaft zu treffen und Lösungen für konfliktäre Ziele (bspw. Förderung der Umweltverträglichkeit und Bekämpfung des Klimawandels vs. Steigerung der Versorgungssicherheit, Wahrung der Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Volkswirtschaften und Verfügbarkeit von Energie zu erschwinglichen Preisen) zu finden. Vgl. Europäischer Rat (2007), S. 11.

<sup>11</sup> Umweltpolitische Instrumente werden nach den Kategorien ökologische Effektivität (Grad der ökologischen Zielerreichung) und ökonomische Effizienz beurteilt, zu denen die OECD 1994 einen Kriterienkatalog definierte. Vgl. OECD (1994) in Michaelis (1996), S. 35.

<sup>12</sup> Vgl. Fichtner (2005), Geleitwort.

<sup>13</sup> Fichtner (2005), S. 2 gibt einen Bedarf an Ersatzkapazitäten in Höhe von 40 GW an. In den nächsten Jahrzehnten gibt es einen größeren Erneuerungsbedarf an fossil befeuerten Kraftwerken. In Deutschland liegt er in der Größenordnung von 40.000 Megawatt, was 40 Großkraftwerken bzw. knapp 40% des heutigen Kraftwerksparks entspricht. Vgl. BMWA (2003), Vorwort.

<sup>14</sup> Vgl. Schmidt / Schorb (1995), S. V.

<sup>15</sup> Vgl. Dreher (2001), Fichtner (2005), Fleury (2005) und Rouvel / Schaefer (1993), Hofer (1994) und Tressner (2007).

ten<sup>17</sup> mit diesem Forschungsgebiet. Aus betriebswirtschaftlicher Perspektive wird das Themenfeld der Knappheit der natürlichen Umwelt vor allem mit dem verstärkten Einsatz umweltpolitischer Instrumente mit Marktmechanismen relevant. Basierend auf dem Prinzip der einzelwirtschaftlichen Optimierung beeinflussen ökonomische Umweltinstrumente Unternehmensentscheidungen mittels Anreizen. In Entscheidungsprozessen spielen die Bewertung von Handlungsalternativen und somit entscheidungsunterstützende Informationsinstrumente eine wichtige Rolle. Umso verwunderlicher ist es, dass die Abbildung der Emissionsberechtigungen in der Unternehmensrechnung noch weitestgehend ungeklärt ist. Während sich die Experten im externen Rechnungswesen noch uneinig sind<sup>18</sup> und die Ökobilanzierung noch vor grundsätzlichen methodischen Fragestellungen steht,<sup>19</sup> wird die Diskussion um die konkrete Erfassung in Kosten- und Investitionsrechnung<sup>20</sup> noch kaum aufgegriffen oder lässt Fragen der Bewertung offen.<sup>21</sup>

Darüber hinaus scheint auch die Frage nach der richtigen Entscheidungsgröße zur einzelwirtschaftlichen Optimierung nicht ausreichend geklärt zu sein. Wie bereits eingangs erwähnt sind die energieintensive Industrie und vor allem Energieversorgungsunternehmen von erhöhten Produktionskosten aus dem Emissionshandel betroffen. Auf Grund der Heterogenität von Industrieprozessen beschäftigen sich die wenigen Studien<sup>22</sup> zu den Konsequenzen des Emissionshandels überwiegend mit CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten in der Strombereitstellung. Abgesehen davon, dass der Aspekt der Kraft-Wärme-Kopplung und damit die Wärmeproduktion in Kuppelprozessen vernachlässigt werden, wäre die Verwendung des Kapitalwerts oder einer Annuitätenrechnung aussagekräftiger als CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten, da es sich bei den in den Studien untersuchten Maßnahmen zur CO<sub>2</sub>-Vermeidung um Investitionen und somit um die Bewertung mehrperiodiger Konsequenzen handelt.

---

<sup>16</sup> Zu Vergleich und Bewertung von umweltpolitischen Instrumenten vgl. Michaelis (1996), Ragwitz / Held / Resch / Faber / Huber / Haas (2006), Rennings / Rammer / Oberndorfer (2008) und Rogge / Schleich / Betz / Cozijnsen (2006).

Zu anderen volkswirtschaftlichen Fragestellungen im Kontext vgl. Brockmann / Stronzik / Bergmann (1999), Krewitt / Schlomann (2006) und Stoschek (2007).

<sup>17</sup> Vgl. Bals (2008), BMU (2005), BMU (2004), IPCC (2006), Hansjürgens / Gagelmann (2003) Ströbele (2005), Pohl (2001), Cames / Anger / Böhringer / Harthan / Schneider (2007), DEHSt (2004), European Environment Agency (2007) und FÖS-Memorandum (2004).

<sup>18</sup> Vgl. zur Bilanzierung nach HGB und zur Steuerbilanz: Rupp (2008), Völker-Lehmkuhl (2006) und Zimmermann (2006).

Vgl. zur Bilanzierung nach IFRS: Günther (2006), Leibfried / Eisele (2009) (zusätzlich nach Swiss GAAP FER), Lorson / Toebe (2008) (zusätzlich nach IDW HFA RS 15), Rupp (2008), Völker-Lehmkuhl (2006) und Zimmermann / Veith / Werner (2009) (zusätzlich Auswirkung der Bilanzierung auf den Kapitalmarkt).

<sup>19</sup> Vgl. Schmidt / Schorb (1995), S. V und Schmidt / Häuslein (1996).

<sup>20</sup> „Für Emissionsrechte ist die Abbildung im innerbetrieblichen Rechnungswesen noch ungeklärt. Es ist daher zu prüfen, welche Auswirkungen ein solches Marktsystem auf die Mechanismen der Kostenrechnung hat.“ Zimmermann / Veith (2007), S. 356.

<sup>21</sup> Vgl. Zimmermann / Veith (2007).

<sup>22</sup> Vgl. Fritsche / Rausch / Schmidt (2007), Geiger / Hardi / Brückl / Roth / Tzscheuschler (2004) und Vahlenkamp (2007).

Andere Studien<sup>23</sup> hingegen verwenden die noch weitverbreiteten Stromgestehungskosten (levelised cost methodology) für die Bewertung verschiedener Technologien, deren Konzept aus den Vorgaben der Regulierungsbehörden vor der Liberalisierung im Jahr 1998 stammt und einer Vollkostenrechnung entspricht. In Folge der Liberalisierung haben sich die Rahmenbedingungen für die Energieversorgung in Deutschland jedoch deutlich verändert.<sup>24</sup> Zwar ist aus der Zeit regulierter Staatsunternehmen mit Gebietsmonopolen eine Vielzahl an Daten öffentlich zugänglich, jedoch haben sich die relevanten Fragestellungen mit neuen Unternehmenszielen gewandelt, weshalb statisch ermittelte Stromgestehungskosten ohne Berücksichtigung relevanter Flexibilität, wie z.B. abweichende Produktionsmengen durch veränderten Anlagen-einsatz, ungeeignet erscheinen. Eine stärkere Wertorientierung zulasten eines Fokus auf Versorgungssicherheit, technischen Vorsprung oder Beschäftigungseffekten führt außerdem zu einer Ablösung bspw. kostenorientierter Steuerungsinstrumente (z.B. cost-of-service oder cost-of-return regulation) zu Gunsten von Gewinn- und Kapitalwertgrößen.<sup>25</sup>

Zu den ungelösten Fragestellungen der Messung der aktuellen Belastungshöhe durch den Emissionshandel und der Bestimmung der richtigen Entscheidungsgröße kommt erschwerend hinzu, dass die Informationsgrundlage für die Bewertung der Handlungsalternativen im liberalisierten Strommarkt von einer höheren Anzahl an Unsicherheiten geprägte ist. Nicht mehr gegebene Preisgarantien,<sup>26</sup> aufgehobene Demarkationsverträge, historisch hohe Volatilitäten und Höchststände bei fossilen Brennstoffpreisen und eine zunehmend fluktuierende Einspeisung ins Stromnetz<sup>27</sup> durch den umweltpolitisch gelenkten Umbau des deutschen Anlagenportfolios<sup>28</sup> erfordern eine Steuerung der damit einhergehenden Chancen und Risiken<sup>29</sup> sowie auf aktuellen Daten basierende Prognosen. Historisch gewachsene Strukturen des bestehenden Kraftwerksparks, das national geprägte politisch-regulatorische Umfeld<sup>30</sup> und geographisch

---

<sup>23</sup> Vgl. Aacken van / Ellmer / Frometa (2001), Hardi (2003) und Schneider (1998).

<sup>24</sup> Vgl. Monopolkommission (2009).

<sup>25</sup> "IEA/NEA (2005) reckons for instance that "[the levelised cost] methodology for calculating generation costs does not take business risks in competitive markets adequately into account" and that "it needs to be complemented by approaches that account for risks in future costs and revenues"." Vgl. Roques / Nuttall / Newbery (2006), S. 5.

<sup>26</sup> Vgl. zu Preisrisikomanagement im liberalisierten deutschen Strommarkt Borgmann (2004).

<sup>27</sup> Heinzow / Tol / Brümmer (2005) beschäftigen sich mit ökologischen und ökonomischen Konsequenzen aus einem Ausbau der Offshore-Windstromerzeugung in der Nordsee, Wagner (2007) unternimmt den Versuch Regenerativ-Kraftwerke den typischen Lastbereichen zuzuordnen, Roques / Hiroux / Sagan (2009) versuchen die Windnutzung in Europa durch geographische Diversifikation zu optimieren und Yu / Jamsab / Pollitt (2008) untersuchen Wettereffekte auf Kosten und Qualität der Leistung von britischen Elektrizitätsunternehmen.

<sup>28</sup> Vgl. zu Studien eines politisch induzierten Umbaus des deutschen Kraftwerksparks BMU (2004), BMWi (2007) und Enquete-Kommission (2002).

<sup>29</sup> Vgl. zu Flexibilität und Hedging – Realoptionen in der Elektrizitätswirtschaft Amend (2000).

<sup>30</sup> Bspw. wird die Debatte um den Atomkraftausstieg in kaum einem anderen europäischen Land in vergleichbarer Weise geführt. Außerdem unterscheiden sich Förderhöhen für Erneuerbare Energien und für Kraft-Wärme-Kopplung.



bedingte Differenzen in den verfügbaren Investitionsoptionen erschweren die Verwendung von Forschungsergebnissen aus anderen Ländern<sup>31</sup>.

Selbst für eine Übertragung von Forschungsmethoden auf deutsche Datensätze schränkt sich das Feld stark auf Studien aus Ländern mit Emissionshandel und einer liberalisierten Energiebranche ein. Die Betriebswirtschaftslehre bietet für ein effektives Risikomanagement mit Sensitivitätsanalyse, Szenarioanalyse, Simulation und Realoptionen geeignete Instrumente an, erörtert ihre Anwendung jedoch nicht im Kontext des Emissionshandels, und es lassen sich kaum Studien mit Auswertungsergebnissen finden. Bspw. bewerten Roques/Nuttall/Newbery (2006) Investitionen in Grundlastkraftwerke unter Unsicherheit mit einer Monte-Carlo-Simulation.<sup>32</sup> Es werden aber fixe CO<sub>2</sub>-Zertifikatpreise verwendet.<sup>33</sup> Emissionszertifikate unterscheiden sich in ihrem Funktionsmechanismus von länger existierenden Steuerungsinstrumenten (bspw. Abgaben oder Fördermittel) aber ausgerechnet in der Unvorhersehbarkeit ihrer Preisentwicklung und Volatilität.<sup>34</sup> Für Unternehmen ist es deshalb wichtig, die Sensitivität ihrer Entscheidungsgrößen auf Schwankungen in den Emissionskosten zu kennen.

Des Weiteren wird in der Mehrheit der Studien außer von fixen Zertifikatpreisen auch von gegebenen Anlagenausnutzungsdauern und einer festen Zuordnung von Anlagentypen zu Lastprofilen ausgegangen.<sup>35</sup> Es existieren zwar bottom-up energy system models<sup>36</sup>, die den Energiesektor unter techno-ökonomischen Aspekten abbilden und sich für eine Simulation von Veränderungen bei Anlagenausnutzungsdauern oder Kapazitätserweiterungen eignen.<sup>37</sup> Eine Anwendung dieser Modelle zur Bewertung des Europäischen Emissionshandelssystems unter Berücksichtigung seiner Charakteristika und unter Verwendung der tatsächlichen Emissionsobergrenze konnte jedoch nicht gefunden werden, obwohl der Emissionshandel genau an den Produktionsentscheidungen über die Anlagenfahrweise regulierend ansetzt. Auf einen

---

<sup>31</sup> Laurikka / Koljonen (2005) beschäftigen sich mit den Auswirkungen des Emissionshandels auf Investitionsentscheidungen des finnischen Stromsektors. Roques / Nuttall / Newbery / Neufville (2005) kalkulieren für Belgien, Finnland, Frankreich, Großbritannien und USA die Option der Absicherung gegen Gas- und CO<sub>2</sub>-Preisrisiken mittels Stromerzeugung aus Kernenergie. Islegen / Reichelstein (2009) untersuchen die Rentabilität der Vermeidungstechnologie Carbon Capture and Storage bei Einführung einer CO<sub>2</sub>-Steuer in den USA und bilden damit keine Preisrisiken eines Emissionshandels ab.

<sup>32</sup> Vgl. zur Verwendung eines Mean-Variance Portfolios zur Diversifikation von Brennstoffpreisrisiken Roques / Newbery / Nuttall (2006).

<sup>33</sup> So bspw. außerdem BMU (2007a), S. 180 und Roth (2008), S. 95 f.

<sup>34</sup> Vgl. dazu Zimmermann / Veith (2007) und Ockenfels (2007).

<sup>35</sup> Bspw. Islegen / Reichelstein (2009), Roques (2006), Roques / Nuttall / Newbery (2006), Geiger / Hardi / Brückl / Roth / Tzscheutschler (2004), Sirikum / Techanitisawad / Kachitvichyanukul (2007) und Sirikum / Techanitisawad (2006).

<sup>36</sup> Typische Vertreter von Bottom-Up-Modellen sind die Energiesystemmodelle EFOM, MARKAL, MESSAGE, IKARUS und PERSEUS. Vgl. Dreher (2001), S. 41 und Forum (1999 und 2005). Im Gegensatz dazu gibt es auch Top-Down-Modelle, zu denen bspw. die Energiewirtschaftsmodelle PANTA-RHEI, LEAN sowie GEM-E3 zählen und bei denen die makroökonomischen Zusammenhänge zwischen Energiesektor und der übrigen Volkswirtschaft im Vordergrund stehen. Vgl. Dreher (2001), S. 40 und Forum (1999 und 2005).

<sup>37</sup> Vgl. Dreher (2001), S. 43.

angepassten Anlageneinsatz folgt außerdem eine veränderte Emissionshöhe und somit Nachfrage nach Zertifikaten. Gemäß den Preismechanismen nach Angebot und Nachfrage zieht der geänderte Bedarf an Zertifikaten auch einen neuen Zertifikatpreis nach sich, weshalb exogen gegebene Emissionskosten in Studien<sup>38</sup> kritisch zu betrachten sind.

Aus den genannten Gründen kann gefolgert werden, dass das erst seit 1. Januar 2005 in der Bundesrepublik Deutschland in Kraft getretene Europäische Emissionshandelssystem ein noch wenig erforschtes ökonomisches Instrument darstellt,<sup>39</sup> dessen Konsequenzen für die Volkswirtschaft und betroffenen Unternehmen noch nicht hinreichend untersucht worden sind. Die Bewertung des Europäischen Emissionshandelssystems als geeignete Klimaschutzpolitikmaßnahme stellt deshalb eine noch nicht ausreichend geschlossene Forschungslücke dar.

### **1.3. Zielsetzung und Vorgehensweise der Arbeit**

Ausgehend von der oben dargestellten Problemstellung und der Forschungslücke ist es Ziel dieser Arbeit, die Bewertung von umweltpolitischen Instrumenten hinsichtlich ihrer kurz- und langfristigen Auswirkungen aufzuzeigen sowie die Beeinflussung der Vorteilhaftigkeit einzelner Handlungsalternativen von Wirtschaftssubjekten durch den Staat darzustellen. Der Fokus liegt dabei auf dem Emissionshandel und dessen Effekten auf Produktions- und Investitionsentscheidungen der Strom- und Wärmeerzeugung. Aus den Verschiebungen von Anlageneinsatzdauern und der Umstrukturierung des deutschen Anlagenportfolios resultieren einerseits modifizierte Kosten-, Erlös- und Gewinnentwicklungen für den Energiesektor und andererseits Veränderungen der Primärenergieimportquote, des Stromimportsaldos, der Versorgungssicherheit, der Effizienz der Strom- und Wärmeerzeugung sowie des Strompreises. Eine Prognose dieser Konsequenzen sowie der ökologischen Effektivität und ökonomischen Effizienz des Emissionshandels soll unter Berücksichtigung unsicherer Preisentwicklungen bei Primär- und Endenergieträgern sowie politischer Unsicherheiten wie bspw. Kernenergieausstieg, Erweiterung des europäischen Binnenmarkts und Förderprogrammen für Erneuerbare Energien in verschiedenen Szenarien bis zum Jahr 2020 erfolgen.

Ausgehend von einer entscheidungsrelevanten Informationsbasis gilt es, eine Methode zu entwickeln, die die Rahmenbedingungen sowohl des liberalisierten Strommarkts als auch des Wärmemarkts in der Modellierung adäquat abbildet und somit Prognosen über die Implikati-

---

<sup>38</sup> Bspw. BMU (2007a), S. 180, Roth (2008), S. 95 f. und Roques / Nuttall / Newbery (2006), S. 9.

<sup>39</sup> Vgl. NAP 2008-2012, S. 4.

onen der politischen Maßnahmen auf das bestehende Energieversorgungssystem zulässt. Dementsprechend werden mit Hilfe der linearen Programmierung<sup>40</sup> die gewinnmaximierenden Anlagenausnutzungsdauern und der optimale Zubau von Kraftwerkskapazitäten in den einzelnen Jahren des Betrachtungszeitraums unter Einhaltung von Kapazitätsrestriktionen, Befriedigung der Nachfrage und des Angebots an Emissionszertifikaten modelliert. Dabei stellt der Preis für eine Emissionsberechtigung, dessen Variabilität in einer Sensitivitätsanalyse Rechnung getragen wird, einen endogenen Bestandteil des Modells dar, da er sich am Markt aus Angebot und Nachfrage ergibt. Aber auch die Nachfrage nach CO<sub>2</sub>-Zertifikaten ist Ergebnis der im Modell optimierten Produktionsmengen je Primärenergieträger und Anlagentyp.

Zur Erfüllung der Zielsetzung der Arbeit werden, wie Abbildung 1 erläutert, in Kapitel 2 die verbindlichen internationalen Klimaziele aus dem Kyoto-Protokoll, die daraus abgeleiteten europäischen und nationalen Reduktionsverpflichtungen in CO<sub>2</sub>-Äquivalenten und die klimapolitischen Aussichten für den Zeitraum nach 2012 geschildert. Im nächsten Schritt folgt eine Beschreibung verfügbarer Instrumente des umweltpolitischen Lenkungssystems anhand ihrer Grundprinzipien und Wirkungsweisen.

Anschließend werden die internationalen, flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls behandelt, deren maßgebliche Grundsätze, Modalitäten, Regeln und Leitlinien von der UN-Klimakonferenz den Vertragsparteien (bzw. der EU) zur Ausgestaltung offen gelassen wird. Im Folgenden werden deshalb der vereinbarte Rechtsrahmen, die Bestimmung der Obergrenzen und des Angebots an Emissionsberechtigungen, die betroffenen Anlagen, das Allokationsverfahren sowie die organisatorische Abwicklung des Europäischen Emissionshandels geschildert.

---

<sup>40</sup> Der Vorteil der linearen Programmierung liegt in standardisierten mathematischen Lösungsalgorithmen, die grundsätzlich eine optimale Lösung finden und deren Anwendung auf die Kraftwerksausbauplanung mit der Entwicklung immer leistungsfähigerer Rechnersysteme möglich wurde. Zwar begrenzt sie die Modellierungsmöglichkeiten auf lineare Gleichungssysteme und weist eine exponentielle Zunahme der Rechenzeit mit steigender Anzahl an Variablen als Nachteil auf, dennoch nutzen die meisten volkswirtschaftlich integrierten Energiemodelle bzw. Modelle zur Kraftwerksausbauplanung Verfahren der linearen oder gemischt-ganzzahlig-linearen Programmierung (bspw. TIMES des IER Stuttgart, GEMS und Nachfolgemodelle am EWI Köln). Vgl. Roth (2008), S. 14-16.

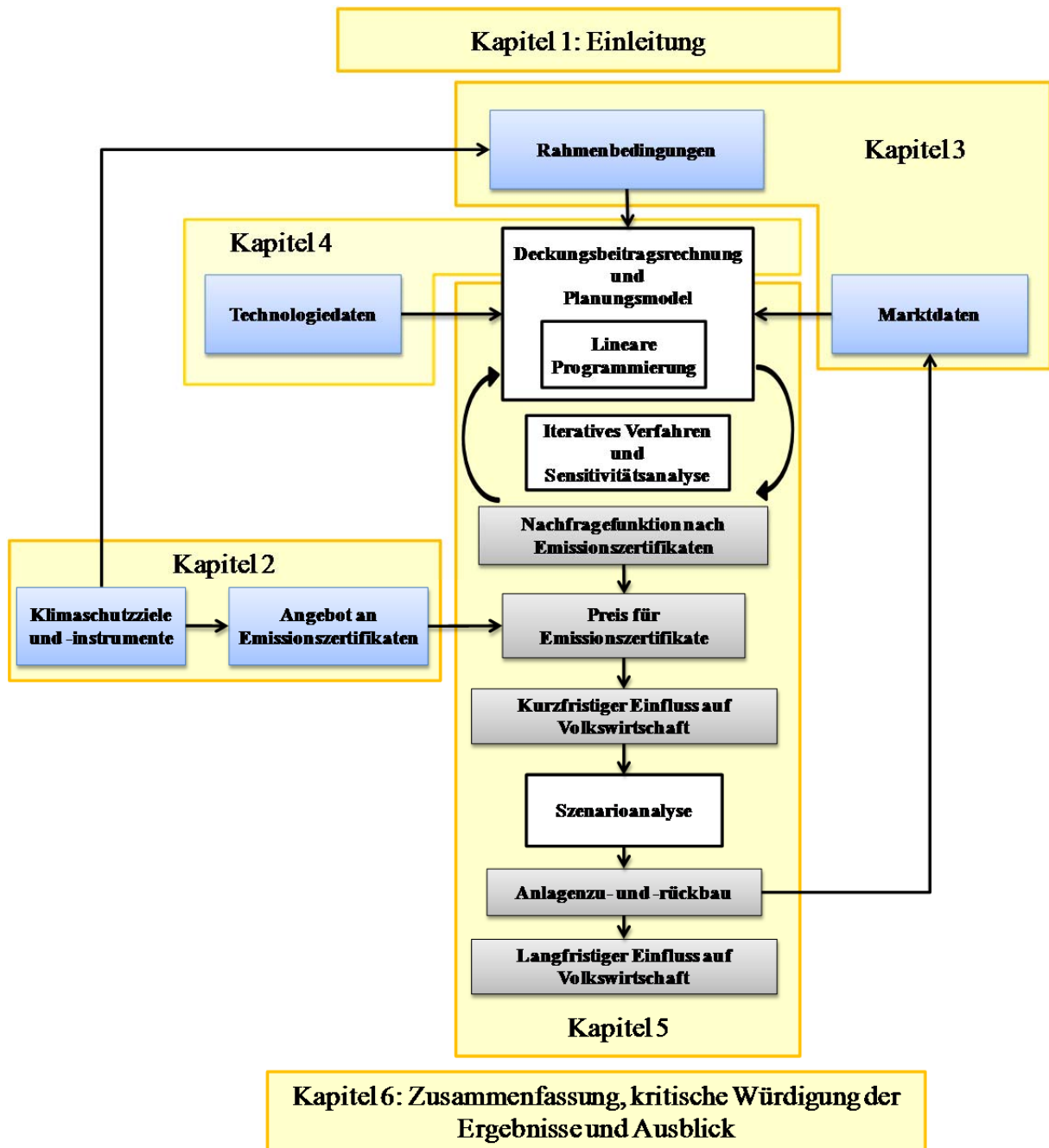


Abbildung 1: Vorgehensweise und Kapiteleinteilung der Arbeit<sup>41</sup>

Da im Jahr 2008 66 %<sup>42</sup> der am Emissionshandel teilnehmenden Anlagen dem Energiesektor angehören und diese einer geringeren Produkt- und Prozessvielfalt unterliegen als die Industrie, wird der Fokus im Folgenden auf die Energiewirtschaft eingeschränkt. In Kapitel 3 können damit die sektorspezifischen Rahmenbedingungen (Marktdesign) für die Modellierung der Problemstellung aus den Charakteristika der Endprodukte sowie dem wirtschafts- und umweltpolitischen Regulierungsumfeld abgeleitet werden. Entlang der Wertschöpfungskette

<sup>41</sup> Eigene Darstellung.

<sup>42</sup> Vgl. Tabelle 7 in Kapitel 2.3.2.

werden anschließend in einer Marktanalyse die relevanten Parameter (Marktdaten) für die ökonomische Optimierung erhoben.

In Kapitel 4 werden Handlungsalternativen für Unternehmen für eine geeignete Reaktion auf das neueingeführte Regulierungsinstrument Emissionshandel identifiziert und bewertet. Dafür bedarf es zunächst einer gesonderten Erhebung der neuen Kostenart im innerbetrieblichen Rechnungswesen und einer Erläuterung verschiedener Energieumwandlungsprozesse sowie Technologien, um anschließend für eine optimale Verfahrenswahl einen verursachungsgerechten Ausweis der Emissionskosten als gesonderte Kostenart je Anlage zu gewährleisten. Darauf aufbauend dient eine um eine Annuitätenrechnung erweiterte Deckungsbeitragsrechnung, in die die zuvor ermittelten technischen, finanziellen und sonstigen relevanten Daten des deutschen Elektrizitätsmarkt einfließen, als entscheidungsunterstützendes Instrument der Produktions- und Investitionsplanung.

Nachdem die Informationsgrundlage geschaffen ist, setzt in Kapitel 5 darauf ein integriertes Produktions- und Investitionsplanungsmodell auf, das die Rahmenbedingungen und Marktstrukturen aus Kapitel 3 in Zielfunktion und Nebenbedingungen berücksichtigt. Mit Hilfe der Linearen Programmierung wird das Modell in einem iterativen Verfahren zunächst im kurzfristigen Horizont und anschließend im langfristigen Horizont gelöst. Im kurzfristigen Planungshorizont steht der gewinnmaximierende Anlageneinsatz zur Befriedigung der Nachfrage bei gegebener Zertifikatmenge im Vordergrund. Im nächsten Schritt wird das Modell um die Möglichkeit von Kapazitätserweiterungen und somit um eine längerfristige Perspektive ergänzt, um in verschiedenen Szenarien die Entwicklung des deutschen Anlagenparks und die Konsequenzen des Emissionshandels auf volkswirtschaftliche Ziele zu prognostizieren.

Abschließend findet in Kapitel 6 eine Zusammenfassung und kritische Würdigung der Ergebnisse statt. Darüber hinaus wird ein Ausblick auf zukünftige politische Entscheidungsoptionen und Entwicklungen in der Energiebranche gegeben.

## **2. Internationale Initiativen und nationale Umweltpolitik für den Klimaschutz**

### **2.1. Verbindliche Klimaziele und klimapolitische Verpflichtungen**

#### **2.1.1. Der anthropogene Klimawandel**

Seit Jahren beschäftigen sich Wissenschaftler mit der Frage, inwieweit der Mensch durch seine Existenz und sein Verhalten die Umwelt und damit die Erde beeinflusst.<sup>43</sup> Der negative Einfluss des Menschen auf das Klima stand dabei besonders in der Diskussion. Zwar argumentieren Kritiker, dass es schon häufiger Veränderungen des Klimas in der Geschichte der Erde gab, die ohne menschliches Handeln eingetreten sind. Bei dieser Argumentation wird aber der Aspekt vernachlässigt, dass sich in der Vergangenheit vergleichbare Klimaveränderungen über mehrere hunderte von Jahren einstellten, während der aktuelle Klimawandel vor allem in den letzten Jahrzehnten stattfand und sich mit der Zeit zunehmend verschärft.

Aus diesem Grund wurde vom Umweltprogramm der Vereinten Nationen (UNEP) und der World Meteorological Organisation (WMO) eine zwischenstaatliche Arbeitsgruppe von Wissenschaftlern, das Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC – Weltklimarat) gegründet. In regelmäßigen Abständen erstellt und veröffentlicht das IPCC Sachstandsberichte (IPCC Assessment Reports – AR) zur Klimavariabilität aus Erkenntnissen der Wissenschaft im Konsens mit politischen Vertretern aller teilnehmenden Länder.<sup>44</sup> Die Berichte dienen der Untermauerung von politischen Grundsatzentscheidungen und Empfehlungen.<sup>45</sup> So wurde beispielsweise im Sachstandsbericht von 2001 bekannt gegeben, dass die mittlere globale Lufttemperatur in den letzten 100 Jahren um 0,4 bis 0,8 °C zugenommen hat. Die letzten Jahre zählen davon zu den wärmsten seit 1861, dem Beginn der regelmäßigen Temperatureaufzeichnungen in Deutschland.<sup>46</sup>

Als Folgen einer Klimaerwärmung werden in den Sachstandsberichten des IPCC steigende Meeresspiegel, schmelzende Gletscher, Verschiebung von Klimazonen, Vegetationszonen und Lebensräumen, veränderte Verteilung von Niederschlägen, stärkere oder häufigere Wetterextreme wie verheerende Stürme, Überschwemmungen, Dürren und Waldbrände, Ausbreitung von Parasiten und tropischen Krankheiten, Trinkwasser- und Hungersnöte sowie mehr Umweltflüchtlinge prognostiziert.<sup>47</sup> Die Bedrohungen des zu erwartenden Temperaturanstiegs resultieren aus einer schnelleren Klimaänderung als eine Anpassung ohne Schäden an den

---

<sup>43</sup> Vgl. hierzu und im Folgenden auch Fichtner (2005), S. 1 und 7 ff.

<sup>44</sup> Vgl. Konstantin (2009), S. 116.

<sup>45</sup> Vgl. Keppler (2005), S. 8.

<sup>46</sup> Vgl. NIR (2007), S. 48f.

<sup>47</sup> Vgl. IPCC (2001) und Krewitt / Schlomann (2006), S. 10 ff.

Ökosystemen und der menschlichen Zivilisation erfolgen kann.<sup>48</sup> Die internationale Staatengemeinschaft hat den Klimawandel deshalb als eine der größten globalen Herausforderungen anerkannt. Konsens ist es, den globalen Temperaturanstieg auf ein Niveau von weniger als 2 °C gegenüber der vorindustriellen Zeit zu begrenzen.<sup>49</sup>

Als eine Ursache der Klimaerwärmung wird die Konzentrationszunahme der Treibhausgase<sup>50</sup> in der Atmosphäre gesehen. Seit Beginn der Industrialisierung stiegen als Folge menschlicher Aktivitäten die Konzentrationen von Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) um ca. 30 %, von Methan (CH<sub>4</sub>) um 145 % und von Distickstoffoxid (N<sub>2</sub>O) um 15 % weltweit. Zusätzlich gelangen in der Natur kaum vorkommende Stoffe wie Fluorchlorkohlenwasserstoffe (FCKW), Halone, vollfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW), teilfluorierte Kohlenwasserstoffe (HFKW) und Schwefelhexafluorid (SF<sub>6</sub>) vermehrt in die Atmosphäre.<sup>51</sup> Die anhaltende Zunahme der Treibhausgase lässt keine gegenteilige Prognose als einen weiteren Anstieg der Temperaturen in den nächsten Jahren zu. Es existieren sogar Befürchtungen, dass die globale Erwärmung ohne Gegenmaßnahmen in den nächsten 20 Jahren zwischen 3 und 5°C liegen könnte.<sup>52</sup>

### **2.1.2. Internationale Konventionen zur Klimastabilität**

Zur Vermeidung schwerwiegender Auswirkungen eines Klimawandels ist eine Reduktion des Ausstoßes von Treibhausgasen mittels einer langfristigen Klimaschutzpolitik nötig.<sup>53</sup> Der Ausschuss des IPCC, der der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (United Nations Framework Convention on Climate Change - UNFCCC) beigeordnet ist, beschäftigt sich deshalb neben der Bewertung von Risiken insbesondere auch mit der Entwicklung von Vermeidungsstrategien.<sup>54</sup> Die Klimarahmenkonvention wiederum ist eine Vereinbarung von Handlungsmaßnahmen in der Staatengemeinschaft und eine Grundlage für Klimaschutzverhandlungen im Rahmen der Vertragsstaatenkonferenz (Conference of the Parties - COP).<sup>55</sup>

Mit der Annahme der Klimarahmenkonvention in Rio de Janeiro (3. bis 14. Juni 1992) sowie der Ratifizierung des Protokolls zur Emissionsminderung von Treibhausgasen in Kyoto am

---

<sup>48</sup> Vgl. NIR (2007), S. 49.

<sup>49</sup> Vgl. Rogge / Schleich / Betz / Cozijnsen (2006), S. 3.

<sup>50</sup> Treibhausgase lassen die von der Sonne (vor allem im sichtbaren, kurzwelligen Bereich) auf die Erde fallende, energiereiche Strahlung nahezu ungehindert passieren, absorbieren aber teilweise die im Gegenzug von der erwärmten Erde ausgehende langwellige Strahlung im infraroten Bereich. Zur Rückkehr von einem energetisch angeregten Zustand in den ursprünglichen Grundzustand, senden sie Wärmestrahlung gleichwertig in alle Raumrichtungen und damit zu einem erheblichen Anteil auch zurück zur Erdoberfläche aus (thermische Gegenstrahlung). Vgl. NIR (2007), S. 48f.

<sup>51</sup> Vgl. NIR (2007), S. 41.

<sup>52</sup> Vgl. Zu diesem Kapitel auch NIR (2007).

<sup>53</sup> Vgl. NAP 2008-2012, S. 22 f.

<sup>54</sup> Vgl. Konstantin (2009), S. 116.

<sup>55</sup> Vgl. hierzu und im Folgenden auch Fichtner (2005), S. 7 ff.

11. Dezember 1997 und dem Inkrafttreten am 16. Februar 2005<sup>56</sup> wurden erste wichtige Schritte zum internationalen Klimaschutz mit bindendem Charakter eingeleitet. Demnach sind alle Vertragsstaaten zur Ausarbeitung von nationalen Programmen zur Verringerung von Treibhausgasemissionen und regelmäßiger Berichtserstattung (z.B. Nationaler Inventarbericht zum deutschen Treibhausgasinventar) verpflichtet. Das Kyoto-Protokoll sieht außerdem rechtlich verbindlich Obergrenzen an Treibhausgasemissionen für Industrie- und Transformationsländer (Annex-I-Länder<sup>57</sup>) sowie internationale, marktwirtschaftliche Umsetzungsmechanismen zur Einbeziehung nicht staatlicher Akteure vor. Die vereinbarten individuellen Minderungsziele der Annex-I-Länder beziehen sich auf den Zeitraum 2008 bis 2012, um unkontrollierbare jährliche Emissionsschwankungen, z.B. aus Wettereinflüssen, auszugleichen.<sup>58</sup>

Die differenzierte Behandlung von Annex-I-Staaten und Nicht-Annex-I-Staaten (Schwellen- und Entwicklungsländer) sowie unterschiedlich hohe Reduktionsverpflichtungen für Annex-I-Länder resultieren aus der ungleichen historischen Verantwortlichkeit der Länder für den anthropogenen Treibhauseffekt<sup>59</sup> und aus ihrer unterschiedlichen Fähigkeit, einen Beitrag zur Reduktion der Treibhausgase zu leisten. Von den großen Hauptemittenten sind somit China, Indien und Brasilien nicht minderungspflichtig. Die Aufspaltung der Länder in minderungsverpflichtete Annex-I-Staaten und Nicht-Annex-I-Staaten ohne Emissionsbeschränkungen wird von Industriestaaten aber nicht nur aus Klimaschutzgründen sondern auch aus ökonomischen Gründen als kritisch gesehen,<sup>60</sup> da ein Anreiz zur Produktionsverlagerung in Nicht-Annex-I-Länder zur Umgehung von Emissionsminderungsmaßnahmen (z.B. Carbon Leakage) geschaffen wird. Um auch Schwellenländer zu Reduktionsverpflichtungen zu bewegen, muss ihnen jedoch eine große zeitliche Flexibilität für die Bewerkstelligung eines Strukturwandels und für eine ähnliche wirtschaftliche Entwicklung, wie sie die großen Industrieländer bereits hatten, gewährt werden.

---

<sup>56</sup> Das Kyoto-Protokoll trat nur unter zwei Bedingungen in Kraft: Mindestens 55 Staaten müssen das Protokoll ratifizieren und diese Staaten müssen mindestens 55% der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Industrieländer von 1990 auf sich vereinigen. Mit dem Beitritt Russlands am 18. November 2004 wurde diese Hürde schließlich überschritten und ein Anteil von 61,6 % des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes der Annex-I-Länder erreicht. Vgl. Donner/Herkommer (2005), S. 4.

<sup>57</sup> Die 40 Annex-I-Länder umfassen die Industrieländer, die in der Organisation for Economic Co-Operation and Development (OECD) Mitglied sind mit Ausnahme von Südkorea und Mexiko, und die Transformationsländer (Volkswirtschaften, die sich im Übergang von einer Zentralverwaltungswirtschaft zu einem marktwirtschaftlichen System befinden - Economies in Transition (EIT)), einschließlich Russland, die Baltischen Staaten sowie mehrere mittel- und osteuropäische Länder. Vgl. Liste der Annex-I-Länder: [http://unfccc.int/parties\\_and\\_observers/parties/annex\\_i/items/2774.php](http://unfccc.int/parties_and_observers/parties/annex_i/items/2774.php).

<sup>58</sup> Vgl. Konstantin (2009), S. 117.

<sup>59</sup> "Recognizing that developed countries are principally responsible for the current high levels of GHG emissions in the atmosphere as a result of more than 150 years of industrial activity, the Protocol places a heavier burden on developed nations under the principle of common but differentiated responsibilities." UNFCCC (2009a).

<sup>60</sup> Vgl. Ströbele (2005), S. 327.



Die dennoch große Bedeutsamkeit des Kyoto-Protokolls liegt in der rechtsverbindlichen Form der Zielvereinbarung begründet. Im Kyoto-Protokoll hat sich die internationale Staatengemeinschaft erstmals (und nach mehr als zehn Jahren andauernden Verhandlungen)<sup>61</sup> auf völkerrechtlich verpflichtende, konkrete Handlungsziele und Umsetzungsinstrumente zur Verringerung des Ausstoßes von Treibhausgasen geeinigt.<sup>62</sup>

### 2.1.3. Ziele aus dem Protokoll von Kyoto

Die konkretisierten Zielvorgaben aus dem Kyoto-Protokoll verlangen von den Annex-I-Staaten eine Reduktion der Treibhausgase um durchschnittlich 5,2 % gegenüber dem Niveau des Basisjahres 1990<sup>63</sup> (bzw. 1995 für H-FKW, FKW und SF<sub>6</sub>) gemessen im Zeitraum 2008 bis 2012.<sup>64</sup> Dabei bezieht sich die Verwendung des *Durchschnittswertes* von 5,2 % nicht nur auf den Fünfjahreszeitraum, sondern auch auf die Annex-I-Länder und die sechs Treibhausgase CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, H-FKW/HFC, FKW/PFC und SF<sub>6</sub>. Reduktionsverpflichtungen für sogenannte indirekte Treibhausgase, wie z. B. Kohlenmonoxid (CO), Stickoxide (NO<sub>x</sub>) oder flüchtige Kohlenwasserstoffe ohne Methan, (NMVOC - non methane volatile organic compounds), die zur Zerstörung der Ozonschicht beitragen, sind nicht im Kyoto-Protokoll sondern im 1989 in Kraft getretenen Protokoll von Montreal geregelt.<sup>65</sup>

Beim anthropogenen Treibhauseffekt ist der Ort der Emissionsminderung, verglichen mit anderen Umweltverschmutzungen, beispielsweise der Kontaminierung von Boden, der Bildung von Saurem Regen oder bodennahem Ozon, eher irrelevant.<sup>66</sup> Die Charakteristika der Treibhausgase erlauben deshalb eine Umverteilung der Lasten nach geographischen Gegebenheiten und ökonomischen Rahmenbedingungen. Da es keiner regionalen Betrachtung der Problematik bedarf, gestattet das Protokoll von Kyoto die Bildung von Emissionsglocken, auch Bubbles<sup>67</sup> genannt. Unter einer Emissionsglocke ist die Zusammenfassung der Emissionen

<sup>61</sup> Das Montrealer Protokoll über Stoffe, die zu einem Abbau der Ozonschicht führen, wurde am 16. September 1987 von den Vertragsparteien des Wiener Übereinkommens zum Schutz der Ozonschicht angenommen und ist eine Konkretisierung dieses Abkommens.

<sup>62</sup> Vgl. Cames / Anger / Böhringer / Harthan / Schneider (2007), S. 15.

<sup>63</sup> Basisjahr kann bei Ländern, die dem Kyoto-Protokoll später beigetreten sind, v. a. Transformationsländern, abweichen.

<sup>64</sup> Vgl. Fichtner (2005), S. 7.

<sup>65</sup> Das Montrealer Protokoll als wichtigstes internationales Instrument zum Schutz der Ozonschicht und zum weltweiten Ausstieg aus der FCKW-Produktion und -Verwendung wurde im September 1987 von der Europäischen Kommission und 24 Regierungen unterzeichnet und trat am 1. Januar 1989 in Kraft. Laut Umweltbundesamt ratifizierten 191 Vertragsstaaten das Montrealer Protokoll bis zum Ende des Jahres 2006 und reduzierten ihre Produktionsmenge an Ozon abbauenden Stoffen insgesamt um 95% gegenüber dem Basisjahr 1987.

<sup>66</sup> Vgl. Fichtner (2005), Geleitwort.

<sup>67</sup> Art. 4.1 des Gesetz zum Protokoll von Kyoto vom 11. Dezember 1997 zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen (Kyoto-Protokoll) vom 27. April 2002, (BGBl. II, S. 966).

mehrerer Annex-I-Länder und ihrer Emissionsminderungspotenziale durch Senken erlaubt. Dieses Summenszenario kann dann nach nationalen Gegebenheiten neu aufgeteilt werden, solange die Emissionsgrenzen in der Summe einer Emissionsglocke eingehalten werden.<sup>68</sup> Die Verteilung der Reduktionsverpflichtungen von 5,2 % auf die Annex-I-Staaten kann Tabelle 1 entnommen werden.

<b>Annex-I-Länder<sup>69</sup></b>	<b>Zielvorgaben für 2008-2012 im Vergleich zum Basisjahr<sup>70</sup> (in %)</b>
EU 15 <sup>71</sup> , Bulgarien, Estland, Lettland, Liechtenstein, Litauen, Monaco, Rumänien, Schweiz, Slowakei, Slowenien, Tschechei	- 8
USA <sup>72</sup>	- 7
Kanada, Ungarn, Japan, Polen	- 6
Kroatien	- 5
Neuseeland, Russland, Ukraine	0
Norwegen	+ 1
Australien	+ 8
Island	+ 10

Tabelle 1: Zielvorgaben der Annex-I-Staaten (ohne Türkei und Weißrussland) aus dem Kyoto-Protokoll<sup>73</sup>

Die Reduktionsvorgabe wurde im Weiteren nicht individuell auf die sechs Treibhausgase aufgeteilt, um Kompensationseffekte im Klimaschutz zuzulassen. Um dennoch eine Vergleichbarkeit der Emissionsreduktionen und eine sinnvolle Erfüllung der Vorgaben für die Summe aller Treibhausgase gewährleisten zu können, schlug das IPCC die Einführung des Global Warming Potentials (GWP) in Analogie zum Ozonzerstörungspotenzial (Ozone Depletion Potential)<sup>74</sup> vor. Die Methode des GWP berücksichtigt die unterschiedliche Wirkung der Treibhausgase über die Faktoren: Schädlichkeit des Treibhausgases über einen Zeithorizont von 100 Jahren, Abbaudauer in der Atmosphäre und Wechselwirkungen mit anderen Treibhausgasen. Die inzwischen international akzeptierte Wirkungsgröße GWP<sup>75</sup> bezieht den Treibhauseffekt von einem kg eines Gases auf die Wirkung von einem kg Kohlendioxid.<sup>76</sup>

<sup>68</sup> Vgl. Donner / Herkommer (2005), S. 5.

<sup>69</sup> Zum Zeitpunkt des Inkrafttretens des Kyoto-Protokolls und der Bestimmung der Zielvorgaben für 2008-2012 waren die Türkei und Weißrussland noch keine Vertragsparteien und sind deshalb nicht im Anhang B des Kyoto-Protokolls (Annex B) und in dieser Tabelle aufgeführt. Sie zählen aber zu den Annex-I-Ländern. Vgl. UNFCCC (2009b).

<sup>70</sup> Bei manchen EIT ist das Basisjahr nicht 1990 sondern ein späteres Jahr.

<sup>71</sup> Die 15 Länder, die 1990 EU-Mitgliedsländer waren, einigten sich auf die Bildung einer Emissionsglocke (Bubble) innerhalb der sie Reduktionsverpflichtungen umverteilen können.

<sup>72</sup> Die USA haben das Kyoto-Protokoll bis heute noch nicht ratifiziert.

<sup>73</sup> Vgl. UNFCCC (2009b) oder Kyoto-Protokoll Handbuch, S. 13.

<sup>74</sup> Vgl. Fichtner (2005), S. 14.

<sup>75</sup> Für die Berechnungsformel des GWP vgl. MacKenzie (2008), S. 6 f.

<sup>76</sup> Vgl. Hardi (2003), S. 17.

Dementsprechend werden Treibhausgasmengen in CO<sub>2</sub>-Äquivalenten angegeben<sup>77</sup> und mit folgender Formel berechnet.

$$Menge_{CO_2\text{Äqu}} = \sum_{THG} GWP_{THG} \cdot Menge_{THG} \quad (1)$$

GWP<sub>THG</sub> Global Warming Potential eines Treibhausgases  
 Menge<sub>CO<sub>2</sub>Äqu</sub> Treibhausgasmenge in CO<sub>2</sub>-Äquivalenten  
 Menge<sub>THG</sub> Menge an Treibhausgasen  
 THG Treibhausgas

Das GWP kann der im *Second Assessment Report* veröffentlichten und im Folgenden abgebildeten Tabelle nach Maßgabe des § 20 der *IPCC Guidelines on Reporting and Review* (FCCC/CP/2002/8) entnommen werden.<sup>78</sup>

Greenhouse gas	Chemical formula	1995 IPCC GWP
Carbon dioxide	CO <sub>2</sub>	1
Methane	CH <sub>4</sub>	21
Nitrous oxide	N <sub>2</sub> O	310
<b>Hydrofluorocarbons (HFC)</b>		
HFC-23	CHF <sub>3</sub>	11700
HFC-32	CH <sub>2</sub> F <sub>2</sub>	650
HFC-41	CH <sub>3</sub> F	150
HFC-43-10mcc	C <sub>5</sub> H <sub>2</sub> F <sub>10</sub>	1300
HFC-125	C <sub>2</sub> HF <sub>5</sub>	2800
HFC-134	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> F <sub>4</sub> (CHF <sub>2</sub> CHF <sub>2</sub> )	1000
HFC-134a	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> F <sub>4</sub> (CH <sub>2</sub> FCF <sub>3</sub> )	1300
HFC-152a	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> F <sub>2</sub> (CH <sub>3</sub> CHF <sub>2</sub> )	140
HFC-143	C <sub>2</sub> H <sub>3</sub> F <sub>3</sub> (CHF <sub>2</sub> CH <sub>2</sub> F)	300
HFC-143a	C <sub>2</sub> H <sub>3</sub> F <sub>3</sub> (CF <sub>3</sub> CH <sub>3</sub> )	3800
HFC-227ea	C <sub>3</sub> HF <sub>7</sub>	2900
HFC-236fa	C <sub>3</sub> H <sub>2</sub> F <sub>6</sub>	6300
HFC-245ca	C <sub>3</sub> H <sub>3</sub> F <sub>5</sub>	560
<b>Perfluorocarbons (PFC)</b>		
Perfluoromethane	CF <sub>4</sub>	6500
Perfluoroethane	C <sub>2</sub> F <sub>6</sub>	9200
Perfluoropropane	C <sub>3</sub> F <sub>8</sub>	7000
Perfluorobutane	C <sub>4</sub> F <sub>10</sub>	7000
Perfluorocyclobutane	c-C <sub>4</sub> F <sub>8</sub>	8700
Perfluoropentane	C <sub>5</sub> F <sub>12</sub>	7500
Perfluorohexane	C <sub>6</sub> F <sub>14</sub>	7400
Sulphur hexafluoride	SF <sub>6</sub>	23900

Tabelle 2: Global Warming Potential (GWP) der Treibhausgase<sup>79</sup>

<sup>77</sup> Vgl. Schmidt / Häuslein (1996), S. 93.

<sup>78</sup> Vgl. NIR (2007), S. 71.

<sup>79</sup> Vgl. UNFCCC (2002), S.15 oder auch NIR (2008), S. 71.

### 2.1.4. Europäische Klimaziele und nationale Reduktionsverpflichtungen

	CO <sub>2</sub> -Emissionen (Mio. t) in 1990	Emissionen in CO <sub>2</sub> -Äquivalenten (Mio. t) im Basisjahr	Emissionen in CO <sub>2</sub> -Äquivalenten (Mio. t) in 2005 <sup>80</sup>	Veränderung Basisjahr zu 2005 (%)	Zielvorgaben für 2008-2012 nach EU-Burden-Sharing (%)
<b>EU 15</b>	3357	4278,8	4192,0	-2,0	-8,0
Belgien	119	146,9	143,8	-2,1	-7,5
Dänemark	53	69,3	63,9	-7,8	-21,0
Deutschland	1032	1232,5	1001,5	-18,7	-21,0
Frankreich	393	563,9	553,4	-1,9	0,0
Finnland	57	71,1	69,3	-2,6	0,0
Griechenland	84	111,1	139,2	25,4	25,0
Großbritannien	590	779,9	657,4	-15,7	-12,5
Irland	33	55,8	69,9	25,4	13,0
Italien	435	519,5	582,2	12,1	-6,5
Luxemburg	12	12,7	12,7	0,4	-28,0
Niederlande	159	214,6	212,1	-1,1	-6,0
Österreich	62	79,0	93,3	18,1	-13,0
Portugal	43	60,9	85,5	40,4	27,0
Schweden	56	72,3	67,0	-7,4	4,0
Spanien	229	289,4	440,6	52,3	15,0
<b>Neue Mitgliedstaaten<sup>81</sup></b>					
Bulgarien	86	132,1	69,8	-47,2	-8,0
Estland	38	43,0	20,7	-52,0	-8,0
Lettland	19	25,9	10,9	-58,0	-8,0
Litauen	36	48,1	22,6	-53,1	-8,0
Malta	2	2,2	3,4	54,8	-
Polen	397	586,9	399,0	-32,0	-6,0
Rumänien	173	282,5	153,7	-45,6	-8,0
Slowakei	61	73,4	48,7	-33,6	-8,0
Slowenien	15	20,2	20,3	0,4	-8,0
Tschechien	165	196,3	145,6	-25,8	-8,0
Ungarn	73	123,0	80,5	-34,5	-6,0
Zypern	5	6,0	9,9	63,7	-

Tabelle 3: Treibhausgasemissionen der EU und Zielvorgaben in CO<sub>2</sub>-Äquivalenten (ohne LULUCF)<sup>82</sup>

Für die Europäische Union bedeuten die Zielvorgaben und Vereinbarungen aus dem Kyoto-Protokoll eine durchschnittliche Reduktionsverpflichtung von 8 % zwischen 2008 und 2012 im Vergleich zum Basisjahr, was einer Treibhausgasminderung von etwa 340 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalenten entspricht.<sup>83</sup> Dabei nahmen die 15 EU-Mitgliedstaaten (zum Zeitpunkt des Beschlusses des Kyoto-Protokolls) das Angebot der Bildung einer Emissionsglocke aus dem

<sup>80</sup> 2005 ist das Jahr des Inkrafttretens des Kyoto-Protokolls und der Einführung des europäischen CO<sub>2</sub>-Emissionshandels.

<sup>81</sup> Basisjahre der neuen Beitrittsländer können von denen der EU 15 abweichen. Die hohen Minderungen der Treibhausgase stammen in den ehemaligen Ostblockstaaten aus dem Zusammenbruch der Industrie und stellen somit einmalige Effekte dar (Hot Air). Den neuen Mitgliedsländern wurde zum größten Teil das Gesamtziel der EU ohne zusätzliche Lastenverteilung übertragen. Malta und Zypern beteiligen sich jedoch nicht an den Reduktionszielen.

<sup>82</sup> Vgl. European Environment Agency (2007), S. 13, 15, 39, 75 und 87.

<sup>83</sup> Vgl. Schleich / Ehrhart / Hoppe / Seifert (2003), S. 1 und Fichtner (2005), S. 8.

Kyoto-Protokoll in Anspruch und einigten sich auf eine Umverteilung ihrer Lasten (EU-Burden-Sharing<sup>84</sup>) sowie eine gemeinsame Erfüllung ihrer Reduktionsverpflichtungen. Die nationalen Zielvorgaben der EU-Mitgliedstaaten sind in vorangehender Tabelle 3 abgebildet, die um die Beitrittsländer auf die heutigen 27 EU-Mitgliedstaaten erweitert wurde.

Die Bundesrepublik Deutschland als größter Emittent der EU übernahm mit 21 % Minderung seiner Emissionen drei Viertel der gesamten europäischen Minderungsverpflichtungen von 342,3 Mio. t.<sup>85</sup> Bis zum Jahr 2005 wurde bereits eine Reduktion von 18,7 % erreicht.<sup>86</sup> Der bislang erzielte Erfolg beruht allerdings zu großen Teilen auf außerordentlichen Effekten wie der Stilllegung von Industrieanlagen und Kraftwerken im Zuge der Wiedervereinigung (Hot Air)<sup>87</sup>, weshalb hier kein Trend, sondern geringer ausfallende Minderungsraten in Zukunft vermutet werden dürfen.<sup>88</sup> Die mittel- und langfristigen Reduktionsziele werden in Deutschland weit verfehlt werden, wenn sich der Trend der letzten fünf Jahre fortsetzt.<sup>89</sup>

Fünf EU-Ländern – Portugal (+27 %), Griechenland (+25 %), Spanien (+15 %), Irland (+13 %) und Schweden (+4 %) – sind Zuwachsraten an Treibhausgasemissionen gestattet, da sie sich wirtschaftlich stärker entwickeln sollen. Mit Spanien, Portugal, Griechenland, Irland, Finnland und Österreich gehörten 2003 jedoch sechs europäische Mitgliedsstaaten zu den zehn Industriestaaten mit den höchsten Zuwachsraten an Treibhausgasemissionen.<sup>90</sup> Aktuellen Bestandsaufnahmen ist zu entnehmen, dass die meisten europäischen Länder sowie die EU insgesamt deutlich von der länderspezifischen Zielerreichung entfernt sind. Spanien weist eine Lücke zwischen Soll und Ist von 37 %-Punkten und Österreich von 31 %-Punkten auf. Italien liegt 18 %-Punkte über dem Soll, bei Portugal und Dänemark sind es 13 und bei Irland 12 %-Punkte.<sup>91</sup>

Die Vereinten Nationen sehen das Ziel, die globale Erwärmung auf 2 °C im Vergleich zum vorindustriellen Niveau zu begrenzen, aus diesen Gründen, wegen des Wirtschafts- und Be-

---

<sup>84</sup> Das Burden sharing agreement wurde mit Entscheidung 2002/358/EG des Rates vom 25. April 2002 über die Genehmigung des Protokolls von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen im Namen der Europäischen Gemeinschaft sowie die gemeinsame Erfüllung der daraus erwachsenden Verpflichtungen (Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften L 130 vom 15. Mai 2002) beschlossen.

<sup>85</sup> Vgl. Fichtner (2005), S. 8.

<sup>86</sup> Vgl. NIR (2007), S. 41.

<sup>87</sup> Unter Hot Air versteht man Emissionsreduktionen, die - vor allem in osteuropäischen Ländern - ohne zusätzliche Maßnahmen erreicht werden. In diesen Ländern liegen die Emissionen auf Grund des wirtschaftlichen Zusammenbruchs heute 20-30 Prozent niedriger als 1990.

<sup>88</sup> Bereits im Zeitraum 1995-2001 fiel die Emissionsreduktion mit durchschnittlich 2 Mio. t deutlich geringer als in den vorangegangenen fünf Jahren mit 8,5 Mio. t aus. Vgl. Fichtner (2005), S. 8.

<sup>89</sup> Vgl. Rogge / Schleich / Betz / Cozijnsen (2006), S. 4.

<sup>90</sup> Vgl. Donner / Herkommer (2005), S. 12 und Roth (2008), S. 6.

<sup>91</sup> Vgl. Daten European Environment Agency (2007), S. 13, 15, 39, 75 und 87. Für weitere Daten zu Treibhausgasen vergleiche auch die Datenbank der UNFCCC (2009c).

völkerungswachstums in Transformations- und Schwellenländern wie im Falle China,<sup>92</sup> aber auch wegen der Tatsache gefährdet, dass Nationen, die den Klimawandel maßgeblich beeinflussen (z.B. USA<sup>93</sup>), das Protokoll von Kyoto nicht ratifizierten.<sup>94</sup>

### **2.1.5. Verhandlungen um ein Abkommen für den Zeitraum nach 2012**

Die Notwendigkeit eines sofortigen entschlossenen Handelns ist wegen der Auswirkungen des Klimawandels auf Umwelt, menschliche Sicherheit, Gesundheit und weltweite wirtschaftliche Entwicklung weitgehend unbestritten und das 2 °C-Ziel von der Weltgemeinschaft offiziell anerkannt. Eine Emissionsbegrenzung der Annex-I-Staaten bis zum Jahre 2012 ist jedoch für die Sicherstellung der Klimastabilität nicht ausreichend. Keine zeitliche Lücke in der Emissionsregulierung aufkommen zu lassen, eine Weiterführung der Kyoto-Mechanismen und eine Beteiligung von Nicht-Annex-I-Länder sind deshalb wichtig. In diesem Sinne verlangt der Europäische Rat ein Nachfolgeprotokoll, das auf der Architektur des Kyoto-Protokolls aufbaut, dieses erweitert, den relevanten Zeithorizont sukzessive verlängert und einen wirksamen, aber auch fairen und flexiblen Rahmen<sup>95</sup> für eine möglichst breite Beteiligung bietet.<sup>96</sup>

So einigten sich die Vertragsstaaten auf der 13. Vertragsstaatenkonferenz (COP 13)<sup>97</sup> im Dezember 2007 auf Bali auf einheitliche Rahmenvorgaben (Bali-Aktionsplan) für die Verhandlungen eines bindenden Nachfolgeprotokolls, das auf der UN-Klimakonferenz vom 7. bis zum 18. Dezember 2009 in Kopenhagen (COP 15) für den Zeitraum ab dem 1. Januar 2013 verabschiedet werden hätte sollen. Zwar ist die 15. Vertragsstaatenkonferenz hinter ihren Erwartungen, ein rechtsverbindliches Klimaschutzabkommen für die Zeit nach 2012 abzuschließen,

<sup>92</sup> China hat den größten Produzenten von THG (USA) eingeholt. Zum ersten Mal gab die chinesische Regierung Abgase in Höhe des US-Niveaus zu, das 2005 in etwa 1,6 Mrd. t CO<sub>2</sub> betrug.

<sup>93</sup> Nach dem Beitritt Australiens, zehn Jahren nach Beschluss des Kyoto-Protokolls, sind die USA der letzte Industriestaat der Klimarahmenkonvention, der noch nicht ratifizierte. Die wenigen anderen Staaten, die dem Protokoll nicht beigetreten sind, sind unter anderem die Türkei, Irak, Iran, Somalia, Tschad und Afghanistan. Eine Teilnahme der USA ist deshalb von großer Bedeutung für den Klimaschutz, weil die USA in absoluten Zahlen als auch Pro-Kopf der größte Emittent der sechs Treibhausgase ist (36 % der weltweiten Treibhausgasemissionen im Jahre 1990 vgl. Keppler (2005), S. 9, bzw. 23 % der weltweiten energiebedingten Treibhausgasemissionen im Jahre 1990 vgl. Donner / Herkommer (2005), S. 10.).

<sup>94</sup> Vgl. Roth (2008), S. 6.

<sup>95</sup> „Ein solcher Rahmen würde unter anderem beinhalten, dass ein gemeinsames Konzept zur Verwirklichung des Ziels des Rahmenübereinkommens der Vereinten Nationen über Klimaänderungen entwickelt wird, dass die weltweiten Kohlenstoffmärkte gestärkt und erweitert und die zur Emissionsverringerung erforderlichen Technologien entwickelt, eingesetzt und weitergegeben sowie geeignete Maßnahmen zur Anpassung an die Folgen des Klimawandels getroffen werden, dass gegen die Entwaldung vorgegangen wird und dass die Problematik der durch den internationalen Luft- und Seeverkehr verursachten Emissionen angegangen wird.“ Europäischer Rat (2007), S. 11.

<sup>96</sup> Vgl. Europäischer Rat (2007), S. 11.

<sup>97</sup> Auf der 13. Vertragsstaatenkonferenz (COP 13) der Klimarahmenkonvention und 3. Vertragsstaatenkonferenz des Kyoto-Protokolls (MOP 3) vom 3. bis 14.12.2007 wurde sich auf den Bali Action Plan geeinigt. Vgl. hierzu und im Folgenden auch Fichtner (2005), S. 7 ff.

zurückgeblieben, dennoch erarbeitete eine Kerngruppe aus Industrie-, Schwellen- und Entwicklungsländern eine Vereinbarung (Copenhagen Accord). Auf dieser politischen Erklärung konnte die Weltklimakonferenz in Cancún (COP 16) bei der Einigung auf ein umfassendes Maßnahmenpaket aufsetzen.

So wird eine schrittweise Entstehung eines weltweiten und nachhaltigen Bündnisses mit einer noch größeren Zahl an reduktionsverpflichteten Mitgliedsstaaten zur Bekämpfung des Klimawandels und eine Wiedereingliederung der USA in den Prozess erhofft.<sup>98</sup> Die USA, die bisher eine Zustimmung zu konkreten Reduktionszielen verweigerten, sicherten ihre Beteiligung an den Verhandlungen für ein neues Abkommen zu.<sup>99</sup> Vor dem Hintergrund eines steigenden Anteils der Treibhausgasemissionen aus Schwellenländern und der zunehmenden Wirtschaftskraft mancher Länder betont der Europäische Rat den nicht-minderungsverpflichteten Ländern gegenüber den Grundsatz des Kyoto-Protokolls, Länder nach ihrer Emissionsintensität und jeweiligen Verringerungsfähigkeiten in Verantwortung zu ziehen, um sie zu Minderungsmaßnahmen zu bewegen und so einem Anstieg dieser Emissionen zu begegnen.<sup>100</sup> Die Forderungen der EU an die Entwicklungsländer betragen 15 bis 30 % Emissionsminderungen bis 2020 gegenüber der Trendentwicklung. Im Gegenzug sollen die Entwicklungsländer bei der Finanzierung von Klimaschutzmaßnahmen Unterstützung von den Industrieländern erhalten. Außerdem ist die Europäische Kommission mit Ziel des Aufbaus eines globalen Emissionshandels um die schrittweise Beteiligung von Russland, China, Indien und Süd Afrika neben den USA bis 2020 bemüht. Im Zuge der europäischen Forderungen erklärten sich einige Schwellenländer (Südafrika, Mexiko, Brasilien, China und Indien) im Bali-Aktionsplan unter der Bedingung von Technologiekooperationen und einer Unterstützung von Seiten der Industrieländer bei Finanzierung und Kapazitätsaufbau bereit, in der Zukunft ebenfalls messbare, berichtspflichtige und überprüfbare eigene Minderungsmaßnahmen zu ergreifen.<sup>101</sup>

Transfers von umweltschonenden Technologien aus Industriestaaten in Schwellen- und vor allem Entwicklungsländer sieht bereits das Kyoto-Protokoll als eine zielführende Maßnahme für die Sicherstellung der Klimastabilität vor. Außerdem sollen in einem auf dem Kyoto-Protokoll aufbauenden und weiterführenden Konzept neue zur Emissionsverringerung erfor-

<sup>98</sup> Vgl. Cames / Anger / Böhringer / Harthan / Schneider (2007), S. 15.

<sup>99</sup> Nach dem Regierungswechsel stimmte das Repräsentantenhaus in den USA Ende Juni 2009 dem ersten Gesetzesentwurf zum Klimaschutz mit Grenzwert für den CO<sub>2</sub>-Ausstoß zu. Die Vorlage beabsichtigt die CO<sub>2</sub>-Emissionen und den Ausstoß weiterer Treibhausgase bis 2020 um 17 % des Niveaus von 2005 und bis 2050 sogar um 80 % zu reduzieren sowie eine Einführung eines Cap-and-Trade Emissionshandelssystems nach dem Vorbild der EU. Allerdings fehlt noch die Zustimmung des Senats, weshalb Änderungen des Gesetzes noch zu erwarten sind.

<sup>100</sup> Vgl. Europäischer Rat (2007), S. 13.

<sup>101</sup> Vgl. Bals (2008), S. 32 f.

derliche Technologien entwickelt, eingesetzt und weitergegeben werden.<sup>102</sup> Da die Erzeugung und Nutzung von Energie als Hauptquellen für Treibhausgasemissionen gelten,<sup>103</sup> verlangt bereits das Kyoto-Protokoll eine nationale Zielsetzung und Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz. Darüber hinaus sollen die Nationalstaaten ihr Engagement in der Erforschung, Förderung, Entwicklung und vermehrten Nutzung von innovativen umweltverträglichen Technologien insbesondere von neuen und erneuerbaren Energieformen ausbauen. Als zusätzliche Erweiterung neben einer effizienteren Energienutzung und Ausweitung des regenerativen Energieanteils fordert die EU eine stärkere Beachtung der schnell wachsenden Emissionen aus der Flug- und Schiffsbranche und Mechanismen zur Minderung von Emissionen aus Entwaldung und Walddegradierung in einem Kyoto-Nachfolgeprotokoll.

### **2.1.6. Langfristige europäische und deutsche Klimaschutzziele**

Als Beitrag der EU für die langfristige Erhaltung eines klimaverträglichen Temperaturniveaus wird eine Verschärfung der Minderungsverpflichtungen der EU im Zeitablauf für notwendig erachtet.<sup>104</sup> Der Rat der Europäischen Union<sup>105</sup> und die Enquete-Kommission<sup>106</sup> sprechen von mittelfristig erforderlichen Emissionsreduktionen bis 2020 um 15-30 % bezogen auf das Basisjahr 1990 und langfristig nötigen Treibhausgasreduzierungen von 60-80 % bis zum Jahr 2050, um eine Überschreitung eines maximalen globalen Temperaturanstiegs von 2 °C im Vergleich zum vorindustriellen Niveau zu vermeiden. Dabei ist die Europäische Union zur Übernahme eines Minderungsziels von 30 % bis zum Jahr 2020 bereit, wenn andere Industrienationen ähnliche Lasten tragen werden. Allerdings sind die USA bisher nur zu Minderungen in Höhe von 17 % bis 2020 bezogen auf das Jahr 2005 gewillt. Andere Nationen wie Kanada, Australien oder Japan haben hingegen noch gar keine konkreten Zahlen genannt.

Auf internationaler sowie europäischer Ebene hat Deutschland stets eine Vorreiterrolle eingenommen und für strenge Verpflichtungen plädiert. Die Bundesregierung setzte sich deshalb innerhalb der Europäischen Union für einen Reduzierungspfad an der Obergrenze der Empfehlungen des Europäischen Rats ein.<sup>107</sup> In den Verhandlungen bei der 13. Vertragsstaatenkonferenz auf Bali entschloss sich die Europäische Union zu Reduktionszielen für das Jahr 2020 von 20 % bzw. 30 %, falls ein internationales Kyoto-Nachfolgeabkommen unterzeichnet

---

<sup>102</sup> Vgl. Europäischer Rat (2007), S. 11.

<sup>103</sup> Vgl. Europäischer Rat (2007), S. 11.

<sup>104</sup> Vgl. Fichtner (2005), S. 7.

<sup>105</sup> Vgl. CEU (2005), S. 15f oder Europäischer Rat (2007), S. 12.

<sup>106</sup> Vgl. Enquete-Kommission (2002), S. 74f.

<sup>107</sup> Vgl. NAP 2008-2012, S. 22 f.



werden sollte.<sup>108</sup> Unter der Bedingung, dass die Europäische Union ihre Emissionen um 30 % bis 2020 reduziert und andere Staaten vergleichbar ehrgeizige Ziele übernehmen, ist die Bundesregierung zu dem Beschluss einer Reduktion der eigenen Treibhausgasemissionen um bis zu 40 %<sup>109</sup> bereit.<sup>110</sup> Die Enquete-Kommission erachtet darüber hinaus eine Reduktion energie- und verkehrsbedingter Emissionen des Leitindikators CO<sub>2</sub> um 50 % bis zum Jahr 2030 und um 80 % bis 2050 gegenüber 1990 in den Industrieländern als notwendig. Für Deutschland würde dies im Jahr 2050 spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Einwohner von nur noch 2,5 t (zum Vergleich: 12,5 t pro Einwohner im Jahr 1990) bedeuten.<sup>111</sup>

Für die Erfüllung derart anspruchsvoller Reduktionsziele sowie für einen nachhaltigen Klimaschutz ist die Lenkung der Wirtschaft in klimafreundliche Technologien erforderlich. In diesem Zusammenhang fallen meist (so auch im Protokoll von Kyoto) die Schlagworte Energieeffizienz, treibhausgasärmere Energiegewinnung und Erneuerbare Energien,<sup>112</sup> denn die Erzeugung und Nutzung von Energie trägt in der EU zu 81 %<sup>113</sup> der Treibhausgasemissionen und sogar zu 93 %<sup>114</sup> des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes bei. Als größte Quelle für CO<sub>2</sub>-Emissionen - Hauptgrund ist der immer noch hohe Anteil fossiler Energien (ca. 60 %<sup>115</sup>) an der Stromerzeugung - erhält der Energiesektor in der europäischen und deutschen Umweltpolitik besondere Aufmerksamkeit. Um die Erreichung der anspruchsvollen ökologischen Ziele bei gleichzeitigem wirtschaftlichem Wachstum sicherzustellen, gilt es ein integriertes Konzept für die Klima- und Energiepolitik zu entwickeln.<sup>116</sup>

Der seit der Konferenz über Umwelt und Entwicklung (1992)<sup>117</sup> kontinuierliche Appell der Vereinten Nationen an die Industrieländer, zur Reduktion ihrer Treibhausgasemissionen auf eine verstärkte Nutzung Erneuerbarer Energien zu setzen, veranlasste den Europäischen Rat in seiner Schlussfolgerung vom 8./9. März 2007 zu dem Beschluss, den Anteil der Erneuerbaren Energien am gesamten EU-Energieverbrauch auf 20 % im Jahr 2020 zu steigern.<sup>118</sup> Bezo-

<sup>108</sup> Vgl. Konstantin (2009), S. 121.

<sup>109</sup> Vgl. Energie-Enquete-Kommission (2002), S. 19, 31, 33, 74 und 75.

<sup>110</sup> Vgl. CDU / CSU / SPD (2005), S. 54.

<sup>111</sup> Vgl. Energie-Enquete-Kommission (2002), S. 74.

<sup>112</sup> Vgl. Donner / Herkommer (2005), S. 4.

<sup>113</sup> 2006 verursachte die Energieumwandlung 3.326 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalenten von insgesamt 4.151 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalenten in der EU 15. Vgl. Datenbank der UNFCCC (2009c).

<sup>114</sup> 2006 verursachte die Energieumwandlung 3.240 Mio. t CO<sub>2</sub> von insgesamt 3.466 Mio. t CO<sub>2</sub> in der EU 15. Vgl. Datenbank der UNFCCC (2009c).

<sup>115</sup> Vgl. BMWi (2009b), Tabelle 22 und Kapitel 3.

<sup>116</sup> Vgl. Europäischer Rat (2007), S.11.

<sup>117</sup> Die Konferenz der Vereinten Nationen über Umwelt und Entwicklung (United Nations Conference on Environment and Development, UNCED) fand vom 3. - 14. Juni 1992 in Rio de Janeiro statt.

<sup>118</sup> Vgl. Europäischer Rat (2007), S. 21.

gen auf den Bruttostromverbrauch wurde in der EU-Richtlinie 2001/77/EG<sup>119</sup> das Ziel der Erhöhung des Anteils von Strom aus Erneuerbaren Energien von durchschnittlich 13,9 % im Jahr 1997 auf 22 % im Jahr 2010 für die EU festgelegt.<sup>120</sup> Die Bundesregierung setzt sich für das Jahr 2020 das Ziel, einen Anteil von mindestens 30 % (zum Vergleich: 2007 bereits 15 %) am deutschen Strom mit Erneuerbaren Energien zu erzeugen. Anschließend soll der Anteil kontinuierlich bis auf etwa die Hälfte im Jahr 2030 gesteigert werden.<sup>121</sup>

### 2.1.7. Zusammenfassung der Zielvereinbarungen

Das Protokoll von Kyoto wird allgemein als ein wichtiger erster Schritt zur Klimastabilität gesehen und liefert die essentiellen Grundlagen und ein Rahmenwerk für weitere internationale Agreements zum Klimawandel. Auf den Vereinbarungen der Vereinten Nationen aufbauend, konkretisierten die Europäische Union und die Bundesrepublik Deutschland ihre Ziele für einen nachhaltigen Klimaschutz, die in Abbildung 2 zusammengefasst sind.

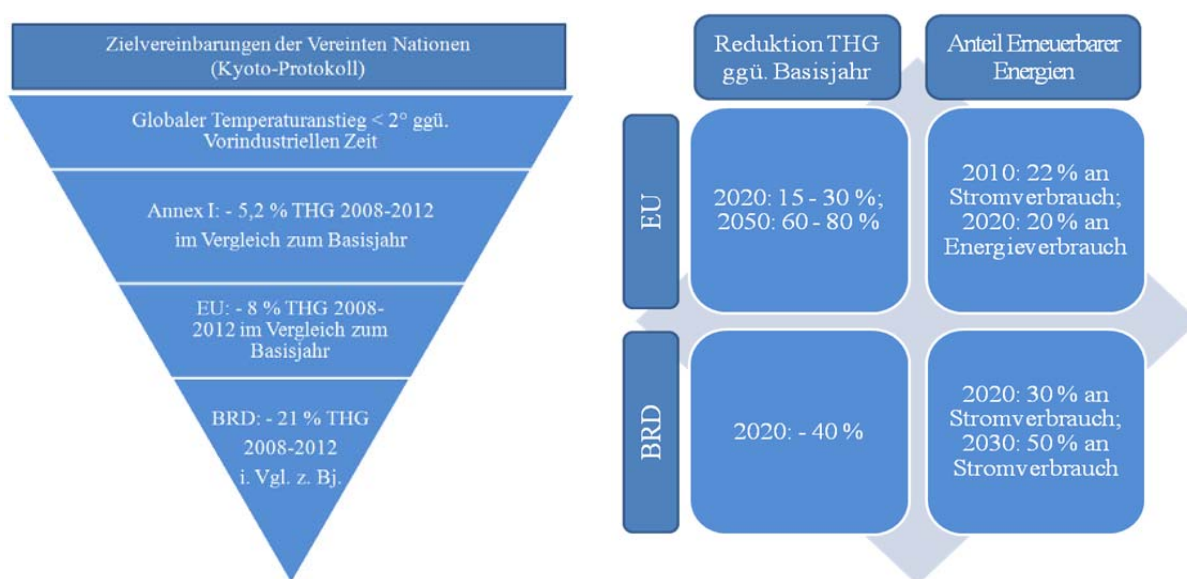


Abbildung 2: Zielvereinbarungen der UN und Konkretisierung der EU und BRD<sup>122</sup>

In einem nächsten Schritt erfolgt die Realisierung dieser Ziele mittels Auswahl und Einsatz geeigneter umweltpolitischer Instrumente. Das Kyoto-Protokoll sieht eine eigenverantwortliche Zielerreichung mit vorwiegend nationalen Umweltinstrumenten vor, bietet darüber hinaus jedoch internationale Maßnahmen (sogenannte flexible Mechanismen) für die Umsetzung an.

<sup>119</sup> Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt (ABl. EG 2001 L 283/33).

<sup>120</sup> Vgl. BMU (2001), S. 2 f.

<sup>121</sup> Vgl. BMU (2008a), S. 5.

<sup>122</sup> Eigene Darstellung.

Im nächsten Kapitel sollen deshalb verfügbare Instrumente und ihre Wirkungsweisen vorgestellt werden.

## 2.2. Das umweltpolitische Lenkungssystem und dessen Steuerungstechnik

### 2.2.1. Anforderungen an umweltpolitische Instrumente

In der Klimaproblematik kommt dem Staat eine steuernde Funktion zu, weil die Eigeninitiativen der Wirtschaftssubjekte in *privatwirtschaftlichen Ansätzen* nicht ausreichen. Staatlicher Handlungsbedarf ist in der Umweltpolitik dadurch gegeben, dass externe Effekte einerseits nicht internalisiert sind und andererseits wegen Transaktionskosten auch nicht pareto-optimal zwischen Schädiger und Geschädigtem aufgeteilt werden. Transaktionskosten einer Verhandlungslösung können ihren Nutzengewinn übersteigen und dadurch scheitern.<sup>123</sup> Um die Ineffizienz des Marktes zu kompensieren, steht dem Staat ein Repertoire an *hoheitlichen Instrumenten* zur Verfügung, deren Einsatz den Rahmen für Unternehmensstrategien und -entscheidungen maßgeblich beeinflussen und in vielfältiger Weise auf Unternehmen einwirken kann. Unter dem Aspekt der nachlassenden Reduktionsfortschritte und der Sicherstellung der Erreichung der sehr ehrgeizigen künftigen Klimaziele spielen die Wahl sowie der Einsatz der Instrumente des politischen Lenkungssystems für die Europäische Union und die Bundesregierung eine bedeutende Rolle.<sup>124</sup> Diese Instrumente müssen für einen Einsatz in EU und der BRD gewissen Anforderungen entsprechen.

Der Evaluierung von umweltpolitischen Instrumenten dient ein Katalog an Beurteilungskriterien der OECD von 1994.<sup>125</sup> Es werden die Kategorien *ökologische Effektivität* (Grad der ökologischen Zielerreichung) und *ökonomische Effizienz* differenziert und in Teilaspekte untergliedert. Die ökologische Effektivität umfasst die *ökologische Treffsicherheit* (Realisierung des Umweltziels unter statischen und dynamischen Rahmenbedingungen) und die *Wirkungsgeschwindigkeit* (Anpassungsgeschwindigkeit des Istzustands an das Umweltziel). *Kosteneffizienz* (Zielerreichung unter geringstmöglichen gesamtwirtschaftlichen Kosten), *Innovationswirkung* (Auswirkung des Instrumenteneinsatz auf den technischen Fortschritt) sowie *Wettbewerbs- und Strukturwirkung* definieren die ökonomische Effizienz.<sup>126</sup>

<sup>123</sup> Vgl. Brockmann / Stronzik / Bergmann (1999), S. 27.

<sup>124</sup> Vgl. Cames / Anger / Böhringer / Harthan / Schneider (2007), S. 15.

<sup>125</sup> Vgl. OECD (1994): *Managing the Environment: The Role of Economic Instruments*, Paris 1994, in Michaelis (1996), S. 35.

<sup>126</sup> Vgl. zu diesem Abschnitt Michaelis (1996), S. 35 f.

Im Fall des Klimaschutzes können die Beurteilungskriterien folgendermaßen interpretiert werden. Die wichtigsten Zwecke der Instrumente stellen die Gewährleistung einer möglichst kostengünstigen Einhaltung der nationalen Verpflichtungen gemäß dem Kyoto-Protokoll einerseits und andererseits eine langfristig stärkere Emissionsreduktion durch die Lenkung von Investitionen in treibhausgasarme Technologien dar.<sup>127</sup> Darüber hinaus sollen die für Informationsgewinnung, Spezifikation, Anbahnung, Verhandlung, Organisation, Durchsetzung und Kontrolle entstehenden Transaktionskosten eines Instruments für alle beteiligten Agenten (sowohl Staat als auch die betroffenen Unternehmen) minimiert werden.<sup>128</sup> Gleichzeitig ist auf die Versorgungssicherheit (v. a. in der Stromversorgung) und die Vermeidung einer zusätzlichen Belastung der deutschen Wirtschaft im internationalen Wettbewerb zu achten.<sup>129</sup>

Für ein nachhaltiges und wirkungsvolles Klimaschutzprogramm ist meist ein umfassendes, konsistentes Maßnahmenbündel nötig, da die verfügbaren Instrumente unterschiedliche Stärken und Schwächen aufweisen. Es gilt ein integriertes Klimaschutzprogramm zu entwickeln, da Einzelmaßnahmen zu kurz greifen und nur eine zu geringe Anzahl an Wirtschaftssubjekten erfassen würden. Um in der Umweltpolitik den Anforderungen entsprechend die richtige Auswahl im Spektrum der verfügbaren Instrumente zu treffen, müssen die Prinzipien und Funktionsweisen der Umweltinstrumente bekannt sein. Vor diesem Hintergrund ist eine Erläuterung der zukünftigen Maßnahmen zur Abschwächung des Klimawandels und der treffsicheren Erfüllung der Emissionsverpflichtungen Deutschlands notwendig.

### 2.2.2. Grundprinzipien von Umweltinstrumenten

Umweltinstrumente wirken in unterschiedlicher Ausprägung nach folgenden drei Grundprinzipien: dem *Verursacher-*, dem *Vorsorge-* und dem *Kooperationsprinzip*. Ziel des *Verursacherprinzips* ist die Internalisierung externer Kosten, d.h. der Geschädigte besitzt ein Recht auf Unterlassung der Schädigung oder der Verursacher von Umweltbelastungen soll auch der Träger deren Kosten sein. Greift nicht das Verursacherprinzip sondern das Gemeinlastprinzip, besitzt der Geschädigte im Sinne einer Laissez-faire-Regel keinen Anspruch auf Unterlassung der Schädigung oder es kann kein Verursacher eindeutig und allein für Schäden in der Natur verantwortlich gemacht werden.<sup>130</sup> Vorbeugend soll das *Vorsorgeprinzip* wirken, indem Anreize zur proaktiven Vermeidung von umweltbelastendem Verhalten statt zur reaktiven Behebung von Schäden gesetzt werden. Nach dem *Kooperationsprinzip* werden Betroffene in

<sup>127</sup> Vgl. Rogge / Schleich / Betz / Cozijnsen (2006), S. 3.

<sup>128</sup> Vgl. Brockmann / Stronzik / Bergmann (1999), S. 27.

<sup>129</sup> Vgl. NAP 2008-2012, S. 4.

<sup>130</sup> Vgl. Brockmann / Stronzik / Bergmann (1999), S. 27.

den Ausgestaltungsprozess von Maßnahmen miteinbezogen und ihnen Möglichkeiten der Mitwirkung und Mitverantwortung eingeräumt. Die Ausprägung des Kooperationsprinzips beeinflusst die Verbindlichkeit der Regelung für die betroffenen Akteure. Nach dem Grad der Freiwilligkeit und dem staatlichen Eingriff differenziert man zwischen *hoheitlichen* und *privatwirtschaftlichen* Aktivitäten.<sup>131</sup> Abbildung 3 zeigt eine Einteilung von Umweltinstrumenten nach diesen beiden Kriterien.

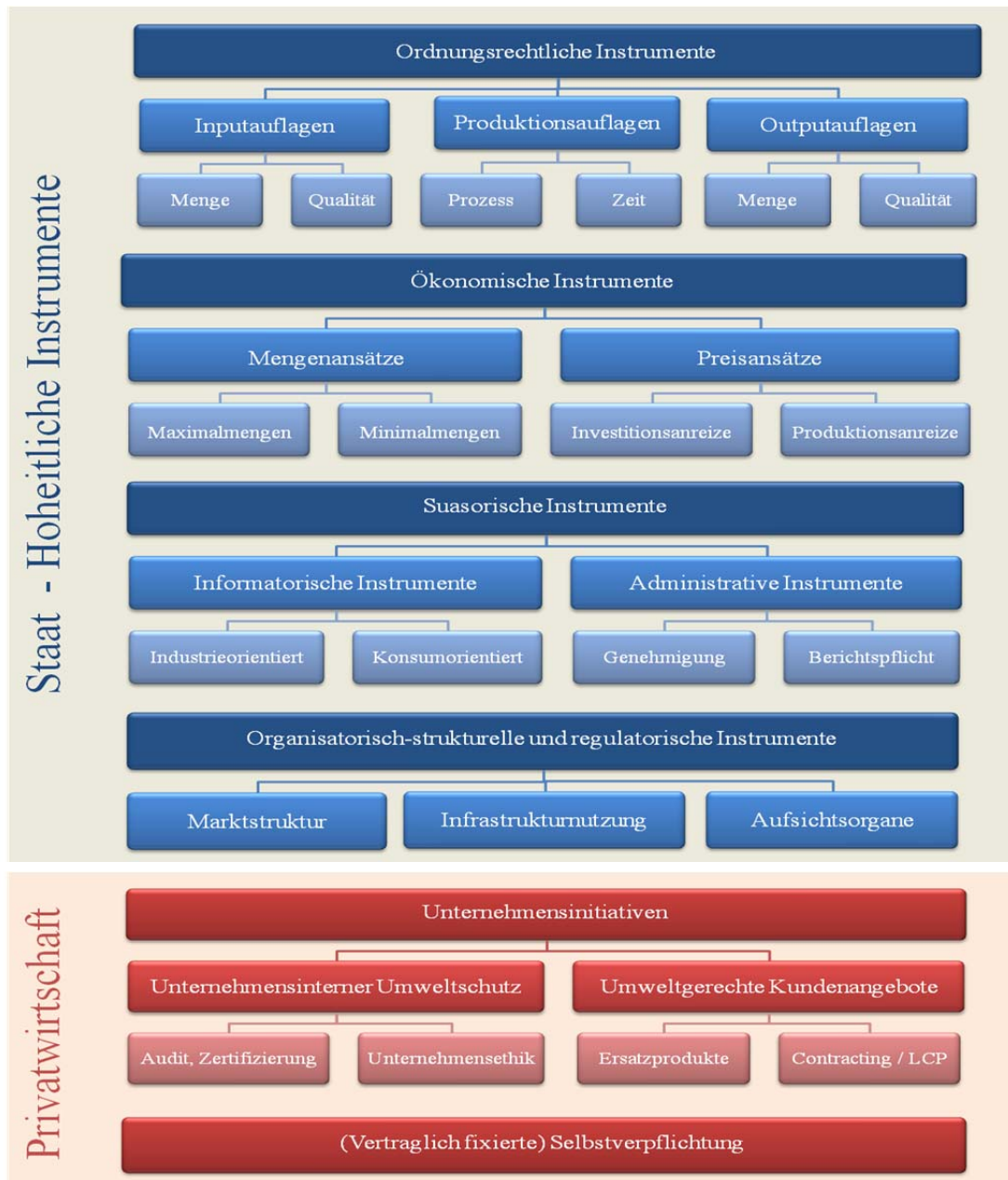


Abbildung 3: Klassifikation umweltpolitischer Instrumente<sup>132</sup>

<sup>131</sup> Vgl. hierzu und im Folgenden auch Fichtner (2005), S. 10 ff.

<sup>132</sup> Fichtner (2005), S. 10. und Enzensberger et al. (2002), S. 31.

Während hoheitliche Instrumente gemäß Abbildung 3 nach ihren instrumentenspezifischen Wirkmechanismen in *ordnungsrechtliche, ökonomische, suasorische* und *organisatorisch-strukturelle, regulatorische Maßnahmen* untergliedert werden, unterscheidet man die freiwilligen, privatwirtschaftlichen Aktivitäten in *Unternehmensinitiativen* und *Selbstverpflichtungen*). Verursacher-, Kooperations- und Vorsorgeprinzip sind keine gegensätzlichen Funktionsweisen, sondern können parallel wirken. Beispielsweise weist ein Großteil der umweltpolitischen Maßnahmen eine starke Ausprägung des Verursachungs- und Vorsorgeprinzips auf.<sup>133</sup>

### 2.2.3. Klassifikation des umweltpolitischen Instrumentariums

#### 2.2.3.1. Ordnungsrechtliche Instrumente

Ordnungsrechtliche Instrumente sind Auflagen und umfassen Verhaltensvorschriften in Form von Ge- und Verboten. Nicht-Einhaltung wird mit Sanktionen geahndet.<sup>134</sup> Regulierungen wie Mengenvorgaben und Grenzwerte setzen am Wirtschaftsprozess des Unternehmens an und beziehen sich z.B. auf die Verwendung bestimmter Stoffe, die Herstellung und Qualität bestimmter Produkte oder auf Produktionsverfahren wie z.B. beim Ausstieg aus der Kernenergie<sup>135</sup>. Ein weiteres Beispiel sind Emissionsgrenzwerte für Großfeuerungs- und Gasturbinenanlagen nach der 13. Verordnung zum Bundesimmissionsschutzgesetz (13. BImSchV)<sup>136</sup> zur Luftreinhaltung von z.B. Staub, CO, NO<sub>2</sub> und SO<sub>2</sub>.

Die wesentliche Wirkungsweise ordnungsrechtlicher Instrumente beruht auf einer Einschränkung der Optionen eines Unternehmens auf die vom Gesetzgeber befürworteten Handlungsalternativen.<sup>137</sup> Für die Unternehmung verkleinert sich der Entscheidungsspielraum. Auch die Flexibilität bei der zeitlichen Planung von Investitionen kann abnehmen. Außerdem kann eine pareto-effiziente Verteilung von Lasten und ein Anreiz für die Suche nach technisch besseren Lösungen (Innovationswirkung) nicht gewährleistet werden. Die hohe ökologische Effektivität bei der Zielerreichung (schnelle Wirkung und die große Reaktionssicherheit), die gute Kalkulierbarkeit für die Wirtschaft und die große gesammelte Erfahrung machen die Umwelt-

<sup>133</sup> Vgl. Pohl (2001), S. 64.

<sup>134</sup> Vgl. Dreher (2001), S. 7.

<sup>135</sup> Das Gesetz zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität vom 22. April 2002 (BGBl. I Nr. 26 S. 1351) (Atomgesetznovelle 2002) gibt die Reststrommenge ab dem 01.01.2000 bis zur endgültigen Stilllegung jedes einzelnen Kernkraftwerkes vor und verbietet die Genehmigung für die Errichtung und den Betrieb von neuen Kernkraftwerken.

<sup>136</sup> Dreizehnte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über Großfeuerungs- und Gasturbinenanlagen – 13. BImSchV) vom 20. Juli 2004 (BGBl. I S. 1717, 2847), zuletzt geändert durch Art. 1 des Gesetzes vom 27. Januar 2009 (BGBl. I Nr. 5 vom 30.01.2009 S. 129).

<sup>137</sup> Vgl. Fichtner (2005), S. 11.

auflagen trotz der nicht sichergestellten ökonomischen Effizienz zu einem beliebten Mittel für Politik, Wirtschaft und Verwaltung.<sup>138</sup>

### **2.2.3.2. Ökonomische Instrumente**

Dem gegenüber nutzen ökonomische Instrumente marktwirtschaftliche Mechanismen, die unter der Bedingung rationalen Verhaltens der betroffenen Akteure funktionieren.<sup>139</sup> Eine Steuerung der Unternehmen in umweltfreundliches Verhalten erfolgt mit betriebswirtschaftlichen Anreizen ohne direkten staatlichen Eingriff und gewährleistet eine größere ökonomische Effizienz, indem sie den Wirtschaftssubjekten bewusst gewisse Entscheidungsspielräume und eine höhere Flexibilität einräumt.<sup>140</sup> Die ökonomischen Rahmenbedingungen werden hinsichtlich einer Verschiebung der Vorteilhaftigkeit der zur Verfügung stehenden Handlungsoptionen so verändert, dass gemäß umweltpolitischen Zielen erwünschtes Verhalten der Wirtschaftssubjekte begünstigt und unerwünschtes verteuert wird.

Dabei kann die Einflussnahme des Staats an Preisen oder Mengen ansetzen. Mit Preisansätzen werden über die Modifikation des Preises eine indirekte Anpassung der Produktionsmenge bestimmter Güter und eine Lenkung von Investitionen angestrebt. Es entsteht eine größere Innovationswirkung als beim Ordnungsrecht, da sich Aktivitäten wie z.B. die Verbesserung von Vermeidungstechnologien über eine Einhaltung von Vorgaben hinaus verwerten lassen.<sup>141</sup> Im Fall von Mengenansätzen wird hingegen die Gütermenge direkt vorgegeben und der Preis bildet sich am Markt.<sup>142</sup> Während Preisansätze eindeutig ökonomische Instrumente darstellen, tritt bei Mengenansätzen eine Abgrenzungsproblematik zu ordnungsrechtlichen Instrumenten auf, da eine staatlich festgelegte Mengenvorgabe auch als erzwungener Konsum<sup>143</sup> oder als Verzicht auf ein Gut interpretiert werden kann. Mengenansätze gewährleisten die ökologische Treffsicherheit damit jedoch stärker und sind hinsichtlich der Zielerreichung kalkulierbarer.

### **2.2.3.3. Suasorische, organisatorisch-strukturelle und regulatorische Instrumente**

Suasorische, organisatorisch-strukturelle und regulatorische Maßnahmen dienen einer verfeinerten politischen Zielumsetzung durch Ergänzung der ordnungsrechtlichen, ökonomischen

---

<sup>138</sup> Vgl. Pohl (2001), S. 65 und Brockmann / Stronzik / Bergmann (1999), S. 39.

<sup>139</sup> Vgl. Dreher (2001), S. 7.

<sup>140</sup> Vgl. Fichtner (2005), S. 11.

<sup>141</sup> Vgl. Hansjürgens / Gagelmann (2003), S. 5 und Fichtner (2005), S. 12.

<sup>142</sup> Vgl. Dreher (2001), S. 7 f.

<sup>143</sup> Ein Beispiel hierfür ist eine Mengenvorgabe für grünen Strom im Zuge einer Quotenregelung.

und freiwilligen Instrumente.<sup>144</sup> Als Beispiel für diese Instrumentengruppe können Berichtspflichten<sup>145</sup> und der Einsatz von Aufsichtsorganen<sup>146</sup> für die Kontrolle und Durchsetzung ordnungsrechtlicher oder ökonomischer Maßnahmen, aber auch Öffentlichkeitsarbeit und Beratung angeführt werden. So können diese Instrumente neben administrativen Zwecken auch der Beeinflussung von verfügbaren Informationen und Wertvorstellungen von Entscheidungsträgern dienen.<sup>147</sup> Auf Grund ihres eher ergänzenden Charakters werden diese Maßnahmen in der Kombination<sup>148</sup> mit anderen umweltpolitischen Instrumenten unterstützend und nicht primär eingesetzt,<sup>149</sup> weshalb sie hier nicht weiter vertieft werden sollen.

#### 2.2.3.4. Freiwillige Instrumente

Bei freiwilligen Instrumenten handelt es sich um zwanglose umweltfreundliche Initiativen oder Verpflichtungen von Verbänden, Branchen, Unternehmensgruppen oder einzelnen Wirtschaftssubjekten nach dem Vorsorgeprinzip. Gründe für ein „proaktives Handeln“ der Marktteilnehmer sind ein geschärftes Ökologiebewusstsein, Druck von Seiten der Konsumenten oder eine Prävention zur Vermeidung von Lösungen staatlicher Art in Form von ordnungsrechtlichen und/oder ökonomischen Instrumenten. Die höhere Flexibilität freiwilliger Maßnahmen stößt bei den betroffenen Unternehmen auf breitere Akzeptanz. Diese Bereitschaft

<sup>144</sup> Vgl. TAB (1995), S. 7.

<sup>145</sup> Z.B. wurde für die Bereitstellung von Informationen für den Emissionshandel die Verordnung über die Erhebung von Daten zur Aufstellung des nationalen Zuteilungsplans für die Zuteilungsperiode 2008 bis 2012 vom 11. Juli 2006 (BGBl. I Nr. 33 S. 1572) (Datenerhebungsverordnung 2012 - DEV 2012), insbesondere Abschnitt 2 Berichtspflichten, verfasst.

<sup>146</sup> Z.B. ist die Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) als zuständige nationale Stelle für den Emissionsrechtshandel im Umweltbundesamt (UBA) in Berlin gegründet worden. Wesentliche Aufgaben der DEHSt sind die Zuteilung und Ausgabe der Emissionsberechtigungen, Überwachungs- und Steuerungsaufgaben, die Führung des Nationalen Registers sowie die nationale und internationale Berichterstattung.

<sup>147</sup> Vgl. Brockmann / Stronzik / Bergmann (1999), S. 32.

<sup>148</sup> Bsp. für die Unterstützungsfunktion der suasorischen Instrumente im Maßnahmenbündel des Klimaschutzprogramms 2005 (in Anlehnung an BMU (2005), S. 43 f.) der Bundesregierung für den Haushaltsbereich:  
Ordnungsrechtliche Instrumente

- Einführung der Energieeinsparverordnung 2006 und Energieausweise
- Änderung des Wohneigentumsgesetzes

Ökonomische Maßnahmen (Förderprogramme)

- KfW-Programme im Gebäudebereich
- Marktanreizprogramm Biomasse
- Marktanreizprogramm Sonne
- Stadtumbau Ost, Sozialer Wohnungsbau

Suasorische, organisatorisch-strukturelle und regulatorische Instrumente

- Ausbau der Deutschen Energie-Agentur (dena) als Kompetenzzentrum für Energieeffizienz
- Durchführung von breit angelegten Öffentlichkeitskampagnen
- Vor-Ort-Beratung über Förderprogramme
- Weiterbildungs- und Qualitätsoffensive (Investoren, Handwerk, Planer, Bauherren)
- Ausbau der Forschung für Innovationen zur Steigerung der Energieeffizienz
- Verbesserung der Bauprodukte

Ausbau des Energieeinspar-Contracting im Wärmemarkt

<sup>149</sup> Vgl. Dreher (2001), S. 10.



resultiert meist jedoch nur aus der staatlichen Macht zu Sanktionen wie der Drohung mit Rechtsfolgen.<sup>150</sup> Über die unternehmensexternen Motivationsfaktoren hinaus kann es jedoch auch unternehmensinterne Argumente für die freiwillige Implementierung eines umweltpolitischen Instruments geben, wie z. B. das Ziel, Erfahrungen mit neuen (Umwelt-)Technologien zu sammeln.<sup>151</sup>

Tabelle 4 stellt ordnungsrechtliche, ökonomische und freiwillige Instrumente in einem zusammenfassenden Vergleich gegenüber.

Instrument	Hoheitlich		Freiwillig
	Ordnungsrechtlich	Ökonomisch	
<b>Initiator</b>	Staat	Staat	Unternehmen
<b>Herkunft</b>	Polizeirecht: Auflagen / Ge- / Verbote / Sanktionen	Ökonomische Theorie / Marktgesetze	Unternehmensstrategie / Unternehmensethik
<b>Ziel</b>	Gefahrenabwehr	Steuerung einer Entwicklung über Marktmechanismen	Nutzung von Marktchancen, Vermeidung erwarteter staatlicher Eingriffe
<b>Motivation</b>	Zwang	Anreiz	Eigeninitiative
<b>Ansatz</b>	Beschränkung der zulässigen Handlungsalternativen	Beeinflussung der Vorteilhaftigkeit einzelner Handlungsalternativen	Gezielte Verfolgung für das Unternehmen vorteilhafter Handlungsalternativen
<b>Kriterium</b>	Effektivität	Effizienz / Effektivität	Effizienz
<b>Beispiele</b>	Grenzwerte, Vorschriften, Mindestwirkungsgrade, Sicherheitsauflagen	Abgaben, Fördermittel, Umweltnutzungsrechte	„Grüne“ Produkte, Öko-Audits, Selbstverpflichtungen

Tabelle 4: Typische Merkmale ordnungsrechtlicher, ökonomischer und freiwilliger Instrumente<sup>152</sup>

Die Kategorisierung und der vorangegangene Vergleich veranschaulichen unterschiedliche Funktionsweisen der verfügbaren Instrumente. Der Vergleich zeigt, dass nur bei ökonomischen Instrumenten Entwicklungen über Marktmechanismen gesteuert werden, Knappheitssignale für Umweltgüter gesetzt werden und eine Beeinflussung von Unternehmensentscheidungen über Anreize stattfindet. Die zentralwirtschaftlichen Züge der ordnungsrechtlichen Instrumente werden hingegen als Fremdkörper im System der Marktwirtschaft gesehen und bei freiwilligen Instrumenten die Nutzung von marktlichen Koordinationsmechanismen vermisst.<sup>153</sup> Die Anwendung von Marktmechanismen führt jedoch zu einer einzelwirtschaftlichen Optimierung und soll die geringsten volkswirtschaftlichen Kosten verursachen. Aus diesen Gründen erfreuen sich ökonomische Instrumente in der EU und in Deutschland besonderer Beliebtheit, was aus der effektiven Realisierung von umweltpolitischen Zielen unter Beach-

<sup>150</sup> Vgl. Pohl (2001), S. 66 f.

<sup>151</sup> Vgl. Dreher (2001), S. 8.

<sup>152</sup> Vgl. Dreher (2001), S. 8.

<sup>153</sup> Vgl. Brockmann / Stronzik / Bergmann (1999), S. 34.

tung wirtschaftlicher Anforderungen resultiert. So eignen sich diese Instrumente gut für die ökologische Zielerreichung unter Einhaltung der Nebenbedingungen internationale Wettbewerbsfähigkeit der Wirtschaft (z.B. Preiswürdigkeit und Versorgungssicherheit), Stärkung eines Industriestandortes sowie Setzen wirtschaftlicher Anreize für Investitionen und Innovationen.<sup>154</sup> Das folgende Kapitel widmet sich deshalb einer genaueren Betrachtung einiger ökonomischer Instrumente, die für die Erfüllung der Klimaschutzziele national eingesetzt werden.

#### **2.2.4. Erläuterung ausgewählter nationaler, ökonomischer Instrumente für den Klimaschutz**

Eine vollständige Aufzählung und detaillierte Diskussion des Instrumenteneinsatzes in den europäischen und deutschen Klimaschutzprogrammen mit allen Ausprägungsformen würde hier zu weit führen. Daher werden an dieser Stelle nur einige besonders wirkungsstarke ökonomische Maßnahmen beispielhaft erläutert. Ausgewählt wurden die *Umweltabgabe*, *Förderpolitische Instrumente*, *das Umwelthaftungsrecht* und der *Zertifikathandel*, da diese für die umweltpolitische Zielerreichung der Vereinten Nationen, der Europäischen Union und der Bundesrepublik Deutschland in der Praxis erfolgreich eingesetzt und vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit aus umweltpolitischer Perspektive für besonders wichtig gehalten werden.<sup>155</sup>

##### **2.2.4.1. Umweltabgabe**

Für ihre Inanspruchnahme der Umwelt haben Wirtschaftssubjekte einen Preis in Form von Steuern oder Gebühren an den Staat zu entrichten, weshalb die Umweltabgabe den Preisansatzverfahren der ökonomischen Instrumente zugeordnet wird. Umweltabgaben setzen am Input (Rohstoffe), am Verfahren, am unerwünschten Output (z.B. Emissionsabgabe) oder am

---

<sup>154</sup> Vgl. NAP 2008-2012, S. 4.

<sup>155</sup> Die von der Energiesteuer abgelöste Mineralölsteuer (als Beispiel für eine Umweltabgabe) stellte durch ihre weitgreifende, sektorunabhängige Erfassung der Wirtschaftssubjekte und als große Einnahmequelle der Bundesrepublik Deutschland ein erfolgreiches Instrument der Umweltpolitik dar. Vgl. FÖS-Memorandum (2004), S. 9. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (als Stellvertreter der Förderpolitischen Instrumente) wird vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit als „ein wichtiger Motor beim Ausbau der Erneuerbaren Energien im Strombereich“ bezeichnet. Vgl. Angaben des BMU.

Das deutsche Umweltschadensgesetz (als Beispiel für das Umwelthaftungsrecht) geht auf die EU-Richtlinie zur Umwelthaftung zurück, die das Verursacherprinzip europaweit auf möglichst hohem Niveau festschreibt und im Sinne des Vorsorgeprinzips laut Umweltminister Sigmar Gabriel (SPD) „ein intelligenter Anreiz [ist], so zu wirtschaften, dass es erst gar nicht zu Umweltschäden kommt“. Vgl. Rath (2007).

Gemäß dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit erfasst der Emissionshandel (als Stellvertreter des Zertifikathandels) „in Deutschland rund 55 % der CO<sub>2</sub>-Emissionen und ist damit das zentrale klimaschutzpolitische Instrument.“ NAP 2008-2012, S. 4.

erwünschten Output (z.B. Produktabgabe) an. Der Preisansatz führt zu einer Preiserhöhung, die alternative Technologien im Vergleich günstiger machen soll. Der Wechsel zu alternativen Technologien tritt aber nur bei Substitutionsmöglichkeiten ein.<sup>156</sup> Bei limitationalen Produktionsverfahren hingegen führt eine Umweltabgabe zu gestiegenen Kosten des Unternehmens und damit zu Produktions- und/oder Nachfragerückgang.<sup>157</sup> Für den Staat ergibt sich ein Trade-off. Eine Reduktion der Umweltbelastung, z.B. durch Aufgabe eines schadstoffreichen Produktionsprozesses, verringert gleichzeitig die Einnahmen des Staates. Des Weiteren stellt die Bewertung der Umweltinanspruchnahme den Staat vor eine ökonomische Herausforderung, da das beabsichtigte Ziel der Pigou-Steuer mangels vollständiger Information über die externen Kosten lediglich näherungsweise erreicht werden kann.<sup>158</sup> Die Transaktionskosten der Informationsgewinnung über den Nutzen, welcher der Gesellschaft aus der Umweltqualität erwächst, sind ebenfalls zu hoch, um sie erheben zu können.<sup>159</sup> Folglich lässt sich eine pareto-effiziente Abgabenhöhe und anzustrebende Umweltqualität<sup>160</sup> nur zufällig nach dem Trial-and-Error-Prinzip bestimmen. Trotz der schwierigen Bestimmung der optimalen Höhe einer Umweltabgabe ist ihre Wirkung gesamtwirtschaftlich positiv zu bewerten, da sich einem festgelegten Umweltqualitätsstandard kostengünstig genähert werden kann.<sup>161</sup> Ein bekanntes Beispiel für eine Produktabgabe ist die Energiesteuer<sup>162</sup>, die in der EU auf Energieerzeugnisse (z.B. Kraftstoffe, Strom, Erdgas und Heizöl) erhoben wird, um ihren Konsum zu reduzieren. Eine weitere umweltbezogene Steuer ist die Kraftfahrzeugsteuer. Ein relativ neuer Ansatz für eine Umweltabgabe wird hingegen mit der Einführung einer *Emissionssteuer* in Norwegen aufgezeigt, wo der Ausstoß einer Tonne CO<sub>2</sub> 45 € kostet.

---

<sup>156</sup> Der Kraftstoffverbrauch im Individualverkehr sank um etwa 1,4 Mrd. Liter (- 3,7 %) zwischen 1995 und 2006. Hohe Preise bei Ottokraftstoffen führten zu einem Verbrauchsrückgang (- 14,5 %), zur Senkung des Durchschnittsverbrauchs der Fahrzeuge und zu einem Umstieg von benzinbetriebenen PKW auf verbrauchsgünstigere Dieselfahrzeuge. Der Dieselverbrauch stieg im Gegenzug dazu um 70 % im gleichen Zeitraum. So betrug im Jahr 2006 der Anteil des Diesels am Kraftstoffverbrauch bereits 24,3 % (zum Vergleich: 13,9 % im Jahr 2000). Vgl. Statistisches Bundesamt (2008).

<sup>157</sup> Vgl. Fichtner (2005), S. 11.

<sup>158</sup> Vgl. Pohl (2001), S. 65.

<sup>159</sup> Vgl. Brockmann / Stronzik / Bergmann (1999), S. 29.

<sup>160</sup> Meistens gibt „der Staat in einem „Standard-Preis-Ansatz“ ein eher nach ökologischen Kriterien festgelegtes maximales Volumen der Inanspruchnahme der Umwelt“ vor. Brockmann / Stronzik / Bergmann (1999), S. 29

<sup>161</sup> Vgl. Pohl (2001), S. 65.

<sup>162</sup> Die Ökosteuern machten 2003 9,7 % gemessen am gesamten Steuer- und Abgabenaufkommen der Bundesrepublik Deutschland aus. Seit der einstimmigen Verabschiedung der Richtlinie 2003/96/EG des Rates zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom vom 27. Oktober 2003 (ABl. EU 2003 L 283/51) (EU-Energiesteuerrichtlinie) fand mit der Einführung steigender Mindestenergiesteuersätze eine Harmonisierung der Anwendung in allen EU25-Staaten zur Vermeidung von Wettbewerbsverzerrungen statt. Vgl. FÖS-Memorandum (2004), S. 5 und 10.

#### 2.2.4.2. Förderpolitische Instrumente

Eine weitere Instrumentengruppe sind Transferleistungen des Staats in Form von steuerlichen Begünstigungen, Zuschüssen, Preisgarantien/Mindestpreisen, günstigen Krediten oder Kreditgarantien. Die Umsetzung einer Förderung lässt sich investitions- oder erzeugungsbezogen, also kapazitätsabhängig bei Installation einer Anlage oder über eine Laufzeit hinweg für eine Erzeugungsleistung, ausgestalten.<sup>163</sup> Im Gegensatz zur Umweltabgabe soll bei förderpolitischen Instrumenten die unerwünschte Umweltinanspruchnahme nicht durch eine Verteuerung des umweltbelastenden, sondern durch eine Begünstigung des umweltfreundlichen Produktionsverfahrens vermieden werden. Sie bezwecken die Steigerung der Wirtschaftlichkeit und Wettbewerbsfähigkeit umweltfreundlicher Technologien durch eine Senkung ihrer Kosten und Risiken bis zu einer mittel- und langfristig eigenständigen Tragfähigkeit und/oder eine Steigerung des Absatzes am Markt zur Überschreitung kritischer Schwellen der Marktdurchdringung. Da die Kosten für Fördermittel gesamtwirtschaftlich und nicht von den Verursachern getragen werden, also dem Gemeinlastprinzip zuzuordnen sind,<sup>164</sup> ist seitens des Staats der Einsatz von Monitoring-Systemen<sup>165</sup> erforderlich, welche die Höhe der gesamten Förderkosten, die ökologische Wirksamkeit und die ökonomische Effizienz der Förderung erörtern.<sup>166</sup>

Als Beispiele förderpolitischer Instrumente für den Klimaschutz können das Marktanzreizprogramm zur Förderung von Erneuerbaren Energien, das Erneuerbare-Energien Gesetz (EEG) und das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz angeführt werden, die als Konsequenz aus den langfristigen Klimazielen für einen technologischen Strukturwandel beschlossen wurden. Mit dem *Marktanzreizprogramm zur Förderung von Erneuerbaren Energien* stellt das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) bis zu 350 Mio. €<sup>167</sup> jährlich in Form von Investitionszuschüssen, einem Bonussystem, zinsgünstigen Darlehen und Tilgungszuschüssen durch das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) und die KfW Förderbank zur Verfügung.<sup>168</sup> Gefördert werden vor allem wärmeerzeugende Anlagen wie

<sup>163</sup> Vgl. Ragwitz / Held / Resch / Faber / Huber / Haas (2006), S. 3.

<sup>164</sup> Für ökologische Programme, vor allem das Marktanzreizprogramm des Bundes für die investive Förderung der Erneuerbaren Energien sowie das KfW-CO<sub>2</sub>-Gebäudesanierungs-Programm zur energetischen Altbauanierung wurden ca. eine halbe Milliarde Euro (drei Prozent des Ökosteuer-Aufkommens) aufgewendet. Vgl. FÖS-Memorandum (2004), S. 5.

<sup>165</sup> Bspw. wurde eine begleitende Erfolgskontrolle und eine Zwischenüberprüfung (Ende 2004) des KWKG 2002 vom BMU durchgeführt. Vgl. BMU (2002).

<sup>166</sup> Vgl. Ragwitz / Held / Resch / Faber / Huber / Haas (2006), S. 1.

<sup>167</sup> Vgl. BMU (2008c).

<sup>168</sup> Die Investitionen in große Offshore-Windparks in Ost- und Nordsee sollen 75 Milliarden Euro betragen. In einem Sofortprogramm werden die ersten zehn Anlagen staatlich gefördert, um Investitionen anzuschieben. Die staatseigene KfW-Förderbank wird dazu ein Kreditprogramm mit einem Volumen von fünf Milliarden zur Verfügung stellen. Darüber hinaus sollen die Genehmigungsverfahren für die Offshore-Anlagen vereinfacht werden.

Solarkollektoranlagen, Anlagen zur Verfeuerung fester Biomasse und effiziente Wärmepumpen zur Trinkwasserbereitung und Gebäudeheizung - aber auch größere Anlagen wie Tiefengeothermieanlagen, Biomasseheizwerke und aus Erneuerbaren Energien gespeiste Nahwärmenetze.<sup>169</sup>

Das *Erneuerbare-Energien Gesetz (EEG)* dient der Umsetzung der Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt. Die in Deutschland gewählte Fördermethodik legt dabei fixe Einspeisevergütungssätze (Mindestpreis/Preisgarantie) pro erzeugter kWh Strom ergänzt um Abnahmepflichten der Stromnetzbetreiber fest. Laut BMU ist das EEG im Hinblick auf die Erfüllung der Ausbauziele für Erneuerbare Energien im Strombereich in der Bundesrepublik sowie im internationalen Vergleich ein sehr effektives Förderinstrument.<sup>170</sup>

Neben den Erneuerbaren Energien werden außerdem die Erhaltung, Modernisierung und der Ausbau der ressourcenschonenderen und klimafreundlicheren Form der Energieerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) sowie die Markteinführung der Brennstoffzelle nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG 2002<sup>171</sup>) gefördert. Dafür steht eine Fördersumme von insgesamt 4,4 Mrd. €<sup>172</sup> zur Verfügung. Darüber hinaus erhalten Anlagenbetreiber für KWK-Strom von abnahmeverpflichteten Netzbetreibern zusätzlich zum Marktpreis degressive Bonussätze differenziert nach Anlagenkategorien.

### 2.2.4.3. Umwelthaftungsrecht

Das Umwelthaftungsrecht, setzt nicht im präventiven, sondern im repressiven Bereich an und entspricht der amerikanischen Vorgehensweise in der Umweltpolitik. Bislang von einzelnen spezialgesetzlichen (z.B. Bundesimmissionsschutzgesetz - BImSchG<sup>173</sup>), anlagenbezogenen (wie im Beispiel des Umwelthaftungsgesetzes - UmweltHG<sup>174</sup>) und bürgerlich-rechtlichen Vorschriften<sup>175</sup> geprägt, wurde das deutsche Umwelthaftungsrecht weiterentwickelt und am

<sup>169</sup> Vgl. BMU (2008c).

<sup>170</sup> Vgl. BMU (2009).

<sup>171</sup> Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung vom 19. März 2002 (BGBl. I S. 1092), zuletzt geändert durch Artikel 170 der Verordnung vom 31. Oktober 2006 (BGBl. I S. 2407) (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz).

<sup>172</sup> Vgl. BMU (2002).

<sup>173</sup> Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge vom 26. September 2002 (BGBl. I S. 3830), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 23. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2470).

<sup>174</sup> Umwelthaftungsgesetz vom 10. Dezember 1990 (BGBl. I S. 2634), zuletzt geändert durch Artikel 9 Abs. 5 des Gesetzes vom 23. November 2007 (BGBl. I S. 2631).

<sup>175</sup> Bspw. besteht bei schuldhafter Verursachung von Umweltschäden, die zu einer Beeinträchtigung der Gesundheit (z.B. Erkrankungen infolge einer Luftverunreinigung, Schlafstörungen als Folge übermäßiger Lärmim-

14. November 2007 das Umweltschadengesetz (USchadG<sup>176</sup>) auf den Weg gebracht. Das Umweltschadengesetz erweitert die dem deutschen Umwelthaftungsgesetz immanente Anlagenbezogenheit auf eine tätigkeitsbezogene Perspektive und stellt die nationale Umsetzung der europäischen Richtlinie 2004/35/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 21. April 2004 über die Umwelthaftung zur Vermeidung und Sanierung von Umweltschäden (Umwelthaftungsrichtlinie, ABl. EG 2004 Nr. L 143, S. 56) dar.

Grundprinzip des Umwelthaftungsrechts ist die Feststellung der Verantwortlichen für einzelne an Gesundheit oder Eigentum aufgetretene Umweltschäden und die entsprechende Bestimmung einer finanziellen Entschädigung. Dabei kann zwischen zwei Prinzipien unterschieden werden: der Verschuldens- oder der Gefährdungshaftung. Bei der Verschuldenshaftung muss der Verursacher nachweislich seine Sorgfaltspflicht verletzt haben. Bei der Gefährdungshaftung reicht es hingegen schon aus, dass der Schädiger eine Gefahrenquelle in den Rechtsverkehr eingebracht hat. Einer Haftung kann er nur entgehen oder sie mindern, wenn der Geschädigte seinerseits Sorgfaltspflichten erheblich verletzt hat. Die Beweislast dreht sich folglich um. Ein präventionsorientierter und ausgeweiteter Haftungsansatz erfordert ein Risikomanagement und eine Schadensvorsorge von Unternehmen, um Umweltrisiken früher zu erkennen, zu bewerten und zu vermeiden.

Da im Fall der Schadensersatzpflicht das gesamte Vermögen der Schädiger oft nicht ausreicht, wird das Instrument Umwelthaftungsrecht in Kombination mit der Auflage eines Abschlusses einer Haftpflichtversicherung nach § 19 Abs. 2 Nr. 1 UmweltHG eingesetzt. Demnach müssen in Anhang 2 UmweltHG angeführte Anlagen gemäß § 19 UmweltHG zur Deckungsvorsorge für den Fall einer Haftung versichert sein. Ein Anreiz zum Einsatz von umweltschonender, sicherer Technik entsteht, da die Wahrscheinlichkeit eines eintretenden Haftungsfalls und entsprechende Schadenshöhen abnehmen und damit Versicherungsprämien im Vergleich niedriger sein können. Dieser Effekt nimmt jedoch ab, sobald die Höhe der Versicherungsprämie unabhängig von der Sorgfaltspflicht des Schädigers ist.<sup>177</sup>

Staatlich festgelegte Haftungsobergrenzen beschränken das Risiko von Investitionen. Die begrenzten Schadensersatzforderungen vermeiden somit eine Hemmung von Investitionen. Im Unterschied zu den anderen ökonomischen Instrumenten unterliegt dem Umwelthaftungsrecht

---

missionen, etc.) oder des Eigentums (durch Industrieabgase verursachte Pflanzenschäden oder Lackschäden an Kraftfahrzeugen) oder eines sonstigen Rechts führen, ein Schadensersatzanspruch nach Maßgabe des § 823 BGB mit der Möglichkeit, Schmerzensgeld nach § 847 BGB zu verlangen.

<sup>176</sup> Gesetz über die Vermeidung und Sanierung von Umweltschäden vom 10. Mai 2007 (BGBl. I S. 666), geändert durch Artikel 7 des Gesetzes vom 19. Juli 2007 (BGBl. I S. 1462).

<sup>177</sup> Vgl. Pohl (2001), S. 66.

kein staatliches Bewirtschaftungskonzept.<sup>178</sup> Verwaltungskosten entstehen folglich nur in geringem Umfang.

Ein Beispiel für ein Umwelthaftungsrecht im Zusammenhang mit den Klimaschutzziele ist der Teil 4 Haftung und Vorsorge des Gesetzentwurfs zur Regelung von Abscheidung, Transport und dauerhafter Speicherung von Kohlendioxid (Kohlendioxid-Speicherungsgesetz – KSpG) vom 1. April 2009. Die Vorschrift regelt im § 29 Abs. 1 KSpG die Schadenersatzansprüche im Fall der Tötung, Verletzung von Körper oder Gesundheit und Sachbeschädigung, die als Folge der Speicherung eintreten können und entspricht im Wesentlichen der Haftung nach dem Umwelthaftungs- und Bergschadensrecht. Darüber hinaus wird der Betreiber eines CO<sub>2</sub>-Speichers zu einer Deckungsvorsorge in Form einer Haftpflichtversicherung oder Sicherheiten verpflichtet, die der Erfüllung der sich aus dem KSpG ergebenden Pflichten (z.B. Stilllegung und Nachsorge), gesetzlicher Schadenersatzansprüche und der sich aus dem Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz und dem Umweltschadensgesetz ergebenden Pflichten dient (§ 30 KSpG). Nach Ablauf von 30 Jahren nach Stilllegung des Kohlendioxidspeichers kann gemäß § 31 Abs. 1 KSpG die Übertragung der Verantwortung auf das Land beantragt werden.

#### **2.2.4.4. Zertifikathandel**

Ein Zertifikat stellt ein verbrieftes Recht zur Umweltnutzung für eine bestimmte Zeitperiode dar, das auf einem Markt frei gehandelt werden kann.<sup>179</sup> Es werden damit Eigentumsrechte aufbauend auf der Theorie der Verfügungsrechte von Coase für vorher unbegrenzt nutzbare Ressourcen geschaffen.<sup>180</sup> Der Anknüpfungspunkt der handelbaren Nutzungsrechte setzt in der Praxis meistens am unerwünschten Output, insbesondere an Emissionen<sup>181</sup> an.<sup>182</sup>

Innerhalb der ökonomischen Instrumente ist der Zertifikathandel ein repräsentativer Vertreter für Mengenansätze. Der Steuerungsmechanismus über den Mengenansatz weist den Vorteil der Gewährleistung der ökologischen Treffsicherheit gegenüber dem Preisansatz auf, da der Staat mit der Anzahl der ausgegebenen Zertifikate die zulässige, maximale Gesamtumwelt-

---

<sup>178</sup> Vgl. Brockmann / Stronzik / Bergmann (1999), S. 32.

<sup>179</sup> Vgl. Michaelis (1996), S. 31.

<sup>180</sup> Vgl. Zimmermann / Veith (2007), S. 356.

<sup>181</sup> Vgl. Michaelis (1996), S. 31.

<sup>182</sup> Darüber hinaus existieren Zertifikatshandelsansätze, die nachfrageseitige Energieeinsparmaßnahmen (weiße Zertifikate) oder eine Marktdiffusion von Strom aus Erneuerbaren Energien (grüne Zertifikate) stimulieren. Die grünen Zertifikate verfolgen eine Abspaltung des Umweltnutzens vom regenerativen Strom, so dass der Strom weiterhin als Commodity gehandelt und der Umweltnutzen unabhängig davon verkauft werden kann. Vgl. Fichtner (2005), S. 13. In Kombination mit Quoten für den Anteil der Erneuerbaren Energie an der Gesamtstromerzeugung finden die grünen Zertifikate in Belgien, Italien, Schweden und Großbritannien Anwendung. Vgl. Ragwitz / Held / Resch / Faber / Huber / Haas (2006), S. 4.

nutzung bestimmt<sup>183</sup> und somit eine Übernutzung eines Umweltgutes (z.B. saubere Luft) durch eine Beschränkung des freien Gebrauchs vermeidet. Dabei spielt die Zuteilung der Zertifikate nur eine verteilungspolitische, aber keine allokatonspolitische Rolle, da ein Handel einsetzt.<sup>184</sup> Für das zuvor öffentliche Gut wird ein Markt geschaffen und mit der Verknappung der Gesamtmenge an Zertifikaten bildet sich ein Knappheitspreis heraus.

Der Zertifikathandel bezweckt somit eine Flexibilisierung ordnungsrechtlicher Strukturen,<sup>185</sup> da der Staat außer der Mengenbestimmung keine weiteren Vorgaben macht und allein der Emittent unter Kostengesichtspunkten die Entscheidung trifft, ob, wann, wo, wie und wie viel Emissionen er reduziert.<sup>186</sup> Die einzelwirtschaftliche Optimierung (die Zahlungsbereitschaft eines Unternehmens für ein Zertifikat entspricht seinen Grenzvermeidungskosten)<sup>187</sup> und der einsetzende Handel unter den Akteuren führen dazu, dass Schadstoffe dort vermieden werden, wo die geringsten Vermeidungskosten anfallen.<sup>188</sup> Die Umweltziele können folglich auch ohne Kenntnis des Staates über die Grenzvermeidungskosten der Unternehmen erreicht werden.<sup>189</sup>

Für Unternehmen weisen Zertifikate jedoch im Vergleich zu Auflagen und Abgaben den Nachteil höherer Transaktionskosten und der Planungsunsicherheit auf, da Preisentwicklungen unbekannt sind.<sup>190</sup> Außerdem eignet sich nicht jeder Schadstoff gleichermaßen für dieses Instrument, da die räumliche Verteilung des Schadstoffes (Hot-Spot-Problematik) keine Rolle spielen darf.<sup>191</sup> Deshalb bietet sich die Anwendung dieses Instruments auf die global wirkenden und stark diffundierenden Treibhausgase an.<sup>192</sup> Nachdem bereits in Dänemark seit 1. Januar 2001 und Großbritannien seit April 2002 sowie konzernintern bei BP und Shell eingeführt, findet mit dem europäischen CO<sub>2</sub>-Emissionsrechtehandel seit 1. Januar 2005 das vergleichsweise junge und noch wenig eingesetzte Instrument seine weitreichendste praktische Anwendung.<sup>193</sup> Als weitere Anwendungsbeispiele können außerdem das RECLAIM Program in Kalifornien und das Acid Rain Program für die gesamten USA angeführt werden, die zur

---

<sup>183</sup> Vgl. Keppler (2005), S. 5.

<sup>184</sup> Vgl. Keppler (2005), S. 3.

<sup>185</sup> Vgl. Michaelis (1996), S. 31.

<sup>186</sup> Vgl. NAP 2008-2012, S. 6.

<sup>187</sup> Vgl. Zimmermann / Veith (2007), S. 356.

<sup>188</sup> Hinsichtlich dem Kriterium der Pareto-Effizienz erweist sich der Emissionshandel besonders vorteilhaft, wenn Transaktionskosten nicht zu hoch sind, zwischen einzelnen Anlagen signifikante Kostenunterschiede der Emissionsminderung bestehen, der Markt für einen Handel nicht durch Rahmenbedingungen eingeschränkt ist und andere Einflussfaktoren, wie strategisches Verhalten der Unternehmen durch Horten von Emissionsrechten oder Planungsunsicherheiten über zukünftige Umweltauforderungen, den Handel nicht beschränken. Vgl. Fichtner (2005), S. 12.

<sup>189</sup> Vgl. Fichtner (2005), S. 12.

<sup>190</sup> Vgl. Brockmann / Stronzik / Bergmann (1999), S. 39.

<sup>191</sup> Vgl. Fichtner (2005), S. 12.

<sup>192</sup> Vgl. Keppler (2005), S. 5 f.

<sup>193</sup> Vgl. Fichtner (2005), S. 28.



Vermeidung von Schwefeloxiden und Stickstoffoxiden am 1. Januar 1994 bzw. 1995 in Kraft traten.<sup>194</sup>

Tabelle 5 soll nochmals die unterschiedlichen Wirkungsweisen, Ansätze sowie Vor- und Nachteile der verschiedenen ökonomischen Instrumente zusammenfassend verdeutlichen.

Wirkungsvergleich ökonomischer Instrumente				
	Abgabe	Förderinstrument	Haftungsrecht	Zertifikat
<b>Beispiel</b>	Energiesteuer Emissionssteuer	Einspeisevergütung (EEG), Bonussätze (KWK)	BImSchG, UmweltHG	CO <sub>2</sub> - Emissionszertifikat
<b>Wirkungs- mechanismus</b>	Benachteiligung um- weltschädlicher An- lagen	Begünstigung umwelt- freundlicher Anlagen	Benachteiligung ris- kanter (umweltschäd- licher) Anlagen	Benachteiligung um- weltschädlicher Anla- gen
<b>Ansatz</b>	Preisansatz	Preisansatz + Abnah- mepflicht/Quoten	Preisansatz am Risiko	Mengenansatz
<b>Ansatzpunkt im Beispiel</b>	Energiepreis Emissionspreis	Strompreis	Schadenshöhe, Versi- cherungsprämie	Emissionsmenge
<b>Einsatzgebiet</b>	BRD (analog in EU), Norwegen	BRD (analog in EU)	BRD (analog in EU)	EU
<b>Vorteile</b>	Planungssicherheit durch stabilen Preis, vergleichsweise ge- ringe Verwaltungsk- osten	Investitionsanreiz durch Preis- (und Nachfra- ge)garantie, Planungssicherheit, Einflussnahme auf Wirtschaftsstruktur	Stärkung Verursa- cherprinzip, Anreiz zu Schadensvorsorge, geringe Verwaltungsk- osten	Fixe, vorgegeben Obergrenze der Emis- sionsmenge, Kenntnis der Grenzkosten un- nötig
<b>Nachteile</b>	Unsichere Reduktion, fehlende Kenntnis der Externalitäten und Grenzkosten	Unsichere Reduktion, unbekannte Gesamtkos- ten, Gemeinlastprinzip, kein Anreiz zur Kosten- reduktion	Risikoprämien, Inves- tionshemmnis	Planungsunsicherheit durch volatile Preise, Risikoprämien, höhe- re Transaktionskosten

Tabelle 5: Vergleich der Wirkungsweisen ökonomischer Instrumente<sup>195</sup>

Ohne auf einen Vergleich aller umweltpolitischen Instrumente anhand detaillierter Kriterien eingehen zu können, lässt sich doch festhalten, dass Zertifikatslösungen Stärken der ökonomischen Instrumente bezüglich Flexibilität und damit Kosteneffizienz mit Vorteilen der ordnungspolitischen Maßnahmen hinsichtlich der Effektivität durch ökologische Treffsicherheit kombinieren. Dagegen muss beim Einsatz von ökonomischen Instrumenten mit Preisansatz antizipiert werden, wie sich die betroffenen Unternehmen verhalten werden, weil die Schad-

<sup>194</sup> Im Gegensatz zu den Treibhausgasen führen die Auswirkungen von Schwefeloxiden und Stickstoffoxiden (saurer Regen) durch lokale Konzentration zu regionalen Schäden (Hot Spots) und machen somit zusätzlich die Erfassung komplexer Diffusionsprozesse erforderlich, denen entsprechend der Handel mit Emissionsrechten räumlich eingeschränkt wird. Vgl. Fichtner (2005), S. 12.

<sup>195</sup> Eigene Darstellung.

stoffmenge im Vergleich zu Instrumenten mit Mengenansatz nicht direkt über bestimmbare Schadstoffobergrenzen sondern indirekt über Preisanreize gesteuert wird. Zertifikatslösungen erfordern somit einen geringeren Informationsbedarf des Staats bezüglich Kostenstrukturen in betroffenen Unternehmen als bspw. eine Abgabe.

Allen ökonomischen Instrumenten gemeinsam ist die Innovationswirkung, auch als dynamische Effizienz bezeichnet. Es besteht der Anreiz, Schadstoffe auch schneller und über Vorgaben hinaus zu reduzieren, da zusätzliche Schadstoffvermeidung zu Kostenersparnis führt oder Vermarktungsmöglichkeiten für die Übererfüllung existieren.<sup>196</sup>

Für alle politischen Instrumente gilt, dass eine volle Wirkung (v.a. die Innovationswirkung) nur bei Beseitigung administrativer Hemmnisse und Stabilität erreicht werden kann.<sup>197</sup> Der Anreiz zu Investitionen in energiesparende Technologien und umweltschonende Maßnahmen (v.a. bei längerfristigen Innovations- und Investitionszyklen) entsteht nur, wenn Planungssicherheit gewährleistet ist, da Unsicherheit zu abwartendem Verhalten und damit Investitionsstaus führt. Hier weist die Zertifikatslösung gegenüber einer Steuer den Nachteil auf, dass die Höhe der zukünftigen Belastung für Entscheidungsträger unsicher ist, da sich der Preis nach Angebot und Nachfrage einspielt. Voraussetzung für die Planungssicherheit stellen frühzeitige Kenntnisse über Kosteneinflussgrößen wie umweltpolitische Ziele und den normativen Rahmen sowie eine glaubwürdige, kontinuierliche Politik dar.<sup>198</sup>

Diese Anforderungen an eine zukunftsweisende und investitionsfreundliche Umweltpolitik wurden erkannt, weshalb sich die Mitgliedsstaaten in Kyoto sowie innerhalb der EU zu verbindlichen Zielen und geeigneten Maßnahmen verpflichteten und eine Verlängerung des Kyoto-Protokolls für den Zeitraum nach 2012 für wichtig erachtet wird. Insbesondere vor dem Hintergrund einer im Fokus der umweltpolitischen Regulierung stehenden Energiebranche mit Investitionszyklen von 30 Jahren ist jedoch die Zögerlichkeit zu kritisieren, mit der Teilnahmezusagen von Ländern und Zielvereinbarungen für den Zeitraum nach 2012 getroffen werden.

Nachdem in diesem Kapitel verschiedene bedeutende nationale und europarechtliche Instrumente, die der Umweltpolitik im Klimaschutz zur Verfügung stehen, vorgestellt und Vorteilhaftigkeiten der unterschiedlichen Steuerungsmechanismen abgewogen wurden, sollen im folgenden Kapitel alle internationalen Klimaschutzmaßnahmen aus dem Kyoto-Protokoll erläutert werden.

---

<sup>196</sup> Z.B. besteht durch einen Handel mit Nutzungsrechten ein Anreiz, Schadstoffe schneller zu mindern, als die Zuteilungsmenge erfordert, da überschüssige Zertifikate verkauft werden können. Vgl. Fichtner (2005), S. 12.

<sup>197</sup> Vgl. Ragwitz / Held / Resch / Faber / Huber / Haas (2006), S. 15.

<sup>198</sup> Vgl. TAB (1995), S. 7.

## 2.2.5. Internationale Instrumente mit Marktmechanismus

### 2.2.5.1. Die flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls

Nach dem Protokoll von Kyoto sind die Vertragsparteien für die Einhaltung ihrer Emissionsbegrenzungen eigenverantwortlich zuständig. Sie müssen ihre Ziele vorwiegend mit dem Einsatz nationaler Maßnahmen - meist einem umfassenden Klimaschutzprogramm - erfüllen. Jedoch bietet das Kyoto-Protokoll zusätzlich internationale Instrumente mit Marktmechanismus an. Der dahinter steckende Gedanke ist, dass es prinzipiell egal ist an welchem Ort Treibhausgasemissionen eingespart werden, da es sich um Gase mit globalen Auswirkungen handelt. Beim Maßnahmeneinsatz gegen den globalen Treibhausgaseffekt können somit räumliche Grenzen „aufgeweicht“ und Möglichkeiten genutzt werden, Treibhausgase in anderen Ländern mit günstigeren Vermeidungskosten<sup>199</sup> einzusparen. Diese Minderungsmaßnahmen nennen sich *flexible Mechanismen* und sollen zu einer ökonomischen Gestaltung des Klimaschutzes beitragen, indem sie den Annex-I-Staaten in der Kosteneffizienz ihrer Zielerreichung dienen und außerdem Investitionen sowie Transfer von klimaverträglichen Technologien fördern.

Die flexiblen Mechanismen erlauben den Mitgliedsländern des Kyoto-Protokolls, zur Erfüllung ihrer Verpflichtungen Kooperationen mit anderen Staaten einzugehen. Auf der einen Seite dürfen Annex-I-Länder Klimaschutzmaßnahmen auch in anderen Industriestaaten (Joint Implementation, JI) oder in Entwicklungsländern (Clean Development Mechanism, CDM) finanzieren und die daraus resultierenden Emissionsreduktionen auf ihre Reduktionsverpflichtungen anrechnen.<sup>200</sup> Dabei entscheidend ist, dass das Klimaschutzprojekt den Vorgaben des Kyoto-Protokolls entspricht und von den Vereinten Nationen zertifiziert ist, da anderenfalls nur Voluntary Emission Reductions (VER) auf dem freiwilligen Markt generiert werden, die sich zwar für Imagezwecke aber nicht für die Erfüllung von Reduktionsverpflichtungen eignen.<sup>201</sup> Andererseits steht ihnen die Möglichkeit zu einer Beeinflussung ihrer Emissionsobergrenzen durch Handel mit Emissionsrechten (Emission Trading, ET) oder Umverteilung (Emissionsglocken, Bubble) unter Einrichtung entsprechender Systeme offen.

---

<sup>199</sup> In Analogie zu Ricardo's Außenhandelstheorie der komparativen Kostenvorteile werden sich Länder mit günstigeren und weniger günstigen Vermeidungsmöglichkeiten von Emissionen herausbilden und ein Handel entstehen. Vgl. Wallner (2008), S. 2.

<sup>200</sup> Vgl. Donner / Herkommer (2005), S. 5.

<sup>201</sup> Z.B. können für die Reduktion von Ozonschicht abbauenden Gasen nach dem Montrealer Protokoll keine regulären Zertifikate des Kyoto-Protokolls sondern nur VER ausgestellt werden. Darüber hinaus legt die UN-FCCC größten Wert auf den Nachweis der Zusätzlichkeit eines Klimaschutzprojekts (Additionality).

### 2.2.5.2. Joint Implementation

Finden Kooperationen in Projekten zur Emissionsminderung zwischen Annex-I-Staaten statt, so wird der Mechanismus als *Joint Implementation* (JI, Art. 6 Kyoto-Protokoll) bezeichnet. JI liefert für die erzielten CO<sub>2</sub>-Emissionsminderungen Gutschriften in Form von Emission Reduction Units (ERU). Diese Emissionsreduktionseinheiten werden in dem Land der Projektdurchführung („Gastgeberland“) ausgestellt und auf das andere beteiligte Land („Investor“) übertragen, wobei die höchstzulässigen Emissionen der Länder gleich bleiben („Nullsummen-Operation“).<sup>202</sup> Es handelt sich also um eine bilaterale Umverteilung in der Gruppe der Annex-I-Länder mit gleichbleibender, zulässiger Gesamtemissionsmenge. Dieser Mechanismus schafft einen Anreiz zum Technologietransfer und wurde vor allem im Hinblick auf die Modernisierung in den Ländern des ehemaligen Ostblocks eingeführt.

### 2.2.5.3. Clean Development Mechanism

Demgegenüber nennt sich die Durchführung von Klimaschutzprojekten in einem Nicht-Annex-I-Land *Clean Development Mechanism* (CDM, Art. 12 Kyoto-Protokoll) und regelt die Austauschbeziehungen zwischen minderungsverpflichteten und nicht minderungsverpflichteten Akteuren.<sup>203</sup> Beispielsweise tauschte das Unternehmen OSRAM ungefähr 700.000 Glühlampen in indischen Haushalten und das Unternehmen Bosch/Siemens/Hausgeräte (B/S/H) ineffiziente Kühlschränke in Brasilien aus, um den Stromverbrauch zu verringern und durch das Recycling von Altgeräten Treibhausgase wie CFC (chlorofluorocarbons) und HFC (hydrofluorocarbons) zu entfernen. CDM-Maßnahmen generieren dem investierenden Industrieland Certified Emission Reductions (CER), die zusätzliche Emissionen der Vertragsparteien im Verpflichtungszeitraum zulassen.<sup>204</sup> Das Emissionsvolumen der verpflichteten Annex-I-Gruppe erhöht sich. Deshalb sind die Überwachung der Ausstellung von Emissionsgutschriften aus CDM-Maßnahmen und eine genaue Erfassung der Gültigkeit und Menge wichtig. Ein Gremium des UN-Klimarahmenübereinkommens, das CDM Executive Board (CDM-Exekutivrat), übernimmt die Kontrollfunktion und Zertifizierung.<sup>205</sup> Bei der Zertifizierung und der Akzeptanz von Projekten wird insbesondere bei CDM-Maßnahmen streng auf die Zusätzlichkeit („Additionality“) einer Minderungsmaßnahme geachtet, die mit Hilfe eines Referenzszenarios nachgewiesen werden muss.<sup>206</sup>

<sup>202</sup> Vgl. Donner / Herkommer (2005), S. 7.

<sup>203</sup> Vgl. Fichtner (2005), S. 14.

<sup>204</sup> Vgl. Fichtner (2005), S. 20.

<sup>205</sup> Vgl. Donner / Herkommer (2005), S. 8.

<sup>206</sup> Vgl. Keppler (2005), S. 10.

#### 2.2.5.4. Land Use, Land-Use Change and Forestry

Über ERU- und CER-Zertifikate hinaus existieren Removal units (RMU), Temporary Certified Emission Reductions (tCER) und Long-term Certified Emission Reductions (ICER), die mit der Durchführung eines zertifizierten Senkenprojekts aus Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (*Land Use, Land-Use Change and Forestry*, LULUCF, Art. 3.3 und 3.4 Kyoto-Protokoll) nur von Staaten im In- oder Ausland erworben werden können. Als Senken werden Ökosysteme z.B. Wälder bezeichnet, die zur Absorption von Treibhausgasen in der Lage sind.<sup>207</sup> Allerdings eignen sich Senkenprojekte nicht zu einer Vermeidung von Treibhausgasen, sondern nur zu einer vorübergehenden Absenkung der Treibhausgaskonzentration in der Atmosphäre, weshalb diese Projekte lediglich eine temporäre Gutschrift erzeugen. Nach Ablauf ihrer Gültigkeit müssen die temporären Gutschriften durch neue gültige Zertifikate ersetzt werden. Sie ermöglichen also nur eine Verschiebung der Reduktionsverpflichtung in die Zukunft. Außerdem unterliegen RMU, tCER und ICER gewissen Einschränkungen bezüglich ihrer Anrechenbarkeit und Übertragbarkeit<sup>208</sup>, da ihre volle Akzeptanz von der UN-Klimarahmenkonvention noch nicht geklärt ist. Streng genommen zählen LULUCF damit noch nicht zu den flexiblen Mechanismen, sollen aber in einem Nachfolgeabkommen des Kyoto-Protokolls für die Jahre nach 2012 aufgegriffen werden.

#### 2.2.5.5. Emission Trading

Abgesehen von diesen projektbezogenen Mechanismen sieht das Kyoto-Protokoll das Instrument des *Emission Trading* (ET, Art. 17 Kyoto-Protokoll) auf Ebene der Vertragsstaaten für eine Reduzierung von Treibhausgasemissionen vor.<sup>209</sup> In diesem Zusammenhang ist eine Differenzierung zwischen dem Konzept der Erteilung von Gutschriften und der Erfordernis von Berechtigungen um zu Emittieren nach dem Cap-and-Trade-System, auf dem der Emissionshandel basiert, wichtig.<sup>210</sup> Gemäß den im Kyoto-Protokoll vereinbarten maximal zulässigen Emissionsvolumina (CAP) werden den Annex-I-Ländern Emissionsrechte, so genannte Assigned Amount Units (AAU), für die Periode 2008 bis 2012 zugeteilt und somit sind nicht mehr Emissionsberechtigungen auf dem Markt als die getroffene Zielvereinbarung zulässt.

---

<sup>207</sup> Vgl. Keppler (2005), S. 11.

<sup>208</sup> Diese Zertifikatstypen können nur von Staaten eingesetzt, aber nicht für Abgaben von Anlagenbetreibern im europäischen Emissionshandelssystem verwendet werden (vgl. § 6 (1c) TEHG - Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz vom 8. Juli 2004 (BGBl. I S. 1578), zuletzt geändert durch Artikel 5 des Gesetzes vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074)). Auf Anlagen- und Personenkonten ist das Halten dieser Zertifikate grundsätzlich nicht zulässig. Außerdem sind sie nicht in die nächste Verpflichtungsperiode überführbar. Vgl. DEHSt (2008c), S. 12 f.

<sup>209</sup> Vgl. Fichtner (2005), S. 7 f.

<sup>210</sup> Vgl. Fichtner (2005), S. 20.

Mit der Zertifizierung der Emissionsrechte schafft das Protokoll von Kyoto ein Commodity und ermöglicht damit ihren Handel (Trade) zwischen den Annex-I-Ländern. Wenn ein Annex-I-Staat seine AAU nicht komplett verbraucht, kann er übrige einem verpflichteten Land verkaufen, das seine Zielvereinbarung der Emissionsreduktionen nicht einhalten kann. Außerdem können seit der 7. Vertragsstaatenkonferenz von Marrakesch neben den AAU auch die zertifizierten Gutschriften aus den projektbezogenen Mechanismen (ERU, CER und RMU) frei gehandelt und zur Erfüllung der Begrenzungsverpflichtungen äquivalent eingesetzt werden.<sup>211</sup>

In einem Registersystem der UN, an dem alle nationalen Register angeschlossen sind, erfolgt die Buchführung und kontinuierliche Verfolgung aller Zertifikate.<sup>212</sup> Alle Register sind über den International Transaction Log (ITL) für eine sichere Übertragung der Zertifikate zwischen den Vertragsstaaten elektronisch verbunden.

#### **2.2.5.6. Bubble**

Zum Teil wird außerdem die Möglichkeit, *Emissionsglocken* (Bubble, Art. 4.1 Kyoto-Protokoll) zu bilden, zu den flexiblen Mechanismen gezählt. Streng nach den Definitionen des Kyoto-Protokolls fallen sie jedoch (ebenso wie LULUCF) nicht unter den Bereich der Maßnahmen, sondern unter die Bestimmung der Zielvereinbarung. Annex-I-Ländern können unter einer Bubble ihre Emissionen der sechs Treibhausgase und ihre Emissionsminderungspotenziale durch Senken summieren und damit ihre Minderungsziele gemeinsam erfüllen. Die erlaubten Emissionsmengen werden damit neu auf die Länder unter der Emissionsglocke nach unterschiedlichen Verantwortlichkeiten und ihrer speziellen nationalen und regionalen Entwicklungsprioritäten, Ziele und Gegebenheiten aufgeteilt und neue nationale Minderungsziele berechnet.

Die Nationalstaaten entscheiden, ob sie Emissionsziele allein durch nationale Maßnahmen erfüllen oder zusätzlich die internationalen flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls nutzen wollen. Jedoch ist ihre Anwendung ratsam, da sich mit der Erweiterung der Instrumentarien Kostenvorteile erschließen lassen, die sich durch eine ausschließliche Nutzung inländischer Maßnahmen nicht anbieten würden.<sup>213</sup> Aus diesen Gründen werden innerhalb der EU alle Instrumente angewendet. Die maßgeblichen Grundsätze, Modalitäten, Regeln und Leitlinien der flexiblen Mechanismen werden von der UN Klimakonferenz im Protokoll offen ge-

---

<sup>211</sup> Vgl. Keppler (2005), S. 11.

<sup>212</sup> Vgl. Keppler (2005), S. 9.

<sup>213</sup> Vgl. Cames / Anger / Böhringer / Harthan / Schneider (2007), S. 15.

lassen und von den Vertragsparteien bzw. der EU gesondert festgelegt.<sup>214</sup> Bei einer Entscheidung für den Einsatz von flexiblen Mechanismen gilt es zu klären, auf welche und in welchem Umfang auf sie zurückgegriffen werden soll und wie das Regelwerk im Detail ausgestaltet wird. Zum Beispiel fordert das Kyoto-Protokoll flexible Mechanismen nur ergänzend zu vorwiegend nationalen Anstrengungen einzusetzen, überlässt aber eine quantitative Begrenzung den Vertragsparteien.<sup>215</sup> Im Folgenden soll nun die europäische Umsetzung und Ausgestaltung des Emission Trading erläutert werden.

## 2.3. Der europäische Emissionshandel

### 2.3.1. Ausgestaltung des Rechtsrahmens

Das zum 1. Januar 2005 eingeführte Gemeinschaftssystem der EU-Mitgliedstaaten zum Emissionshandel basiert auf europarechtlichen Grundlagen wie der Richtlinie 2003/87/EG (EG-Emissionshandels-Richtlinie - EHRL)<sup>216</sup> und der Richtlinie 2004/101/EG („Linking Directive“<sup>217</sup>) sowie europäischen Vereinbarungen und Leitlinien, wie z.B. dem bereits erwähnten Burden Sharing<sup>218</sup>, der EG-Register-Verordnung (EG-RegVo)<sup>219</sup> und den KOM Monitoring and Reporting Guidelines<sup>220</sup>.

Die EHRL begründet das europäische System handelbarer Emissionsberechtigungen und definiert dessen Regeln. Die Linking Directive stellt die Verbindung der völkerrechtlichen Vorgaben aus dem Kyoto-Protokoll mit dem EU-Emissionshandelssystem dar. Sie erweitert die EHRL um die projektbasierten Mechanismen des Kyoto-Protokolls, so dass nicht nur die Ver-

<sup>214</sup> Vgl. Donner / Herkommer (2005), S. 6.

<sup>215</sup> Vgl. Keppler (2005), S. 9.

<sup>216</sup> Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates (ABl. EU 2003 L 275/32).

<sup>217</sup> Richtlinie 2004/101/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. Oktober 2004 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft im Sinne der projektbezogenen Mechanismen des Kyoto-Protokolls (ABl. EU 2004 L 338/18).

<sup>218</sup> Europarechtliche Festlegung der Lastenverteilung aus dem Kyoto-Protokoll auf die damals (1998) 15 EU-Mitgliedstaaten. Vgl. Entscheidung des Rates 2002/358/EG vom 25. April 2002 über die Genehmigung des Protokolls von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen im Namen der Europäischen Gemeinschaft sowie die gemeinsame Erfüllung der daraus erwachsenden Verpflichtungen (ABl. EG 2002 L 130/1).

<sup>219</sup> Die Verordnung (EG) Nr. 2216/2004 der Kommission über ein standardisiertes und sicheres Registrierungssystem gemäß der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates sowie der Entscheidung 280/2004/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 21. Dezember 2004 (ABl. EU 2004 L 386/1), geändert am 31.07.2007 (ABl. EU 2007 L 200/5) und zuletzt geändert am 8.10.2008 (ABl. EU 2008 L 271/3) stellt die Grundlage für ein standardisiertes Registersystem in der EU und nähere Bestimmungen zu Funktion und Technik dar.

<sup>220</sup> Entscheidung 2007/589/EG der Kommission vom 18. Juli 2007 zur Festlegung von Leitlinien für die Überwachung und Berichterstattung betreffend Treibhausgasemissionen im Sinne der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates (ABl. EU 2007 L 229/1).

tragsstaaten II und CDM nutzen können, sondern sich auch Unternehmen Gutschriften aus solchen Projekten im Emissionshandel anrechnen lassen können.

Zu den völkerrechtlichen und europarechtlichen Bestimmungen kommen nationale Gesetze und Verordnungen hinzu, die ihre Umsetzung klar definieren und den Spielraum damit beschränken. In Deutschland existiert mit dem Treibhausgasemissionshandelsgesetz (TEHG)<sup>221</sup>, dem Nationalen Allokationsplan (NAP)<sup>222</sup>, dem Zuteilungsgesetz (ZuG)<sup>223</sup>, der Zuteilungsverordnung (ZuV)<sup>224</sup>, dem Projektmechanismengesetz (ProMechG)<sup>225</sup>, der Projekt-Mechanismen-Gebührenverordnung (ProMechGebV)<sup>226</sup>, der Emissionshandel-Kostenverordnung (EHKostV)<sup>227</sup> und der Datenerhebungsverordnung 2012 (DEV 2012)<sup>228</sup> ein umfangreicher Rechtsrahmen.

Das TEHG setzt die EU-Richtlinie und die Linking Directive in nationale Gesetzgebung um und veranlasst dabei die Zuteilung und Ausgabe der Emissionsberechtigungen, Überwachungs- und Steuerungsaufgaben, die Führung des Nationalen Registers sowie die nationale und internationale Berichterstattung. Diese Aufgaben finden wiederum ihre Konkretisierung in den genannten Gesetzen und Verordnungen.

Beispielsweise definiert das Zuteilungsgesetz auf Basis der Plandaten des NAP die Regeln für die Zuteilung und Ausgabe der Emissionsberechtigungen der jeweiligen Handelsperiode. Der NAP berechnet für eine Handelsperiode die zuteilungsfähige nationale Gesamtmenge an CO<sub>2</sub>-Emissionsberechtigungen und liefert der EU Vorschläge für konkrete und genehmigungspflichtige Zuteilungsmengen und -regeln. Laut Artikel 9 der Emissionshandelsrichtlinie sind die Mitgliedsstaaten zur Erstellung des Nationalen Allokationsplans bestehend aus einem

---

<sup>221</sup> Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz vom 8. Juli 2004 (BGBl. I S. 1578), zuletzt geändert durch Artikel 5 des Gesetzes vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074) dient der Umsetzung der Richtlinie 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft.

<sup>222</sup> Vgl. Nationaler Allokationsplan 2008 bis 2012 - NAP II - Beschluss des Bundeskabinetts vom 28. Juni 2006 für die Zuteilungsperiode 2008 bis 2012.

<sup>223</sup> ZuG 2012 - Gesetz über den nationalen Zuteilungsplan für Treibhausgas-Emissionsberechtigungen in der Zuteilungsperiode 2008 bis 2012 vom 7. August 2007 (BGBl. I S. 1788).

<sup>224</sup> ZuV 2012 - Verordnung über die Zuteilung von Treibhausgas-Emissionsberechtigungen in der Zuteilungsperiode 2008 bis 2012 vom 18. August 2007 (BGBl. I S. 1941).

<sup>225</sup> Das Gesetz über projektbezogene Mechanismen nach dem Protokoll von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen vom 11. Dezember 1997 - ProMechG vom 22. September 2005 (BGBl. I S. 2826), zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), gilt für die Erzeugung von Emissionsreduktionseinheiten und zertifizierten Emissionsreduktionen aus der Durchführung von Projektaktivitäten im Sinne der Artikel 6 und 12 des Kyoto-Protokolls, an denen die Bundesrepublik Deutschland als Investor- oder Gastgeberstaat beteiligt werden soll.

<sup>226</sup> Projekt-Mechanismen-Gebührenverordnung vom 16. November 2005 (BGBl. I S. 3166), geändert durch die Verordnung vom 28. August 2008 (BGBl. I S. 1830).

<sup>227</sup> EHKostVO 2007 - Kostenverordnung zum Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz und zum Zuteilungsgesetz 2007 vom 31. August 2004 (BGBl. I S. 2273). § 22 TEHG und § 23 ZuG 2007 sind die gesetzlichen Ermächtigungsgrundlagen für diese Verordnung.

<sup>228</sup> Vgl. Verordnung über die Erhebung von Daten zur Aufstellung des nationalen Zuteilungsplans für die Zuteilungsperiode 2008 bis 2012 vom 11. Juli 2006 (BGBl. I S. 1572).



*Makro- und Mikroplan* verpflichtet. Der *Makroplan* regelt die staatlich festgesetzte Obergrenze an erlaubten Emissionen eines bestimmten Schadstoffes nach Wirtschaftssektoren (*CAP*). Diese Gesamtemissionsmenge wird im *Mikroplan* bzw. nach Genehmigung durch die EU im *Zuteilungsgesetz* auf die einzelnen Anlagen verteilt. Fehlmengen erfordern CO<sub>2</sub>-Minderungsmaßnahmen oder falls kostengünstiger den Zukauf von Emissionsberechtigungen eines anderen Akteurs (*Trade*).<sup>229</sup>

Ferner sind außer dem Nationalen Allokationsplan das Nationale Emissionsinventar, ein Nationales Register („Buchführungssystem“) und ein Überprüfungssystem („Monitoring- und Berichtswesen“) technische und administrative Voraussetzungen für Ablauf und Realisierung des Emissionshandels. Für die Erfüllung dieser Aufgaben ist im Umweltbundesamt die Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) als zuständige nationale Stelle für den Emissionshandel eingerichtet worden.

### 2.3.2. Bestimmung des CAP nach dem Makroplan

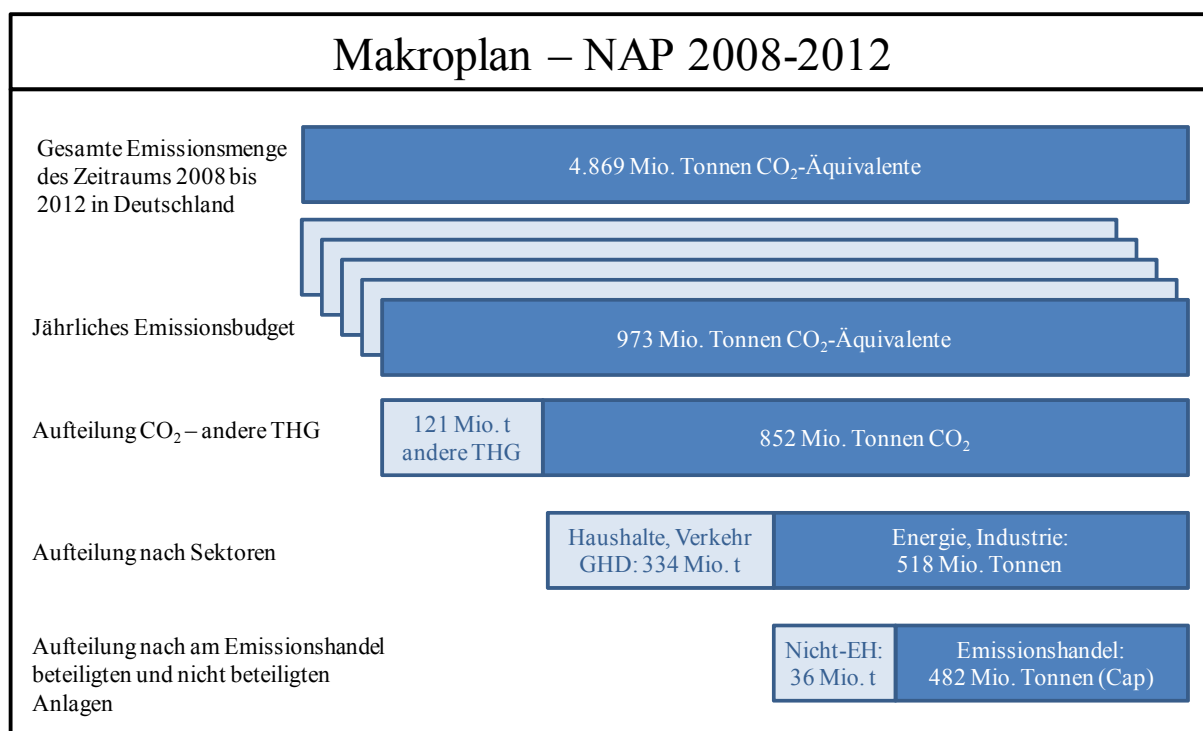


Abbildung 4: Makroplan 2008-2012: Verteilung der Emissionsberechtigungen<sup>230</sup>

<sup>229</sup> Vgl. Zimmermann / Veith (2007), S. 356.

<sup>230</sup> Eigene Abbildung mit Daten aus und in Anlehnung an NAP 2008-2012, S. 19.

### *Jährliches Emissionsbudget*

Nach einer Probephase von 2005 bis 2007 begann 2008 bis 2012 die zweite Zuteilungsperiode. Die deutsche Emissionsobergrenze der zweiten Zuteilungsperiode von 79 % der Treibhausgasemission des Basisjahres 1990 leitet sich aus der im Kyoto-Protokoll eingegangenen Verpflichtung der EU (-8 %) und dem Burden Sharing (-21 % BRD) gemäß der Entscheidung des Europäischen Rats 2002/358/EG ab. Die von der Europäischen Kommission berechnete absolute, gesamte Emissionsmenge des Zeitraums 2008 bis 2012 für Deutschland beträgt gemäß Entscheidung 2006/944/EG 4.868.520.955 Tonnen Kohlendioxidäquivalente, das entspricht im Durchschnitt ca. 973 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalenten pro Jahr (vgl. Abbildung 4). Die zugelassene Emissionsmenge ist damit geringer als der Ausstoß der Akteure in den vergangenen Jahren (vgl. Basisjahr 1.232 Mio. Tonnen Kohlendioxidäquivalenten)<sup>231</sup>. Die Verknappung der Emissionsrechte zwingt somit die Akteure zu einer Reduktion der Emissionen.

### *Obergrenze der CO<sub>2</sub>-Emissionsmenge*

Im Gegensatz zum Protokoll von Kyoto beschränkt sich der europäische Emissionshandel gemäß EU-Richtlinie vorerst auf das Treibhausgas CO<sub>2</sub>, welches mit rund 87,1 %<sup>232</sup> (absolut 852 Mio. Tonnen) den weitaus größten Anteil am gesamten Ausstoß der sechs Treibhausgase ausmacht. Lachgasemissionen (N<sub>2</sub>O) tragen hingegen zu 6,6 % und fluorierte Kohlenwasserstoffe (F-Gase) zu etwa 1,5 % der Treibhausgasfreisetzungen bei. Methanemissionen (CH<sub>4</sub>), die durch Tierhaltung, Brennstoffverteilung und Deponieemissionen verursacht werden, besitzen einen Anteil von 4,8 %.<sup>233</sup> Langfristig sollten zur Reduktion des anthropogenen Treibhauseffektes im Emissionsrechtelhandel allerdings alle Treibhausgase ihre Berücksichtigung finden. Eine einseitig auf CO<sub>2</sub> konzentrierte Klimapolitik führt zu einer verstärkten Nutzung der Primärenergie Erdgas, bei deren Förderung jedoch große Mengen des aggressiveren Treibhausgases Methan (GWP 21) freigesetzt werden.<sup>234</sup>

### *Aufteilung der CO<sub>2</sub>-Emissionsmenge nach Sektoren*

Einer sektoralen Abgrenzung bedarf es, weil der Downstream-Ansatz eingesetzt wird, der die tatsächlichen Emittenten und nicht die Brennstofflieferanten verpflichtet.<sup>235</sup> Die Gesamtzahl der Emittenten wird aus Gründen der Transparenz in Gruppen erfasst und somit auf eine praktikable Größenordnung reduziert. Deshalb nahm das Bundesministerium für Umwelt, Natur-

<sup>231</sup> Vgl. NAP 2008-2012, S. 18.

<sup>232</sup> Vgl. NIR (2007), S. 42.

<sup>233</sup> Vgl. NIR (2007), S. 42.

<sup>234</sup> Vgl. Fichtner (2005), S. 13.

<sup>235</sup> Vgl. Fichtner (2005), S. 14.

schutz und Reaktorsicherheit die in Tabelle 6 vorliegende Einteilung in die Sektoren Energie, Industrie, Gewerbe/Handel/Dienstleistung, Verkehr und Haushalte vor, die einen Großteil der gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen abdecken.<sup>236</sup>

	Energie	Industrie	Summe E + I	GHD	Verkehr	Haus-halte	Σandere Sektoren	CO <sub>2</sub> gesamt	Σandere THG	THG gesamt
1990	436	216	652	90	158	130	378	1030	196	1226
1995	376	174	550	68	173	129	370	920	175	1095
2000	364	167	531	59	178	117	354	886	137	1023
2001	371	161	532	62	175	131	368	899	136	1035
2002	379	156	535	59	173	120	352	887	133	1019
2003	386	157	543	61	167	122	350	893	132	1025
2004	383	162	545	58	167	116	341	886	130	1016
Ø 00-02	371	161	532	60	175	123	358	891	135	1026
Ziel 08-12	Keine weitere Differenzierung		518	Keine weitere Differenzierung			334	852	121	973

Tabelle 6: CO<sub>2</sub>- und Treibhausgasemissionen (ohne Senken) nach Sektoren des NAP II<sup>237</sup>

CO<sub>2</sub> entsteht insbesondere bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe. So verursachen Energieversorgungsunternehmen mit ca. 42 %<sup>238</sup> und die Industrie mit ca. 18 %<sup>239</sup> der gesamten Kohlendioxidemissionen in Deutschland einen Großteil der schädlichen Treibhausgase. Emissionsquellen aus den Sektoren private Haushalte, Verkehr und Gewerbe/Handel/Dienstleistung (Nicht-ETS-Sektoren), denen NAP II 2008-2012 eine Emissionsmenge von 334 Mio. Tonnen pro Jahr<sup>240</sup> einräumt, das Zuteilungsgesetz (ZuG) 2007 § 4 (3) aber letztendlich 349 Mio. Tonnen pro Jahr (- 7 Mio. Tonnen pro Jahr gegenüber der Zuteilungsperiode 2005-2007)<sup>241</sup> zuspricht, sind derzeit nicht in den Emissionshandel involviert. Eine Teilnahme am Emissionshandel würde in diesen Sektoren auf Grund der großen Anzahl an anteilmäßig kleinen Emittenten zu einer unverhältnismäßig großen Belastung mit Transaktionskosten (z.B. Gebühr für die Kontoeinrichtung der DEHSt von 200 € pro Zuteilungsperiode gemäß § 22

<sup>236</sup> Bspw. wird die Landwirtschaft mit einem Anteil von 6,3 % an den Treibhausgasen (größtenteils Methan) nicht separat sondern unter andere Sektoren erfasst. (vgl. NIR (2007), S. 42).

<sup>237</sup> Vgl. NAP 2008-2012, S. 16, 45 und 47; Ursprüngliche Quelle: Umweltbundesamt; Öko-Institut; Berechnungen des DIW Berlin.

<sup>238</sup> Die European Environment Agency spricht hingegen von einem Anteil der Energiebranche von 33 % an der CO<sub>2</sub>-Produktion (und 38 % am THG-Ausstoß). Vgl. European Environment Agency (2007), S. 105 und 99.

<sup>239</sup> Nach Fichtner resultiert auch der Großteil der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Industrie aus Feuerungsanlagen und ist deshalb ebenfalls energiebedingt. So genannte Prozessemissionen betragen lediglich ca. 3 % der CO<sub>2</sub>-Emissionen aus dem Industriesektor. Vgl. Fichtner (2005), S. 8 f.

<sup>240</sup> Vgl. NAP II 2008-2012, S. 19.

<sup>241</sup> Den Sektoren Haushalte und Verkehr verfügen in der Zuteilungsperiode 2005-2007 gemeinsam über eine CO<sub>2</sub>-Emissionsmenge von 298 Mio. Tonnen pro Jahr und in der Zuteilungsperiode 2008-2012 immer noch über 291 Mio. Tonnen pro Jahr zu, während Gewerbe/Handel/Dienstleistung in beiden Perioden 58 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr ausstoßen dürfen. Vgl. BMU (2005), S. 6.

TEHG) führen,<sup>242</sup> weshalb hier für die Erfüllung der übernommenen Verpflichtungen aus dem Kyoto-Protokoll andere Instrumente<sup>243</sup> Anwendung finden.

In Anbetracht der zentralen Rolle des Emissionshandels bei der nachhaltigen Verringerung der Treibhausgasemissionen in der EU fordert der Europäische Rat jedoch die Kommission auf, das europäische Emissionshandelssystem unter Berücksichtigung der Transparenz auf eine mögliche Ausdehnung seines Anwendungsbereichs hinsichtlich Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft sowie den Verkehr zu überprüfen.<sup>244</sup> Beispielsweise beabsichtigt die EU-Kommission mit Unterstützung der Bundesregierung, den Flugverkehr ab dem Jahr 2012 in den Emissionshandel einzubeziehen.<sup>245</sup> Nach Etablierung des CO<sub>2</sub>-Emissionshandel in Europa, besteht somit nicht nur die Option, den Handel auf andere Treibhausgase auszudehnen, sondern auch weitere Akteure aus anderen Sektoren einzuschließen.<sup>246</sup> Bisher ist der Emissionshandel allerdings nur für die Sektoren Energie und Industrie (ETS-Sektoren) von Relevanz, für die im NAP nach Abzug des Anteils der Nicht-ETS-Sektoren eine CO<sub>2</sub>-Emissionsmenge von 518 Mio. Tonnen pro Jahr<sup>247</sup> geplant war, nach §4 (3) ZuG 2007 letztendlich jedoch eine CO<sub>2</sub>-Menge von 495,5 Mio. Tonnen pro Jahr zugeteilt wurde.

### *Bestimmung des CAP*

Im Gegensatz zu den internationalen Regelungen des Emission Trade System nach dem Protokoll von Kyoto handelt es sich bei den Akteuren des europäischen Handelssystems für Emissionsrechte nicht um Staaten, sondern um natürliche und juristische Personen (hauptsächlich Unternehmen). Somit wurde der von den Umweltministern der Europäischen Union auf der Ratssitzung im Dezember 2002 verabschiedete Emissionshandel von einer Staaten-

---

<sup>242</sup> Vgl. Fichtner (2005), S. 20.

<sup>243</sup> Bspw. im Klimaschutzprogramm 2000 (vgl. BMU (2005), S. 46) beschlossene Maßnahmen für den Bereich Verkehr:

#### Abgaben

- Ökosteuer
- streckenabhängige Lkw-Maut
- emissionsbezogene Kfz-Steuer

#### Förderprogramme

- Nationales Radverkehrsprogramm

#### Ordnungsrechtliche Maßnahmen

- CO<sub>2</sub>-Kennzeichnungspflicht
- CO<sub>2</sub>-Grenzwerte für Neuwagen

#### Freiwillige Instrumente

- freiwillige Selbstverpflichtung der Automobilindustrie zur Reduzierung des durchschnittlichen Kraftstoffverbrauchs um 25 %
- Einführung schwefelfreien Kraftstoffs

<sup>244</sup> Vgl. Europäischer Rat (2007), S. 13.

<sup>245</sup> Vgl. BMU (2008d) oder NAP 2008-2012, S. 22 f.

<sup>246</sup> Vgl. Fichtner (2005), S. 21.

<sup>247</sup> Vgl. NAP 2008-2012, S. 19.

auf eine Unternehmensebene übertragen.<sup>248</sup> Die staatlich festgelegte CO<sub>2</sub>-Emissionsmenge wird außerdem nicht nur auf die einzelnen Emittenten, sondern sogar auf die rund 1.665<sup>249</sup> in Deutschland am Emissionshandel teilnehmenden Anlagen (vgl. Tabelle 7) verteilt. Diese Anlagen umfassen nach Anhang 1 TEHG die energieintensiven Prozesse der Energieumwandlung und -umformung, Eisenmetallerzeugung und -verarbeitung, mineralverarbeitende Industrie sowie sonstige Industriezweige.

Tätigkeit	Bezeichnung	Anzahl 2005-07	Verifizierte Emissionsmenge 2007 (t/CO <sub>2</sub> )	Anzahl 2008	Gruppe <sup>250</sup>	Anzahl 2008 nach Sektor
I	Feuerungswärmeleistung ≥50 MW	539	374.190.278	1020	Energieumwandlung und -umformung	Energie (Strom- und Wärmeerzeugung) 1072 (+ 38 Anlagen ohne Zuteilung)
II	Feuerungswärmeleistung >20 MW <50 MW	600	7.646.549			
III	Feuerungswärmeleistung >20 MW <50 MW Sonstige Brennstoffe	12	127.723			
IV	Verbrennungsmotoranlagen	1	6.571	52		
V	Gasturbinenanlagen	50	1.531.658	27	Eisenmetallerzeugung und -verarbeitung	Industrie 553 (+ 2 Anlagen ohne Zuteilung)
VI	Raffinerien	28	23.609.290	44		
VII	Kokereien	3	3.279.195			
VIII	Sintern von Eisenerz	32	29.769.589			
IX	Stahlwerke					
IXa	Integrierte Hüttenwerke					
IXb	Weiterverarbeitung Stahl	46	22.032.060	39	Mineralverarbeitende Industrie	
X	Zement	78	9.940.220	68		
XI	Kalk	88	3.867.129	85		
XII	Glas			8		
XIIa	Mineralfasern	206	1.871.426	139	Sonstige Industriezweige	
XIII	Keramik	5	290.590	5		
XIV	Zellstoff	123	4.798.118	125		
XV	Papier			8		
XVI	Propylen/Ethylen			5		
XVII	Ruß			0		
XVIII	Fackeln					
Gesamt	Teilnehmende Anlagen	1811	482.960.296			1625 (+40)

Tabelle 7: Anzahl der beteiligten Anlagen nach Tätigkeiten<sup>251</sup>

Prozessbedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen stehen vorerst nicht im Fokus, da sie nur in geringem Umfang und mit einem erheblichen Aufwand vermindert werden können. Kleinanlagen, die nur mit einem geringen Anteil zu den Gesamtemissionen beitragen, wie z.B. Anlagen des Sektors Energie mit Feuerungswärmeleistungen unter 20 MW<sup>252</sup>, werden ebenfalls nicht vom Emis-

<sup>248</sup> Vgl. Schleich / Ehrhart / Hoppe / Seifert (2003), S. 1.

<sup>249</sup> Vgl. DEHSt (2008b), S. 10 oder NAP 2008-2012, S. 6.

<sup>250</sup> Aus technischer Sicht werden die Begriffe und Gruppierungen von der DEHST ungenau verwendet. Vgl. DEHSt (2008b), S. 6.

<sup>251</sup> Eigene Abbildung nach Daten aus TEHG Anhang 1, DEHSt (2009), S. 80 und DEHSt (2008b), S. 7 f.

<sup>252</sup> Vgl. Traube (2006), S. 1.

onshandel erfasst, um überproportionale Transaktionskosten bezogen auf die jeweiligen Zuteilungsmengen zu vermeiden.<sup>253</sup> Trotz der Ausnahmen sind mit den 1.665<sup>254</sup> emissionshandelspflichtigen Anlagen der Sektoren Energie und Industrie ca. 55 %<sup>255</sup> der gesamten deutschen CO<sub>2</sub>-Emissionen vom Emissionshandelssystem erfasst. Die geplante Menge an Emissionsberechtigungen erlaubt nach dem Nationalen Allokationsplan 2008-2012 eine Emission von 482 Mio. t CO<sub>2</sub> (CAP).

### 2.3.3. Allokationsverfahren nach Mikroplan und Zuteilungsgesetz

Nachdem im Makroplan das CAP (482 Mio. t CO<sub>2</sub><sup>256</sup>) nach nationalen Zielen bezüglich des jährlichen CO<sub>2</sub>-Ausstoßes geplant wurde, werden im Mikroplan des Nationalen Allokationsplans die Methoden, Regeln und Kriterien der Allokation vorgeschlagen. Anschließend wurden Makro- und Mikroplan der Europäischen Kommission zur Genehmigung eingereicht und mit dem Zuteilungsgesetz 2012 (ZuG 2012), das die konkreten Ansprüche der emissionshandelspflichtigen Anlagen definiert, eine tatsächliche jährliche Zuteilungsmenge in Höhe von nur 453,07 statt 482 Mio. t CO<sub>2</sub> für die zweite Handelsperiode (2008-2012) festgelegt.<sup>257</sup>

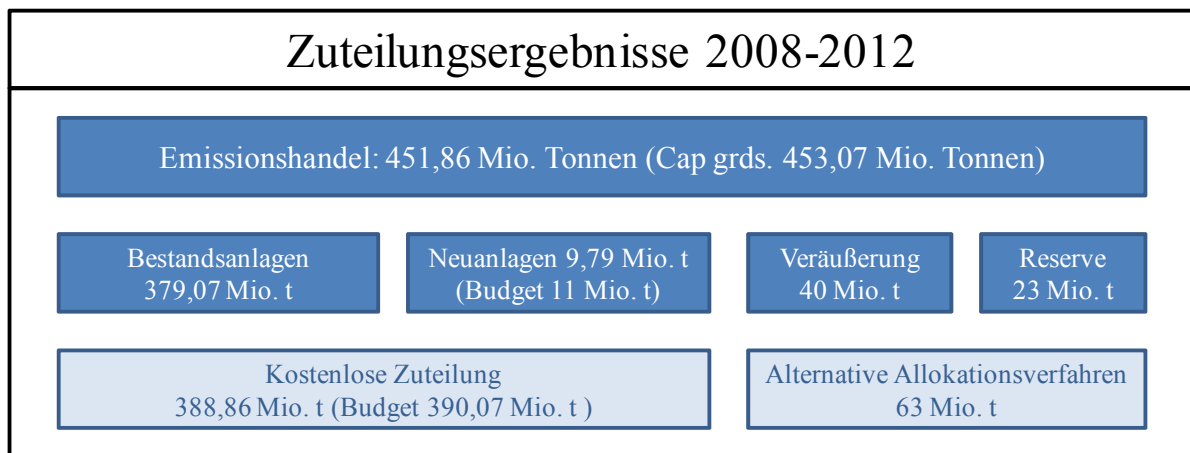


Abbildung 5: Die Zusammensetzung des Gesamtbudgets in der Handelsperiode 2008-2012<sup>258</sup>

<sup>253</sup> Vgl. NAP 2008-2012, S. 26.

<sup>254</sup> Die Zahl der zu Beginn der Handelsperiode 2008–2012 am Emissionshandel teilnehmenden Anlagen (Stand: 31.01.2008) hat sich gegenüber der Anlagenzahl zu Beginn des Emissionshandels (Handelsperiode 2005–2007, Stand 28.02.2005) um 184 Anlagen verringert. Hauptgründe sind eine weggefallene Emissionshandelspflicht wegen Stilllegung, Reduzierung der Anlagengröße oder eine Zusammenlegung emissionshandelspflichtiger Anlagen. Vgl. DEHSt (2008b), S. 9 f.

<sup>255</sup> Vgl. NAP 2008-2012, S. 6.

<sup>256</sup> Vgl. DEHSt (2008a), S. 10.

<sup>257</sup> Die Abweichung resultiert aus den unterschiedlichen Auffassungen von Bundesregierung und EU-Kommission. Die Bundesregierung hat den Nationalen Allokationsplan 2008 - 2012 bei der EU-Kommission eingereicht, doch die EU-Kommission forderte eine Überarbeitung. Nach langen Verhandlungen konnten 2007 EU-Kommission und Bundesregierung eine Einigung erzielen: So ist die deutsche Obergrenze abgesenkt, dafür wurde aber die Möglichkeit des Einsatzes von ERU und CER erhöht worden. Vgl. BMU (2007c).

<sup>258</sup> Eigene Abbildung nach Daten aus DEHSt (2008a).

In Deutschland werden, wie auch Abbildung 5 entnommen werden kann, von dem CAP von 453,07 Mio. Berechtigungen ca. 90 % der Emissionsrechte (im Vergleich zu 100 % in der ersten Handelsperiode (2005-2007)) kostenlos verteilt. Die direkte kostenlose Zuteilung an 1625 Anlagen<sup>259</sup> erfolgt entweder auf Basis historischer Emissionsmengen (*Grandfathering*) oder nach Stand der Technik (*Benchmarking-Verfahren*).<sup>260</sup> Diesen Allokationsmethoden steht ein Budget von 390,07 Mio. Emissionsberechtigungen zur Verfügung, wovon 379,07 Mio. Emissionsrechte für Bestandsanlagen und 9,79 Mio. Berechtigungen für Neuanlagen (Summe 388,86 Mio.) in Anspruch genommen wurden. Das maximale Budget von 11 Mio. Emissionsberechtigungen pro Jahr für zusätzlich emissionshandelspflichtige Anlagen gemäß § 26 TEHG (Neuanlagen) wird somit in der Handelsperiode 2008-2012 nicht ausgeschöpft.<sup>261</sup> Zur Deckung der administrativen Systemkosten des Emissionshandels werden 40 Mio. Berechtigungen jährlich nach § 21 Abs. 1 ZuG 2012 per *Auktion* oder per *Verkauf zu Marktpreis an den Handelsplätzen für Berechtigungen* veräußert. Zur Generierung der 40 Mio. Emissionsrechte gemäß § 20 ZuG 2012 werden energiewirtschaftlichen Bestandsanlagen jährlich 38 Mio. Berechtigungen weniger für das Produkt Strom zugeteilt. Dieser Kürzung unterliegen 427 Anlagen<sup>262</sup> mit einer berechneten jährlichen Zuteilungsmenge von 243,59 Mio. Emissionsberechtigungen (vor Kürzung). Die Zuteilung für Anlagen der Energiewirtschaft beträgt somit 205,59<sup>263</sup> Mio. Emissionsrechte pro Jahr, was einem veräußerungsbedingten Kürzungsfaktor auf das Produkt Strom von 0,844<sup>264</sup> entspricht. Die verbleibenden 2 Mio. jährlichen Berechtigungen wurden durch eine Reduzierung der anfänglich höher angesetzten Reserve erbracht.<sup>265</sup>

Die *Reserve* in Höhe von 23 Mio. t CO<sub>2</sub> pro Jahr gemäß § 5 Abs. 1 ZuG 2012 wird für Ansprüche auf Mehrzuteilungen nach Rechtsmittelverfahren, Ausgleichsansprüche nach § 6 Abs. 3 ZuG 2007 und für Härtefälle nach § 7 Abs. 10 und 11 ZuG 2007 sowie § 12 ZuG 2012 zurückgehalten.<sup>266</sup> Für Härtefälle wird mit einem Bedarf von bis zu 8 Mio. Berechtigungen in der zweiten Handelsperiode gerechnet.<sup>267</sup> Pro Jahr steht dementsprechend ein Budget von 1,6 Mio. Emissionsrechten zur Verfügung, das 2008 aber nur von 39 Anlagen in Höhe von insgesamt 470.000 zusätzlichen Berechtigungen in Anspruch genommen wurde.<sup>268</sup>

---

<sup>259</sup>Vgl. DEHSt (2008a), S. 4.

<sup>260</sup> Vgl. Keppler (2005), S. 16.

<sup>261</sup> Vgl. DEHSt (2008a), S. 4.

<sup>262</sup> Vgl. DEHSt (2008b), S. 4.

<sup>263</sup> Vgl. DEHSt (2008a), S. 11.

<sup>264</sup> Vgl. DEHSt (2008a), S. 4.

<sup>265</sup> Vgl. DEHSt (2008a), S. 7.

<sup>266</sup> Vgl. NAP 2008-2012, S. 33.

<sup>267</sup> Vgl. DEHSt (2008a), S. 7.

<sup>268</sup> Vgl. DEHSt (2008a), S. 5.

Damit berechtigt die Europäische Kommission Deutschland zu CO<sub>2</sub>-Emissionen von maximal 453,07 Mio. t pro Jahr einschließlich Reserve und Veräußerungsanteil. Das Gesamtbudget wird in Höhe von 451,86 Mio. Emissionsrechten in Anspruch genommen,<sup>269</sup> wovon der Großteil der CO<sub>2</sub>-Berechtigungen in Höhe von 388,86 Mio. kostenlos zugeteilt wird.

Aus ökonomischer Sicht stellen die Auktion oder der Verkauf am Markt die überlegenen Allokationsverfahren dar, da bereits die Anfangsausstattung von der Zahlungsbereitschaft der Marktteilnehmer bestimmt wird und sich dadurch schneller ein Marktpreis einstellt.<sup>270</sup> Wegen eines geringeren Widerstands der Unternehmen und zur Vermeidung von Wettbewerbsverzerrungen gegenüber Ländern, die nicht am Emissionshandel partizipieren, hat sich die Europäische Kommission vorerst auf das Grandfathering und das Benchmarking als wesentliche Allokationsmethode geeinigt.<sup>271</sup> Ziel ist es aber, bereits in der dritten Handelsperiode 2013-2018 die Emissionsberechtigungen nicht mehr kostenlos auszugeben.

### **2.3.4. Berechnungsformeln der Ansprüche auf kostenlose Zuteilung von Berechtigungen**

#### **2.3.4.1. Kalkulation für vor dem 31. Dezember 2002 in Betrieb genommene Anlagen**

*Industrieanlagen (Ziffern VI bis XVIII Anh. 1 TEHG) und Kleinemittenten des Energiesektors*

Die Menge der Berechtigungen bestimmt sich nach § 6 ZuG 2012 für Anlagen der Tätigkeiten Ziffern VI bis XVIII Anhang 1 TEHG (Industrieanlagen), die vor dem 31. Dezember 2002 in Betrieb genommen wurden, aus ihren historischen, jahresdurchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Emissionsmengen der Basisperiode 2000-2005<sup>272</sup>. Um die Emissionsreduktionsziele zu erreichen, werden die Referenzwerte, wie Formel 2 zeigt, mit einem Erfüllungsfaktor von 98,75 %<sup>273</sup> multipliziert.

---

<sup>269</sup> Vgl. DEHSt (2008a), S. 4.

<sup>270</sup> Vgl. Fichtner (2005), S. 15.

<sup>271</sup> Vgl. Fichtner (2005), S. 19.

<sup>272</sup> Vor diesem Hintergrund bestimmt die vom Bundeskabinett am 28. Juni 2006 verabschiedete Datenerhebungsverordnung 2012 (DEV 2012), die bisher noch nicht vorliegenden Daten zur Berechnung der CO<sub>2</sub>-Emissionen bei den teilnehmenden Unternehmen als Grundlage des Zuteilungsverfahrens für 2008-2012 zu erheben.

<sup>273</sup> Vgl. § 6 Abs. 1 ZuG 2012 und NAP 2008-2012, S. 25.



$$EB = EM_{BP} \cdot EF \cdot t_p^{274} \quad (2)$$

EB	Menge der Emissionsberechtigungen für die Zuteilungsperiode nach Anwendung der für die Anlage maßgeblichen Zuteilungsregel (in t CO <sub>2</sub> -Äquiv.)
EF	Erfüllungsfaktor für die Zuteilungsperiode für Anlagen nach Anhang 1, Nr. VI bis XVIII des TEHG
EM <sub>BP</sub>	Durchschnittliche jährliche Emissionen der Anlage in der Basisperiode
t <sub>p</sub>	Anzahl der Jahre der Zuteilungsperiode

Von der Kürzung um den Erfüllungsfaktor sind allerdings nur 280 von insgesamt 553 Industrieanlagen betroffen.<sup>275</sup> Der Erfüllungsfaktor findet bei Kleinemittenten (auch des Energiesektors) mit einem Ausstoß von unter 25.000 t CO<sub>2</sub> pro Jahr keine Anwendung.<sup>276</sup> Obwohl die Gruppe der Kleinemittenten knapp die Hälfte aller Anlagen ausmacht, erhält sie nur ca. zwei Prozent der Gesamtzuteilung (8,1 Mio. Emissionsberechtigungen pro Jahr).<sup>277</sup> Darüber hinaus sind Anlagen davon befreit, für die frühzeitige Minderungen gemäß § 12 ZuG 2007 (so genannte Early Actions)<sup>278</sup> oder eine unzumutbare Härte gemäß § 12 ZuG 2012<sup>279</sup> anerkannt werden. Betreiber können sich auf Härtefallregelungen berufen, wenn die Basisperiode für die Anlage nicht repräsentativ war.<sup>280</sup> Ebenfalls unterliegen Zuteilungen für Produktionsübernahmen von stillgelegten Anlagen gemäß § 10 Abs. 6 ZuG 2012 und Zuteilungen für Kapazitätserweiterungen gemäß § 8 nicht dem Erfüllungsfaktor.

#### *Anlagen der Stromerzeugung (Ziffer I bis V Anhang 1 TEHG)*

Die Berechnungsformel für Anlagen der Stromerzeugung (Ziffer I bis V Anhang 1 TEHG) (vgl. Formel 3), die vor dem 31. Dezember 2002 in Betrieb gingen, setzt sich aus dem Produkt der durchschnittlichen jährlichen Produktionsmenge der Anlage in der Basisperiode 2000-2005, dem Emissionswert je erzeugter Produkteinheit nach Anhang 3 ZuG 2012 (oder den Vorschriften einer Rechtsverordnung nach § 13 ZuG 2012), der Anzahl der Jahre der Zuteilungsperiode 2008 bis 2012 und einem Kürzungsfaktor zusammen.<sup>281</sup>

<sup>274</sup> Vgl. ZuG 2012, Anhang 1, Formel 1, S. 13.

<sup>275</sup> Vgl. DEHSt (2008b), S. 4.

<sup>276</sup> Vgl. § 6 Abs. 9 und § 7 Abs. 4 ZuG 2012 und NAP 2008-2012, S. 26.

<sup>277</sup> Vgl. DEHSt (2008b), S. 3.

<sup>278</sup> Vgl. § 6 Abs. 8 ZuG 2012.

<sup>279</sup> Vgl. § 6 Abs. 6 ZuG 2012.

<sup>280</sup> Vgl. Keppler (2005), S. 19 f.

<sup>281</sup> Vgl. § 7 Abs. 1 ZuG 2012.

$$EB^{282} = P_{BP} \cdot BM \cdot t_p \cdot KF_{Ver}^{283} \quad (3)$$

BM	Emissionswert (Benchmark) je erzeugter Produkteinheit (z.B. in t CO <sub>2</sub> -Äquiv./MWh oder t CO <sub>2</sub> -Äquiv./t)
EB	Menge der Emissionsberechtigungen für die Zuteilungsperiode nach Anwendung der für die Anlage maßgeblichen Zuteilungsregel (in t CO <sub>2</sub> -Äquiv.)
KF <sub>Ver</sub>	Kürzungsfaktor nach § 20 zur Erzielung des Berechtigungsaufkommens für die Veräußerung
P <sub>BP</sub>	Durchschnittliche jährliche Nettoproduktion der Anlage in der Basisperiode (in MWh pro Jahr)
t <sub>p</sub>	Anzahl der Jahre der Zuteilungsperiode

Dem produktbezogenen Emissionswert liegt die beste verfügbare Technik (BAT-Benchmark) zugrunde und macht bei gasförmigen Brennstoffen 365 Gramm CO<sub>2</sub> je Kilowattstunde Nettostromerzeugung und andernfalls 750 Gramm CO<sub>2</sub> je Kilowattstunde Nettostromerzeugung aus. Für Anlagen, die flexibel im Einsatz der Brennstoffe sind, berechnet sich gemäß Formel 4 der Emissionswert je erzeugter Produkteinheit anteilmäßig.

$$BM = \frac{W_g \cdot BM_g + W_s \cdot BM_s}{W_g + W_s} \quad (4)$$

BM	Emissionswert (Benchmark) je erzeugter Produkteinheit (z.B. in t CO <sub>2</sub> -Äquiv./MWh oder t CO <sub>2</sub> -Äquiv./t)
BM <sub>g</sub>	Emissionswert (benchmark) je erzeugter Produkteinheit für den Einsatz gasförmiger Brennstoffe (in t CO <sub>2</sub> -Äquiv./MWh)
BM <sub>s</sub>	Emissionswert (benchmark) je erzeugter Produkteinheit für den Einsatz sonstiger Brennstoffe (in t CO <sub>2</sub> -Äquiv./MWh)
W <sub>g</sub>	Brennstoffenergie der eingesetzten gasförmigen Brennstoffe in den Jahren 2005 und 2006 (in MWh pro Jahr)
W <sub>s</sub>	Brennstoffenergie der eingesetzten sonstigen Brennstoffe in den Jahren 2005 und 2006 (in MWh pro Jahr)

Zusätzlich zum BAT-Benchmark wird auch für Anlagen der Stromerzeugung ein Kürzungsfaktor angewendet. Die gesamte Reduktionsmenge für Anlagen der Tätigkeit I bis V, die eine Zuteilung aus § 7, 8 und 12 ZuG 2012 erhalten, beträgt nach § 20 ZuG 2012 38 Mio. t CO<sub>2</sub> pro Jahr, was einer Verminderung der Zuteilung auf 84,4 %<sup>285</sup> entspricht.

Der Tätigkeitsbereich Energieumwandlung und -umformung trägt auf Grund von geringem internationalem Wettbewerb, Möglichkeiten zur Kosteneinpreisung und größeren technischen Vermeidungspotentialen die höchste Reduktionslast. Gesondert behandelt wird die Kraft-Wärme-Kopplung. Die Privilegierung rührt aus der Förderung nach dem Gesetz für die Erhal-

<sup>282</sup> EB (Emissionsberechtigung) wird auch EUA (EU Allowance) genannt.

<sup>283</sup> Vgl. ZuG 2012, Anhang 1, Formel 3, S. 13.

<sup>284</sup> Vgl. ZuG 2012, Anhang 1, Formel 4, S. 14.

<sup>285</sup> Vgl. NAP 2008-2012, S. 26.

tung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG 2002) vom 19. März 2002.<sup>286</sup>

### *Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung*

Die Kuppelproduktion von Strom, Wärme und Wellenarbeit bei Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung erfordert die Beachtung der Produktionsmengen und produktbezogenen Emissionswerte mehrerer Endprodukte in der Zuteilungsformel (vgl. Formel 5). Der Kürzungsfaktor gilt nur für die Stromproduktion.

$$EB = (P_{BP-A} \cdot BM_A \cdot KF_{Ver} + P_{BP-Q} \cdot BM_Q + P_{BP-W} \cdot BM_W) \cdot t_p^{287} \quad (5)$$

$BM_A$	Emissionswert (benchmark) je erzeugter Produkteinheit für Stromerzeugung (in t CO <sub>2</sub> -Äquiv./MWh)
$BM_Q$	Emissionswert (benchmark) je erzeugter Produkteinheit für Wärmeerzeugung (in t CO <sub>2</sub> -Äquiv./MWh)
$BM_W$	Emissionswert (benchmark) je erzeugter Produkteinheit für Wellenarbeit (in t CO <sub>2</sub> -Äquiv./MWh)
$EB$	Menge der Emissionsberechtigungen für die Zuteilungsperiode nach Anwendung der für die Anlage maßgeblichen Zuteilungsregel (in t CO <sub>2</sub> -Äquiv.)
$KF_{Ver}$	Kürzungsfaktor nach § 20 zur Erzielung des Berechtigungsaufkommens für die Veräußerung
$P_{BP-A}$	Durchschnittliche jährliche Nettostromproduktion der Anlage in der Basisperiode (in MWh pro Jahr)
$P_{BP-Q}$	Durchschnittliche jährliche Nettowärmeleistung der Anlage in der Basisperiode (in MWh pro Jahr)
$P_{BP-W}$	Durchschnittliche jährliche Nettoproduktion von Wellenarbeit der Anlage in der Basisperiode (in MWh pro Jahr)
$t_p$	Anzahl der Jahre der Zuteilungsperiode

### **2.3.4.2. Berechnung für nach dem 31. Dezember 2002 in Betrieb genommene Anlagen**

Für Neuanlagen, die nach dem 31. Dezember 2002 in Betrieb gingen, reichen weder die historischen Daten für eine Abschätzung der durchschnittlichen jährlichen Emissionen noch der durchschnittlichen jährlichen Nettoproduktion aus, weshalb das Produkt aus Kapazität der Anlage und einem Standardauslastungsfaktor zur Berechnung herangezogen wird (vgl. Formel 6). Der Standardauslastungsfaktor berechnet sich als Quotient aus den festgelegten Vollbenutzungsstunden pro Jahr nach Anhang 4 Nummer I ZuG 2012 und 8.760 Stunden (= 365 Tage · 24 h).<sup>288</sup> Bei Anlagen, die während der Zuteilungsperiode in Betrieb gehen, wird der

<sup>286</sup> Vgl. Förderpolitische Instrumente in Kapitel 2.2.4.

<sup>287</sup> Vgl. ZuG 2012, Anhang 1, Formel 5, S. 14.

<sup>288</sup> Vgl. ZuG 2012, Anhang 4, Nummer II, Satz 1, S. 19.

relevante Zeitraum ( $t_p$ ) durch Multiplikation mit einem Quotienten aus Rest- und Gesamttagen der Zuteilungsperiode auf die tatsächliche Laufzeit reduziert (vgl. Formel 8). Entsprechend dieser Faktoren wird die Zuteilungsformel für Neuanlagen angepasst (vgl. § 8 Abs. 1 und 9 Abs. 1 ZuG 2012). Analoges gilt nach § 8 Abs. 1 und 9 Abs. 4 ZuG 2012 für die Formeln 7 und 9 der KWK-Anlagen.

$$EB = K \cdot S \cdot BM \cdot t_p \cdot KF_{Ver}^{289} \quad (6)$$

$$\text{bzw. } EB = (K_A \cdot BM_A \cdot KF_{Ver} + K_Q \cdot BM_Q + K_W \cdot BM_W) \cdot S \cdot t_p^{290} \quad (7)$$

bzw. ab 1. Januar 2008

$$EB = K \cdot S \cdot BM \cdot \frac{RT_I}{GT_P} \cdot t_p \cdot KF_{Ver}^{291} \quad (8)$$

$$\text{bzw. } EB = (K_A \cdot BM_A \cdot KF_{Ver} + K_Q \cdot BM_Q + K_W \cdot BM_W) \cdot \frac{RT_I}{GT_P} \cdot S \cdot t_p^{292} \quad (9)$$

BM	Emissionswert (benchmark) je erzeugter Produkteinheit (z. B. in t CO <sub>2</sub> -Äquiv./MWh oder t CO <sub>2</sub> -Äquiv./t)
BM <sub>A</sub>	Emissionswert (benchmark) je erzeugter Produkteinheit für Stromerzeugung (in t CO <sub>2</sub> -Äquiv./MWh)
BM <sub>Q</sub>	Emissionswert (benchmark) je erzeugter Produkteinheit für Wärmeerzeugung (in t CO <sub>2</sub> -Äquiv./MWh)
BM <sub>W</sub>	Emissionswert (benchmark) je erzeugter Produkteinheit für Wellenarbeit (in t CO <sub>2</sub> -Äquiv./MWh)
EB	Menge der Emissionsberechtigungen für die Zuteilungsperiode nach Anwendung der für die Anlage maßgeblichen Zuteilungsregel (in t CO <sub>2</sub> -Äquiv.)
GT <sub>P</sub>	Gesamtanzahl der Tage der jeweiligen Zuteilungsperiode (Gesamttage)
K	Kapazität der Anlage (z. B. in MWh pro Jahr oder t pro Jahr)
K <sub>A</sub>	Kapazität der Nettostromerzeugung der KWK-Anlage (in MWh pro Jahr)
K <sub>Q</sub>	Kapazität der Nettowärmeerzeugung der KWK-Anlage (in MWh pro Jahr)
K <sub>W</sub>	Kapazität der Nettoerzeugung von Wellenarbeit der KWK-Anlage (in MWh pro Jahr)
KF <sub>Ver</sub>	Kürzungsfaktor nach § 20 zur Erzielung des Berechtigungsaufkommens für die Veräußerung
RT <sub>I</sub>	Anzahl der Tage von der Inbetriebnahme der Anlage bis zum Ende der Zuteilungsperiode (Resttage)
S	Standardauslastungsfaktor
t <sub>p</sub>	Anzahl der Jahre der Zuteilungsperiode

<sup>289</sup> Vgl. ZuG 2012, Anhang 1, Formel 6, S. 14.

<sup>290</sup> Vgl. ZuG 2012, Anhang 1, Formel 7, S. 14.

<sup>291</sup> Vgl. ZuG 2012, Anhang 1, Formel 8, S. 13.

<sup>292</sup> Vgl. ZuG 2012, Anhang 1, Formel 9, S. 14.

Tabelle 8 fasst die Kategorisierung der betroffenen Anlagen nach ihrer Tätigkeit und Inbetriebnahme mit den entsprechenden Zuteilungsmethoden zusammen.

Zuteilungsmethode 2008-2012	Inbetriebnahme bis 31.12.2002	Inbetriebnahme ab 1.1.2003
Grandfathering	Industrieanlagen (Tätigkeiten VI bis XVIII) nach § 6 ZuG 2012 Energieanlagen (Tätigkeiten I bis V, unter 25.000 t CO <sub>2</sub> /a) nach § 7 (4) ZuG 2012	
BAT-Benchmark	Energieanlagen einschließlich KWK (Tätigkeiten I bis V, über 25.000 t CO <sub>2</sub> /a) nach § 7 ZuG 2012	Alle Anlagen (Tätigkeiten I bis XVIII) nach §§ 8 und 9 ZuG 2012

Tabelle 8: Anlagenspezifische Zuteilungsmethoden<sup>293</sup>

### 2.3.5. CAP und Zuteilungsverfahren in der dritten Handelsperiode

Auf die erste und zweite Handelsperiode, die eine Test- bzw. Einführungsphase darstellen, folgt eine dritte Handelsperiode von 2013 bis 2020, für die sich das Europäische Parlament und die nationalen Regierungen im Dezember 2008 auf eine Verbesserung und Vereinheitlichung des Handelssystems einigten.

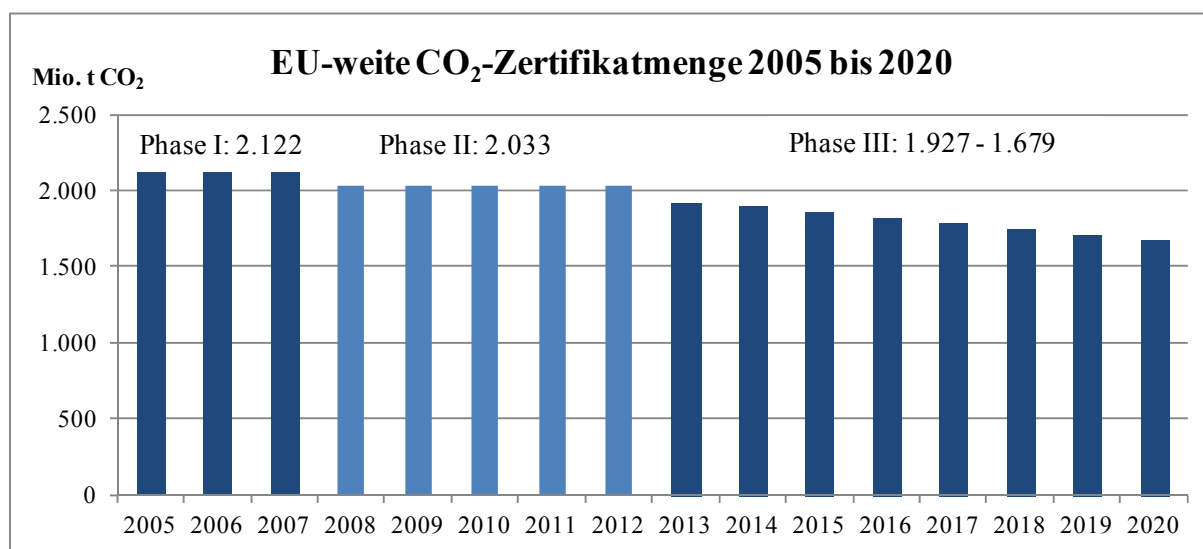


Abbildung 6: EU-weites CAP 2005 bis 2020<sup>294</sup>

So wird es ab 2013 ein zentrales und gemeinsames CAP anstatt nationaler Emissionsobergrenzen geben, welches im Jahr 2010 für das Jahr 2013 in Höhe von 1.926.876.368 Emis-

<sup>293</sup> Eigene Darstellung nach ZuG 2012 und in Anlehnung an DEHSt.

<sup>294</sup> Eigene Darstellung nach Daten des Europäischen Parlaments (2010).

onsberechtigungen festgelegt wurde und (wie Abbildung 6 zeigt) jährlich um 35.374.181 Emissionsrechte abgesenkt wird.<sup>295</sup> Das entspricht einem linearen Reduktionsfaktor von 1,74 % gegenüber der gesamten jährlichen Emissionsobergrenze aus den Nationalen Allokationsplänen der Mitgliedsländer der Periode 2008-2012 in Höhe von 2.032.998.912.<sup>296</sup> Im Jahr 2020 liegt das CAP somit 21 % unter der Emissionsobergrenze von 2005, dem Jahr der Einführung des Emissionshandels.<sup>297</sup> Die Vereinbarung und Gesetzgebung reflektiert folglich eher das moderate Ziel einer Emissionsreduktion von 20 % als von 30 % in Europa.<sup>298</sup>

Neben einer gemeinsamen Emissionsobergrenze werden die nationalen Allokationspläne außerdem durch EU-weite einheitliche Zuteilungsregeln und -verfahren ersetzt. So wird ab dem Jahr 2013 ein Auktionsverfahren für den Erwerb der Emissionsrechte eingerichtet, das für die Energiewirtschaft sofort und zu 100 % einsetzt und für das produzierende Gewerbe schrittweise von 20 % im Jahr 2013 bis 70 % 2020 eingeführt wird.<sup>299</sup> Kostenlose Zuteilungen werden in der 3. Phase nur noch die Ausnahme für Branchen mit erheblichem „carbon leakage“-Risiko, d.h. emissionsintensive Industriebranchen, die internationalem Wettbewerb ausgesetzt sind, darstellen.<sup>300</sup>

### 2.3.6. Abwicklung und Durchsetzung des Emissionshandels

#### *Ausgabe und Rückgabe der Emissionsberechtigungen*

Mit den entsprechenden Zuteilungsformeln können die am Emissionshandel beteiligten Anlagenbetreiber ihre Ansprüche auf Zuteilung berechnen und anschließend beantragen. Nach Antrag teilt die DEHSt die für eine Zuteilungsperiode zustehende Anzahl an Emissionsberechtigungen mittels Verwaltungsakt zu.<sup>301</sup> Die Ausgabe erfolgt zu gleichen Tranchen zum 28. Februar jedes Kalenderjahres, d.h. pro Jahr der Periode 2008-2012 ein Fünftel der festgelegten Gesamtzuteilung.<sup>302</sup>

Bis zum 31. März des Folgejahres fordert die DEHSt pro Anlage einen Emissionsbericht über die tatsächlichen Emissionen, der neben den Zuteilungsanträgen ebenfalls von unabhängigen Sachverständigen zu überprüfen und zertifizieren ist.<sup>303</sup> Die im Emissionsbericht zertifizierte

<sup>295</sup> Vgl. Europäisches Parlament (2010).

<sup>296</sup> Vgl. Europäisches Parlament (2010).

<sup>297</sup> Vgl. Europäisches Parlament (2008) und (2010).

<sup>298</sup> Vgl. Europäisches Parlament (2010).

<sup>299</sup> Vgl. DNR (2009), S. 1.

<sup>300</sup> Vgl. Europäisches Parlament (2008).

<sup>301</sup> Vgl. Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates (ABl. EU 2003 L 275/32) Art. 11 Abs. 4 sowie TEHG § 9 Abs. 2.

<sup>302</sup> Vgl. NAP 2008-2012, S. 28.

<sup>303</sup> Vgl. DEHSt (2004), S. 4.

Ist-Menge an Emissionen bestimmt die entsprechende Anzahl der zum darauf folgenden 30. April zu entwertenden Emissionsrechte.<sup>304</sup> Die zeitliche Abfolge wird in Abbildung 7 grafisch dargestellt.

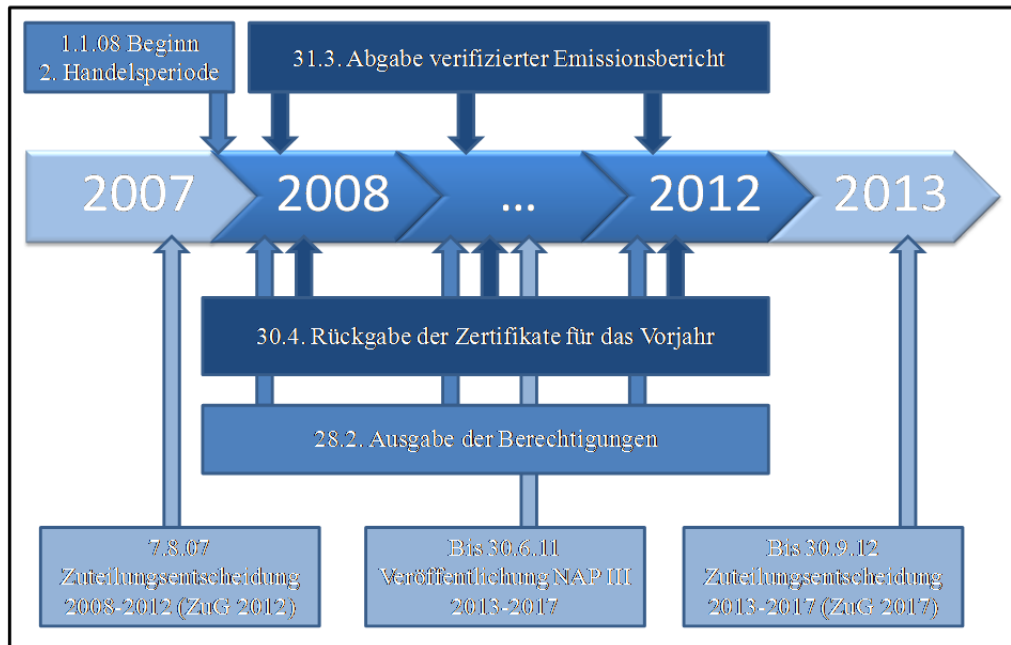


Abbildung 7: Ausgabe und Rückgabe der Emissionsberechtigungen<sup>305</sup>

### Sanktion

Falls ein Anlagenbetreiber die seinem tatsächlichen CO<sub>2</sub>-Ausstoß entsprechende Menge an Emissionsrechten nicht bis zum 30. April des folgenden Jahres zurückgibt, werden EU-einheitliche Strafzahlungen in Höhe von 100 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> Unterdeckung in der Periode 2008-2012 fällig.<sup>306</sup> Dazu kommt, dass die fehlenden Emissionsberechtigungen im Folgejahr nachzureichen sind und die Namen der säumigen Anlagenbetreiber publiziert werden.<sup>307</sup> Damit wird vermieden, dass die Sanktionen den Zertifikatpreis in der maximalen Höhe beschränken. Der ordnungspolitische Rahmen dient der Durchsetzung eines funktionsfähigen Systems zur Garantie eines fairen Wettbewerbs, indem ein Regelverstoß keine sinnvolle Alternative zur eigenen Emissionsreduktion oder dem rechtzeitigen Zukauf von fehlenden Emissionsrechten darstellt.<sup>308</sup>

<sup>304</sup> Vgl. zur Berichterstattung Richtlinie 2003/87/EG Art. 14 Abs. 3 sowie TEHG § 5 Abs. 4 und vgl. zur Abgabe von Rechten Richtlinie 2003/87/EG Art. 12 Abs. 3 sowie TEHG § 6 Abs. 1.

<sup>305</sup> Vgl. NAP 2008-2012, S. 28.

<sup>306</sup> Vgl. zu Sanktionen Richtlinie 2003/87/EG Art. 16 Abs. 3-4 und TEHG § 18 Abs. 1.

<sup>307</sup> Vgl. Richtlinie 2003/87/EG Art. 16 Abs. 2 und Abs. 3.

<sup>308</sup> Vgl. Zimmermann / Veith (2007), S. 357.

### Borrowing und Banking

Neben Zu- und Verkauf von Emissionsberechtigungen können Unter- und Überdeckungen auch unternehmensintern (vgl. Abbildung 8) ausgeglichen werden. Aufgrund der zeitlich versetzten Ausgabe und Rückgabe der Emissionsberechtigungen (vgl. Abbildung 7) - Emissionsrechte für das laufende Jahr werden bereits zwei Monate (bis zum 28. Februar) vor der Rückgabe der Berechtigungen des Vorjahres (bis zum 30. April) ausgegeben<sup>309</sup> - kann sich ein Anlagenbetreiber selbst beleihen, d.h. Emissionsrechte des nächsten Jahres vorziehen (periodenbegrenzte *Borrowing*).<sup>310</sup> Ein *Borrowing* zwischen Zuteilungsperioden, also z.B. von 2013 auf 2012, ist dagegen nicht erlaubt.<sup>311</sup>

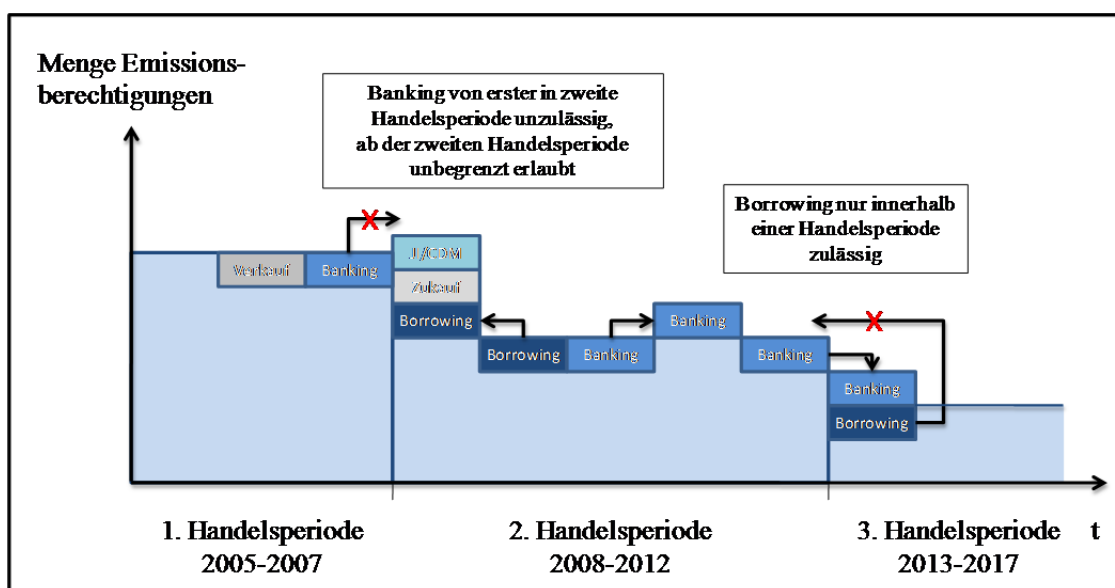


Abbildung 8: Banking und Borrowing<sup>312</sup>

Eine Überdeckung kann hingegen mittels *Banking* ausgeglichen werden, indem nicht entwertete Berechtigungen auf eine Folgeperiode übertragen werden.<sup>313</sup> Eine Übertragung von Emissionsberechtigungen zwischen den Handelsperioden ist gemäß den Bestimmungen der europäischen Emissionshandelsrichtlinie (2003/87/EG) zulässig. Die Europäische Kommission überlässt die Regelung den einzelnen Mitgliedsstaaten (vgl. Art. 13 der Richtlinie).<sup>314</sup> In Deutschland ist *Banking* ab der zweiten Zuteilungsperiode (2008-2012) gestattet.<sup>315</sup> Somit können aus der Periode 2008-2012 übriggebliebene Emissionsberechtigungen gelöscht und

<sup>309</sup> Vgl. Zimmermann / Veith (2007), S. 357.

<sup>310</sup> Vgl. Fichtner (2005), S. 19.

<sup>311</sup> Vgl. NAP 2008-2012, S. 28.

<sup>312</sup> Eigene Darstellung.

<sup>313</sup> Vgl. TEHG § 6 Abs. 4. Auf in der ersten Periode ausgeteilte Emissionsrechte trifft dies nicht zu, vgl. ZUG 2007 § 19 Abs. 1.

<sup>314</sup> Vgl. Fichtner (2005), S. 19.

<sup>315</sup> Vgl. Keppler (2005), S. 17.



durch Emissionsberechtigungen für die Folgeperiode 2013-2017 ersetzt werden. Aus Aspekten der ökologischen Effektivität sowie der ökonomischen Effizienz ist Banking grundsätzlich sinnvoll. Es ermöglicht proaktive Emissionsminderungen und damit eine höhere Wirkungsgeschwindigkeit des umweltpolitischen Instruments sowie eine höhere und frühzeitigere Innovationwirkung. Zudem entstehen den beteiligten Unternehmen niedrigere Kosten, da sie über eine größere zeitliche Flexibilität verfügen und die Volatilität des Preises von Emissionsberechtigungen am Ende eines Handelszeitraums verringert wird.<sup>316</sup>

### **2.3.7. Handel: Verpflichtungs- und Verfügungsgeschäft**

Um die ökonomische Effizienz des Systems (*Cap-and-Trade*) weiter zu erhöhen, war die Zulassung des Handels mit den Emissionsberechtigungen erforderlich. Die Reduktion der Emissionen soll zu den geringsten volkswirtschaftlichen Kosten, also von den Unternehmen mit den geringsten Grenzvermeidungskosten vorgenommen werden. Die nicht benötigten Emissionsrechte eines Anlagenbetreibers können also nicht nur von einem Jahr auf das andere übertragen, sondern auch an Anlagenbetreiber, deren Grenzvermeidungskosten über dem Marktpreis für Emissionsrechte liegen, verkauft werden.<sup>317</sup>

#### *Organisation des Handels – Vermittlung eines Verpflichtungsgeschäfts*

Damit sich ein Marktpreis bilden kann, der für individuelle Entscheidungen und betriebswirtschaftliche Strategien von hoher Bedeutung ist, muss ein liquider Handel mit Zusammentreffen von ausreichend Anbietern und Nachfragern gewährleistet sein. Neben einem bilateralen, nicht standardisierten Handel (OTC - over the counter) existieren bereits Börsen wie z.B. die *European Climate Exchange* (ECX), die *Bluenext*, die Strombörse *European Energy Exchange* (EEX)<sup>318</sup> mit Sitz in Leipzig, die *Nordpool* und *The Green Exchange Venture* mit Handel über New York Mercantile Exchange (NYMEX - Teil der Chicago Mercantile Exchange - CME Group), die für den Emissionshandel spezialisierte Produkte anbieten. Den meisten Börsenplätzen z.B. *Bluenext*, *EEX* und *Nordpool* sind außerdem auch OTC-Märkte angeschlossen. Der freie Handel mit Emissionsberechtigungen wird folglich nicht staatlich organisiert, sondern findet direkt zwischen den betroffenen Unternehmen oder unter Zuhilfenahme privater Handelsplattformen, spezieller Messen für den Emissionshandel und Makler statt.<sup>319</sup> Sie

---

<sup>316</sup> Vgl. NAP 2008-2012, S. 38.

<sup>317</sup> Vgl. Keppler (2005), S. 17.

<sup>318</sup> Hervorgegangen ist die *European Energy Exchange AG* (EEX) mit Sitz in Leipzig aus einer Fusion der *Leipzig Power Exchange* (LPX) und der *Frankfurter European Energy Exchange* (EEX) im Jahre 2002.

<sup>319</sup> Vgl. Keppler (2005), S. 17.

können gegen Gebühren bei der Vermittlung von Handelspartnern, der Einigung und dem Vertragsabschluss wichtige Funktionen übernehmen oder sogar als Gegenpartei auftreten und so Clearing sowie Ausfallrisiko übernehmen. Insbesondere für Kleinemittenten oder bei unregelmäßigem Bedarf kann es sinnvoll sein, den Handel über einen Makler zu tätigen, um Transaktionskosten (z.B. Suchkosten, Börsenanmeldegebühren und -mitgliedsbeiträge, Kosten der Implementierung des Handelssystems und Schulungskosten der Mitarbeiter) zu senken. Außerdem bieten Handelsplattformen und Makler ihre Unterstützung bei der physischen Erfüllung des Vertrags an.

### *Abwicklung der Verfügungsgeschäfte*

Für die Abwicklung des Handels (vgl. Europäische Registerverordnung) war die Verbriefung der Emissionsrechte in Zertifikate (genannt EU Allowances, EUA oder Emissionsberechtigungen, EB), die Verwaltung der zugeteilten Zertifikate in nationalen Registern der Mitgliedstaaten und die Einführung von Emissionshandelskonten notwendig. In den elektronischen Konten, die sich jede natürliche oder juristische Person bei der DEHSt einrichten lassen kann,<sup>320</sup> werden für jeden am Emissionshandel Beteiligten die Zuteilung, Übertragung und Löschung von Zertifikaten verbucht.<sup>321</sup> Die Übertragung von Zertifikaten - geregelt in § 16 Absatz 1 TEHG - erfolgt nach Anweisung der DEHSt durch den Verkäufer mit der Einigung und Eintragung auf dem Konto des Käufers (vgl. Abbildung 9).<sup>322</sup>

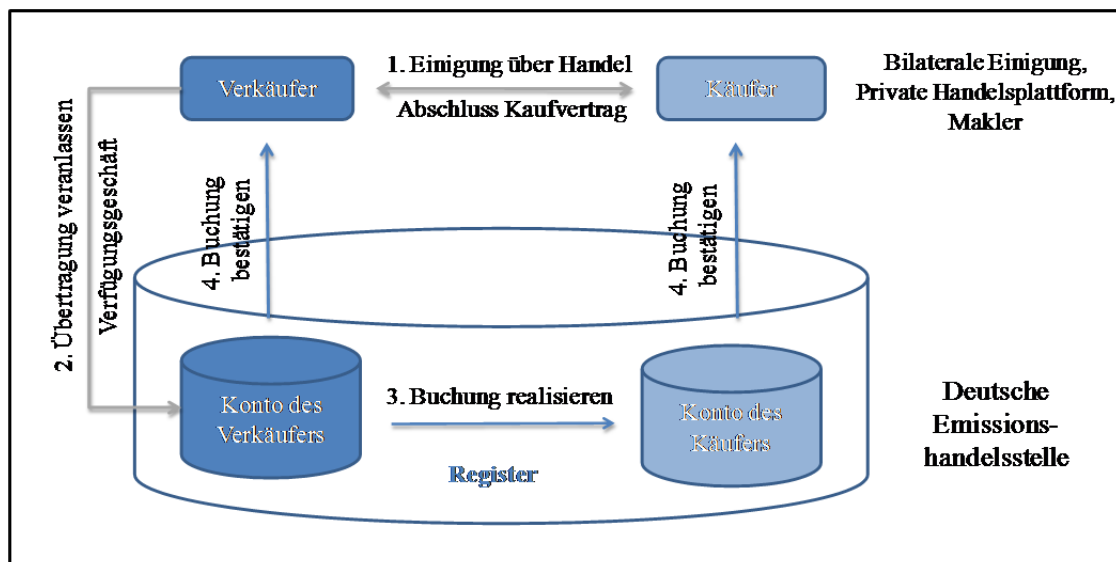


Abbildung 9: Abwicklung Verpflichtungs- und Verfügungsgeschäft<sup>323</sup>

<sup>320</sup> Vgl. Keppler (2005), S. 21 f.

<sup>321</sup> Vgl. Keppler (2005), S. 16.

<sup>322</sup> Vgl. Keppler (2005), S. 22.

<sup>323</sup> DEHSt (2004), S. 6.

### *Das Deutsche Emissionshandelsregister und das elektronische Handelssystem*

Damit hält die DEHSt stets alle in Deutschland im Umlauf befindlichen Zertifikate in ihrem Register. Das *Deutsche Emissionshandelsregister* wird wiederum von einem Zentralverwalter auf EU-Ebene kontrolliert<sup>324</sup> und in einem europäischen Zentralregister verwaltet. Die Vernetzung der nationalen Emissionshandelsregister über das europäische Zentralregister (vgl. Abbildung 10) ermöglicht derzeit 17 Mitgliedsländern mit dem so genannte Community Independent Transaction Log (CITL) einen elektronischen Zertifikathandel.<sup>325</sup> Darüber hinaus ist das europäische Emissionshandelssystem (CITL) seit 2008 technisch mit dem internationalen System des Kyoto-Handels (International Transaction Log, ITL) beim UN-Klimasekretariat (UNFCCC) verbunden.<sup>326</sup> Mit der Anbindung an den ITL kann der europäische Handel mit CO<sub>2</sub>-Zertifikaten (EUA) auf einen weltweiten Emissionshandel – auch mit Ländern außerhalb der EU – erweitert werden. Im ITL werden außerdem UN-Gutschriften aus den projektbasierten Mechanismen des Kyoto-Protokolls – Joint Implementation und Clean Development Mechanism erfasst.<sup>327</sup>

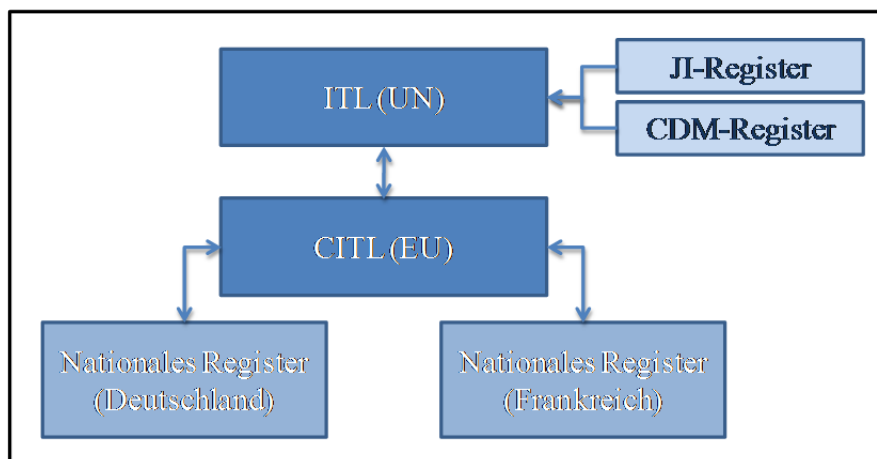


Abbildung 10: Elektronische Emissionshandelsregister<sup>328</sup>

### **2.3.8. Einbeziehung der flexiblen Mechanismen in den europäischen Emissionshandel**

#### *AAU und EUA*

Ein Ziel des Anschlusses des CITL an das ITL ist folglich die Integration des europäischen Emissionshandels in die internationalen Mechanismen des Kyoto-Protokolls und umgekehrt.

<sup>324</sup> Vgl. Keppler (2005), S. 16.

<sup>325</sup> Vgl. DEHSt (2005).

<sup>326</sup> Vgl. DEHSt (2008d).

<sup>327</sup> Vgl. Europäische Kommission (2008), S. 1.

<sup>328</sup> Vgl. DEHSt (2004), S. 6 und Kyoto-Protokoll Handbuch (2008), S. 30.

Im Gegensatz zum Emissionshandel auf Ebene der Vertragsländer nach dem Kyoto-Protokoll erlaubt das europäische Handelssystem den Anlagenbetreibern den Besitz und Austausch von Zertifikaten. Um die Emissionsberechtigungen des Kyoto-Protokolls (AAU) Anlagenbetreibern zukommen zu lassen und auf Anlagen- und Personenkonten halten zu können, wurden EUA geschaffen und es musste ein Weg gefunden werden AAU in EUA zu transferieren. Außerdem gilt es im Umkehrschluss, die europäischen EUA in international akzeptierte AAU zu überführen. Nur so können die eingegangenen Reduktionsverpflichtungen des Kyoto-Protokolls beim UN-Klimasekretariat (UNFCCC) eingelöst werden. Die EU entschied deshalb EUA aus AAU zu erzeugen, weshalb jedes EUA im Nationale Allokationsplan durch ein AAU gedeckt sein muss.<sup>329</sup> Dabei werden diese je nach Zuteilungsperiode in EUA 05-07 und in EUA 08-12 unterschieden, da sie ohne Möglichkeit des banking und borrowing unabhängig voneinander gehandelt werden müssen.

#### *ERU und CER*

Darüber hinaus ergibt sich die Aufgabe der Erweiterung des europäischen Emissionshandels auf projektbezogene Zertifikate (ERU und CER), wenn die flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls in der EU ebenfalls Anwendung finden sollen. Aus diesem Grunde wurde die Linking Directive verabschiedet, die amtlich Richtlinie 2004/101/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. Oktober 2004 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG (EHRL, Emissionshandelsrichtlinie) über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft im Sinne der projektbezogenen Mechanismen des Kyoto-Protokolls heißt.<sup>330</sup> Bereits in der Handelsperiode 2008 bis 2012<sup>331</sup> wird Unternehmen, deren Anlagen vom europäischen Emissionshandelssystem betroffen sind, auf dieser Grundlage die Möglichkeit eröffnet, ihre Verpflichtungen sowohl durch Emissionsgutschriften aus JI- als auch CDM-Projekten, mit Ausnahme von Emissionsminderungen durch Nuklearanlagen oder Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft (LULUCF),<sup>332</sup> zu erfüllen.

Außerdem definiert die Linking Directive die Umsetzung der Integration der projektbezogenen Mechanismen in das EU-Emissionshandelssystem. So beziehen sich alle Zertifikate (AAU, EUA, CER und ERU) auf die gleiche Mengeneinheit von einer Tonne CO<sub>2</sub> und bei Ab-

<sup>329</sup> Vgl. DEHSt (2008c), S.13.

<sup>330</sup> Vgl. Donner / Herkommer (2005), S. 8.

<sup>331</sup> Während die Mitgliedsstaaten der EU den Anlagenbetreibern die zertifizierten Emissionsreduktionen CER bereits seit 2005 zur Verfügung stellen können, können die Emissionsreduktionseinheiten ERU erst seit 2008 genutzt werden. Vgl. Richtlinie 2004/101/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. Oktober 2004 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft im Sinne der projektbezogenen Mechanismen des Kyoto-Protokolls (ABl. EU 2004 L 338/18) (5) oder Donner / Herkommer (2005), S. 8.

<sup>332</sup> Vgl. Donner / Herkommer (2005), S. 8.

gabe eines CER oder ERU wird die Emissionsgutschrift des Anlagenbetreibers sofort gegen ein Emissionshandelszertifikat eingetauscht.<sup>333</sup> Der einzige Unterschied zwischen CER und ERU besteht darin, dass ERU durch Umwandlung von Emissionsrechten des Gastgeberlandes (AAU) geschaffen werden und somit wie die EUAs durch AAUs gedeckt sind.

Um den Vorrang nationaler Emissionsreduktionen vor dem Finanzieren von Kompensationsprojekten im Ausland sicherzustellen, erlaubt die Linking Directive jedem EU-Mitgliedstaat die Beschränkung der Nutzung der projektbasierten Zertifikate auf einen Prozentanteil der anlagenbezogenen Zuteilungsmengen.<sup>334</sup> In Deutschland wurde aus diesem Grund für die Verpflichtungsperiode 2008 bis 2012 eine Höchstmenge von maximal 22 % festgelegt,<sup>335</sup> was bei einer Gesamtjahreszuteilung von 453 Mio. Berechtigungen folglich den Einsatz von etwa 100 Mio. Berechtigungen aus JI- oder CDM-Projekten zur Deckung von Abgabeverpflichtungen erlaubt. Allerdings bezieht sich die festgelegte Prozentgrenze auf die Zuteilungsmenge einer gesamten Handelsperiode und lässt damit bei der Erfüllung der jährlichen Abgabepflicht eine Überschreitung der 22 % auf maximal 110 % (5 Jahre x 22 %) zu, solange es sich nur um eine Verschiebung innerhalb der Periode handelt. Besitzt ein Betreiber in einer Handelsperiode mehr CERs und ERUs als 110 % seiner jährlichen anlagenbezogenen Zuteilungsmenge, kann er den Überschuss verkaufen und im Gegenzug EUA erwerben, da CERs und ERUs ebenso marktgängig wie Emissionsberechtigungen sind.<sup>336</sup>

Schöpft ein Anlagenbetreiber hingegen seine 22 % noch nicht aus, sollte er einen Anteil seiner EUA verkaufen und im Gegenzug günstigere CERs und ERUs erwerben, um vom Spread zwischen EUA und CER oder ERU zu profitieren. CERs erfreuen sich dabei besonderer Beliebtheit, da die Preise für CERs aufgrund der niedrigeren Investitionen zur Einsparung von CO<sub>2</sub> in Entwicklungsländern im Vergleich zu Annex-I-Ländern deutlich geringer als die von EUAs sind und theoretisch eine unbegrenzte Möglichkeit CER-Zertifikate zu generieren besteht, wohingegen die Menge an EUAs vorgegeben ist. Aber auch die erläuterte beschränkte Einsatzmöglichkeit (z.B. durch die 22 %-Regel) von CERs und ERUs trägt zu dem Spread zwischen EUA und CER oder ERU bei.

Mit der Erweiterung des europäischen Emissionshandels um die flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls vergrößert sich sowohl das Spektrum der Handlungsoptionen als auch die Liquidität innerhalb des gemeinschaftlichen Marktes für Treibhausgaszertifikate. Zwar kön-

---

<sup>333</sup> Vgl. Richtlinie 2004/101/EG (5).

<sup>334</sup> Vgl. Donner / Herkommer (2005), S. 8.

<sup>335</sup> Im Zuge der Absenkung des deutschen CAPs von der EU Kommission wurde die Möglichkeit des Einsatzes von ERU und CER von 12 % (laut NAP 2008-2012, S. 38) auf 22 % (gemäß § 18 ZuG 2012) erhöht. Vgl. außerdem DEHSt (2008c), S. 12, 13 und 33.

<sup>336</sup> Vgl. NAP 2008-2012, S. 38 f.

nen Anlagenbetreiber einige Kyoto-Einheiten, wie AAU, RMU, tCER oder ICER nicht zur Erfüllungsverpflichtung einsetzen, bei der Nutzung von CERs oder ERUs verfügen sie jedoch über eine hohe Flexibilität.<sup>337</sup> Die Nachfrage nach JI-Gutschriften in der Gemeinschaft wird sich erhöhen und damit zu einer Investitionsfreudigkeit der europäischen Unternehmen in die Entwicklung von modernen, umweltfreundlichen Technologien führen. Aus der steigenden Nachfrage nach CDM-Gutschriften wird eine Weitergabe von umweltfreundlichem Know-how an Entwicklungsländer und eine Unterstützung einer nachhaltigen Entwicklung in diesen Ländern resultieren. Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass sich mit der Akzeptanz der projektbezogenen Zertifikate im Gemeinschaftssystem die Gesamtkosten der Pflichterfüllung aus dem Kyoto-Protokoll reduzieren und weitere positive Effekte erzielen lassen.<sup>338</sup>

---

<sup>337</sup> Vgl. DEHSt (2008c), S. 8 und 9.

<sup>338</sup> Vgl. Richtlinie 2004/101/EG (3).

### 3. Rahmenbedingungen und Wertschöpfungskette der Elektrizitätswirtschaft

#### 3.1. Begründung für die Fokussierung auf Energieversorgungsunternehmen

Im Folgenden wird sich insbesondere mit der Energiewirtschaft beschäftigt, die sich mit der Energiegewinnung, -umwandlung, -übertragung und -verteilung befasst,<sup>339</sup> da sie mit Abstand am meisten Treibhausgasemissionen verursacht. Wie Tabelle 9 zeigt belief sich ihr Anteil im Jahr 2005 auf 36,53 % aller in Deutschland ausgestoßenen Treibhausgasemissionen.

Quellgruppe	Basisjahr <sup>340</sup>	1990	1995	2000	2005
	%				
Insgesamt <sup>341</sup>	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
1. Energie	80,19	80,43	79,54	81,16	81,43
A. Verbrennung fossiler Brennstoffe	77,98	78,21	77,50	79,23	80,16
<b>1. Energiewirtschaft</b>	<b>34,08</b>	<b>34,18</b>	<b>32,97</b>	<b>34,48</b>	<b>36,53</b>
2. Verarbeitendes Gewerbe	12,69	12,73	10,36	9,67	10,36
3. Verkehr	13,35	13,39	16,31	18,07	16,54
<i>davon Straßenverkehr</i>	<i>12,36</i>	<i>12,39</i>	<i>15,25</i>	<i>16,97</i>	<i>15,33</i>
4. Übrige Feuerungsanlagen	16,88	16,93	17,50	16,78	16,55
<i>davon Gewerbe, Handel, Dienstleistung</i>	<i>5,30</i>	<i>5,32</i>	<i>4,84</i>	<i>4,44</i>	<i>4,52</i>
<i>davon Haushalte</i>	<i>10,67</i>	<i>10,70</i>	<i>11,88</i>	<i>11,66</i>	<i>11,39</i>
5. Militär und weitere kleine Quellen	0,98	0,99	0,37	0,23	0,18
B. Diffuse Emissionen aus Brennstoffen	2,21	2,22	2,04	1,94	1,27
1. Feste Brennstoffe	1,64	1,65	1,35	1,22	0,57
2. Öl und Gas	0,57	0,57	0,69	0,72	0,70
2. Industrieprozesse	10,02	9,75	11,07	9,94	10,71
3. Lösemittel und andere Produktverwendung	0,17	0,17	0,15	0,12	0,12
4. Landwirtschaft	6,31	6,32	6,08	6,58	6,34
5. Landnutzung, -sänderung und Forstwirtschaft <sup>341</sup>	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04
6. Abfall	3,28	3,29	3,12	2,16	1,37
7. Andere	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabelle 9: Quellen von Treibhausgasemissionen (in Äquivalenten) in Deutschland seit 1990<sup>342</sup>

Als Hauptursache für CO<sub>2</sub>-Emissionen, die den größten Anteil an den Treibhausgasen von ca. 50 Mrd. t CO<sub>2,äquiv</sub> pro Jahr ausmachen, wird die Verbrennung fossiler Energien gesehen. Da die Verbrennung fossiler Energien mit ca. 60 %<sup>343</sup> einen hohen Anteil an der Stromerzeugung

<sup>339</sup> Vgl. Fichtner (2005), S. 31.

<sup>340</sup> Basisjahr ist 1990 für CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O und 1995 für HFCs, PFCs und SF<sub>6</sub>.

<sup>341</sup> Nur N<sub>2</sub>O - ohne CO<sub>2</sub> - aus Landnutzung, -sänderung und Forstwirtschaft.

<sup>342</sup> Umweltbundesamt (2007), Reiter GHG\_all\_Fractions\_de, vgl. außerdem Informationen zum IPCC: Common Reporting Format (CRF) und Datenbank der UNFCCC (2009c).

<sup>343</sup> Vgl. Abbildung 21 in Kapitel 3.3.2.3.

einnimmt und Elektrizität einen hohen Anteil am gesamten Energiekonsum ausmacht, entsteht - bestätigt durch den 2007 veröffentlichten vierten Klimabericht des International Panel of Climate Change Control (IPCC) - ein wesentlicher Teil der anthropogenen CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Stromerzeugung.

Aufgrund der bedeutenden Rolle von Unternehmen der Energieumwandlung und insbesondere der Stromerzeugung für das Klima erhält die Branche der Energiewirtschaft eine besondere Aufmerksamkeit in der klimapolitischen Regulierung und ist von Maßnahmen zur Erfüllung der CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele besonders betroffen. Von insgesamt 1.665 am Emissionshandel teilnehmenden Anlagen stammten im Jahr 2008 in der ersten Zuteilungsperiode 66 %, also 1.110 Anlagen, aus dem Energiesektor (Tätigkeit I-V).<sup>344</sup>

Hinzu kommt im Vergleich zum Industriesektor eine stärkere Verknappung und wahrscheinlich zukünftige Streichung entgeltloser Zertifikatzuteilungen. Während die Anlagen der Tätigkeit Energieerzeugung in der ersten Handelsperiode noch 79 %<sup>345</sup> der benötigten Emissionsberechtigungen kostenlos erhielten, führten die Anwendung der Benchmarkregel und die erläuterten Kürzungsfaktoren in der zweiten Handelsperiode für bspw. Braunkohlekraftwerke zu kostenlosen Ausstattung mit Emissionsberechtigungen von nur noch 50 % und im Durchschnitt des Energiesektors auf ca. 65 % (zum Vergleich: 98,75 % bei Industrieanlagen).<sup>346</sup> In der dritten Handelsperiode wird der Energiesektor im Gegensatz zur Industrie voraussichtlich gar keine entgeltlosen Zuteilungen mehr erhalten.

Trotz teilweise entgeltloser Zuteilung waren die Zertifikate in der Elektrizitätswirtschaft bereits ab der ersten Handelsperiode grenzkostenrelevant. Einen empirischen Hinweis dafür liefert der gestiegene Strompreis mit Einführung des Emissionshandels ab dem Jahr 2005. Der preistreibende Effekt, also die Grenzkostenrelevanz des Emissionshandels, stellt ein Zeichen für die Funktionsfähigkeit des zentralen Mechanismus des Emissionshandels in der Elektrizitätswirtschaft wie in keiner anderen Branche dar.<sup>347</sup>

Aus den genannten Gründen betrifft der Emissionshandel in besonders starker Weise die Energiewirtschaft. Neben der höheren Relevanz und der stärkeren Wirkung des Emissionshandels in der Energiewirtschaft sind auch die Homogenität des Produkts sowie die beschränkte Anzahl eingesetzter Produktionsverfahren (Technologien) und Investitionsoptio-

<sup>344</sup> Vgl. Tabelle 7 in Kapitel 2.3.2.

<sup>345</sup> Vgl. DEHSt (2009), S. 27.

<sup>346</sup> Für Steinkohlekraftwerke, KWK-Erdgaskraftwerke und Kleinemittenten belaufen sich die kostenlos zugeteilten Emissionsberechtigungen in der Handelsperiode 2008-2012 im Vergleich zu den tatsächlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen auf 82 %, auf 92 % und auf 100 %. Vgl. DEHSt (2008b), S. 4 f.

<sup>347</sup> Geringere umweltpolitisch gewünschte Lenkungswirkungen in anderen Branchen können ihre Gründe in zu hohen Transaktionskosten und damit keiner Teilnahme am Zertifikathandel (keine Entstehung von Opportunitätskosten) oder im Rückgang der Produktion durch Abwanderung von Produktionsstätten in außereuropäische Länder (Leakage) haben. Zu einer weiterführenden Erläuterung vgl. Ockenfels (2007), S. 47-49.



nen<sup>348</sup> Gründe dafür, warum sich diese Arbeit bei der Bewertung des Emissionshandels im Weiteren auf die Energiebranche insbesondere den Sektor Elektrizitätserzeugung konzentriert. Insbesondere für die ökologische Treffsicherheit (Realisierung der internationalen und nationalen Zielvereinbarungen unter statischen und dynamischen Rahmenbedingungen) sind die Reaktionsfunktionen der Energieversorgungsunternehmen (EVU)<sup>349</sup> auf das ökonomische Instrument Emissionshandel einzubeziehen.

Um die in Kapitel 2 erläuterten Herausforderungen darzustellen, die sich aus dem Kyoto-Protokoll und insbesondere aus dem Emissionshandel für die betroffenen Unternehmen der Elektrizitätsbranche ergeben, und Anpassungsstrategien entwickeln zu können, soll im Folgenden die Branchenstruktur der Elektrizitätswirtschaft analysiert werden.<sup>350</sup> Die Branchenstruktur, die die Spielregeln des Wettbewerbs beschreibt,<sup>351</sup> wird insbesondere von den Charakteristika des Endprodukts Strom sowie dem politischen Umfeld beeinflusst und lässt sich mit der Wertschöpfungskette<sup>352</sup> veranschaulichen.

## **3.2. Rahmenbedingungen und Branchenstruktur der Elektrizitätswirtschaft**

### **3.2.1. Charakteristika des Produkts Strom**

Um an späterer Stelle Einschränkungen (Nebenbedingungen) in der Planung der Elektrizitätsbranche beachten zu können, ist somit zuerst eine Beschreibung physikalischer Besonderheiten des elektrischen Stroms mit ihren ökonomischen Wirkungen erforderlich.<sup>353</sup> Zunächst sollen jedoch mit Abbildung 11 verschiedene Energieformen aufgezeigt und Elektrizität darin eingeordnet werden.

---

<sup>348</sup> Vgl. Fichtner (2005), S. 86.

<sup>349</sup> „Energieversorgungsunternehmen [sind] natürliche oder juristische Personen, die Energie an andere liefern, ein Energieversorgungsnetz betreiben oder an einem Energieversorgungsnetz als Eigentümer Verfügungsbefugnis besitzen.“ §3 (18) Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970 (3621)), zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2101).

<sup>350</sup> Aus dem makroökonomischen Branchenumfeld ergeben sich Grenzen in den Freiheitsgraden bei Planung und Strategieentwicklung der EVUs. Aus diesen Umwelteinflüssen ergeben sich externe Risiken für den Herstellungsprozess. Im Bereich der operationellen Risiken spielen für EVU regulatorische Risiken eine besonders wichtige Rolle. Veränderungen der politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen können die Strategie des Unternehmens signifikant beeinflussen. Vgl. Fichtner (2005), S. 33 f.

<sup>351</sup> Vgl. Porter (2008), S. 35.

<sup>352</sup> Vgl. Porter (2008), S. 35.

<sup>353</sup> Vgl. Borgmann (2004), S. 7 und 34.

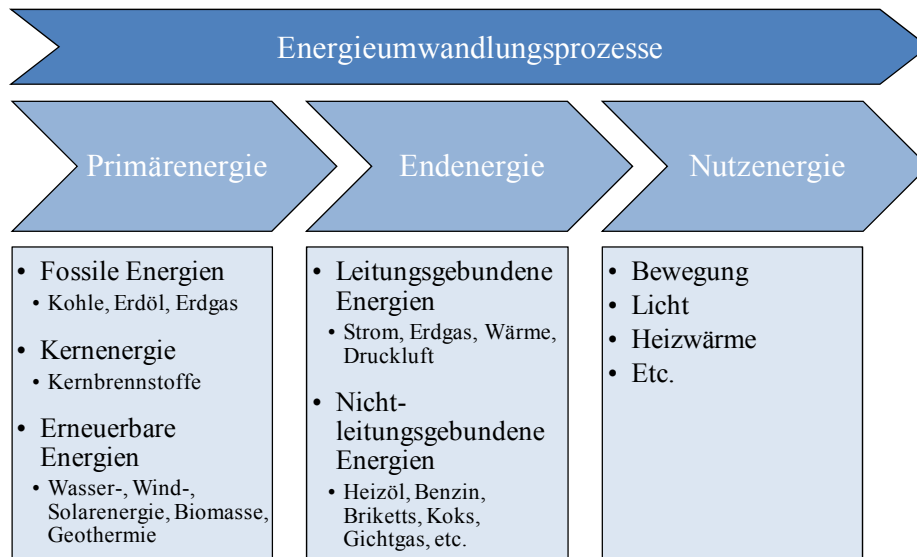


Abbildung 11: Einordnung von Strom in die unterschiedlichen Energieformen<sup>354</sup>

Energie kann nach den Stufen im Weiterverarbeitungsprozess in drei Hauptformen Primär-, End- und Nutzenergie eingeteilt werden.<sup>355</sup> So muss zunächst die Primärenergie gewonnen werden, um sie anschließend großtechnisch in Energieumwandlungsanlagen in Endenergie umzuwandeln. Die Endenergie wird daraufhin zu den Verbrauchern transportiert und schließlich in Nutzenergie wie Licht, Wärme und mechanische Energien überführt.<sup>356</sup>

Elektrizität<sup>357</sup> ist wie Gas, Fernwärme und Druckluft aber auch nicht-leitungsgebundene Energieformen bei den Endenergien anzusiedeln und zeichnet sich durch *eine geringe Substituierbarkeit, hohe Homogenität, Leitungsgebundenheit* und *eine eingeschränkte Lagerfähigkeit* aus, was an dieser Stelle wegen der ökonomischen Auswirkungen erläutert werden soll.

Gerade in einer industrialisierten Volkswirtschaft ist in vielen Bereichen des privaten, öffentlichen und wirtschaftlichen Lebens ein Verzicht auf Strom wegen eines hohen Grades an Elektrifizierung in Verkehr, Betrieben und Haushalten nicht mehr denkbar.<sup>358</sup> Strom zeichnet sich durch eine unmögliche oder nur sehr *eingeschränkte Substituierbarkeit* in vielen Anwendungsbereichen aus. Im Unterschied zu anderen Energieträgern wie zum Beispiel Öl oder Kohle ist Elektrizität ein universeller Energieträger, der sich in vielfältigen Prozessen zur Erzeugung von Wärme, Licht und Kraft einsetzen lässt.<sup>359</sup> Der schwierige Verzicht auf und die

<sup>354</sup> Eigene Darstellung in Anlehnung an Konstantin (2009), S. 2.

<sup>355</sup> Vgl. Konstantin (2009), S. 1.

<sup>356</sup> Vgl. Konstantin (2009), S. 241.

<sup>357</sup> Die Elektrizitätsversorgung ist im EnWG gesetzlich geregelt, in dessen Sinne Energie nach §3 (14) EnWG „Elektrizität und Gas [ist], soweit sie zur leitungsgebundenen Energieversorgung verwendet werden.“

<sup>358</sup> Aus diesem Grund werden Bruttostromerzeugung und v.a. -verbrauch pro Kopf auch als Indiz für den Entwicklungsstand einer Volkswirtschaft verwendet. Vgl. Borgmann (2004), S. 5.

<sup>359</sup> Mit Hilfe von stromdurchflossenen Leitern wird Wärme, mit Glühwendeln Licht und mit Elektromotoren Kraft erzeugt. Vgl. Borgmann (2004), S. 7.

eingeschränkte Substituierbarkeit von Strom spiegeln sich in einer notorisch preisunelastischen Nachfrage wieder.<sup>360</sup>

Als weiteres Merkmal weist der Strom keine Qualitätsunterschiede auf. Strom kann auf der gleichen Spannungs- und Frequenzebene gemischt und Strom unterschiedlicher Spannungen oder Frequenzen auf die gleiche Ebene transformiert werden.<sup>361</sup> Spannungs- und Frequenzstabilität sind außerdem nach strengen Normen standardisiert.<sup>362</sup> Eine Produktdiversifizierung über das Produktionsverfahren ist streng gesehen ebenfalls nicht erzielbar, da der Erzeuger nach Einspeisung ins Netz nicht mehr ermittelt werden kann. Allerdings wird sich bspw. bei „Ökostrom“ durch Zertifizierung beholfen und dadurch eine Preisdifferenzierung für umweltfreundlich erzeugte Elektrizität erreicht.<sup>363</sup> Dennoch spricht man bei Strom von einem *homogenen Gut*, das sich hervorragend für den Handel an Börsen eignet.

Eine weitere Charakteristik ist der *leitungsgebundene Transport* von Strom, weshalb dem Stromnetz eine besondere Bedeutung zukommt. Wie auch bei Wasser, Gas oder Fernwärme muss jeder Erzeuger und jeder Verbraucher an das Netz angeschlossen sein. Ein fehlender Netzzugang bedeutet für einen Stromerzeuger die Verhinderung der Marktteilnahme oder zumindest die Verweigerung von Marktanteilen. Im Gegensatz zur Fernwärme sind die Transportverluste bei Elektrizität gering, weshalb bei der Standortwahl der geographischen Nähe von Erzeugung und Nachfrage nicht die gleiche Bedeutung zu kommt und eine Zentralisierung der Erzeugung möglich ist.<sup>364</sup> Entscheidend ist jedoch die Kapazität der Leitungen, da eine mangelnde Anpassung an eine erforderliche Transportmenge einen Versorgungsengpass für den Nachfrager bedeutet.

Das rührt daher, dass Strom zum gleichen Zeitpunkt produziert wie verbraucht werden muss, weil seine *Lagerfähigkeit* im Gegensatz zu Primärenergieträgern wie Uran, Kohle, Gas oder Öl beschränkt ist.<sup>365</sup> Allerdings ist eine indirekte Speicherung in Form einer Umwandlung der Elektrizität in andere Energieformen, wie zum Beispiel chemischer Energie oder Lageenergie, möglich.<sup>366</sup> Dennoch ist die zeitliche Abstimmung von Erzeugung und Verbrauch in real-time

---

<sup>360</sup> Vgl. Ockenfels (2007), S. 45.

<sup>361</sup> Vgl. Borgmann (2004), S. 7.

<sup>362</sup> Vgl. Fichtner (2005), S. 34.

<sup>363</sup> Im Gegensatz zu anderen Gütern wie etwa Obst kann die Produktionsmethode nicht an der Qualität und Beschaffenheit des Gutes selbst erkannt werden, sondern muss durch Zertifizierungsstellen wie etwa den TÜV dokumentiert werden.

<sup>364</sup> Vgl. Fichtner (2005), S. 33 f.

<sup>365</sup> Vgl. Borgmann (2004), S. 7.

<sup>366</sup> Da der Einsatz von Batterien oder Akkumulatoren (noch) nicht wirtschaftlich genug ist, lohnt sich eine Speicherung im industriellen Maßstab bisher nicht. Teilweise wird jedoch mit Pumpspeicherkraftwerken, zum Beispiel nachts, Wasser in hoch gelegene Speicherbecken gepumpt, damit es für die Stromproduktion in Zeiten hoher Nachfrage zur Verfügung steht. Mechanische und elektrische Verluste sind jedoch für das Umwandeln elektrischer Energie in Lageenergie und umgekehrt in Kauf zu nehmen. Vgl. Borgmann (2004), S. 7 und 30 f.

bislang die wirtschaftlichere Lösung,<sup>367</sup> was eine einperiodige Produktionsplanung ohne Lagerhaltung sowie Flexibilität durch unterschiedliche Kraftwerkstypen und Reservekapazitäten erfordert. Da nicht nur mit einer Technologie mit den geringsten Durchschnittskosten produziert werden kann, sondern Kraftwerke mit geringen variablen Kosten und hohen Fixkosten zur Grundlastdeckung und vice versa mit geringen Anfahrtszeiten zur Spitzenlastdeckung eingesetzt werden, verläuft die Grenzkostenkurve nicht flach.<sup>368</sup> Eine volatile unelastische Nachfrage führt somit zu volatilen Strompreisen, wie sie sich an der Strombörse sowohl in kurzer als auch in langer Frist zeigen.<sup>369</sup>

Allgemein lässt sich festhalten, dass auf Strommärkten zwar dieselben ökonomischen Gesetze wie auf anderen Märkten gelten, aber die physikalischen Eigenschaften von Elektrizität zu besonderen Effekten (notorisch unelastische und volatile Nachfrage, fehlende Preisdifferenzierungsmöglichkeiten, Netzabhängigkeit und die genannten Konsequenzen aus der eingeschränkte Lagerfähigkeit) führen.<sup>370</sup>

## **3.2.2. Rahmenbedingungen der Energiewirtschaft**

### **3.2.2.1. Wirtschafts- und umweltpolitische Regulierung der systemrelevanten Elektrizitätsbranche**

Da eine unzuverlässige Stromversorgung<sup>371</sup> und hohe, stark ansteigende und volatile Strompreise Schäden an einer modernen Volkswirtschaft<sup>372</sup> anrichten können, kommt der Funktionsfähigkeit des Strommarkts mit seinen Besonderheiten hohe Aufmerksamkeit zu. Aufgrund dieser Systemrelevanz unterliegt die Energiebranche der Regulierung mit zahlreichen Bundes- und Landesgesetzen sowie Kommunalvorschriften. Darüber hinaus wird inzwischen auch ein großer Teil des energiewirtschaftlichen Rechtsrahmens (z.B. das integrierte Energie- und Klimaprogramm)<sup>373</sup> direkt oder indirekt von der EU bestimmt, um eine Harmonisierung für einen angestrebten grenzübergreifenden EU-Binnenmarkt voranzutreiben.

In der Vergangenheit stand bei der Energiewirtschaft die Schaffung einer leistungsfähigen Infrastruktur zur Versorgungssicherheit im Vordergrund, weshalb die zentralistisch organi-

<sup>367</sup> Vgl. Fichtner (2005), S. 34.

<sup>368</sup> Vgl. Ockenfels (2007), S. 45.

<sup>369</sup> Vgl. Ockenfels (2007), S. 44.

<sup>370</sup> Vgl. Ockenfels (2007), S. 44.

<sup>371</sup> Störungen in der Stromversorgung können nicht nur zu dramatischen volkswirtschaftlichen Verlusten durch Produktionsverzögerung und -ausfälle sowie Schäden an Erzeugnissen und Betriebsmitteln führen, sondern im Falle von Krankenhäusern sogar lebensbedrohlich für Patienten sein. Vgl. Fichtner (2005), S. 33.

<sup>372</sup> In industrialisierten Ländern sind besonders viele Bereiche des privaten, öffentlichen und wirtschaftlichen Lebens von einer zuverlässigen und ausreichenden Stromversorgung abhängig. Vgl. Fichtner (2005), S. 33 f. Außerdem können zu hohe Energiepreise für eine Volkswirtschaft (insbesondere für eine exportorientierte) eine Einbuße ihrer Wettbewerbsfähigkeit bewirken.

<sup>373</sup> Vgl. Europäischer Rat (2007), S.11.

sierte Branche nicht als Markt strukturiert und kartellrechtlich vom Wettbewerb freigestellt war.<sup>374</sup> „Versorgungssicherheit bedeutet, dass die Elektrizitätsverbraucher elektrische Energie zu dem Zeitpunkt beziehen können, wann sie diese benötigen, mit definierter Qualität und zu transparenten und kostenorientierten Preisen.“<sup>375</sup> In der Hoffnung, dass Wettbewerb zu einer effizienteren Stromproduktion und niedrigeren Strompreisen führt,<sup>376</sup> setzte die EU im Jahr 1997 eine Richtlinie<sup>377</sup> zur stufenweisen Öffnung der Strommärkte für Anbieter und Nachfrager in den Mitgliedsländern in Kraft. So rührt ein europaweiter Umbruch der Branche<sup>378</sup> von der Liberalisierung der ehemals monopolistisch organisierten Strommärkte, der Privatisierung staatlich geführter EVU und den wettbewerbsfördernden Bestimmungen<sup>379</sup> (wie bspw. Unbundling, Anreizregulierung, Aufhebung der Demarkationsverträge und Stärkung der Verbraucherrechte, etc.) her.<sup>380</sup>

Auf der anderen Seite greift die Politik zur Umsetzung energie- und umweltpolitischer Ziele mit Einflussnahme auf verfügbare Kapazitäten und Kostenstrukturen der Stromproduktion massiv in den Markt ein. So waren die vergangenen Jahre mit der Diskussion um den Atomausstieg, der Förderung Erneuerbarer Energien und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, der Einführung des CO<sub>2</sub>-Emissionshandels sowie der Umsetzung der EU-Energiesteuerrichtlinie von einem starken Engagement der Politik zur Sicherung der zukünftigen Energieversorgung unter Berücksichtigung des Umwelt- und Klimaschutzes geprägt.

Dementsprechend stellen Liberalisierung und Umweltpolitik nach Experteneinschätzungen und Geschäftsberichten von EVUs<sup>381</sup> zwei sehr stark wettbewerbsbeeinflussende Faktoren in der Elektrizitätsbranche dar, die neue Marktchancen und -risiken aufwerfen<sup>382</sup> und im Folgenden erörtert werden sollen.

---

<sup>374</sup> Vgl. Amend (2000), S. 187.

<sup>375</sup> Definition gemäß CEER (2009).

<sup>376</sup> Vgl. Ockenfels (2007), S. 44.

<sup>377</sup> Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the Council of 19 December 1996, entry into force 19 February 1997, concerning common rules for the internal market in electricity (official journal no. L 027 , 30/01/1997 p. 0020).

<sup>378</sup> Vgl. Amend (2000), S. 187.

<sup>379</sup> Der nicht-erfüllte Wunsch nach niedrigeren Strompreisen oder spätestens nach den außergewöhnlich starken Preissteigerungen im Jahr 2005 entfachte eine Diskussion über mangelnden Wettbewerb und vorhandene Marktmacht in der Stromerzeugung und führte zu „Re-Regulierung“ und Reformprozessen im Elektrizitätssektor. Vgl. Ockenfels (2007), S. 44. und 47 f.

<sup>380</sup> Energieversorgungsunternehmen gehen davon aus, dass der europäische und nationale Gesetzgeber seine Aktivitäten zur Förderung des Wettbewerbs auf den Erdgas- und Strommärkten weiterhin fortführen wird. Vgl. Stadtwerke München GmbH (2008), S. 5 f.

<sup>381</sup> Vgl. E.ON AG (2008), S. 29, RWE AG (2008), S. 50-54, EnBW AG (2008), S. 62-65, Stadtwerke München GmbH (2008), S. 5-6 und 30, Vattenfall AG (2008), S. 27-30, Wildemann (2009), S. 7 und 46-52.

<sup>382</sup> So geht von der Beendigung der Kernenergienutzung sowie von EEG und KWKG einerseits eine verstärkte Dezentralisierung der Stromerzeugung aus, die neuen Anbietern den Markteintritt ermöglicht. Auf der anderen Seite erlauben ein EU-Binnenmarkt, die Aufhebung der abgegrenzten Versorgungsgebiete (freie Anbieterwahl des Kunden) und Strombörsen bestehenden Energieversorgern Wachstums- und Zentralisierungsstrategien, was

### 3.2.2.2. Wirtschaftspolitische Veränderungen im Zuge der Liberalisierung

#### 3.2.2.2.1. Privatisierung

Mit der 1998 in Kraft getretenen Neuregelung<sup>383</sup> des Gesetzes über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG)<sup>384</sup> wurde die von der EU angestoßene Liberalisierung des Strommarkts in Deutschland in nationales Gesetz umgesetzt.<sup>385</sup> Vormalige staatliche Unternehmen wurden ganz oder teilweise privatisiert und in Art. 2 EnWG wurde die Ausnahme des § 103 Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB)<sup>386</sup> für Demarkationsverträge der EVUs aufgehoben.

In den folgenden Jahren fanden in Deutschland ein Abbau der Überkapazitäten, aber auch ein Konzentrationsprozess statt.<sup>387</sup> Dabei entwickelten sich hinsichtlich des Grads der vertikalen Integration, der Größe und insbesondere der Eigentumsstruktur unterschiedliche Akteure in der großtechnischen Stromerzeugung heraus. So dominieren börsennotierte Verbundunternehmen (EnBW, E.ON, RWE und Vattenfall) den deutschen Strom- und Gasmarkt. Die vier Konzerne besitzen zwei Drittel der Kraftwerkskapazitäten,<sup>388</sup> erzeugen in ihren Kraftwerken insgesamt 80 %<sup>389</sup> des deutschen Stroms, teilen untereinander das überregionale Übertragungsnetz auf und sind direkt oder über Tochtergesellschaften in Verteilung und Vertrieb tätig. Außerdem sind sie Vorlieferanten für regionale und lokale Versorgungsunternehmen (meist Stadtwerke), die ein Verteilungsnetz betreiben und Endkunden versorgen, aber teilweise nicht im Besitz eigener Kraftwerke sind.<sup>390</sup>

Die 60 bis 70 regionalen Versorgungsunternehmen sind Eigentümer von Verteilungsnetzen und dienen als Zwischenhändler. Sie liefern die von Verbundgesellschaften produzierte Elektrizität in bestimmten Regionen an lokale Versorgungsunternehmen.<sup>391</sup> Zwischen vielen Verbund- und Regionalunternehmen existieren über Kapitalbeteiligungen, Lieferverträge und gemeinsame Marketingaktivitäten enge Verflechtungen.

---

die Rivalität um Marktanteile erhöhen wird. Beide Tendenzen sollen für einen stärkeren Wettbewerb am Strommarkt und sinkende Strompreise sorgen.

<sup>383</sup> Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 28. November 1997 und in Kraft getreten am 29. April 1998 (BGBl. I, S. 730).

<sup>384</sup> Energiewirtschaftsgesetz, Novelle vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970 (3621)), zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2101).

<sup>385</sup> Die EU-Directive 96/92/EC überließ die detaillierte Ausgestaltung den nationalen Gesetzgebern. Vgl. Amend (2000), S. 188.

<sup>386</sup> Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) in der Fassung der Bekanntmachung vom 15. Juli 2005 (BGBl. I S. 2114), zuletzt geändert durch Artikel 13 Absatz 21 des Gesetzes vom 25. Mai 2009 (BGBl. I S. 1102).

<sup>387</sup> Die Anzahl der Stromversorger reduzierte sich von ca. 3.500 in den fünfziger Jahren auf rund 900, wovon nur etwa 50 Strom erzeugen und die restlichen reine Netzbetreiber sind.

<sup>388</sup> Vgl. Ockenfels (2007), S. 51.

<sup>389</sup> Vgl. Wildemann (2009), S. 31.

<sup>390</sup> Vgl. Borgmann (2004), S. 6.

<sup>391</sup> Zu einem geringen Teil verfügen sie auch über eigene Produktionsanlagen und versorgen direkt Endkunden.

Lokale Versorgungsunternehmen beliefern meist als Komplettversorgungsunternehmen ihren Einzugsbereich nicht nur mit Strom und Gas, sondern stellen im Querverbund auch häufig Nah- und Fernwärme, Wasser, Entsorgungsleistungen, den öffentlichen Personennahverkehr, Erholungsinfrastruktur oder sogar Telekommunikationsleistungen bereit.<sup>392</sup> Den Strom beziehen sie überwiegend von Unternehmen vorgelagerter Wertschöpfungsstufen, ergänzen ihre Bezüge jedoch zum Teil mit Stromerzeugung in eigenen Kraftwerken (vorwiegend Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)). Bis zur Marktliberalisierung befanden sich lokale Versorgungsunternehmen fast ausschließlich in kommunaler Hand. Inzwischen beteiligen sich Verbundunternehmen und regionale Versorger immer stärker. Außerdem halten sie Konzessionen<sup>393</sup> und betreiben teilweise die örtlichen Netze der Stadtwerke. So besitzt bspw. die EnBW Regional AG nach eigenen Angaben im Ganzen 760 Konzessionen für Ortsnetze in Baden-Württemberg.

Darüber hinaus existieren in Deutschland energieintensive Betriebe, wie z.B. die Deutsche Bahn AG, die eine industrielle Eigenbedarfsdeckung mit Strom und Wärme betreiben.<sup>394</sup> Durch die Nähe zum Verbrauchsort besitzen sie wie auch lokale Versorgungsunternehmen den Vorteil, die Abwärme von thermischen Kraftwerken durch Einsatz von KWK-Anlagen ebenfalls verwerten zu können.<sup>395</sup> Industriebetriebe betrachten jedoch die Energieversorgung nicht als ihr Kerngeschäft, sondern halten eigne Kapazitäten aus Gründen der Risikovermeidung von Versorgungsengpässen oder Preissteigerungen vor, weshalb sie zu Finanzierung und Betrieb solcher Anlagen in den letzten Jahren vermehrt auf Contracting-Modelle zurückgreifen.<sup>396</sup> Contracting-Anbieter sind neben den großen EVUs und Stadtwerken auch Energiedienstleister (z.B. Ingenieur- und Energieberatungsbüros) und kleinere Handwerksbetriebe (z.B. Heizungsbauer und -installateure).

Zwar waren laut BDEW im Jahr 2007 rund 1.100 Unternehmen im deutschen Strommarkt aktiv, und kleine und mittlere Stromversorger machten mehr als zwei Drittel aller Unternehmen aus.<sup>397</sup> Dennoch stellt die Monopolkommission in ihrem 54. Sondergutachten aus dem Jahr 2009 immer noch keinen funktionsfähigen Wettbewerb auf den Märkten der leitungsgebundenen Energieversorgung fest.<sup>398</sup> Dies wird auf die Konzentration der Stromerzeugung auf

---

<sup>392</sup> Vgl. Wildemann (2009), S. 27 f.

<sup>393</sup> Der Netzbetreiber zahlt eine so genannte Konzessionsabgabe für das Nutzungsrecht des kommunalen Netzes an die Gemeinde. Die Höhe dieser Abgabe regeln die Konzessionsabgabenverordnung sowie der abgeschlossene Konzessionsvertrag zwischen Netzbetreiber und Gemeinde. Im Gegenzug erhält der Netzbetreiber vom jeweiligen Stromlieferanten für die Durchleitung des Stroms ein Netznutzungsentgelt.

<sup>394</sup> Vgl. Fichtner (2005), S. 32.

<sup>395</sup> Vgl. Konstantin (2009), S. 351.

<sup>396</sup> Vgl. Konstantin (2009), S. 351.

<sup>397</sup> Vgl. BDEW (2008), S. 21.

<sup>398</sup> Vgl. Monopolkommission (2009), Zusammenfassung.

wenige Unternehmen<sup>399</sup> und die zahlreichen horizontalen und vertikalen Verflechtungen der Übertragungsnetzbetreiber untereinander zurückgeführt. Als besonders kritisch betrachtet die Monopolkommission außerdem die vielen Beteiligungen der vier großen Energiekonzerne an Stadtwerken und anderen Verteilern. Hinzu kommen, vor allem auf der Ebene der Regionalversorger, die vielen Fusionen der letzten Jahre.<sup>400</sup> Zur Vermeidung des Missbrauchs von Marktmacht unterliegt die Energiewirtschaft der kartellbehördlichen Aufsicht und wird im Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) in § 29 gesondert berücksichtigt. Außerdem kehrt sich mit der Novelle von 2007 die Beweislast im Missbrauchsverbot bei Entgelten um, die die Kosten oder die Preise der Konkurrenten in unangemessener Weise überschreiten.

### 3.2.2.2. Entflechtung (Unbundling)

Um jedoch bereits den Ursachen marktbeherrschender Stellungen von EVUs zu begegnen, muss dem Verbraucher eine echte Wahlfreiheit des Anbieters gestattet sein, weshalb insbesondere die Anzahl der Erzeuger steigen muss.<sup>401</sup> Mit verhaltensbedingten Wettbewerbsbeschränkungen erschwerten die wenigen Unternehmen, die die gesamte Wertschöpfungskette unter einem Dach vereinigen, jedoch bislang den Markteintritt neuer Anbieter.<sup>402</sup> So wurden zugangsvereitende Maßnahmen zu Energienetzen, wie z.B. die unkorrekte, weil zu geringe, Angabe von Netzkapazitäten, Forderung überhöhter Nutzungsentgelte, die Vornahme von Quersubventionierungen, das Verlangen von Gebühren beim Anbieterwechsel und die Hinauszögerung der Verhandlungen über den Vertragsabschluss festgestellt.<sup>403</sup> Da sowohl monopolistische Bestrebungen als auch überregionale Marktmacht verhindert werden sollen,<sup>404</sup> schlägt die Monopolkommission für marktbeherrschende EVUs ein zeitlich befristetes Moratorium für die Erweiterung von Erzeugungskapazitäten und die Privilegierung von neuen Marktteilnehmern bei innerdeutschen Netzengpässen vor.<sup>405</sup> Einige politische Akteure gehen sogar soweit, dass sie die Zerschlagung großer EVUs, die Verstaatlichung der Energienetze oder Schaffung unabhängiger nationaler Übertragungsnetzbetreiber (Independent System Operator) und Zwangsverkäufe von regionalen Beteiligungen oder Kraftwerkskapazitäten

---

<sup>399</sup> So sind seit der Liberalisierung nur etwa 150 Unternehmen neu in den Markt eingetreten und diese überwiegend nur im Stromhandel und im Stromvertrieb aber nicht in der Stromerzeugung tätig. Vgl. BDEW (2008), S. 21.

<sup>400</sup> Vgl. BDEW (2008), S. 21.

<sup>401</sup> Vgl. Borgmann (2004), S. 37.

<sup>402</sup> Vgl. Borgmann (2004), S. 37.

<sup>403</sup> Vgl. Monopolkommission (2009), Zusammenfassung.

<sup>404</sup> Vgl. Energie-Enquete-Kommission (2002), S. 87.

<sup>405</sup> Vgl. Monopolkommission (2009), Zusammenfassung.



fordern.<sup>406</sup>

Die EU entschied sich schließlich zu einer Aufspaltung der vertikal integrierten Branchenstruktur in die Teilbereiche Erzeugung, Übertragung im Hochspannungsnetz und Verteilung im Mittel- und Niederspannungsnetz.<sup>407</sup> So legte die Europäische Kommission am 19. September 2007 dem Europäischen Rat und Parlament das dritte EU-Binnenmarktpaket vor, das unter anderem eine eigentumsrechtliche Entflechtung (Unbundling) der Übertragungsnetze und der Stromerzeugung vorschlägt.<sup>408</sup> Bei der Verteilung sieht die Europäische Kommission dagegen bislang noch keine Veranlassung zum Eingriff.<sup>409</sup>

Den nationalen Gesetzgebern steht eine enge und eine weitere Auslegung der eigentumsrechtlichen Entflechtung frei. So kann die Aufgabe der Eigentumsrechte der Energieerzeuger oder -versorger an ihren Übertragungsnetzen oder nur ein unabhängiger Betrieb der Netze durch völlig fremde Unternehmen oder Stellen verlangt werden. Die Umsetzung der europäischen Vorgabe im EnWG durch die Bundesregierung verpflichtet vertikal integrierte EVUs zu einer rechtlichen Trennung nach § 7 EnWG, einer operationellen Entflechtung nach § 8 EnWG und einer separierten Rechnungslegung und internen Buchführung nach § 10 EnWG. Nach § 20 Abs. 1 EnWG und der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung<sup>410</sup> besteht außerdem für jeden Netzbetreiber Anschlusspflicht und Veröffentlichungspflicht von Vertragsbedingungen, einschließlich Musterverträgen, und Entgelten im Internet, um jedem Kraftwerksbetreiber diskriminierungsfreien, angemessenen und transparenten Zugang zu gewähren. Abbildung 12 stellt die Regelungen des Unbundlings zusammenfassend dar.

Unbundling	Gesellschaftsrechtliche Entflechtung nach § 7 EnWG	Operationelle Entflechtung nach § 8 EnWG	Separierte Rechnungslegung und Buchführung nach § 10 EnWG
<b>Übertragungsnetzbetreiber</b>	Nach dem 13. Juli 2005 obligatorisch	Nach dem 13. Juli 2005 obligatorisch	Nach dem 13. Juli 2005 obligatorisch
<b>Verteilungsnetzbetreiber</b> >100.000 Kunden	Nach dem 1. Juli 2007 obligatorisch	Detaillierte Regeln zu Mitarbeiter-Unbundling	Bestätigungsvermerk sowie separate Bilanz und GuV müssen veröffentlicht und der Regulierungsbehörde vorgelegt werden
<b>Verteilungsnetzbetreiber</b> <100.000 Kunden			

Abbildung 12: Entflechtung (Unbundling) im deutschen Energiemarkt<sup>411</sup>

<sup>406</sup> Vgl. Vattenfall AG (2008), S. 27.

<sup>407</sup> Vgl. Amend (2000), S. 188.

<sup>408</sup> Vgl. Stadtwerke München GmbH (2008), S. 5 f.

<sup>409</sup> Vgl. Stadtwerke München GmbH (2008), S. 5 f.

<sup>410</sup> Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung - KraftNAV) vom 26. Juni 2007 (BGBl. I S. 1187).

<sup>411</sup> Eigene Darstellung nach EnWG.

### 3.2.2.2.3. Anreizregulierung

Die kapitalintensive Übertragung von Strom stellt im Gegensatz zur Erzeugung ein natürliches Gebietsmonopol dar,<sup>412</sup> bei der ein Wettbewerb durch Parallelnetze z.B. aus Gründen der Beeinträchtigung des Landschaftsbildes nicht gewünscht, aber vor allem aus technischen und auch ökonomischen Gründen nicht sinnvoll wäre. Je mehr Erzeuger und Verbraucher an ein Netz angeschlossen sind, desto stabiler ist es und desto weniger Reservekapazitäten bedarf es, weil sich unterschiedliche Lastprofile besser ausgleichen.<sup>413</sup> Darüber hinaus ist der Aufbau eines Netzes sehr kapitalintensiv, während der eigentliche Transport geringe Kosten verursacht. Während die Grenzkosten der Produktion also gering sind, werden die Investitionskosten als sunk costs<sup>414</sup> betrachtet. Abnehmende Durchschnitts- und Grenzkosten über den gesamten Outputbereich führen außerdem zu steigenden Skalenerträgen und damit zu Größen- und Verbundvorteilen.<sup>415</sup> Somit existieren economies of scale, die für ein natürliches Monopol charakteristisch sind.

Darüber hinaus existieren Anreize zu Kollusion.<sup>416</sup> So grenzen sich die Netzbetreiber über ihre Infrastruktur regional ab, sind aber zur Vermeidung von Inselnetzen per nationalen Übertragungs- und sogar europäischem Verbundnetz verbunden und profitieren von einem kooperativen Verhalten. Da sich bei der Übertragung kein Preiswettbewerb der Anbieter zur Gewinnung von Marktanteilen erwarten lässt und die Gefahr von Kapazitätszurückhaltung besteht, unterliegt die Festsetzung der Netznutzungsentgelte der Aufsicht der Regulierungsbehörde Bundesnetzagentur (BNA) (bzw. den Landesregulierungsbehörden bei Verteilungsnetzen mit weniger als 100.000 Kunden) zur Vermeidung von Deadweight-Verlusten<sup>417</sup>. Ziel der Regulierungsbehörde ist es, Kostensenkungspotentiale aufzudecken, Monopolgewinne zu reduzieren und sinkende Energiepreise für die Abnehmer zu generieren. Die Genehmigung von Netzentgelten wird befristet erteilt, kann mit Auflagen verbunden sein, unterliegt einem Vorbehalt des Widerrufs und berechtigt die Regulierungsbehörden zu regelmäßigen Betriebsprüfungen.

Ab 1. Januar 2009 wurde das System der Kostenprüfung von einem hybriden Ansatz<sup>418</sup> der Anreizregulierung nach § 21a EnWG i.V.m. ARegV<sup>419</sup> abgelöst. Nach einer sechs- bis acht-

<sup>412</sup> Vgl. Amend (2000), S. 188.

<sup>413</sup> Vgl. Perner / Riechmann (1998), S.42.

<sup>414</sup> Vgl. Pindyck / Rubinfeld (1998), S. 342.

<sup>415</sup> Vgl. Pindyck / Rubinfeld (1998), S. 430, Pfaffenberger (1993), S.51ff. und Losch (1995), S. 20 f.

<sup>416</sup> Vgl. Pindyck / Rubinfeld (1998), S. 425.

<sup>417</sup> Deadweight-Verluste sind soziale Kosten der Ineffizienz. Vgl. Pindyck / Rubinfeld (1998), S. 427.

<sup>418</sup> Hybride Ansätze kombinieren mehrere Methoden, um Nachteile einzelner Regulierungsformen zu kompensieren und weitere Anreize zu integrieren.

jährigen Übergangsphase zum Abbau der größten Effizienzunterschiede unter den 1.500 deutschen Netzbetreibern mittels Revenue-Cap-Methode, die unter Berücksichtigung der Inflation sowie einer Effizienz- und generellen Produktivitätsentwicklung<sup>420</sup> die Erlöse entlang eines Absenkungspfads reduziert,<sup>421</sup> setzt eine Yardstick-Competition ein (vgl. Abbildung 13).<sup>422</sup>

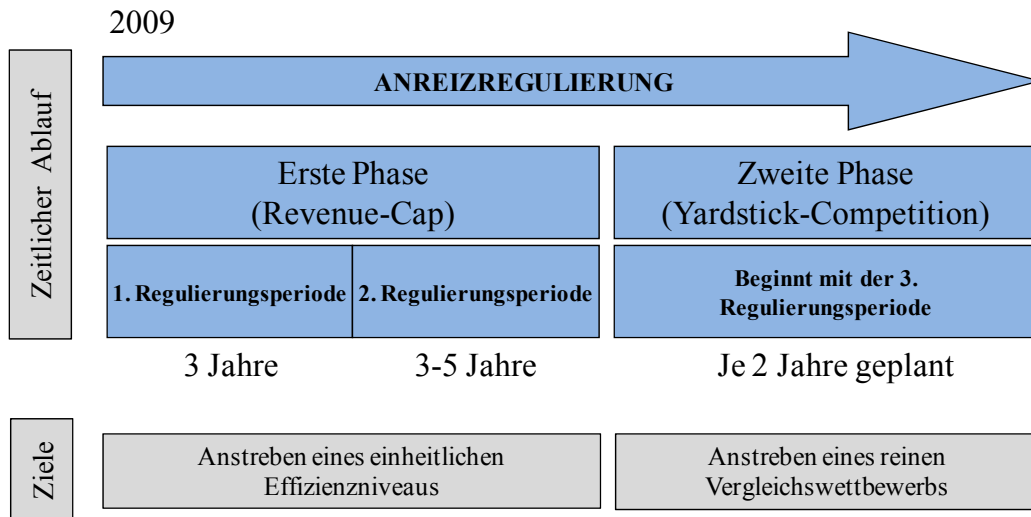


Abbildung 13: Phasen der Anreizregulierung<sup>423</sup>

Bei der Revenue-Cap-Methode werden im Gegensatz zur Price-Cap-Regulierung nicht die Obergrenzen einzelner Tarife sondern des gesamten, sich aus der Menge und den Preisen ergebenden Erlöses eines Unternehmens auf Grundlage der Daten eines Basisjahrs (hier: 2006) festgelegt. Von Vorteil ist der geringere Informationsbedarf der Regulierungsbehörde über Entgelte verschiedener Produkte und deren Einzeltarife. Von Nachteil ist allerdings, dass Absatz- oder Durchleitungsmengen ex ante eingeschätzt werden müssen. Um fehlerhafte Einschätzungen zu korrigieren und Volatilitäten in den Netzentgelten in Folge von Mengenschwankungen zu glätten,<sup>424</sup> wird in der Praxis häufig ein Regulierungskonto (regulatory account) benutzt, auf dem die Abweichungen über die Jahre der Periode summiert und am Ende ausgeglichen werden.<sup>425</sup>

<sup>419</sup> Anreizregulierungsverordnung (ARegV) vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), in Kraft getreten am 6. November 2008, zuletzt geändert durch Artikel 4 des Gesetzes vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870).

<sup>420</sup> Die Anreizregulierung sieht außerdem eine Erlösabsenkung um einen politisch festgelegten Produktivitätsfortschritt von 1,5 bis 2 % vor und orientiert sich damit an den Niederlanden, Norwegen und Österreich. Vgl. Bundesnetzagentur (2006), S. 15.

<sup>421</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2006), S. 13.

<sup>422</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2006), S. 14 f.

<sup>423</sup> Eigene Darstellung nach ARegV.

<sup>424</sup> Bei einer vorgegebenen Erlösobergrenze erfordern Mengenschwankungen Anpassungen in den Netzentgelten und reduzieren somit die Planbarkeit der Netznutzer.

<sup>425</sup> Vgl. BDI / VIK (2006), S. 1 ff.

Unter Yardstick-Competition wird ein Effizienz-Benchmarking verstanden, bei dem die Erlösobergrenze eines regulierten Unternehmens vom Regulierer in Abhängigkeit tatsächlicher Entwicklungen bestimmter Kennzahlen anderer Unternehmen aus der gleichen Branche festgelegt werden.<sup>426</sup> Die Bestimmung der Erlösobergrenze eines Netzbetreibers nach § 7 Anlage 1 ARegV erfolgt durch Kostenprüfung einer vergleichbaren Gruppe auf Grundlage des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahrs vor Beginn einer Regulierungsperiode (5 Jahre) und orientiert sich letztendlich an den Kosten des effizientesten, möglichst strukturgleichen<sup>427</sup> Netzbetreibers, korrigiert um strukturell-bedingte Abweichungen, insbesondere nicht beeinflussbare Kostenanteile wie z.B. staatliche Belastungen, vorgelagerte Netzkosten, verfahrensregulierte Kosten, etc.<sup>428</sup> Die Erlöse eines Unternehmens sind nun an die Produktivität und Effektivität der Konkurrenten in einem Basisjahr gekoppelt und somit vollständig exogenisiert. Gelingt es einem Netzbetreiber, seine Kosten innerhalb der Regulierungsperiode über die Vorgabe hinaus zu senken, kann er die auf diese Weise generierten Gewinne behalten.

Ziel der Anreizregulierung im Gegensatz zu einer kostenorientierten oder gewinnbezogenen Kalkulationsmethode der Durchleitungsentgelte ist es somit, über drastische Erlössenkungen bei ineffizienten Netzbetreibern sinkende Energiepreise für Verbraucher zu erzielen. Außerdem liefert die Anreizregulierung keinen Anreiz zu Quersubventionierung und schafft damit keinen Vorteil für Unternehmen, die auf allen Wertschöpfungsstufen tätig sind. Die zweite Phase der Anreizregulierung (Yardstick-Competition ab der dritten Regulierungsperiode) simuliert eine Wettbewerbssituation und stellt deshalb laut Bundesnetzagentur eine besonders anreizstarke Regulierung dar.<sup>429</sup>

Von Netzbetreibern werden hingegen negative Konsequenzen für die Wirtschaftlichkeit von Netzausbaumaßnahmen und damit Auswirkungen auf Instandhaltungs- und Investitionsstrategien befürchtet.<sup>430</sup> Kostensenkungen werden nach Experteneinschätzungen zukünftig über die Verlängerung von Anlagenlebensdauern mittels zustandsorientierter Instandhaltung, kathodischem Korrosionsschutz und vor allem Moratorien und Parzellierung von notwendigen Investitionen erreicht.<sup>431</sup> Um negative Effekte zu vermeiden, beinhaltet die Anreizregulierung allerdings auch Ansätze zur Berücksichtigung von Versorgungsqualität und Erweiterungsinvestitionen.

---

<sup>426</sup> Vgl. Kühn (2006), S. 155.

<sup>427</sup> Z.B. die Spannungsebene, die versorgte Fläche, die Anzahl der Netzanschlüsse und die Lasten an den Netzanschlüssen können erhebliche Unterschiede in der Höhe und Struktur der Kosten bewirken. Vgl. Bundesnetzagentur (2006), S. 151.

<sup>428</sup> Für Details vgl. Bundesnetzagentur (2006), S. 157-165.

<sup>429</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2006), S. 53.

<sup>430</sup> Vgl. Stadtwerke München GmbH (2008), S. 5 f.

<sup>431</sup> Vgl. Wildemann (2009), S. 18 und Nilges / Gaul / Spitzer (2004), S. 655-656. Mehr zu Maintenance Strategies, Asset Life Cycle Management und Risk Assessment vgl. Balzer / Asgorieh / Gaul (2008), S. 26-30 und Balzer / Neumann / Gaul / Schorn (2007), S. 1-8.

titionen.<sup>432</sup> Zusätzlich werden diese Ansätze mit konkreten Auflagen der technischen Qualitätsregulierung ergänzt. Außerdem haben Netzbetreiber nach §§ 11 bis 14 EnWG die Fähigkeit des Netzes sicherzustellen, die Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität zu befriedigen und insbesondere durch entsprechende Übertragungskapazität und Zuverlässigkeit des Netzes zur Versorgungssicherheit beizutragen (z.B. Frequenz- und Spannungsstabilität) sowie über den Netzzustand und die Netzausbauplanung Bericht zu erstatten.

#### **3.2.2.2.4. Schaffung einer preiselastischen Nachfrage**

Im Gegensatz zur preisregulierten Übertragung fiel im Sommer 2007 im Zuge der Liberalisierung des Strommarktes die Preisaufsicht in den anderen Bereichen der Wertschöpfungskette weg.<sup>433</sup> Um dennoch „eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität“ im Sinne des § 1 (1) EnWG zu gewährleisten, bedarf es einer Auflösung der nach wie vor aus den Demarkationsverträgen von vor 1998 bestehenden Monopolstrukturen. Eine der größten Herausforderungen wird deshalb die Schaffung einer elastischen Nachfragefunktion zur Disziplinierung von Anbietern mit Marktmacht sein. So sollen die freie Wahl des Anbieters und der Abbau von Wechselbarrieren, z.B. durch kürzere Wechselfristen und Vertragslaufzeiten, zu einem freien Wettbewerb auf dem Energiemarkt und sinkenden Energiepreisen führen.

Des Weiteren wird eine höhere Transparenz bei Verbrauchsdaten und aktuellen Preisen eine entscheidende Rolle für die Effizienz des Stromverbrauchs und der Stromerzeugung sowie für die Dämpfung von Preisvolatilität spielen. Aufgrund der Berechnung von Durchschnittspreisen<sup>434</sup> über längere Zeiträume ist der Stromverbrauch bislang von den Erzeugungskosten nahezu losgelöst und die Nachfrage besitzt kaum Reaktionsfähigkeit auf hohe Preisforderungen und -schwankungen.<sup>435</sup>

Zur Erhöhung der Transparenz von Leistung und Kosten besteht seit 2005 nach § 40 (2) EnWG eine Verpflichtung des EVUs, auf Wunsch des Letztverbrauchers eine monatliche, vierteljährliche oder halbjährliche Abrechnung zu erstellen, nach § 42 EnWG den tatsächlichen Energieträgermix und dessen Umweltauswirkungen (auch im Vergleich zu Durchschnittswerten der Stromerzeugung in Deutschland) auszuweisen, und nach § 40 (3) EnWG wird ab 30. Dezember 2010 ein Angebot von lastvariablen oder tageszeitabhängigen Tarifen

<sup>432</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2006), S. 14.

<sup>433</sup> Vgl. Stadtwerke München GmbH (2008), S. 5 f.

<sup>434</sup> Bisher zahlte ein Verbraucher morgens um vier Uhr denselben Geldbetrag wie um acht Uhr für eine kWh, auch wenn die Stromproduktionskosten um acht Uhr um ein Vielfaches höher liegen.

<sup>435</sup> Vgl. Ockenfels (2007), S. 55.

verbindlich. Erste Reaktionen auf die Gesetzesvorgaben<sup>436</sup> - außerdem ermöglicht durch das Gesetz zur Öffnung des Messwesens bei Strom und Gas für Wettbewerb<sup>437</sup> und die Messzugangsverordnung (MessZV)<sup>438</sup> - zeigen sich bereits durch Pilotprojekte zu „intelligenten Messverfahren (Smart Metering)“<sup>439</sup>, die zukünftig eine passive jährliche Stromabrechnung ersetzen sollen. Über das Internet soll der Verbraucher in einem passwortgeschützten Online-Bereich seinen persönlichen Energieverbrauch in gemittelten Viertelstunden-, Tages-, Wochen- oder Monatswerten jederzeit verfolgen können. Außerdem kann sich der Kunde seinen Verbrauch nicht nur in Kilowattstunden sondern auch in den Einheiten Euro und Cent oder Kilogramm CO<sub>2</sub>-Ausstoß berechnen lassen.

Durch die Offenlegung des Stromverbrauchs wird eine Kontrollierbarkeit des Verbrauchs geschaffen und durch ein Angebot von lastabhängigen Stromtarifen dem Verbraucher eine Möglichkeit zum Kostensparen gegeben, indem er teuren Spitzenlaststromzeiten ausweichen kann und ein Nachfrager von Strom zu Zeiten niedriger Grenzkosten nicht mehr einen Nachfrager von Spitzenlaststrom subventioniert.<sup>440</sup> Eine daraus resultierende Glättung des Lastprofils ist für die Stromanbieter ebenfalls von Interesse, da somit der Einsatz teurer Produktionsverfahren zur Bedienung von Spitzenlast vermieden werden kann und durch eine Optimierung der Kapazitätsauslastung weniger Reservekapazitäten nötig werden. Darüber hinaus wird der Abbau von Spitzenlastzeiten mittels einer preiselastischeren Nachfrage von der EU für eine Maßnahme zur Erreichung des umweltpolitischen Ziels der Steigerung der Energieeffizienz um 20 % bis zum Jahre 2020 gehalten.

### 3.2.2.2.5. Etablierung organisierter Strommärkte

Die Aufhebung der abgegrenzten Versorgungsgebiete, die Stärkung der Verbraucherrechte, eine zunehmende Wechselbereitschaft und preissensitivere Nachfragereaktionen bedeuten auf der anderen Seite einen Komplexitätsanstieg in den Planungsaufgaben für Stromerzeuger, da die Zuordnung der Kapazitäten eines Kraftwerkparks zu einer bekannten Last nicht mehr im

---

<sup>436</sup> Die entsprechenden Normen auf europäischer Ebene sind die Energieeffizienzdienstleistungs-Richtlinie (EDL-RL) 2006/32/EG, die Versorgungssicherheits-Richtlinie Elektrizität 2005/89/EG sowie die Messgeräterichtlinie 2004/22/EG.

Richtlinie 2006/32/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. April 2006 über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen und zur Aufhebung der Richtlinie 93/76/ EWG des Rates, ABl. L 114 vom 27.4.2006, S. 64. Richtlinie 2005/89/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Januar 2006 über Maßnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und von Infrastrukturinvestitionen, ABl. L33 vom 4.2.2006, S. 22. Richtlinie 2004/22/EG DES Europäischen Parlaments und des Rates vom 31. März 2004 über Messgeräte, ABl. L135 vom 30.4.2004, S. 1.

<sup>437</sup> Gesetz zur Öffnung des Messwesens bei Strom und Gas für Wettbewerb vom 29.08.2008, BGBl. I S. 1790.

<sup>438</sup> Messzugangsverordnung vom 17. Oktober 2008, BGBl. I S. 2006.

<sup>439</sup> Vgl. EnBW AG (2008), S. XXVII.

<sup>440</sup> Vgl. Ockenfels (2007), S. 55.

gleichen Maße gewährleistet sein wird. Aus den Planungsunsicherheiten resultiert im langfristigen Horizont das Risiko von Unter- oder Überkapazitäten, was insbesondere vor dem Hintergrund sehr langer Amortisationszeiträume der Anlagen von 20 Jahren und länger zu Investitionshemmnissen führen kann. In kurzer Sicht läuft ein Stromerzeuger außerdem die Gefahr der Unter- oder Überproduktion des nichtlagerbaren Stroms. Daher bildeten sich im Zuge der Liberalisierung zum Ausgleich von Versorgungsengpässen und zur Optimierung der Ausnutzung von Kraftwerken organisierte Strommärkte, an denen sich Angebot und Nachfrage ausgleichen.<sup>441</sup>

Zwar gab es bereits vor der Öffnung der Elektrizitätswirtschaft für kurzfristige Angebotsengpässe, z.B. wegen technischer Ausfälle oder Übertragungsengpässen, einen intensiven Handel von Strom auf den oberen Spannungsebenen (380 und 220 KV).<sup>442</sup> Allerdings wurde die gegenseitige Lieferung mit Ausgleichs- und Regelenergie der großen Verbundunternehmen in aller Regel nicht mit Geld, sondern mit entsprechenden Gegenlieferungen in der Zukunft ausgeglichen. Mit der Liberalisierung entstanden neben dem bilateralen Handel zwischen Verbundunternehmen Strombörsen, an denen auch Stromverteiler und Endkunden teilnehmen können und standardisierte Produkte<sup>443</sup> am Spot- (day-ahead-market) und Terminmarkt (bis zu sechs Jahren in die Zukunft) gehandelt werden.<sup>444</sup> Aufgaben der organisierten Stromhandelsplätze, wie der EEX in Leipzig,<sup>445</sup> NordPool in Oslo, Powernext in Paris, APX in Amsterdam, Belpex in Brüssel und der POLPX in Warschau, sind die Verbesserung der Markttransparenz z.B. über die Veröffentlichung von Preisindizes und verfügbarer Kraftwerkskapazitäten sowie die Gewährleistung der Liquidität, z.B. über Market-Maker, und die Garantie der rechtlich und finanziellen Abwicklungssicherheit als Vertragspartner aller Geschäfte.

Bislang als Schwachpunkte der Strombörsen gelten allerdings die noch nicht ausreichende Markttransparenz in Verbindung mit geringen Teilnehmerzahlen sowie gehandelten Strommengen,<sup>446</sup> die die Gefahren von Insiderhandel<sup>447</sup> und einer künstlichen Verknappung des Angebots zur Durchsetzung von Monopolpreisen bergen. Deshalb fordert die Monopolkommission die Einführung eines Market Monitorings zur Missbrauchskontrolle auf den Groß-

---

<sup>441</sup> Vgl. Amend (2000), S. 193.

<sup>442</sup> Vgl. Amend (2000), S. 188 f.

<sup>443</sup> Regel- und Ausgleichsenergie, die von den Netzbetreibern für die Stabilität des Netzbetriebes benötigt wird, sowie Kraftwerkskapazitäten werden bislang noch nicht an Strombörsen gehandelt.

<sup>444</sup> Vgl. Amend (2000), S. 189.

<sup>445</sup> Hervorgegangen ist die European Energy Exchange AG (EEX) mit Sitz in Leipzig aus einer Fusion der Leipzig Power Exchange (LPX) und der Frankfurter European Energy Exchange (EEX) im Jahre 2002.

<sup>446</sup> So handeln insgesamt nur ungefähr 34 Teilnehmer am Terminmarkt und 96 am Spotmarkt der EEX, wovon die Hauptanbieter E.ON, RWE, EnBW und Vattenfall sind. Außerdem wird nur jede zehnte Kilowattstunde Strom an der Börse gehandelt. Der ermittelte Preis gilt aber als Preissignal für den gesamten Strommarkt.

<sup>447</sup> Verbraucherschützer erheben den Vorwurf, dass Stromkonzerne das Angebot von Elektrizität am Markt, z.B. durch außerplanmäßige Revision von Atomkraftwerken, bestimmen und damit die Preise manipulieren können.

handelsmärkten für Elektrizität durch eine unabhängige Marktüberwachungsstelle, z.B. in Form einer Arbeitsgruppe aus Vertretern der zuständigen Landesbörsenaufsicht, der BaFin, des BKartA und der BNetzA. Diese soll marktrelevante Informationen (z.B. Netz- und Speicherkapazitäten, Anzahl der Marktteilnehmer auf Spot- und Terminmarkt, etc.) zeitnah erheben, Bieterstrategien der Börsenteilnehmer auf marktkonformes Handeln und Manipulationsversuche überprüfen und für den Spotmarkt einen handelsrechtlichen Rahmen nach dem Vorbild des Wertpapierhandelsgesetzes einführen.<sup>448</sup> Als Reaktion der vier großen Energiekonzerne auf die Vorwürfe der Marktmanipulation können ihre Vorschläge zur Offenlegung von Kraftwerkseinsatzplänen im Internet gesehen werden.<sup>449</sup>

### **3.2.2.2.6. Schaffung eines europäischen Elektrizitätsbinnenmarkts**

Zu einer weiteren Verbesserung der Wettbewerbsbedingungen, z.B. durch Erhöhung der Handelsvolumina und Teilnehmer, kann eine mittelfristig prognostizierte Konsolidierung der vielen kleinen Handelsplätze auf dem europäischen Strommarkt beitragen. Neben einer höheren Markttransparenz und Liquidität würde eine Konzentration der Marktplätze außerdem den Vorteil einer Reduktion der Transaktionskosten (z.B. weniger Gebühren) für die Energiehandelshäuser aufweisen und damit die Bedeutung des Börsenhandels gegenüber over-the-counter-Geschäften (OTC-Handel) aufwerten. Da Strom leitungsgebunden ist, erfordert es zur physischen Erfüllung aller Spotmarktgeschäfte und der Terminmarktgeschäfte, die nicht der reinen Preisabsicherung oder Spekulation dienen und deshalb per Barausgleich erfüllt werden, ein Verbundnetz, an welches alle handeltreibenden Stromproduzenten angeschlossen sind. Die angestrebte Integration verschiedener europäischer Stromhandelsplätze erfordert deshalb eine grenzüberschreitende Erweiterung des Verbundnetzes und damit eine stärkere Öffnung der nationalen Energiemärkte.<sup>450</sup>

So hält auch das Europäische Parlament und der Europäische Rat in der Verordnung 1228/2003/EG vom 26. Juni 2003<sup>451</sup> neben der Intensivierung des im Vergleich zu anderen Wirtschaftszweigen unterentwickelten Handels ausreichend verfügbare Übertragungskapazitäten zwischen nationalen Netzen (grenzüberschreitende Verbindungsleitungen) für eine Voraussetzung zur Schaffung eines echten europäischen Elektrizitätsbinnenmarkts. Ein europäi-

<sup>448</sup> Vgl. Monopolkommission (2009), Zusammenfassung.

<sup>449</sup> Vgl. E.ON AG (2008), S. 31 und <http://www.eon-schafft-transparenz.de>.

<sup>450</sup> Vgl. Amend (2000), S. 189.

<sup>451</sup> Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel (ABl. L 176 vom 15.7.2003, S. 1).



scher Elektrizitätsbinnenmarkt (Richtlinie 2003/54/EG)<sup>452</sup> bezweckt einen grenzüberschreitenden Wettbewerb und damit eine Vergrößerung des relevanten Markts. Was einerseits das Eintreten neuer Wettbewerber und die Verringerung der Marktanteile bestehender nationaler Akteure bedeuten kann, andererseits Unternehmen aber auch Internationalisierungschancen eröffnet. Dennoch stellt das 54. Sondergutachten der Monopolkommission, trotz Bekundungen von Initiativen seitens der Unternehmen zu einem Ausbau von Netzkuppelstellen zwischen Deutschland und den Nachbarstaaten und zu einer Erhöhung der Transparenz durch Veröffentlichung von Erzeugungs- und Netzdaten im Internet (z.B. über verfügbare Kapazitäten),<sup>453</sup> immer noch zahlreiche Kapazitätsengpässe an der deutschen Grenze und sogar Anzeichen für Kapazitätszurückhaltungen (z.B. Unterauslastung der Grenzkuppelstellen) fest.<sup>454</sup> Im Fall von innerdeutschen Übertragungsempässen kann der relevante Markt sogar kleiner als Deutschland werden. Um verhaltensbedingte Marktabschottung zu unterbinden und allen Wettbewerbern diskriminierungsfreien Marktzugang zu gewähren, wird von der Monopolkommission außerdem eine Zusammenlegung der vier deutschen Regelzonen unter einer unabhängigen zentralen Regelinstanz vorgeschlagen.

### **3.2.2.3. Umweltpolitische Regulierungen**

#### **3.2.2.3.1. Ausstieg aus der Kernenergie**

Neben den wirtschaftspolitischen Rahmenbedingungen der Energieumwandlung gibt es außerdem umweltpolitische Eingriffe. Aus Gründen der Sicherheit, des Umweltschutzes und der Energieeffizienz sind bestimmte Technologien deshalb von der Marktliberalisierung ausgenommen. So existieren bspw. mit dem Beschluss der Bundesregierung über ein Atom-Moratorium nach der Katastrophe in Fukushima am 11. März 2011 und dem Entwurf für ein Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes<sup>455</sup> Auflagen für die Nutzung von Kernenergie zur Stromerzeugung. Damit wird nach dem Beschluss vom 28. Oktober 2010<sup>456</sup>, in dem eine Laufzeitverlängerung der vor 1980 ans Netz gegangenen Meiler um acht, die der

---

<sup>452</sup> Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG, ABl. L 176/37 vom 15.7.2003.

<sup>453</sup> Vgl. E.ON AG (2008), S. 31 und <http://www.eon-schafft-transparenz.de>.

<sup>454</sup> Vgl. Monopolkommission (2009), Zusammenfassung.

<sup>455</sup> Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren (Atomgesetz - AtG), in der Fassung der Bekanntmachung vom 15. Juli 1985 (BGBl. I S. 1565), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 8. Dezember 2010 (BGBl. I S. 1817) geändert worden ist.

<sup>456</sup> Rechtlich umgesetzt im Elften Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes (11. AtGÄndG) vom 08.12.2010 (BGBl. I Nr. 62 S. 1814), in Kraft getreten am 14.12.2010.

anderen zehn Atomkraftwerke um 14 Jahre festgelegt wurde, wieder zum Gesetz<sup>457</sup> zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität vom 22. April 2002 zurückgekehrt. Inhalte dieser Atomgesetznovelle sind vor allem die Fixierung der Reststrommenge<sup>458</sup> ab dem 01.01.2000 bis zur endgültigen Stilllegung jedes einzelnen Kernkraftwerkes in Anlage 3 (zu § 7 Absatz 1a) Spalte 2 und ein Verbot von Genehmigungen für die Errichtung und den Betrieb von neuen Kernkraftwerken.<sup>459</sup> Insgesamt ergibt sich in der Summe eine Reststrommenge von 2.623,3 TWh für alle deutschen Kernkraftwerke bis spätestens zum Jahr 2022,<sup>460</sup> deren prognostizierter Verlauf des BMWi Abbildung 14 entnommen werden kann.

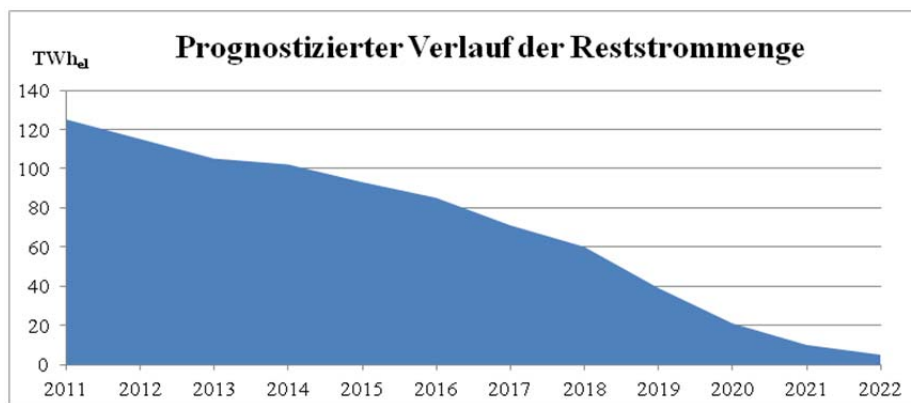


Abbildung 14: Prognose der Stromerzeugung aus Kernkraftwerken<sup>461</sup>

Das letzte der 17 deutschen Kernkraftwerke soll 2022 vom Netz gehen, damit gilt es bis dahin eine Nettoleistung von 20.430 MW (brutto 21.457 MW) durch andere Energieträger zu substituieren oder einzusparen. Bisher leistet die Kernenergie in Deutschland mit einem Anteil von ca. 22 % an der gesamten Stromversorgung und sogar von rund 45 % an der Grundlaststromversorgung einen bedeutenden Beitrag zur Stromproduktion.<sup>462</sup> Alleine durch Effizienzsteigerung und Einsparung ist es voraussichtlich nicht möglich diese Lücke zu schließen, so dass eine Suche nach Alternativen bezüglich der Energiegewinnung erforderlich ist, wenn die Stromimporte nicht in gleicher Höhe ansteigen sollen. Da der Ausbau von konventionellen Kraftwerken, wie Kernkraftwerke und fossile Kraftwerke auch genannt werden, eine Zunah-

<sup>457</sup> Gesetz zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität, vom 22. April 2002 (BGBl. I Nr. 26 S. 1351).

<sup>458</sup> Die Reststrommenge bestehender Anlagen beschreibt die bis zum Abschalten genehmigte Produktionsmenge an Strom und berechnet sich aus der Multiplikation der um 5,5 % erhöhten Referenzmenge mit der Restlaufzeit. Unter Beachtung der jeweiligen Endzeitpunkte ist die Übertragung von Elektrizitätsmengen auf andere Kernkraftwerke erlaubt.

<sup>459</sup> Vgl. auch Vereinbarung (14. Juni 2000) II (1), S. 4 und Anlage 5.

<sup>460</sup> Vgl. Vereinbarung (14. Juni 2000), Anlage 1.

<sup>461</sup> Eigene Darstellung nach Prognosedaten des BMWi.

<sup>462</sup> Die Anteile beziehen sich auf das Jahr 2007. Vgl. Angaben des BMWi.

me der Abhängigkeit von Rohstoffimporten bedeutet und die Stromerzeugung aus fossilen Energien einer Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen<sup>463</sup> zuwiderläuft, ist der Entschluss über den Atomausstieg mit der Förderung Erneuerbarer Energien eng verknüpft.<sup>464</sup> Dennoch fallen mit Rücknahme der Laufzeitverlängerungen elektrizitätsmengenbezogene Einnahmen für den Energie- und Klimafonds (Förderfondsvertrag für Erneuerbaren Energien) weg, die Kernenergiebetreiber aus ihren Zusatzgewinnen zahlen hätten müssen. An der am 8. Dezember 2010 beschlossenen Kernbrennstoffsteuer<sup>465</sup> in Höhe von 145 € je Gramm Plutonium 239, Plutonium 241, Uran 233 oder Uran 235 wird jedoch weiterhin festgehalten. Inwiefern Erneuerbarer Energien die Kernenergie mit einer durchschnittlichen Verfügbarkeit von 89,8 % und Produktionskosten in Höhe von 2,65 Cent/kWh allerdings ersetzen können, ist wegen der deutlich geringeren Einsatzbereitschaft und Wirtschaftlichkeit regenerativer Energien (z.B. Wasserkraft 4,3 ct/kWh, Windenergie 9 ct/kWh, Photovoltaik 54 ct/kWh) umstritten.<sup>466</sup>

### 3.2.2.3.2. Marktanzreizprogramm

Bei der Strom- und Wärmegewinnung aus Erneuerbaren Energien handelt es sich im Vergleich zu konventionellen Anlagen um jüngere und unausgereifere Technologien. Darüber hinaus resultieren aus der witterungsabhängigen Verfügbarkeit der regenerativen Primärenergie geringere jährliche Verfügbarkeiten der Anlagen und eine schlechtere Planbarkeit ihres Einsatzes. Die Folgen sind meist höhere Stromgestehungskosten, geringere Renditen und höhere Investitionsrisiken für Anlagen auf Basis regenerativer Energien.<sup>467</sup> Dennoch ist es sowohl auf EU-Ebene als auch in der BRD (z.B. aus Gründen des Umwelt- und Klimaschutzes als auch der Unabhängigkeit von Primärenergieimporten) Ziel, den Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung auszubauen und einen Strukturumbau des Energiemarktes bis zur mittel- und langfristig eigenständigen Tragfähigkeit der Erneuerbaren Energien voranzutreiben.<sup>468</sup> Um den erläuterten Wettbewerbsnachteil auszugleichen, Investitionshemmnisse

---

<sup>463</sup> Gegner des Atomausstiegs argumentieren außerdem, dass die Kernkraft im Betrieb CO<sub>2</sub>-frei sei (jährliche Vermeidung von ca. 100 - 150 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> (dies entspricht etwa den jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen des deutschen Straßenverkehrs)). Bei der Betrachtung der gesamten Produktionskette fallen jedoch erhebliche Emissionen an; darüber hinaus wird über die Bedeutung des Gases Krypton 85 bei der Klimaerwärmung diskutiert. Vgl. Angaben des BMWi.

<sup>464</sup> Vgl. Borgmann (2004), S. 42.

<sup>465</sup> Kernbrennstoffsteuergesetz (KernbrStG) vom 8. Dezember 2010 (BGBl. I S. 1804).

<sup>466</sup> Vgl. Angaben des BMWi.

<sup>467</sup> Vgl. Dreher (2001), S. 14.

<sup>468</sup> Vgl. zu den Zielen der Erhöhung des Stromanteils aus Erneuerbaren Energien auch Kapitel 2.1.6. und Folgendes: In der „Richtlinie zur Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt“ vom Jahr 2001 legte das Europäische Parlament und der Ministerrat eine Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung von 13,9 % im Basisjahr 1997 auf 22 % bis 2010 bezogen auf die EU und von 4,5 % in 1997 auf 12,5 % bis 2010 in der BRD fest. Vgl. EU-Richtlinie 2001/77/EG. Für den Gesamtenergieverbrauch der EU beschloss der Europäische Rat einen Anstieg der Erneuerbaren Energien auf 20 %

abzubauen und kritische Schwellen der Marktdurchdringung für das Einsetzen von Lernkurveneffekten zu überschreiten, existiert das Marktanreizprogramm zur Förderung von Erneuerbaren Energien. Die Fördermittel werden in Form von Investitionszuschüssen, einem Bonus-system, zinsgünstigen Darlehen und Tilgungszuschüssen für den Bau von Anlagen zur Stromerzeugung aus Sonne, Biomasse, Wasser, Wind und Erdwärme aber auch von Anlagen zur Wärmeerzeugung wie bspw. Wärmepumpen und zur kombinierten Strom- und Wärmeerzeugung (KWK) durch das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) und die KfW Förderbank bereitgestellt. So bietet bspw. die KfW Bankengruppe mit den Programmen Erneuerbare Energien Nr. 270 bis 272 aus der Programmgruppe Finanzierung von Umweltinvestitionen je nach Dauer der Zinsbindungsfrist, der Laufzeit, der Anzahl tilgungsfreier Anlaufjahre und des Risikos, letzteres ist u. a. abhängig von der Eigenkapitalquote, einen Effektivzinssatz ab 3,49 % bzw. 2,63 % pro Jahr für die Finanzierung von 100 % der Nettoinvestitionskosten (ohne Mehrwertsteuer) an.<sup>469</sup> Die Höhe der Beihilfe (Subventionswert) ergibt sich im Falle eines zinsverbilligten Darlehens nach der Methodik der EU Kommission aus dem Barwert der Zinsdifferenz zwischen einem jeweils bei Zusage gültigen Referenzzinssatz am Kapitalmarkt und dem Zinssatz des Darlehens. Die Beihilfeintensität bestimmt sich wiederum aus dem Verhältnis des Subventionswerts zu den förderfähigen Investitionskosten.

### **3.2.2.3.3. Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG**

Außerdem trat am 1. April 2000 das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG), das zuletzt am 29.7.2009 aktualisiert wurde, in Kraft.<sup>470</sup> Gemäß § 1 (1) EEG ist es Ziel des Gesetzes, „insbesondere im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen, die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte zu verringern, fossile Energieressourcen zu schonen und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien zu fördern.“ Zu diesem Zweck fordert das Gesetz in § 1 (2) EEG, den Anteil Erneuerbarer Energien an der deutschen Stromversorgung bis zum Jahr 2020 auf mindestens 30 % und anschließend weiter kontinuierlich zu erhöhen.

---

bis 2020. Gleichzeitig soll bis 2020 der CO<sub>2</sub>-Ausstoß gegenüber 1990 um mindestens 30 % in der EU und bis zu 40 % in Deutschland reduziert werden. Vgl. Europäischer Rat (2007), S. 21 und BMU (2008a), S. 5.

<sup>469</sup> Vgl. Konditionenübersicht für Endkreditnehmer in den Förderprogrammen der KfW Bankengruppe (Stand: 20.04.2011).

<sup>470</sup> Das EEG löste am 01.04.2000 das Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) ab. Die aktuelle Version des Erneuerbaren-Energien-Gesetz ist vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074) und zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 29. Juli 2009 (BGBl. I S. 2542) geändert worden. Vgl. außerdem EU-Richtlinie 2001/77/EG, des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt (ABl. EG 2001 L 283/33).

Energieträger	Anwendungsbereich	Vergütung	Degression für nach dem 01.01.2010 in Betrieb genommene Anlagen	EEG
Wasser	Keine Speicherkraftwerke	$\leq 500$ kW: 12,67 ct/kWh $\leq 2$ MW: 8,65 ct/kWh $\leq 5$ MW: 7,65 ct/kWh $\leq 10$ MW: 6,32 ct/kWh $\leq 20$ MW: 5,8 ct/kWh $\leq 50$ MW: 4,34 ct/kWh $> 50$ MW: 3,5 ct/kWh	Jährliche Senkung der Vergütung für Anlagen $> 5$ MW um 1 %	§ 23
Deponiegas	$\leq 5$ MW	$\leq 500$ kW: 9,0 ct/kWh $\leq 5$ MW: 6,16 ct/kWh	Jährliche Senkung der Vergütung um 1,5 %	§ 24
Klärgas	$\leq 5$ MW	$\leq 500$ kW: 7,11 ct/kWh $\leq 5$ MW: 6,16 ct/kWh	Jährliche Senkung der Vergütung um 1,5 %	§ 25
Grubengas	-	$\leq 1$ MW: 7,16 ct/kWh $\leq 5$ MW: 5,16 ct/kWh $> 5$ MW: 4,16 ct/kWh	Jährliche Senkung der Vergütung um 1,5 %	§ 26
Biomasse	$\leq 20$ MW	$\leq 150$ kW: 11,67 ct/kWh $\leq 500$ kW: 9,18 ct/kWh $\leq 5$ MW: 8,25 ct/kWh $\leq 20$ MW: 7,79 ct/kWh	Jährliche Senkung der Vergütung um 1 %	§ 27
Geothermie	-	$\leq 10$ MW: 16,0 ct/kWh $> 10$ MW: 10,5 ct/kWh	Jährliche Senkung der Vergütung um 1 %	§ 28
Windkraft	Onshore	Grundvergütung: 5,02 ct/kWh Anfangsvergütung: 9,2 ct/kWh für mind. 5 Jahre	Jährliche Senkung der Vergütung um 1 %	§ 29
	Offshore	Grundvergütung: 3,5 ct/kWh Anfangsvergütung: 13,0 ct/kWh für mind. 12 Jahre	Jährliche Senkung der Vergütung ab 2015 um 5 %	§ 31
Solare Strahlungsenergie	auf Freiflächen	31,94 ct/kWh	Jährliche Senkung der Vergütung um 10 % im Jahr 2010 und 9 % ab 2011	§ 32
	auf Gebäuden oder Lärmschutzwänden	$\leq 30$ kW: 43,01 ct/kWh $\leq 100$ kW: 40,91 ct/kWh $\leq 1$ MW: 39,58 ct/kWh $> 1$ MW: 33,0 ct/kWh	Jährliche Senkung der Vergütung für Anlagen $\leq 100$ kW um 8 % sowie $> 100$ kW um 10 % im Jahr 2010 und 9 % ab 2011	§ 33

Tabelle 10: Vergütungen für EEG-geförderte Anlagen<sup>471</sup>

Um diese ehrgeizigen Ziele zu erreichen, hielt die Bundesregierung neben dem Investitionsförderungen aus dem Marktanreizprogramm auch die Begünstigung des Betriebs von Anlagen der Erneuerbaren Energien für ratsam, weshalb sie hohe Mindestpreise (vgl. Tabelle 10) in Kombination mit Abnahmepflichten für Netzbetreiber einführte.<sup>472</sup> Die Vergütung des Anlagenbetreibers bildet sich somit nicht auf dem Markt nach Angebot und Nachfrage, sondern bestimmt sich in Abhängigkeit des Energieträgers, der Anlagengröße, des Anlagenenertrags sowie dem Jahr der Inbetriebnahme gemäß § 18 i.V.m. §§ 20 und 23 bis 33 EEG. Strompreise für Elektrizität aus Wasserkraft, Deponiegas, Grubengas, Klärgas, Biomasse, Geothermie, Windkraft oder Solarenergie unterliegen somit keiner Preisvolatilität (Garantiepreisregelung)

<sup>471</sup> Eigene Darstellung nach EEG.

<sup>472</sup> Spanien und Großbritannien entschieden sich ebenfalls für eine Garantiepreisregelung, während die Niederlande, Dänemark, Italien, Österreich und Belgien ein Quotensystem einführten. Vgl. Dreher (2001), S. 11.

und übertreffen mit Vergütungssätzen von bis zu 43,01 ct/kWh (Photovoltaikstrom) zum größten Teil die Marktpreise für Strom aus konventionellen Kraftwerken deutlich. Anzumerken ist, dass es sich bei der gesetzlichen Einspeisevergütung um einen Anspruch aber nicht um eine Verpflichtung (Option) handelt. Liegt der Marktpreis, wie z.B. im Falle eines Wasserkraftwerks über 50 MW mit einer Vergütung von 3,5 ct/kWh, über dem Garantipreis des EEG, kann sich der Anlagenbetreiber unter bestimmten gesetzlichen Voraussetzungen für eine kalendermonatlich vollständige oder anteilige Direktvermarktung seines Stroms entscheiden.

Darüber hinaus existieren Boni für innovative Technologien, Verwendung von nachwachsenden Rohstoffen, KWK und Wärmenutzung, um Technologien, die noch nicht konkurrenzfähig oder noch von der Marktreife entfernt sind, positive Impulse zu geben. Für Anlagen, die nach dem 1.1.2010 in Betrieb genommen werden, sieht § 20 EEG eine Degression der Vergütung vor. Die Vergütungssätze des EEG kann ein Anlagenbetreiber gemäß § 16 (4) EEG jedoch nur geltend machen, wenn er die gesamte erzeugte Strommenge dieser Anlage ab dem Zeitpunkt der Inanspruchnahme dem Netzbetreiber zur Verfügung stellt. Eine spätere Direktvermarktung nach § 17 EEG ist nur kalendermonatlich zulässig, wenn dies dem Netzbetreiber vor Beginn des vorangegangenen Kalendermonats mitgeteilt wurde.

Um einen Nachfragerückgang nach Strom aus Erneuerbaren Energien auf Grund der höheren Preise zu vermeiden, sind Netzbetreiber nach § 8 (1) EEG zur vorrangigen Abnahme von Strom aus Erneuerbaren Energien und nach § 5 (1) EEG zum Anschluss solcher Anlagen an ihr Netz gezwungen. Die Verpflichtung trifft den Netzbetreiber mit der kürzesten Entfernung eines technisch für diese Spannungsebene geeigneten Netzes zum Standort der Anlage. Wird infolge einer neu anzuschließenden Anlage der Ausbau eines Netzes erforderlich, so trägt nach § 14 EEG die notwendigen Kosten eines erforderlichen Ausbaus der Netzbetreiber.

Um Wettbewerbsverzerrungen unter den Netzbetreibern und starken regionalen Preisunterschieden bei Endverbrauchern entgegenzuwirken, verpflichtet die bundesweite Ausgleichsregelung gemäß § 36 EEG Übertragungsnetzbetreiber, den unterschiedlichen Umfang vergüteter Strommengen zu erfassen und die Vergütungszahlungen untereinander und unter den Betreibern von Verteilernetzen auszugleichen. Netzbetreiber mit überdurchschnittlich hohen Anteilen regenerativer Energie an ihrer Gesamtstrommenge besitzen demnach Ansprüche auf Abnahme und Vergütung nach §§ 23 bis 33 EEG, bis alle Netzbetreiber eine Energiemenge abnehmen, die dem Durchschnittswert in Deutschland entspricht. Letztendlich werden die Vergütungszahlungen von den Netzbetreibern auf die im gesamten deutschen Netz verbrauch-

te Strommenge umgelegt und anschließend über einen Durchschnittspreis auf die Verbraucher abgewälzt.<sup>473</sup>

### 3.2.2.3.4. Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz – KWKG

Neben diesen Ausnahmeregeln von der Liberalisierung der nationalen Strommärkte zum Schutz von Investitionen in regenerative Energieträger gestattet die EU-Richtlinie 2004/8/EG<sup>474</sup> den Mitgliedsstaaten außerdem, Betreibern von Übertragungsnetzen auch die vorrangige Abnahme von Strom aus KWK-Anlagen und die Zahlung eines Zuschlages auf den Marktpreis zur Auflage zu machen.<sup>475</sup> Da nicht nur die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, sondern auch aus KWK-Anlagen<sup>476</sup> aufgrund einer effizienteren Energienutzung einen positiven Beitrag zur Energieeinsparung, dem Umweltschutz und der Erreichung der Klimaschutzziele v.a. im Kampf gegen den CO<sub>2</sub>-Ausstoß leisten kann, erließ die Bundesregierung am 19. März 2002 das Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz - KWKG 2002)<sup>477</sup>. Ziel des Gesetzes ist es gemäß § 1 KWKG in Deutschland bis zum Jahr 2010 im Vergleich zum Basisjahr 1998 durch die Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung eine Minderung der jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen von insgesamt bis zu 23 Mio. t, mindestens aber 20 Mio. t zu erzielen. Zu Anlagen im Sinne des KWKG-Gesetzes zählen nach § 3 (3) KWKG Dampfturbinen-Anlagen (Gegendruckanlagen, Entnahme- und Anzapfkondensationsanlagen), Gasturbinen-Anlagen (mit Abhitzeessel oder mit Abhitzeessel und Dampfturbinen-Anlage), Verbrennungsmotoren-Anlagen, Stirling-Motoren, Dampfmaschinen-Anlagen, Organic Rankine Cycle-Anlagen (ORC) sowie Brennstoffzellen, in denen Strom und Nutzwärme erzeugt werden.

Erforderlich wurde der befristete Schutz und die Förderung einer Modernisierung von bestehenden KWK-Anlagen sowie eines Ausbaus der Stromerzeugung in kleinen KWK-Anlagen und der Markteinführung der Brennstoffzelle, da in Folge der Liberalisierung des Strommarktes und der damit nicht mehr gesicherten Strompreise in Verbindung mit seit 1999 steigenden Brennstoffpreisen sich die Rahmenbedingungen für den wirtschaftlichen Betrieb bestehender

<sup>473</sup> Vgl. Borgmann (2004), S. 43.

<sup>474</sup> Richtlinie 2004/8/EG des Europäischen Parlaments und des Rates, vom 11. Februar 2004, über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung im Energiebinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 92/42/EWG (ABl. L 52/50).

<sup>475</sup> Vgl. Borgmann (2004), S. 42 f.

<sup>476</sup> „Kraft-Wärme-Kopplung ist die gleichzeitige Umwandlung von eingesetzter Energie in elektrische Energie und in Nutzwärme in einer ortsfesten technischen Anlage.“ §3 (1) KWKG. Somit kann die bei der Erzeugung von Strom automatisch entstehende Wärme bei einem KWK-Prozess ausgekoppelt und für die Raumheizung, die Warmwasserbereitung, die Kälteerzeugung oder als Prozesswärme genutzt werden. Vgl. §3 (6) KWKG.

<sup>477</sup> Das KWKG 2002 löste die erste Fassung des KWKG-Gesetzes (Gesetz zum Schutz der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung vom 18.05.2000, auch „KWKG-Vorschaltgesetz“) ab und wurde zuletzt durch Art. 170 V v. 31.10.2006 geändert.

KWK-Anlagen verschlechterten.<sup>478</sup> Der Gesetzgeber beschloss deshalb, die Netzbetreiber zur Abnahme des Stromes aus KWK-Kraftwerken und Brennstoffzellen sowie zur Zahlung eines zusätzlichen Zuschlags auf den vereinbarten oder den Marktpreis an die Betreiber von KWK-Anlagen zu verpflichten. Der Marktpreis bestimmt sich gemäß § 4 (3) KWKG nach dem durchschnittlichen Preis für Grundlaststrom (Base-Kontrakte) an der Strombörse EEX in Leipzig für das jeweils vorangegangene Quartal. Im Gegensatz zum EEG befreit das KWKG somit die Vergütung der Anlagenbetreiber nicht von Marktpreisschwankungen, gewährt aber ebenfalls eine über dem Marktpreis liegende Vergütung. Erfüllt eine Anlage, wie im Fall eines Biomasse-BHKW, sowohl die Förderungsvoraussetzungen des EEG als auch des KWKG, muss sich der Anlagenbetreiber für ein Vergütungssystem entscheiden. Da eine Kumulation nicht möglich und die Einspeisevergütung des EEG größtenteils attraktiver ist, wird die Entscheidung überwiegend für die EEG-Mindestvergütung fallen.

Zum Vergleich können die KWKG-Zuschläge, die sich nach Jahren sowie Größe und Alter der Anlage staffeln, Tabelle 11 entnommen werden.

Zuschläge in Cent pro kWh nach § 7 KWKG										
Kategorie der zuschlagberechtigten KWK-Anlagen nach § 5 KWKG		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Inbetriebnahme vor Inkrafttreten des Gesetzes	Alte Bestandsanlage	1,53	1,53	1,38	1,38	0,97	-	-	-	-
	Neue Bestandsanlage	1,53	1,53	1,38	1,38	1,23	1,23	0,82	0,56	-
	Modernisierte Anlage	1,74	1,74	1,74	1,69	1,69	1,64	1,64	1,59	1,59
Inbetriebnahme nach Inkrafttreten des Gesetzes	Kleine Anlage ≤ 2 MW	2,56	2,56	2,40	2,40	2,25	2,25	2,10	2,10	1,94
	Kleine Anlage ≤ 50 kW und Brennstoffzelle	5,11 für einen Zeitraum von zehn Jahren ab Aufnahme des Dauerbetriebs								

Tabelle 11: Zuschläge auf KWK-Strom nach § 7 KWKG für die Jahre 2002 bis 2010<sup>479</sup>

Ähnlich der Ausgleichsregelung in § 36 EEG regelt das KWKG in § 9 den Belastungsausgleich der Netzbetreiber. So können Betreiber von Verteilernetzen Ansprüche auf finanziellen Ausgleich für geleistete Zuschlagszahlungen von vorgelagerten Übertragungsnetzbetreibern geltend machen. Übertragungsnetzbetreiber sind anschließend verpflichtet, finanzielle Belastungen untereinander auszugleichen, bis alle eine Belastung tragen, die dem Durchschnittswert entspricht. Anschließend können wiederum die Übertragungsnetzbetreiber Ansprüche

<sup>478</sup> Vgl. Angaben des BMU, Borgmann (2004), S. 43 f. und Schiffer (2002), S. 171.

<sup>479</sup> Eigene Darstellung nach KWKG.



auf Belastungsausgleich gegenüber den ihnen unmittelbar oder mittelbar nachgelagerten Betreibern von Verteilernetzen erheben, bis letztendlich alle Netzbetreiber die gleichen Belastungen tragen.

### 3.2.2.3.5. CO<sub>2</sub>-Emissionshandel

Als ein weiteres Regulierungsinstrument beabsichtigt auch der Emissionshandel die Verschiebung von Vorteilhaftigkeiten unterschiedlicher Technologien der Stromerzeugung. Im Gegensatz zu den erläuterten Förderungen umweltschonender Verfahren begünstigt der Emissionshandel dabei nicht gewünschte Technologien, sondern erhöht die Produktionskosten CO<sub>2</sub>-intensiver Verfahren (thermische Verfahren mit kohlenstoffhaltigen Einsatzgütern v.a. die Stromerzeugung in Kohlekraftwerken).

Da die Menge der entstehenden CO<sub>2</sub>-Emissionen proportional zum Verbrauch an Primärenergie und dieser wiederum in etwa zum Produktionsvolumen ist, handelt es sich bei den Emissionskosten um variable Kosten und sogar Einzelkosten. Einzelkosten zeichnen sich dadurch aus, dass sie sich einem Kostenträger (hier eine kWh Strom) direkt zurechnen lassen und dabei das Kostenverursachungsprinzip voll gewahrt bleibt. Da die Kosten für den Ausstoß von CO<sub>2</sub> von der Produktionsmenge abhängen, erhöhen sie die Grenzkosten,<sup>480</sup> die im Fall der Stromerzeugung die zusätzlichen Produktionskosten (also ohne Fixkosten) der letzten Einheit Strom (gängig kWh) darstellen. Die Grenzkostenrelevanz der Emissionskosten spielt eine wichtige Rolle, weil die Grenzkosten bzw. Grenzdeckungsbeiträge das entscheidende Kriterium für die Anlageneinsatzplanung sind.<sup>481</sup>

Mit Anstieg der CO<sub>2</sub>-Kosten können die Grenzkosten emissionsintensiver Technologien plötzlich über denen eines zuvor unattraktiveren Verfahrens mit geringerem CO<sub>2</sub>-Ausstoß liegen (vgl. Anlage 2 und 3 in Abbildung 15). In Folge findet eine Verschiebung im Anlageneinsatz und unter Umständen ein Rückgang der Produktionsmenge auf CO<sub>2</sub>-intensiven Technologien statt, indem das emissionsarme Verfahren nun zur Nachfragebefriedigung zuerst eingesetzt wird. Es tritt der sogenannte switch load effect ein. Ein ausreichend hoher Marktpreis für Emissionszertifikate kann somit zur Abschaltung eines CO<sub>2</sub>-intensiven Kraftwerks führen (vgl. Anlage 5 in Abbildung 15). Die umweltpolitische Lenkungswirkung des Emissionshandels setzt somit ein.

---

<sup>480</sup> Vgl. Ockenfels (2007), S. 48.

<sup>481</sup> Liegt der Strompreis auf Höhe der Grenzkosten, ist der Stromerzeuger indifferent, ob er auf dieser Anlage produziert oder nicht. Vgl. Ockenfels (2007), S. 45 und 48.

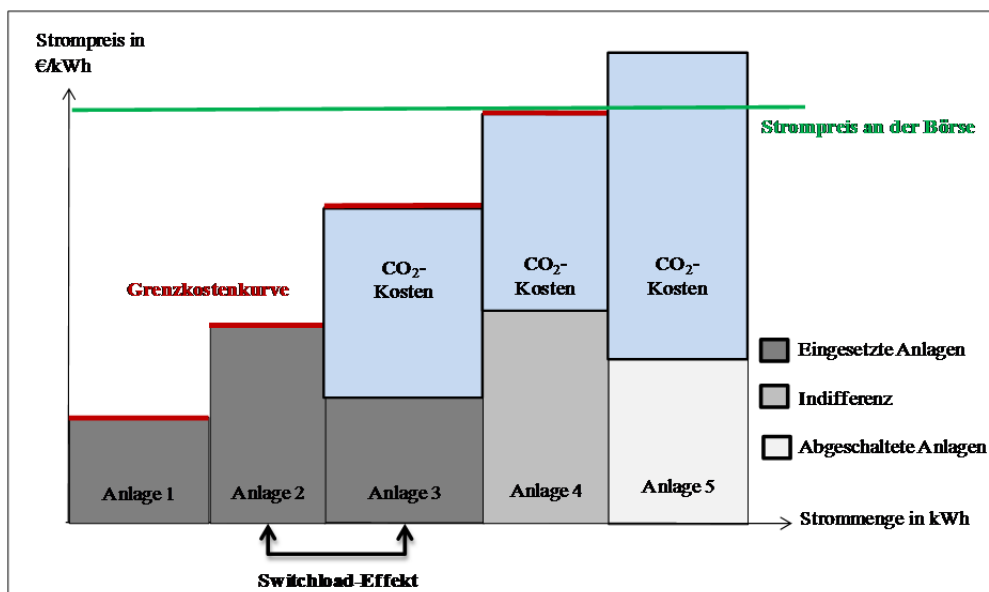


Abbildung 15: Grenzkostenbeeinflussung durch Emissionshandel in der Stromerzeugung<sup>482</sup>

Ob die nun höheren Produktionskosten zusätzlich zu einem geringeren Energieverbrauch – also einem Nachfragerückgang und damit einer geringeren Produktionsmenge – führen oder der Markt die gestiegenen Produktionskosten per entsprechenden Preisanstieg auf die Konsumenten abwälzen kann, wie mit Einführung des Emissionshandels im Jahr 2005 beobachtet,<sup>483</sup> hängt von der Preiselastizität der Elektrizitätsnachfrage ab. Abbildung 16 zeigt, dass eine elastische im Gegensatz zu einer unelastischen Nachfrage auf die gestiegenen Produktionskosten mit Rückgang reagieren würde und somit sowohl Produktionsmenge als auch Strompreis niedriger wären.

<sup>482</sup> Eigene Darstellung.

<sup>483</sup> Vgl. Ockenfels (2007), S. 56.

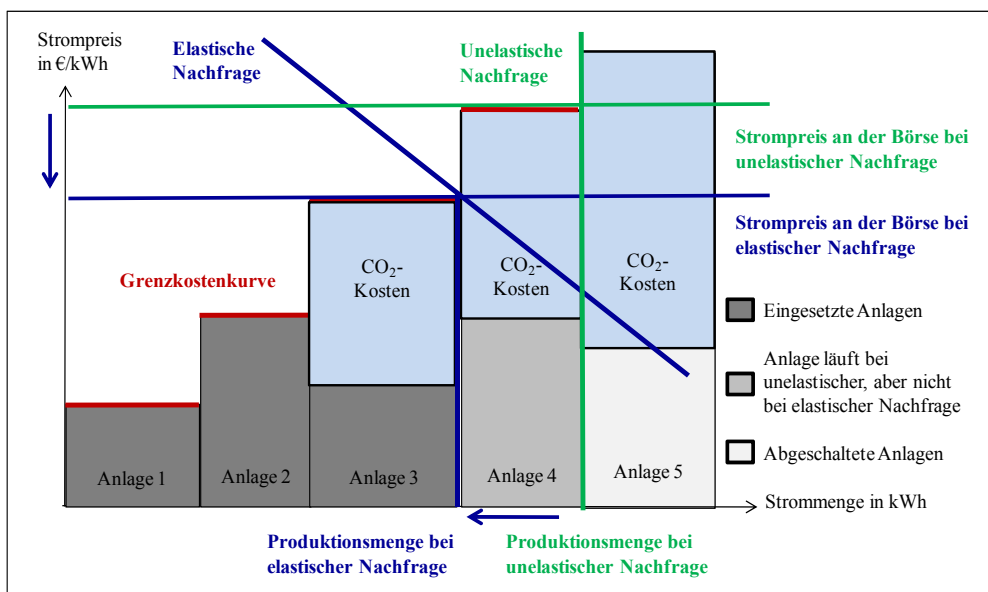


Abbildung 16: Strompreis und Produktionsmenge bei un- und elastischer Nachfrage<sup>484</sup>

Eindeutiger lässt sich vorhersagen, dass Stromerzeuger aufgrund der Unterschiede im Technologieportfolio und Primärenergiemix von Emissionskosten ungleich stark betroffen sind. Für Stromanbieter mit CO<sub>2</sub>-intensiven Anlagen bedeuten steigende Zertifikatpreise stärker ansteigende Grenzkosten als bei Konkurrenten mit emissionsarmen Technologien. Bei gegebenem Marktpreis (wie z.B. an der Strombörse) führt dies zu niedrigeren Renditen als bei der Konkurrenz. Versucht der Stromerzeuger zur Vermeidung sinkender Renditen die Strompreise bei Vertragskunden entsprechend anzuheben, führt dies unter der Voraussetzung niedriger Wechselbarrieren, hoher tatsächlicher Wechselbereitschaft der Kunden und ausreichend freiem Kapazitätsangebot auf CO<sub>2</sub>-armen Technologien der Konkurrenten zum Verlust von Marktanteilen.<sup>485</sup> Die Internalisierung der Emissionskosten löst demzufolge auch einen dynamischen Anreiz zur Investition in CO<sub>2</sub>-arme Technologien aus.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass der Emissionshandel eine stärkere Lenkungswirkung bei einem vollkommenen Markt (ohne Marktmacht) entwickelt, dass er aber bereits jetzt seine ökonomisch-regulative Wirkung erreicht, obwohl die Stromnachfrage eher unelastisch und die Wechselbereitschaften der Kunden zu anderen Anbietern noch relativ gering sind. Darüber hinaus steigt die Lenkungswirkung mit steigendem Zertifikatpreis also mit Verknappung der Menge an Emissionsrechten.<sup>486</sup> Das Allokationsverfahren spielt dabei keine Rolle.<sup>487</sup>

<sup>484</sup> Eigene Darstellung.

<sup>485</sup> Vgl. Ockenfels (2007), S. 48.

<sup>486</sup> Vgl. Ockenfels (2007), S. 48.

<sup>487</sup> Vgl. Zimmermann / Veith (2007), S. 355.

### 3.2.2.3.6. Energiesteuer

Zusätzlich zum Zertifikathandel wurden bereits weit vor dessen Einführung Abgaben als Lenkungsinstrument eingesetzt. Mit dem am 1. August 2006 in Kraft getretenen Energiesteuergesetz (EnergieStG)<sup>488</sup> wird die EU-Richtlinie zur Energiebesteuerung<sup>489</sup>, deren Ziel eine Harmonisierung<sup>490</sup> der Energiebesteuerung in der EU ist, in nationales Recht umgesetzt. Die EU-Richtlinie schreibt eine grundsätzliche Erhebung von Mindeststeuersätzen auf alle Energieträger vor.

In Deutschland existieren diese mit dem Inkrafttreten des Mineralölsteuergesetzes (MinöStG)<sup>491</sup> bereits seit 1993 für Mineralöle (Heizöle und Kraftstoffe). Außerdem wurden zwischen 1999 und 2003 im Rahmen der Ökologischen Steuerreform die Steuern auf Kraftstoffe, Strom (Stromsteuergesetz - StromStG)<sup>492</sup> sowie leichtes Heizöl und Gas schrittweise angehoben, weshalb kaum Anpassungen an die harmonisierten Regelungen und Steuersätze der EU notwendig waren.

Allerdings wurde im Zuge der Umsetzung der EU-Energiesteuerrichtlinie die Besteuerungssystematik verändert. Mit dem Energiesteuergesetz wurden die bestehenden Inputsteuern auf den Einsatz von Erdgas und Mineralöl zur Stromerzeugung oder für energieintensive Prozesse abgeschafft<sup>493</sup> und die Energiesteuer als eine Verbrauchsteuer auf Energieerzeugnisse eingeführt. Eine Ausnahme stellt nur die am 1. Januar 2011 in Kraft getretene Kernbrennstoffsteuer<sup>494</sup> dar, die mit 145 € für ein Gramm Plutonium 239, Plutonium 241, Uran 233 oder Uran 235 an der Masse des Kernbrennstoffs ansetzt.<sup>495</sup> Unabhängig von den Neuregelungen bleibt

---

<sup>488</sup> Energiesteuergesetz vom 15. Juli 2006 (BGBl. I S. 1534), zuletzt geändert durch Artikel 13 des Gesetzes vom 22. Dezember 2009 (BGBl. I S. 3950).

<sup>489</sup> Richtlinie 2003/96/EG des Rates vom 27. Oktober 2003 zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom (ABl. L 283/51).

<sup>490</sup> Ziel ist es durch Angleichung der Energiesteuern die Wettbewerbsverzerrung innerhalb der EU zu reduzieren. Für deutsche Unternehmen bedeutet dies eine Stärkung ihrer Wettbewerbsfähigkeit, da zahlreiche neue und alte Mitgliedstaaten im Gegensatz zu Deutschland in Umsetzung der EU-Energiesteuerrichtlinie ihre Energiesteuern erhöhen bzw. teilweise neu einführen müssen.

<sup>491</sup> Mineralölsteuergesetz (MinöStG) vom 21. Dezember 1992 (BGBl. I S. 2150), aufgehoben durch das am 1.8.2006 in Kraft getretene Energiesteuergesetz.

<sup>492</sup> Stromsteuergesetz (StromStG) vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378), zuletzt geändert durch Artikel 7 des Gesetzes vom 15. Juli 2009 (BGBl. I S. 1870).

<sup>493</sup> Zwar verringert sich der Anreiz, Energie effizient zu nutzen. Eine Regulierung erfolgt jedoch durch den Emissionshandel, dem diese Prozesse überwiegend unterliegen.

<sup>494</sup> Kernbrennstoffsteuergesetz (KernbrStG) vom 8. Dezember 2010 (BGBl. I S. 1804).

<sup>495</sup> Die Steuer entsteht bei erstmaligem Einsatz eines Brennelements oder einzelner Brennstäbe in einem Kernreaktor und Auslösung einer sich selbsttragenden Kettenreaktion. Vgl. § 5 KernbrStG. Ziel der Kernbrennstoffsteuer ist die Deckung gesellschaftlicher Kosten für die Stilllegung und den Rückbau der übernommenen Atominfrastruktur einschließlich der Kosten für die Endlagerung radioaktiver Abfälle. Vgl. Antrag (17/2410), S. 3 (II, 2.) der SPD-Fraktion und (17/2425), S. 1 (I) von Bündnis 90/Die Grünen.

die im Stromsteuergesetz geregelte Strombesteuerung jedoch weiterhin bestehen.<sup>496</sup> Neu sind allerdings eine Steuer auf Kohle zu Heizzwecken und eine Teilbesteuerung von Biokraftstoffen<sup>497</sup>.

Das Energiesteuergesetz führt folglich zu einer Befreiung der meisten Primärenergien (Ausnahme: Plutonium und Uran) im Einsatz der Stromerzeugung und stellt damit mit Gas und Mineralöl befeuerter Kraftwerke gegenüber Kohle- und Kernkraftwerken erstmals gleich. Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit betrachtet die Reform der Energiesteuer als einen Beitrag zur Erneuerung des deutschen Kraftwerksparks und als einen Beitrag zum Klimaschutz, da mit der Reform hocheffiziente Gas- und Dampfkraftwerke gegenüber Kohlekraftwerken als Ersatzkapazitäten für Atomkraftwerke eher in Frage kommen. Abbildung 17 fasst die zwischen 1990 und 2010 in Kraft getretenen energiewirtschaftlich relevanten Gesetze und Verordnungen in ihrer chronologischen Reihenfolge zusammen.

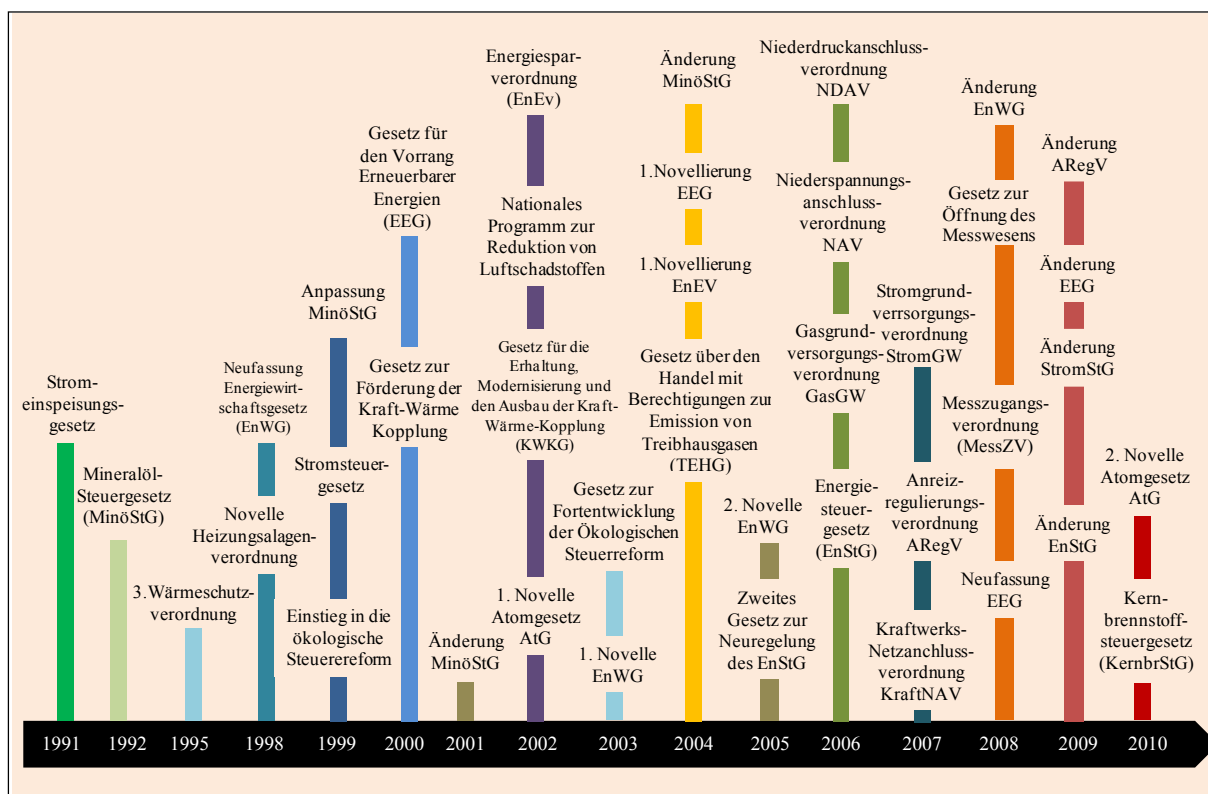


Abbildung 17: Zwischen 1990 und 2010 in Kraft getretene energiewirtschaftlich relevante Gesetze und Verordnungen<sup>498</sup>

<sup>496</sup> Die Stromsteuer beträgt gemäß § 3 StromStG 20,50 Euro für eine Megawattstunde und die Mehrwertsteuer gemäß § 12 (1) Umsatzsteuergesetz (UStG) für jeden steuerpflichtigen Umsatz 19 Prozent der Bemessungsgrundlage (§§ 10, 11, 25 Abs. 3 und § 25a Abs. 3 und 4).

<sup>497</sup> Zur Vermeidung von Überförderungen und Mitnahmeeffekten werden Biodiesel und Pflanzenöle zum Teil besteuert. Der Steuersatz auf Biodiesel als Reinkraftstoff wurde zunächst (bis Ende 2007) mit 9 ct/l bemessen und auf Pflanzenöle als Kraftstoff keiner erhoben. Ab 2008 sind linear steigende Steuersätze bis Ende 2011 vorgesehen. Steuerlich begünstigt werden bis Ende 2015 Biokraftstoffe der zweiten Generation, Biomethan und Bioethanol. Zum 1.1.2007 trat zudem eine Quotenregelung für Biokraftstoffe (Biokraftstoffquotengesetz) in Kraft, die den Anteil von Biokraftstoffen in den kommenden Jahren schrittweise erhöht.

### 3.2.3. Zusammenfassung der Rahmenbedingungen

Strom spielt in hochentwickelten Volkswirtschaften, die sich durch einen hohen Grad der Industrialisierung und Elektrifizierung in Verkehr, Betrieben und Haushalten, also einem höheren pro Kopf Verbrauch als in weniger weit entwickelten Nationen, auszeichnen, eine bedeutende Rolle. Diese Abhängigkeit spiegelt sich auch in mangelnder Substituierbarkeit wider, die einen Verzicht selbst bei steigenden Preisen kurzfristig kaum und auch langfristig nur schwer zulässt. Darüber hinaus ist eine Optimierung der Beschaffung aber auch der Produktion von Strom über mehrere Perioden hinweg aufgrund der eingeschränkten Lagerfähigkeit nicht möglich.<sup>499</sup> Deshalb lassen sich nach wie vor preisunelastische Nachfragekurven beobachten.

Dennoch erlaubt das Produktmerkmal der Homogenität gegeben durch eine technische Qualitätsregulierung eine Preissensibilität der Nachfrager gegenüber dem Angebot eines einzelnen Anbieters, da eine Produktdifferenzierung des standardisierten Stroms nicht möglich ist und somit keine Präferenzen für einen bestimmten Anbieter bestehen. Für eine Zunahme der Anzahl an Anbietern mittels sinkender Markteintrittsbarrieren (z.B. Auflösung von Gebietsmonopolen, Unbundling, Anreizregulierung und der Öffnung bislang nationaler Märkte), den Abbau von Wechselbarrieren für Kunden durch Stärkung von Verbraucherrechten und die Schaffung einer zunehmenden Markttransparenz (u.a. durch Etablierung der Strombörse) leitete der Staat bereits organisatorisch-strukturelle und regulatorische Maßnahmen ein, um Monopolmacht und die damit verbundenen Schäden an der Volkswirtschaft durch Preisgestaltungsspielräume und Kapazitätszurückhaltung zu unterbinden.

Die vormals staatlichen Unternehmen sehen sich folglich seit der Liberalisierung im Jahr 1997 einer neuen Wettbewerbssituation gegenüber. Darüber hinaus führt die Privatisierung zu neuen Eigentümerstrukturen und damit veränderten Zielsystemen in den Unternehmen. So rückt das Ziel der Gewinnmaximierung in den Vordergrund und verdrängt das in den vorher bestehenden Staatsunternehmen politisch auferlegte Zieldreieck der Versorgungssicherheit, Effizienz und Umweltverträglichkeit. Um dennoch die Verfolgung dieser Ziele gewahrt zu sehen, greift der Staat neben wirtschafts- auch mit umweltpolitischen Instrumenten insbesondere in die Produktions- und Investitionstätigkeiten der Wertschöpfungsstufe Stromerzeugung ein. So existieren strenge Auflagen bezüglich der Kernenergienutzung. Außerdem werden mit der Kombination aus produktionsverteuernden Maßnahmen, wie dem Emissionshandel und Steuern einerseits, und Fördermitteln für zukunftsweisende, energieeffiziente Technologien

---

<sup>498</sup> Aktualisierte Abbildung des BMWi (2008), S. 14.

<sup>499</sup> Die eingeschränkte Lagerfähigkeit führt zu einer Erfordernis der Anpassungsfähigkeit auf Nachfrageschwankungen und der Flexibilität in der einperiodigen Produktion.

andererseits, Forschungs- und Entwicklungsprozesse angeschoben und Investitionen in Erneuerbare Energien und Kraft-Wärme-Kopplung gelenkt. Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit mittels Auflagen nach §§ 11 bis 14 EnWG betrifft überwiegend die Netzbetreiber und bedeutet für die Branche, dass sich die Stromübertragung (und damit auch die Stromerzeugung) sowie die Übertragungskapazitäten nach der Nachfrage richten.

Beobachten lässt sich außerdem, dass sowohl EEG als auch KWKG Anlagen zum Teil nur bis zu einer Größengrenze und dabei kleinere Anlagen stärker als größere fördern. Außerdem sind Anlagen unter 20 MW vom Emissionshandel und unter 2 MW installierter Leistung zusätzlich von der Stromsteuer für den Eigenverbrauch der Stromerzeugungsanlage befreit. Gemeinsam mit dem Ausstieg aus der sehr zentralisierten Kernenergie<sup>500</sup> und der Benachteiligung ebenfalls sehr großer fossiler Kraftwerke durch den Emissionshandel sollen ein Anreiz zu einer stärkeren Dezentralisierung der Branche geschaffen, Markteintrittsbarrieren gesenkt und die Konzentration in der Stromerzeugung aufgelöst werden.

Zu welcher Dynamik und welchen Veränderungsprozessen die neuen Rahmenbedingungen der Branche unter den Anforderungen führen, die das Produkt Strom an die Wertschöpfungskette stellt, lässt sich bislang nur abschätzen. So geht von der Beendigung der Kernenergienutzung sowie von EEG und KWKG einerseits eine verstärkte Dezentralisierung der Stromerzeugung aus, die neuen Anbietern den Markteintritt ermöglicht. Auf der anderen Seite erlauben ein europäischer Binnenmarkt, die Aufhebung der Demarkationsverträge und Strombörsen bestehenden Energieversorgern Wachstums- und Zentralisierungsstrategien über bisherige Versorgungsgebiete hinaus, was die Rivalität um Marktanteile erhöhen wird. Beide Tendenzen sollen für einen stärkeren Wettbewerb am Strommarkt und sinkende Strompreise sorgen. Im Weiteren wird von der Verhinderung von Monopolstrukturen, wie z.B. künstliche Angebotsverknappung für die Erzielung eines Monopolpreises, in der Stromerzeugung ausgegangen.

In Tabelle 12 sind die Rahmenbedingungen der Elektrizitätsbranche und ihre ökonomische Bedeutung für die darin tätigen Unternehmen noch einmal zusammengefasst, bevor im nächsten Kapitel die Wertschöpfungskette der Elektrizitätsbranche erläutert werden soll.

---

<sup>500</sup> Z.B. gibt es in Deutschland nur 17 Kernkraftwerke, deren Leistung zwischen 806 und 1.480 MW beträgt, im Vergleich dazu aber ca. 7.654 Wasserkraftanlagen, wovon nur 354 eine Größe über 1 MW besitzen. Darüber hinaus handelt es sich bei Kernkraftwerken um eine sehr kapitalintensive Technologie der Stromerzeugung, woraus Markteintrittsbarrieren und zentralisierte Marktstrukturen resultieren. Im Vergleich zu ebenfalls sehr großen und kapitalintensiven Braunkohlekraftwerken können die Investitionskosten bedingt durch hohe Anforderungen an Sicherheitsmaßnahmen doppelt so hoch liegen. Reine Baukosten (ohne Rücklagen für die Stilllegung) werden auf 3,2 bis 4,2 Mrd. € geschätzt, was in etwa einer spezifischen Investition von 2 bis 4 Mio. €/MW entspricht. Vgl. Konstantin (2009), S. 300.

Charakteristika von Strom	Ökonomische Bedeutung
Mangelnde Substituierbarkeit	Kurzfristig notorisch preisunelastische Nachfrage
Homogenität durch Qualitätsregulierung	Keine Produkt- oder Preisdifferenzierung, Börseneignung
Leistungsgebundenheit bei geringen Leitungsverlusten	Verbundnetz ermöglicht Zentralisierung der Erzeugung
Eingeschränkte Lagerfähigkeit	Nachfrage bestimmt Produktionsmenge, einperiodige Produktionsplanung, Flexibilität in der Erzeugung erforderlich
Wirtschaftspolitische Regulierung	Ökonomische Bedeutung
Liberalisierung	Privatisierte Unternehmen ohne Demarkationsverträge, Gewinnmaximierung, Marktpreis
Unbundling	Desintegration einzelner Wertschöpfungsstufen, separate Betrachtung der Erzeugung möglich, Abbau von Markteintrittsbarrieren
Anreizregulierung	Reguliertes Monopol, Preistransparenz, Unterbindung von Quersubventionen
Stärkung Verbraucherrechte	Kein Monopolpreis, zunehmende Preissensibilität und Wechselbereitschaft
Strombörse	Markttransparenz, Grenzkostenbetrachtung, Deckung von Unter- und Überproduktion
Europäischer Binnenmarkt	Vergrößerung des relevanten Markts, mehr Marktteilnehmer, geringere Marktmacht, kein Monopolpreis
Umweltpolitische Regulierung	Ökonomische Bedeutung
Debatte um Atomausstieg	Keine neuen Investitionen in Kernkraft und Reststrommengen
Erneuerbare Energien Gesetz (EEG)	Preis- und Abnahmegarantie
Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)	Marktpreiszuschlag und Abnahmegarantie
Emissionshandel	Erhöhung der variablen Kosten für Stromerzeugung aus fossilen Energien
Energiesteuergesetz	Befreiung aller Primärenergien, Gleichstellung aller Kraftwerke, Besteuerung der Endenergien

Tabelle 12: Ableitung der ökonomischen Bedeutung aus den Rahmenbedingungen<sup>501</sup>

### 3.3. Die Wertschöpfungskette der Elektrizitätswirtschaft unter dem Einfluss sich wandelnder Rahmenbedingungen

#### 3.3.1. Struktur der Wertschöpfungskette

Die Energie-, aber auch Rohstoffmärkte unterliegen unter anderem bedingt durch sich verändernde europaweite und nationale gesetzliche Rahmenbedingungen einem gravierenden Strukturwandel. Die öffentliche Diskussion zu Fragen der Sicherung zukünftiger Energieversorgung in Verbindung mit der Umwelt- und Klimapolitik, aber auch ökonomische Veränderungen üben Einfluss auf den Handlungsrahmen und die Wertschöpfungskette der Energieunternehmen aus.<sup>502</sup>

<sup>501</sup> Eigene Darstellung.

<sup>502</sup> Vgl. Stadtwerke München GmbH (2008), S. 30.



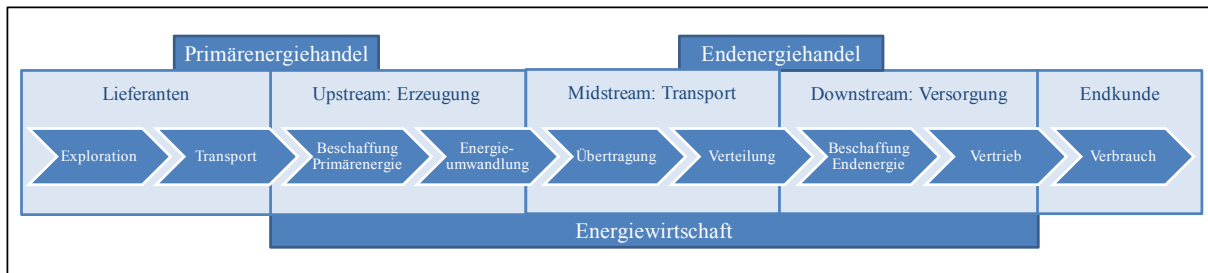


Abbildung 18: Wertschöpfungskette der Elektrizitätswirtschaft<sup>503</sup>

Die Wertschöpfungskette der gesamten Elektrizitätswirtschaft, die Abbildung 18 entnommen werden kann, erstreckt sich auf die Aufgabengebiete des Upstream, des Midstream und des Downstream. Der Upstream behandelt dabei sowohl die Beschaffung der für die Stromerzeugung nötigen Brennstoffe als auch die Erzeugung selbst. Die vorgelagerten Stufen der Primärenergieexploration (Förderung, Raffinerie, Urananreicherung, etc.) und des Transports von Brennstoffen stehen nicht im Fokus dieser Arbeit, weil sie von den Stromerzeugern größtenteils ausgelagert werden. Der Transport der leitungsgebundenen Endenergie und sonstige Netzdienstleistungen, wie z.B. die Aufrechterhaltung der Netzstabilität, werden als Midstream bezeichnet, weil die Netzinfrastruktur mit den Aufgaben der Übertragung und Verteilung als Bindeglied zwischen Stromerzeugung und Vertrieb beim Endkunden steht. Beschaffung der Endenergie, Vertrieb und Kundenservice werden schließlich dem Downstream zugeordnet. Der Energiehandel übernimmt sowohl im Up- als auch im Downstream eine wichtige Unterstützungsfunktion und wird im Folgenden nicht als gesonderter Punkt, sondern in den jeweiligen Wertschöpfungsstufen behandelt.<sup>504</sup>

Die in der Energiebranche tätigen Unternehmen können in verschiedenen Bereichen und mit unterschiedlicher Fertigungstiefe in dieser Wertschöpfungskette angesiedelt sein. Bislang hat sich in der Energiewirtschaft ein vertikal integriertes Geschäftsmodell bewährt, bei dem Unternehmen auf allen Wertschöpfungsstufen aktiv sind, um das Nutzenversprechen der Eigentümer bestmöglich zu erfüllen.<sup>505</sup> Durch die Neufassung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) im Jahr 1998 und deren Novellen in den Jahren 2003 und 2005 muss der Geschäftsbereich des Netzbetriebs (Midstream) von den anderen Tätigkeitsbereichen eines EVUs entflochten werden und nimmt als reguliertes Monopol eine gesonderte Stellung ein.<sup>506</sup>

Die Veränderungen seit der Liberalisierung der Branche führten dazu, dass die börsennotierten Verbundunternehmen Internationalisierungsstrategien verfolgen und mit Fokus auf die

<sup>503</sup> Eigene Darstellung.

<sup>504</sup> Vgl. Wildemann (2009), S. 17.

<sup>505</sup> Vgl. PWC (2007), S. 6.

<sup>506</sup> Vgl. Theobald / Nill-Theobald (2008), S. 107-109.

Produkte Strom und Gas nach wie vor weitestgehend alle Stufen der Wertschöpfungskette abdecken, sich aber von ihren Übertragungsnetzen trennen werden. Demgegenüber sind Stadtwerke regional tätig und konzentrieren sich meistens auf Verteilung und Vertrieb beim Endkunden, bieten dafür aber eine breite Produktpalette als städtischer Versorgungs- und Infrastrukturdienstleister an. Häufig sind sie neben der Strom- und Gasversorgung in den Bereichen der Wasser- und Wärmeversorgung, der Müllentsorgung und sogar der Bereitstellung eines öffentlichen Personennahverkehrs, einer Erholungsinfrastruktur (z.B. Bäder) und Telekommunikationslösungen tätig.<sup>507</sup>

Im Folgenden werden die einzelnen Stufen der Wertschöpfungskette erläutert, um entlang ihr die nötigen Daten für die spätere Modellierung und Berechnung der Einflüsse des Emissionshandels auf den Energiesektor zu sammeln.

### **3.3.2. Upstream: Primärenergiebeschaffung und Energieumwandlung**

#### **3.3.2.1. Arten der Energieumwandlung**

In der industriellen Energieversorgung werden zunächst drei Gruppen von Energieumwandlungsanlagen - *Kraftwerke*, *Heizwerke* und *Heizkraftwerke* - unterschieden.<sup>508</sup> In *Kraftwerken* (power station) wird Strom für die Endverbraucher produziert.<sup>509</sup> Ein *Heizwerk* (heat only boiler house – HOB) wandelt Primärenergie ausschließlich in Wärme und zwar in der Form von Dampf oder Warmwasser um. Eine Kombination stellt hingegen das *Heizkraftwerk* (combined heat and power plant – CHP-Plant) dar, in dem in einem gekoppelten Prozess sowohl Kraft (mechanische oder elektrische Energie) produziert, als auch die entstehende Wärme genutzt werden. Für die Versorgung mit Heizungs- oder Prozesswärme kann somit ein zusätzlicher Verbrennungsvorgang in gesonderten Heizkesselanlagen eingespart werden, weshalb Heizkraftwerke als ressourcenschonend gelten und mit dem KWKG gefördert werden. Voraussetzung für einen sinnvollen Einsatz ist jedoch der gleichzeitige Bedarf an Strom und Wärme sowie die Nähe zum Endverbraucher, da bei der Versorgung mit Wärme im Gegensatz zu der mit Strom hohe Energieverluste beim Transport entstehen.

---

<sup>507</sup> Vgl. Wildemann (2009), S. 17 f.

<sup>508</sup> Vgl. Konstantin (2009), S. 241.

<sup>509</sup> Ein deutlich kleinerer Anteil der Stromerzeugung wird dezentral in Kleinanlagen, also nicht im industriellen Maßstab produziert. Das betrifft vor allem die Erneuerbaren Energien (z.B. Photovoltaikanlagen), für die bei Einspeisung ins Netz derzeit noch Backup-Systeme erforderlich sind bis ein Aufbau „virtueller Kraftwerke“ stattgefunden hat, die den Einsatz einer Vielzahl von dezentralen Energieerzeugern koordinieren. Vgl. Energie-Enquete-Kommission (2002), S. 78.

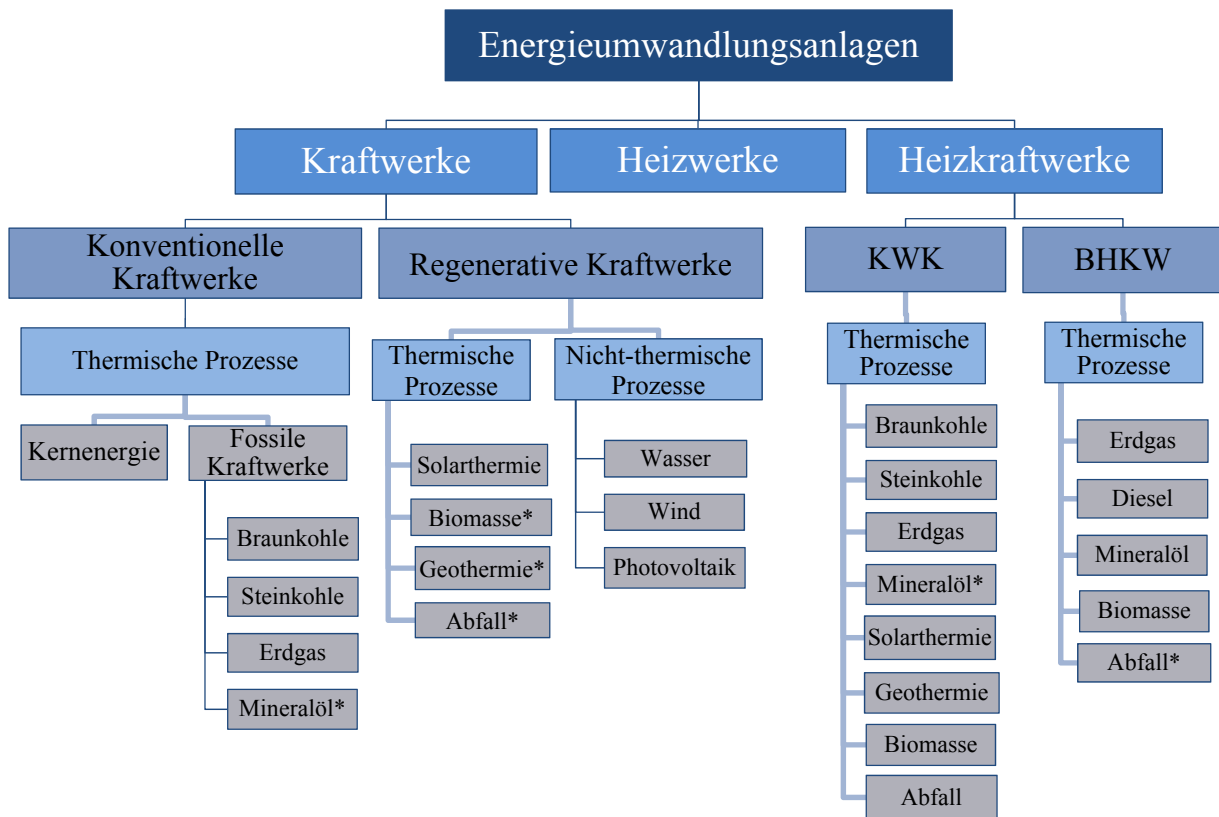


Abbildung 19: Einteilung von großtechnischen Energieumwandlungsanlagen<sup>510</sup>

Die drei Typen der Energieumwandlungsanlagen lassen sich wiederum nach der Art des eingesetzten Primärenergieträger oder nach unterschiedlichen Verfahren untergliedern. So lassen sich Kraftwerke nach Primärenergie in drei große Gruppen - *Kernkraftwerk*, *fossile Kraftwerke* und *Kraftwerke mit regenerativen Energieträgern*<sup>511</sup> - und nach Verfahren in *thermische* und *nicht-thermische Anlagen* unterscheiden. In Kernkraftwerken wird Strom durch Kernspaltung erzeugt, in fossilen Kraftwerken dagegen durch die Verbrennung von Braunkohle, Steinkohle und Erdgas, aber auch dem teureren Mineralöl. Während Kernkraftwerke und fossile Kraftwerke ausschließlich thermische Prozesse anwenden, nutzen Anlagen mit regenerativer Primärenergie im Fall von Solarthermie und Biomasse ebenfalls Hitze für die Stromerzeugung im Fall von Wasser, Wind und Photovoltaik hingegen nicht.

Bei reinen Heizwerken, die heute kaum noch gebaut und vorhandene hauptsächlich zur Reserve- und Spitzenlastabdeckung mit Wärme oder für kleine Versorgungsnetze eingesetzt

<sup>510</sup> Eigene Darstellung in Anlehnung an Borgmann (2004), S. 8. Energieumwandlungsanlagen mit \* sind technisch ebenfalls möglich, finden aber meist aus ökonomischen Aspekten eine geringe Verbreitung. Heizwerke wurden nicht weiter untergliedert, da Heizwerke nicht der Stromerzeugung dienen. Im Weiteren wird nur noch auf Kraftwerke und Heizkraftwerke detaillierter eingegangen.

<sup>511</sup> Vgl. Regenerativ bedeutet, dass sich der Energieträger durch natürliche Prozesse selbst erneuert.

werden,<sup>512</sup> und bei Heizkraftwerken kommen selbsterklärend nur thermische Prozesse zur Anwendung. Heizkraftwerke lassen sich wiederum in *Blockheizkraftwerke (BHKW)* und sonstige Kraftwerke nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung (*KWK-Kraftwerke*) unterscheiden. Bei KWK-Kraftwerken handelt es sich um Anlagen, die in Bauart und Größe herkömmlichen thermischen Kraftwerken ähneln, aber optional über die zusätzliche Nutzung der entstehenden Abwärme zur Versorgung von Haushalten, Industrieprozessen oder öffentlichen Einrichtungen über Fernwärmenetze verfügen. Im Gegensatz dazu werden die kleineren BHKWs in Modulbauweise errichtet und lassen keine ungekoppelte Produktion von Strom und Wärme zu. Da sie mit Motoren betrieben werden, werden in BHKW hauptsächlich flüssige Primärenergien (wie z.B. Erdgas, Biogas, Otto- und Dieselmotoren) eingesetzt, während in KWK-Kraftwerken die gleichen Primärenergieträger wie in thermischen Kraftwerken also Braunkohle, Steinkohle und Erdgas aber auch zum großen Teil Biomasse (Holz, Biogas, Klärgas, Rapsöl und Ersatzbrennstoffe) oder Abfall verfeuert werden. Außerdem stellen mit allerdings geringen Anteilen an der deutschen Strom- und Wärmeerzeugung auch Mineralöl, Solarthermie oder Geothermie Alternativen dar. Welche Rolle die einzelnen Primärenergieträger für die Energieversorgung spielen, soll im Folgenden geklärt werden.

### **3.3.2.2. Beschaffung der Primärenergie**

#### **3.3.2.2.1. Anteil der Primärenergien an der Stromerzeugung und Importabhängigkeit**

Einen wichtigen Teil in der Wertschöpfung eines EVUs stellt die Beschaffung der Primärenergie dar. In der deutschen Stromerzeugung handelt es sich gemäß Tabelle 13 bei den eingesetzten primären Energieträgern zum größten Teil um Kernenergie (27,9 %), Braunkohle (27,0 %), Steinkohle (24,5 %) und Gas (12,6 %). Mineralöl (1,4 %), regenerative Energien (4,2 %) und sonstige Energieträger wie z.B. Biomasse (2,4 %) machen gemeinsam nur noch einen Anteil von 8 % aus.

Da Deutschland mit Ausnahme von Braunkohle nur geringe Rohstoffvorkommen besitzt, führt der bestehende, konventionell ausgerichtete Primärenergienmix der Stromerzeugung zu einer Abhängigkeit von Primärenergieimporten.<sup>513</sup> Bei Kernenergie beläuft sich der Nettoimport bezogen auf den Gesamtverbrauch auf 100 %, bei Öl auf 96,8 %, <sup>514</sup> bei Gas auf 82,7 %

---

<sup>512</sup> Aus diesem Grund und da sie nicht der Stromerzeugung dienen, wird im Weiteren nur noch auf Kraftwerke und Heizkraftwerke detaillierter eingegangen.

<sup>513</sup> Vgl. Pahle (2008), S. 4.

<sup>514</sup> Die hohe Importrate bei Erdöl ist für den deutschen Straßenverkehr mit einer hundertprozentigen Abhängigkeit besonders kritisch. Vgl. Energie-Enquete-Kommission (2002), S. 78. In der Stromerzeugung besitzt die physische Beschaffung der Primärenergie Öl mit 1,4 % eine geringe Bedeutung. Allerdings spielt die Preisent-

und bei Steinkohle auf 66,9 %. Daraus resultieren Risiken in der Versorgungssicherheit und Preisstabilität.<sup>515</sup> Erneuerbare Energien und Biomasse stellen neben der Braunkohle ebenfalls heimische Energieformen dar, die eine passive Flexibilität<sup>516</sup> gegenüber dem Weltmarktgeschehen schaffen.

Energieträger	Einsatz von Energieträgern zur Stromerzeugung			Gesamter Primärenergieverbrauch			Heimische Energiegewinnung		Nettoimporte
	in PJ	in TWh	in %	in PJ	in TWh	in %	in PJ	in TWh	in %
<b>Kernenergie</b>	1.533	426	27,9	1.533	426	11,1	-	-	100,0
<b>Braunkohle</b>	1.480	411	27,0	1.612	448	11,6	1.627	452	-0,9
<b>Steinkohle</b>	1.345	374	24,5	1.975	549	14,3	654	182	66,9
<b>Gas<sup>517</sup></b>	694	193	12,6	3.124	868	22,6	540	150	82,7
<b>Öl<sup>518</sup></b>	79	22	1,4	4.628	1.286	33,4	149	41	96,8
<b>Erneuerbare Energien<sup>519</sup></b>	228	63	4,2	219	61	1,6	217	60	0,9
<b>Sonstige<sup>520</sup></b>	131	36	2,4	747	208	5,4	890	247	-19,1
<b>Insgesamt</b>	<b>5.490</b>	<b>1.525</b>	<b>100,0</b>	<b>13.838</b>	<b>3.844</b>	<b>100,0</b>	<b>4.077</b>	<b>1.133</b>	<b>70,5</b>

Tabelle 13: Primärenergieverbrauch und -gewinnung in Deutschland im Jahr 2007<sup>521</sup>

### Uran

Bei der Versorgung mit Triuranoxid ( $U_3O_8$ ) besteht mit 100 % eine absolute Importabhängigkeit, die aber im Gegensatz zur Erdgas- und Rohölversorgung als zuverlässig und nicht kritisch angesehen wird, da politisch stabile Länder wie Kanada einen Anteil von 23 % und Australien einen Anteil von 21 % an der Welturanerzeugung<sup>522</sup> bestreiten. Allerdings führen die weltweit geringen wirtschaftlich förderfähigen Vorkommen von  $U_3O_8$  in Verbindung mit einer Konzentration der Lieferungen aus wenigen Förderländern zu einem Preisgestaltungsspielraum dieser Länder. So war im Jahre 2006 ein starker Preisanstieg von 26,82 \$/lb  $U_3O_8$

---

wicklung von Rohöl eine Rolle, da die Preisentwicklung anderer (v.a. fossiler) Brennstoffe daran gekoppelt sein kann.

<sup>515</sup> „Handlungsdruck besteht, neben der Klimaproblematik, vor allem durch die stark volatilen Rohstoffpreise sowie die begrenzten fossilen Brennstoffe.“ BDI (2008), S. 4.

<sup>516</sup> Von passiver Flexibilität spricht man, bei einem Zustand der Immunität beziehungsweise Robustheit gegenüber unvorhergesehenen Änderungen.

<sup>517</sup> Erdgas, Erdöl und Grubengas.

<sup>518</sup> Überwiegend Mineralöl, aber auch Ölprodukte wie z.B. Heizöl.

<sup>519</sup> Wasserkraft, Windkraft und Photovoltaik.

<sup>520</sup> Brennholz, Brenntorf, Klärschlamm, Müll, sonstige Gase, etc.

<sup>521</sup> Eigene Darstellung nach Daten von BMWi (2009a), Tabelle 3, 4 und 23.

<sup>522</sup> Weitere große Produzenten von Uran sind Kasachstan mit einem Weltmarktanteil von 16 %, Russland mit 8 %, Niger mit 8 %, Namibia mit 7 % und Usbekistan mit 6 %. Vgl. BMWi (2009a), Tabelle 38.

(ca. 1,31 €/MWh) im Vorjahr auf 44,66 \$/lb U<sub>3</sub>O<sub>8</sub> (ca. 2,19 €/MWh) zu sehen,<sup>523</sup> der aus einem von anderen Ländern nicht kompensierbaren Förderrückgang bei beiden Haupturanexporteuren Kanada (von 11.628 t Uran im Jahr 2005 auf 9.862 t Uran im Jahr 2006) und Australien (von 9.516 t Uran im Jahr 2005 auf 7.602 t Uran im Jahr 2006) resultierte.<sup>524</sup> Dennoch waren die Preise für Uran bislang extrem niedrig und verzeichneten insbesondere in den 1990er Jahren bedingt durch hohe Lagerbestände aus dem Abbau von russischem Kernwaffenmaterial einen Tiefstand von bis zu 8,01 \$/lb U<sub>3</sub>O<sub>8</sub> (ca. 0,33 €/MWh).<sup>525</sup>

Allerdings ist das am Weltmarkt gehandelte U<sub>3</sub>O<sub>8</sub> noch nicht unmittelbar in einem Kernkraftwerk einsetzbar, sondern muss zunächst einen aufwändigen, mehrstufigen Prozess durchlaufen, bis es als Urandioxid (UO<sub>2</sub>) in Brennelementen verwendet werden kann.<sup>526</sup> Deshalb müssen für die Berechnung der Front-End-Kosten zu den Bezugskosten von U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>

- Kosten der Konversion zu Uranhexafluorid (UF<sub>6</sub>) in Anlagen in Frankreich zu 8-10 US\$/kgU UF<sub>6</sub><sup>527</sup> in 2008/2009, in Nordamerika (USA und Kanada) zu 6,25-9 US\$/kgU UF<sub>6</sub><sup>528</sup> in 2008/2009 oder in Russland
- Kosten der anschließenden Anreicherung zu 141-162 US\$/SWU<sup>529</sup> (Separative work units – Einheiten an Urantrennarbeit in einem Anreicherungsprozess) in 2008/2009
- und Kosten der Verarbeitung zu Brennelementen in Zentraleuropa (Frankreich, Deutschland, Niederlande und Großbritannien), den USA und Russland

hinzugezählt werden.

Des Weiteren kommen Kosten für die gesetzlich vorgeschriebene Entsorgung abgebrannter Brennelemente hinzu, die gemäß der Novelle des Atomgesetzes entweder wiederaufbereitet oder direkt endgelagert werden können. Da letzte Entsorgungsvariante mit 628-10.605 €/kgSM (€ je kg Schwermetall)<sup>530</sup> oder spezifischen Entsorgungskosten von 0,75-1,22 ct/kWh<sub>el</sub> gemäß Ökoinstitut bzw. 0,42 ct/kWh<sub>el</sub> laut EWI<sup>531</sup> um 18-40 % günstiger geschätzt wird, wird davon ausgegangen, dass Kernkraftwerksbetreiber nach Lösung technischer, politischer und geographischer Unklarheiten auf diese Variante übergehen werden.<sup>532</sup>

<sup>523</sup> Vgl. The Nuclear Review (2009), S. 25.

<sup>524</sup> Vgl. Schindler / Zittel (2007), S. 2 und BMWi (2009a), Tabelle 38.

<sup>525</sup> Vgl. Schindler / Zittel (2007), S. 2 f und Konstantin (2009), S. 26 f.

<sup>526</sup> „Ein Kernreaktor mit 1200 MW elektrischer Leistung verbraucht ca. 25 Tonnen UO<sub>2</sub> im Jahr. Dieses wird aus ca. 200 Tonnen *yellow cake* (U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>) gewonnen.“ Konstantin (2009), S. 25. Im Jahr 2004 betrug die weltweite Stromerzeugung aus Kernenergie 2.638 TWh und die eingesetzte Uranmenge in Kernkraftwerken 67.320 tU, daraus ergibt sich im Durchschnitt ein Uranbedarf von 0,0255 gU/kWh<sub>el</sub>. Vgl. Hensing (1996), S. 133 ff.

<sup>527</sup> Vgl. The Nuclear Review (2009), S. 27.

<sup>528</sup> Vgl. The Nuclear Review (2009), S. 27.

<sup>529</sup> Vgl. The Nuclear Review (2009), S. 28.

<sup>530</sup> Vgl. Hensing (1996), S. 133 ff.

<sup>531</sup> Vgl. Schneider (1998), S. 40.

<sup>532</sup> Vgl. Schneider (1998), S. 40.

Im weiteren Vorgehen werden allerdings die Angaben des Instituts für Energietechnik der TU München verwendet, da die Brennstoffnebenkosten einheitlich auf die relevante Größe Wattstunden bezogen wurden und sich damit als geeigneter erweisen. Demnach belaufen sich die Kosten der Konversion auf 0,10 €/MWh, der Anreicherung auf 1,30 €/MWh, der Brennelementfertigung auf 0,90 €/MWh und der Endlagerung auf 5,40 €/MWh.<sup>533</sup> Auffällig ist dabei, dass die Nebenkosten mit 7,70 €/MWh die sehr niedrigen Rohstoffpreise für Uran von 0,33-4,36 €/MWh bei weitem übersteigen und dass insbesondere die im Brennstoffzyklus nachgelagerten Entsorgungskosten mit ca. 60 % zu Buche schlagen.<sup>534</sup> Ab dem Jahr 2011 tritt außerdem die Kernbrennstoffsteuer<sup>535</sup> in Höhe von 145 € je Gramm Plutonium 239, Plutonium 241, Uran 233 oder Uran 235 in Kraft, was umgerechnet auf die erzeugte Elektrizitätsmenge in etwa 2,5 bis 3,1 ct/kWh<sub>el</sub> ausmachen wird.<sup>536</sup>

### *Braunkohle*

Der Anteil der Braunkohle an den eingesetzten Energieträgern in der Stromerzeugung ist wie der von Kernbrennstoffen ebenfalls sehr hoch, da auch sie zu den günstigen Primärenergien zählt. Außerdem wird Braunkohle in großen Mengen (180 Mio. t) in Deutschland abgebaut, weshalb eine Unabhängigkeit von Import und Weltmarkt besteht. Zudem werden Braunkohlekraftwerke zur Vermeidung einer Abhängigkeit von Transportkapazitäten meist direkt am Ort der Förderung errichtet. Größtenteils wird Braunkohle sogar vom Kraftwerksbetreiber selbst im Tagebau abgebaut.

Um trotz fehlenden externen Bezugs im Vergleich der Primärenergien einen Preis für Braunkohle ansetzen zu können, müssen die Vollkosten der Förderung erhoben werden. Dabei stellt sich als Problem heraus, dass Daten über die Förderkosten aus Gründen betrieblicher Geheimhaltung und damit die Rohstoffpreise für Braunkohle nur schwer zugänglich sind.<sup>537</sup> Quellen beruhen daher auf Abschätzungen der Förderkosten und weisen große Spannbreiten auf. So bewerten das DIW die Förderkosten für Braunkohle mit 12,50-15,00 €/t (entspricht

<sup>533</sup> Vgl. Wagner (2008), S. 75.

<sup>534</sup> Das zeigt sich auch in den Bilanzen der Energieversorgungsunternehmen. So bildete bspw. E.ON mit einer Bilanzsumme von 157 Mrd. € im Geschäftsjahr 2008 für Entsorgungsverpflichtungen aus dem Kernenergiebereich Rückstellungen in Höhe von 9,3 Mrd. € zuzüglich vertraglicher Entsorgungsverpflichtungen von 4,1 Mrd. €, was bezogen auf die Bilanzsumme 8,5 % entspricht. Vgl. E.ON AG (2009), S. 115 f.

Selbst bei den Stadtwerken München mit einem geringen Anteil an Stromerzeugung aus Kernenergie beläuft sich die Rückstellung für Entsorgungspflichten in Höhe von 485,6 Mio. € auf 7,8 % der Bilanzsumme. Vgl. Stadtwerke München GmbH (2009), S. 58.

Allerdings ist zu erwähnen, dass unter die Entsorgungspflichten sämtliche nukleare Verpflichtungen – also neben der Entsorgung von abgebrannten Brennelementen und schwach radioaktiver Betriebsmittel auch Stilllegung und Rückbau nuklearer Kraftwerkanlagenteile – fallen.

<sup>535</sup> Kernbrennstoffsteuergesetz (KernbrStG) vom 8. Dezember 2010 (BGBl. I S. 1804).

<sup>536</sup> Vgl. Antrag (17/2410), S. 3 (II, 3.) der SPD-Fraktion und (17/2425), S. 1 (I) von Bündnis 90/Die Grünen.

<sup>537</sup> Vgl. Schneider (1998), S. 38.

4,94-5,93 €/MWh), das EWI mit 11,20 €/t (4,43 €/MWh), das Öko-Institut gemäß GEMIS-Datenbank (Daten von LAUBAG und Rheinbraun AG) mit 1,88 €/GJ (6,77 €/MWh) für ostdeutsche Rohbraunkohle in der Lausitz und mit 1,93 €/GJ (6,95 €/MWh) im rheinischen Gebiet sowie eine Analyse auf Preisbasis der RWE Energie im Auftrag der Dresdner Bank mit 2,03 €/GJ (7,31 €/MWh).<sup>538</sup> Für das Jahr 2004 gibt das Institut für Energietechnik der TU München den Braunkohlepreis mit 3,60 €/MWh zuzüglich 0,75 €/MWh Brennstoffnebenkosten (in der Regel Aufwand für Kohlemühlen), in Summe 4,35 €/MWh an.<sup>539</sup>

Den großen Vorteilen der Unabhängigkeit von Lieferanten, Transportmitteln und Preisschwankungen am Weltmarkt stehen jedoch die Nachteile gegenüber, dass Braunkohle die niedrigste Energiedichte (Maß für die Energie pro Volumen in Joule/m<sup>3</sup> oder pro Masse in Joule/kg; bei Brennstoffen auch Heizwert genannt) aufweist<sup>540</sup> und, wie sich an späterer Stelle zeigen wird, von Kosten aus dem Emissionshandel und Volatilitäten bei Zertifikatpreisen am stärksten betroffen ist.

### *Steinkohle*

Steinkohle ist auf dem Weltmarkt ebenfalls von unkritischen, aber im Gegensatz zu Uran auch von vielen Anbietern zu beziehen.<sup>541</sup> Dennoch zeichnet sich auch hier in den vergangenen Jahren bedingt durch zunehmende Konkurrenz asiatischer (vor allem aus den Schwellenländern China und Indien) und amerikanischer Verbraucher (insbesondere aus der Industrienation USA) ein Preisanstieg ab. Über die letzten zehn Jahre stiegen die Preise für eine Tonne Steinkohleeinheit (SKE) von 37,37 € (4,59 €/MWh im Jahr 1998) bis 110,51 € (13,57 €/MWh im Jahr 2008) an.<sup>542</sup>

Darüber hinaus stellen begrenzte Transportkapazitäten (z.B. Seefracht von Südafrika nach Rotterdam und weiter Binnenverschiffung oder Bahntransport zum Kraftwerk) häufig einen Engpass in der Stromerzeugung mit Importsteinkohle dar, was sich auch in stark schwankenden und hohen Seefrachtraten widerspiegelt.<sup>543</sup> So wurden bereits Anstiege der Seefrachtraten auf bis zu 50 % des Kohlepreises beobachtet.<sup>544</sup> Die Transportkosten von den Häfen zum Kraftwerk belaufen sich auf dem Binnenschiffweg nach Angaben des Vereins deutscher Kohlenimporteure bei den meisten Standorten auf 4,50-6,50 €/t und in ungünstiger Lage sogar auf

<sup>538</sup> Vgl. Schneider (1998), S. 38 f.

<sup>539</sup> Vgl. Geiger / Hardi / Brückl / Roth / Tzscheutschler (2004), S. 29 f.

<sup>540</sup> Vgl. Konstantin (2009), S. 14.

<sup>541</sup> So waren im Jahr 2007 die Länder der früheren Sowjetunion, Kolumbien, Australien, Südafrika und Polen die größten Lieferanten von Steinkohle. Vgl. BMWi (2009a), Tabelle 19.

<sup>542</sup> Vgl. BMWi (2009a), Tabelle 26.

<sup>543</sup> Vgl. dazu VdKI (2009), S. 19.

<sup>544</sup> Vgl. Konstantin (2009), S. 17.



10,75 €/t.<sup>545</sup> Dies entspricht bei einem Heizwert für Steinkohle von 29,308 GJ/t Kosten in Höhe von 0,16-0,37 €/GJ bzw. 0,58-1,33 €/MWh. Angaben der International Energy Agency von 5,00 €/t (0,17 €/GJ oder 0,61 €/MWh) bestätigen diese Aussage ebenfalls.<sup>546</sup> Außerdem ist erwähnenswert, dass beispielsweise bei Kauf von südafrikanischer oder kolumbianischer Kohle mit Lieferzeiten von ca. 10 Wochen zu rechnen ist.<sup>547</sup>

### *Erdgas*

Im Gegensatz zu anderen Energieträgern insbesondere der heimischen Braunkohle, wird die Versorgung mit Erdgas als unsicher betrachtet. Erdgasimporte unterliegen volatilen sowie hohen Preisen (im Jahr 2008: 26,82 €/MWh Grenzübergangspreis zuzüglich 2,95 €/MWh Transport)<sup>548</sup> und die Erdgasvorkommen sowie der Transport konzentrieren sich zunehmend auf politisch und ökonomisch instabile Förder- und Transitländer. So wird vor allem Russland, woher Deutschland im Jahr 2007 43,2 % (1.436 PJ bzw. 399 TWh) seiner Gaseinfuhren bezog,<sup>549</sup> die Ausnutzung von Lieferabhängigkeiten als „Instrument für eine auf Dominanz im postsowjetischen Raum gerichtete Außenpolitik“<sup>550</sup> vorgeworfen, und Russlands Zuverlässigkeit in der Gaslieferung angezweifelt. Um die Abhängigkeit zu reduzieren, werden der Pipelinebau (Nabucco) für Energiebezüge aus dem kaspischen Raum (einschließlich Iran) und europäische Investitionen in Gasspeicher gefordert.

Einige EVUs, so auch E.ON<sup>551</sup> und die Stadtwerke München<sup>552</sup>, betreiben und bauen bereits Erdgasspeicher und betätigen sich zunehmend in der eigenen Exploration von Gas, um so einerseits Lieferverzögerungen zu überbrücken bzw. die Liefermengen flexibler an die Bedarfsmengen anzupassen und andererseits Preisschwankungen von Erdgas auszugleichen und damit die durchschnittlichen Kosten dieses Primärenergieträgers zu senken. Zwar können so Beschaffungsrisiken physisch gehedgt und Abhängigkeiten von internationalen Öl- und Gasunternehmen vermieden werden. Gasspeicher sind jedoch sehr teuer und eine Exploration von

<sup>545</sup> Vgl. VdKI (1997), S. 34. Für den Schienenweg gibt es keine Kostenangaben. Vgl. Schneider (1998), S. 35.

<sup>546</sup> Zum Vergleich: Für den Transport von Erdgas stehen Informationen zu Kosten von Prognos (1995), S. 408 zur Verfügung, die die Differenz aus Bezugspreis für Kraftwerke zu Grenzübergangspreis auf 2,95 €/MWh beziffern. Vgl. Schneider (1998), S. 35.

<sup>547</sup> Vgl. Konstantin (2009), S. 18.

<sup>548</sup> Vgl. BMWi (2009a), Tabelle 26 und Schneider (1998), S. 35.

<sup>549</sup> Im Jahr 2007 bezog Deutschland bereits 1.436 PJ Gas, 43,2 % der Gaseinfuhren aus Russland. Die restlichen Einfuhren stammen mit 31,3 % aus Norwegen und 22,2 % aus den Niederlanden. Vgl. BMWi (2009a), Tabelle 17.

<sup>550</sup> Götz (2007), S. 3.

<sup>551</sup> E.ON ist als international ausgerichtetes Unternehmen an mehreren Gasspeichern in ganz Europa beteiligt. Vgl. E.ON AG (2009), S. 165. Investitionen in die Exploration von Erdgas begründen sich über die genannten Aspekte hinaus außerdem im Ausgleich sinkender Gewinnmargen im Vertrieb. Vgl. Wildemann (2009), S. 18.

<sup>552</sup> Laut Geschäftsbericht der SWM stellt der Betrieb des Erdgasspeichers in Schmidhausen durch die vollkonsolidierte Tochter SWM Infrastruktur GmbH eine Reaktion auf die Preisentwicklung und -schwankungen von Erdgas dar. Vgl. Stadtwerke München GmbH (2008), S. 12.

Erdgas birgt ebenfalls immense Risiken, da trotz sehr hoher Investitionen eine Entdeckung wirtschaftlich förderbarer Gasmengen oft nicht gewährleistet ist. EVUs teilen und streuen deswegen häufig diese Explorations- und Erschließungsrisiken in Kooperationen und Beteiligungen.<sup>553</sup>

### *Rohöl und Ölprodukte*

Bei Rohöl liegt eine ähnliche Situation der Importabhängigkeit und volatiler Preise wie bei Erdgas vor. Im Jahr 2007 wurden 96,8 % des deutschen Rohölbedarfs von 110 Mio. t eingeführt.<sup>554</sup> Von den 107 Mio. t stammten 31,7 % aus Russland und 19,8 % aus OPEC-Ländern (davon 10,2 % aus Libyen). Große Bezugsanteile nehmen aber auch politisch stabilere Länder wie Norwegen mit 15,6 % und Großbritannien mit 12,9 % ein.<sup>555</sup>

Zwar spielt Rohöl mit 1,4 % in der Stromerzeugung im Vergleich zum Anteil von 33,8 %<sup>556</sup> am gesamten Primärenergieverbrauch auf Grund seiner hohen Preise nur eine geringe Rolle. So kostete im Jahr 2008 ein Barrel Rohöl 131,22 \$ (41,65 €/MWh).<sup>557</sup> Verbrennungsmotoren sind jedoch auf den Einsatz von flüssigen Brennstoffen als Energieträger angewiesen, weshalb Ölprodukte (Sekundärenergien aus Rohöl) im Verkehr und auch in der Wärmeproduktion (z.B. der Kraft-Wärme-Kopplung in Blockheizkraftwerken) eine bedeutende Stellung einnehmen. Im Jahr 2007 wurden in Deutschland 29 Mio. t Diesel- und 21 Mio. t Otto-Kraftstoffe sowie 17 Mio. t leichtes und 6 Mio. t schweres Heizöl verbraucht.<sup>558</sup> Dabei kostete 2009 ein Liter Diesel 0,45 € (0,92 € inkl. Energiesteuer), ein Liter Otto-Kraftstoff 0,43 € (1,29 € inkl. Energiesteuer), 1000 Liter leichtes Heizöl 433,44 € (588,80 € inkl. Energiesteuer) und eine Tonne schweres Heizöl 304,73 € (329,73 € inkl. Energiesteuer).<sup>559</sup> Die Energiesteuer wird nur für Endverbraucher aber nicht bei der Verwendung von Ölprodukten zur Stromerzeugung fällig (vgl. Kapitel 3.2.2.3.6.) und ist deshalb im Folgenden nicht von weiterer Relevanz.

<sup>553</sup> Vgl. PWC (2004), S. 6. Aus diesem Grunde gründeten bspw. die SWM gemeinsam mit ihrer Tochter Bayerngas GmbH die Bayerngas Norge.

<sup>554</sup> Vgl. BMWi (2009a), Tabelle 14.

<sup>555</sup> Vgl. BMWi (2009a), Tabelle 13.

<sup>556</sup> Vgl. BMU (2008a), S. 3.

<sup>557</sup> Im Jahr 1998 waren es noch 12,28 \$ je Barrel (7,47 €/MWh). Vgl. BMWi (2009a), Tabelle 26.

<sup>558</sup> Vgl. BMWi (2009a), Tabelle 14.

<sup>559</sup> Vgl. OECD / IEA (2009), S. 3-5. Die Preise entsprechen bei Diesel 45,18 €/MWh (brutto 92,37 €/MWh), bei Otto-Kraftstoffen 47,72 €/MWh (brutto 143,17 €/MWh), bei leichtem Heizöl 43,66 €/MWh (brutto 59,31 €/MWh) und bei schwerem Heizöl 27,11 €/MWh (brutto 29,33 €/MWh).

### *Erneuerbare Energieträger, biogene und sonstige Brennstoffe*

Die Lenkungswirkung der Förderungen aus dem EEG in Verbindung mit der Immunität Erneuerbarer Energien gegenüber dem Emissionshandel (bzw. Befreiung davon im Fall der Biomasse) führen zu einer zunehmenden Substitution von konventionellen Energieträgern durch regenerative Energieträger.<sup>560</sup> Erneuerbare Energieträger wie Wasser-, Wind- und Sonnenkraft spielen jedoch im Gegensatz zu konventionellen aber auch biogenen Brennstoffen für die Beschaffung keine weitere Rolle, da sie als öffentliche Güter kostenlos verfügbar sind.

Bei der Biomasse lässt sich der Beschaffungsprozess nur schwer verallgemeinert darstellen, da der weite Oberbegriff eine Vielfalt an festen, flüssigen und gasförmigen Biobrennstoffen umfasst. Bei fester Biomasse handelt es sich überwiegend um Alt- und Restholz sowie zu geringeren Anteil auch um Stroh.<sup>561</sup> Zu den flüssigen biogenen Energieträgern zählen neben Alkoholen (z.B. Bioethanol aus Vergärung und Destillation von Getreide) Pflanzenöle wie bspw. Rapsöl und die daraus hergestellten Produkte wie z.B. Biodiesel. Allerdings spielen Alkohole und Pflanzenöle überwiegend im Bereich der Nahrungs- und Futtermittelindustrie sowie als Schmierstoff, als biologisch abbaubares Hydrauliköl oder als Treibstoffe im Verkehrsbereich und kaum in der Stromerzeugung eine Rolle,<sup>562</sup> weshalb sie im Weiteren nicht im Zentrum der Betrachtung stehen werden. Unter biogenen Gasen, die vorwiegend in Blockheizkraftwerken (BHKW) verbrannt werden,<sup>563</sup> werden im engeren Sinne nur Biogase (z.B. Biomethan) aus der Vergärung organischer Reststoffe zusammengefasst, in einer weiteren Wortbedeutung fallen auch Deponiegas, Klärgas und Grubengas darunter.<sup>564</sup>

Aufgrund der Vielfalt an biogenen Brennstoffen aber auch Bezugsquellen gestalten sich Preisangaben als schwierig. Darüber hinaus werden Preise üblicherweise bilateral ausgehandelt, weshalb es dem stark regional geprägten Angebot und der Nachfrage an Markttransparenz fehlt und Preise sehr stark differieren. Insbesondere bei den biogenen Gasen handelt es sich außerdem größtenteils um die Verwertung eigenerzeugter Abfallprodukte anstelle eines externen Bezugs.<sup>565</sup> Die Problematik spiegelt sich in der breiten Spanne von -1,80 bis 11,00 €/MWh wider, die das Institut für Energietechnik der TU München für Biomasse angibt.<sup>566</sup>

<sup>560</sup> So verdoppelte sich in den letzten zehn Jahren in etwa der Anteil eingesetzter Biomasse in der Stromerzeugung, und verzehnfachte sich der sonstige Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken und Fernheizwerken. Vgl. BMWi (2009a), Tabelle 23 und 25.

<sup>561</sup> Vgl. Dreher (2001), S. 107.

<sup>562</sup> Vgl. Dreher (2001), S. 117.

<sup>563</sup> Vgl. Dreher (2001), S. 121.

<sup>564</sup> In der engeren Definition fällt Grubengas nicht in diese Kategorie. Vgl. Dreher (2001), S. 6.

<sup>565</sup> Z.B. ist für Kläranlagen die energetische Nutzung des anfallenden Klärgas besonders attraktiv, da ein hoher Eigenbedarf für die Beheizung der Faultürme, besteht. Aufgrund dessen steht nur ein kleiner Teil (ca. 4 %) der gesamten Energiemenge aus Klärgas der Stromproduktion der öffentlichen Versorgung zur Verfügung. Vgl. Dreher (2001), S. 121.

<sup>566</sup> Vgl. Geiger / Hardi / Brückl / Roth / Tzscheuschler (2004), S. 130.

Das Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion der Universität Karlsruhe gibt für ein durchschnittliches Holzsortiment<sup>567</sup> einen Preis von 3,75 €/GJ (13,50 €/MWh) für Baden-Württemberg an.<sup>568</sup> Fleury, die Nachhaltigkeitsstrategien für den Energieversorgungssektor in Frankreich modelliert, geht unabhängig von der Holzsorte und -herkunft von Holzpreisen bis 4,30 €/GJ<sup>569</sup> (15,48 €/MWh) aus.<sup>570</sup> Für Stroh verwendet das Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion der Universität Karlsruhe bei einer Spannbreite von 1,80 bis 4,80 €/GJ (6,48 bis 17,28 €/MWh) einen mittleren Preis von 3,20 €/GJ (11,52 €/MWh).<sup>571</sup> Zu flüssiger und gasförmiger Biomasse konnten aus zuvor genannten Gründen keine verlässlichen Preisinformationen gefunden werden.

### 3.3.2.2.2. Reichweiten der Primärenergien

Eine weitere Herausforderung in der Beschaffung stellen im Fall konventioneller Primärenergien im Gegensatz zu Erneuerbaren Energien die abnehmenden Reichweiten der Reserven<sup>572</sup> und Ressourcen<sup>573</sup> dar. Gemäß Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) belaufen sich die Reserven und die zusätzlichen Ressourcen von Uran auf 4,74 plus ca. 10 Mio. t U, von Braunkohle auf 204 plus 923 Mrd. t (allein in Deutschland auf 6 plus 40,6 Mrd. t)<sup>574</sup>, von Steinkohle auf 785 plus 4.060 Mrd. t, von Erdgas auf 176.000 plus 207.000 Mrd. m<sup>3</sup> und von Erdöl auf 160 plus 82 Mrd. t.<sup>575</sup> Nach der Kalkulation des BMWi bemisst sich bei gegenwärtigen Förderung, Explorationstechnologien und Preisen die weltweiten statischen Reichweiten<sup>576</sup> der Reserve bzw. der Reserven zuzüglich Ressourcen von Uran auf 68 bzw.

<sup>567</sup> Das zur energetischen Nutzung einsetzbare Holz unterscheidet sich preislich hinsichtlich Kategorie und Herkunft in Alt-, Gebrauch- und Restholz aus Industrie, Sägewerken oder Landschaftspflege sowie Rinde, wobei anzumerken ist, dass der Holzmarkt sehr stark vom regionalen Angebot und Nachfrage geprägt ist.

<sup>568</sup> Vgl. Dreher (2001), S. 119.

<sup>569</sup> Unter stärkerer Berücksichtigung von Holzabfällen können jedoch niedrigere Preise erreicht werden. Allerdings ist insbesondere für billige Holzsorten zu Preisen von unter 1 €/GJ kennzeichnend, dass das Angebot stark beschränkt ist, da sie neben der energetischen auch in der stofflichen Nutzung, z.B. in der Spanplatten- oder Zellstoffindustrie, gefragt sind. Vgl. Dreher (2001), S. 118.

<sup>570</sup> Vgl. Fleury (2005), S. 119.

<sup>571</sup> Vgl. Dreher (2001), S. 118.

<sup>572</sup> „Reserven umfassen die sicher nachgewiesenen und mit bekannter Technologie wirtschaftlich gewinnbaren Vorkommen in der Erdkruste.“ BMWi (2006), S. 2.

<sup>573</sup> Ressourcen sind Vorkommen, die noch nicht wirtschaftlich förderfähig sind oder die noch nicht sicher ausgewiesen sind, aber aufgrund geologischer Indikatoren erwartet werden. Preisanstiege besitzen den Effekt, dass die Förderung bisher nicht lukrativer Rohstofffelder rentabel wird. Außerdem führt ein Preisanstieg fossiler Energieträger auch dazu, dass Forschung und Entwicklung vorangetrieben werden. Preissteigerungen an den Weltrohstoffmärkten und neue Explorationsergebnisse können somit Ressourcen in Reserven überführen. Vgl. Götz (2007), S. 6 und BMWi (2006), S. 2.

<sup>574</sup> Vgl. DEBRIV (2009), S. 1.

<sup>575</sup> Vgl. BMWi (2006), S. 4-8 und BMWi (2009a), Tabelle 40-42.

<sup>576</sup> Die Reichweite von Energieträgern, die in Jahren angegeben wird und Reserven und Ressourcen in den Zusammenhang mit ihrer Nutzung stellt, kann entweder statisch oder dynamisch betrachtet werden. Da die Vielzahl der Faktoren, die in eine dynamische Betrachtung einfließen, mit sehr großen Unsicherheiten behaftet ist, wird in der rohstoffwirtschaftlichen und -politischen Diskussion in der Regel der Begriff der statischen Reichweite ver-

211 Jahre, von Braunkohle auf 227 bzw. 1.255 Jahre, von Steinkohle auf 169 bzw. 1.043 Jahre, von Erdgas auf 63 bzw. 137 Jahre und von Erdöl auf 42 bzw. 63 Jahre.<sup>577</sup> EWI/Prognos berechnen die statischen Reichweiten der Reserven bzw. der Reserven zuzüglich Ressourcen für Kernbrennstoffe auf 62 bzw. 391 Jahre, für Kohle auf 209 bzw. 1.444, für Erdgas auf 69 bzw. 763 und für Erdöl auf 62 bzw. 157.<sup>578</sup> Während die Reserven zuzüglich Ressourcen der konventionellen Energieträger gegeben und begrenzt sind, ist auch in Zukunft ein Nachfrage-rückgang noch nicht absehbar.<sup>579</sup>

Der stetige Nachfrageanstieg sieht sich darüber hinaus zu geringen Investitionen im Bereich der Rohstoffförderung seit der Hausse in den 70er Jahren gegenüber, was bei den langen Investitionszyklen der Branche zu nicht aufholbaren Rückständen führt.<sup>580</sup> Besonders deutlich lässt sich dies bei der Uranförderung bemerken. Die jährliche Diskrepanz zwischen der globalen Förderung (ca. 40.000 t U) und dem weltweiten Verbrauch (ca. 70.000 t U), die noch durch Lagervorräte und Recycling von Waffenmaterial kompensiert wird, beläuft sich derzeit auf ca. 30.000 t/a.<sup>581</sup> Da Lagerbestände zur Neige gehen und unter anderem deshalb im Jahr 2013 auslaufende Lieferverträge zwischen den USA und Russland nicht verlängert werden, wird bei gleichbleibender Nachfrage eine Uranverknappung prognostiziert, wenn nicht innerhalb der kommenden 5-10 Jahre die weltweite Uranförderung um mindestens 50 % ausgeweitet werden kann.<sup>582</sup> Zwar steht die Biomasse nicht vor den selben Problemen der Endlichkeit der Ressource oder mangelnder Investitionen in die Förderung, aber auch bei biogenen Feststoffen existiert ein begrenztes Angebot, das sich über eine Nachfragekonkurrenz aus stofflicher Nutzung und industriellem Eigenverbrauch hinaus einem Nachfrageanstieg aus einer mit der Förderung durch umweltpolitische Instrumente (insbesondere seit dem Inkrafttreten des EEG im Jahr 2000) zunehmenden energetischen Nutzung gegenübersteht.

---

wendet, die sich aus der Division der Mengenangabe der Reserven bzw. Ressourcen des betrachteten Energie-rohstoffes durch den aktuellen weltweiten Jahresverbrauch berechnet. Es handelt sich dabei folglich nicht um eine Prognose, sondern lediglich um eine rechnerische Kenngröße, die den augenblicklichen Kenntnisstand beschreibt und lediglich eine Momentaufnahme eines sich dynamisch entwickelnden Systems darstellt. Vgl. BMWi (2006), S. 2 f. So können bspw. Preisanstiege eines Rohstoffs zu dessen Substitution oder zu Investitionen in Energieeffizienzmaßnahmen und damit einen Rückgang im Verbrauch führen. In Folge dessen verlängert sich die Reichweite des Energieträgers.

<sup>577</sup> Vgl. BMWi (2009a), Tabelle 40-42.

<sup>578</sup> Vgl. EWI / Prognos (2005), S. 13.

<sup>579</sup> Vgl. BDI (2008), S. 4.

<sup>580</sup> Vgl. KPMG (2007), S. 7.

<sup>581</sup> Vgl. BMWi (2006), S. 8.

<sup>582</sup> Vgl. Schindler / Zittel (2007), S. 2 f und Konstantin (2009), S. 26 f.

### 3.3.2.2.3. Entwicklung der Primärenergiepreise

In Folge des Nachfrageanstiegs, der auf ein begrenztes Potential an Energierohstoffen traf, spiegelte sich der Nachfrageüberhang auch in der Preisentwicklung von Primärenergien wider. In den letzten zehn Jahren verteuerte sich gemäß Preisindices des BMWi Steinkohle im Jahresdurchschnitt um 196 % (von 37,37 auf 110,51 €/t), Erdgas um 280 % (von 62,17 auf 236,43 €/1000 m<sup>3</sup>) und Rohöl (OPEC-Korb) um 668 % (von 12,28 auf 94,25 \$/bbl).<sup>583</sup> Auch der Spotmarktpreis von Uran zeigt seit dem Tief in den 90er Jahren einen starken Anstieg von 10,84 \$/lb U<sub>3</sub>O<sub>8</sub> im Jahr 1998 auf 64,73 \$/lb U<sub>3</sub>O<sub>8</sub> im Jahr 2008 (+ 497 %) und von 30,98 \$/kgU UF<sub>6</sub> auf 168,42 \$/kgU UF<sub>6</sub> (+ 444 %).<sup>584</sup> Bei biogenen Feststoffen prognostiziert das Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion der Universität Karlsruhe einen Anstieg der Holzpreise für ein durchschnittliches Sortiment von 16,38 €/MWh im Jahr 2010, auf 18,90 €/MWh im Jahr 2020 und auf 22,86 €/MWh im Jahr 2030 sowie einen Anstieg der Strohpreise von 14,04 €/MWh im Jahr 2010, auf 16,20 €/MWh im Jahr 2020 und auf 19,44 €/MWh im Jahr 2030.<sup>585</sup> Zur Preisentwicklungen von Braunkohle kann keine Aussage getroffen werden, da Braunkohle international nicht gehandelt wird (lagerstättennahe Verstromung).<sup>586</sup> Studien gehen aufgrund dessen, dass es sich nicht um Marktpreise sondern um Kosten einer laut DIW technisch ausgereiften Förderung eines Rohstoffs mit vergleichsweise großer statischer Reichweite handelt, von realen Preissteigerungen zwischen 0 über 0,5 bis 1 % pro Jahr aus.<sup>587</sup> Abbildung 20 veranschaulicht die Preisentwicklungen der verschiedenen Energieträger in € je Handelseinheit der Jahre 1991 bis 2008 nochmal. Zusätzlich sind für eine bessere Vergleichbarkeit und aus Gründen der höheren Relevanz für EVUs die Preise der Primärenergien inklusive Nebenkosten in €/MWh angegeben.<sup>588</sup>

<sup>583</sup> Vgl. BMWi (2009a), Tabelle 26.

<sup>584</sup> Vgl. The Nuclear Review (2009), S. 25-26.

<sup>585</sup> Vgl. Dreher (2001), S. 119.

<sup>586</sup> Vgl. BMWi (2006), S. 5.

<sup>587</sup> Vgl. Schneider (1998), S. 38 f.

<sup>588</sup> Da Energieträger in unterschiedlichen Einheiten, wie z.B. Tonne (t), Barrel (bbl), Pfund (lb), Liter (l), Kubikmeter (m<sup>3</sup>), etc., gehandelt werden, aber nicht Masse oder Volumen sondern die gespeicherte Energie entscheidend ist, wurden sie zur Vergleichbarkeit mit Heizwerttabellen in Joule (J) (offizielle Einheit für Energie nach dem SI-Maßsystem [ISO 1000]) oder Wattstunden (Wh) (allgemein übliche Einheit für Energie insbesondere Strom) umgerechnet. Der Heizwert bestimmt dabei den Energiegehalt eines Energieträgers in J pro Masse- oder Volumeneinheit. Darüber hinaus sind für ein Energieversorgungsunternehmen die gesamten Kosten eines Inputfaktors für die Produktion von Bedeutung, weshalb die Brennstoffnebenkosten ergänzt wurden.

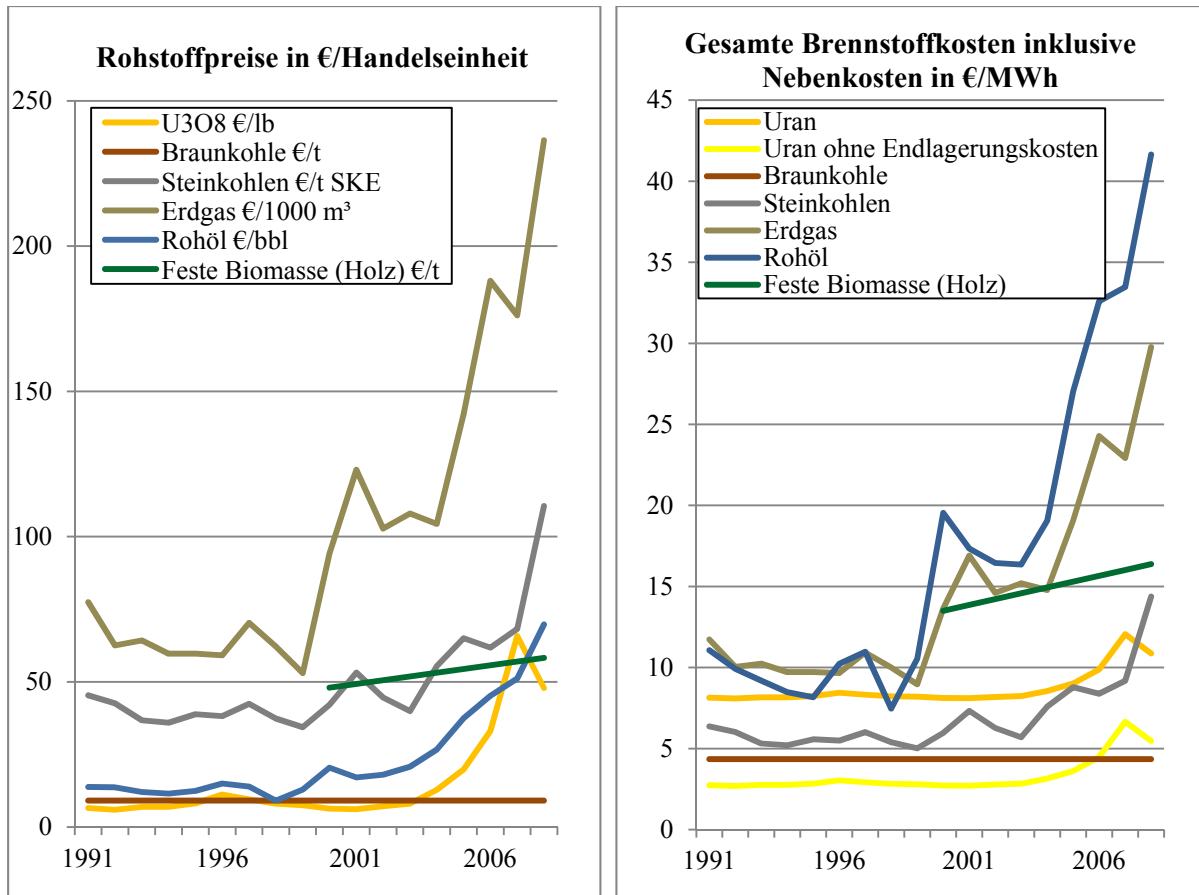


Abbildung 20: Preisentwicklung konventioneller Energieträger 1991-2008<sup>589</sup>

Aufgrund der Vielzahl an Einflüssen und Wechselwirkungen sind Prognosen über zukünftige Brennstoffpreise schwer zu treffen. In Studien<sup>590</sup> behilft man sich häufig mit der Anwendung von Zeitreihenanalysen, wie bspw. dem statistischen Prognoseverfahren der Gleitenden Mittelwerte. Da in diesem Zusammenhang Trends zu erwarten sind, erfordert es bei der Schätzung von Brennstoffpreiseentwicklungen aus historischen Daten einen Doppelt Exponentiell Gleitenden Mittelwert. Bei einem Exponentiell Gleitenden Mittelwert<sup>591</sup> sinkt die Gewichtung älterer Datenpunkte exponentiell in der Durchschnittsberechnung;<sup>592</sup> jüngere Datenpunkte fließen also stärker als weiter zurückliegende ein. Der vorliegende Trend wird bei der Doppelten Exponentiellen Glättung schließlich mit der Einführung eines zweiten Parameters unter Abstimmung mit dem ersten erfasst. Wenige Studien<sup>593</sup> verwenden hingegen regressionsanalytisch basierte Projektionen. Für hochwertigere Autoregressive integrated moving average -

<sup>589</sup> Eigene Darstellung mit Daten aus BMWi (2009a), Tabelle 26, The Nuclear Review (2009), S. 25, Wagner (2008), S. 75, Schneider (1998), S. 35-39, Geiger / Hardi / Brückl / Roth / Tzscheutschler (2004), S. 29 f.

<sup>590</sup> Bspw. Prognos (1995), S. 119; DIW (1995), S. 89; RWI (1997), S. 7; IEA (1996) und Schneider (1998).

<sup>591</sup> Der exponentiell gleitende Mittelwert ist auch unter den Begriffen exponentielle Glättung, Exponential Moving Average (EMA), Exponentially Weighted Moving Average (EWMA) oder Exponential Smoothing bekannt.

<sup>592</sup> Sie werden aber dennoch niemals Null (Infinite impulse response).

<sup>593</sup> Bspw. Matthes (2010).

Modelle (ARIMA), die sich auch für die Berücksichtigung von Autokorrelationen, stochastischen Trends, Saisonalitäten und Kointegrationen eignen, lässt sich häufig der erhebliche Mehraufwand nicht rechtfertigen, da die erforderliche Menge und Güte an Daten nicht vorliegt.<sup>594</sup> Allen Studien gemein ist jedoch, dass sie nicht von fallenden Primärenergiepreisen ausgehen.

### 3.3.2.3. Strom- und Wärmeerzeugung nach Primärenergieträgern

Primärenergie	Stromerzeugung					Wärmeerzeugung	
	Deutschland				Weltweit	Deutschland	Weltweit
	Leistung GW		Bruttostrom in TWh		Bruttostrom TWh (2006)	Wärme TWh (2006)	
	2006	2007	2006	2007			
Kernenergie	21,2	21,5	167,4 (26 %)	140,5 (22 %)	2.793 (15 %)	0 (0 %)	6 (0 %)
Braunkohle	21,8	22,5	151,1 (24 %)	155,1 (24 %)	7.755 (41 %)	10,6 (5 %)	1.379 (36 %)
Steinkohle inkl. Mischfeuerung	28,7	29,3	137,9 (22 %)	142,0 (22 %)		31,7 (14 %)	
Gas	21,2	21,3	73,4 (12 %)	75,9 (12 %)	3.807 (20 %)	92,0 (41 %)	1.863 (48 %)
Mineralöl	5,5	5,4	10,5 (2 %)	9,7 (2 %)	1.096 (6 %)	11,5 (5 %)	265 (7 %)
Wasser	10,1	10,1	26,8 (4 %)	28,1 (4 %)	3.121 (16 %)	0 (0 %)	0 (0 %)
Wind	20,6	22,2	30,7 (5 %)	39,7 (6 %)	130 (1 %)	0 (0 %)	0 (0 %)
Photovoltaik	2,7	3,8	2,2 (0 %)	3,1 (0 %)	5 (0 %)	0 (0 %)	0 (0 %)
Geothermie	0,0002	0,0032	0,0004 (0 %)	0,0004 (0 %)	59 (0 %)	0,2 (0 %)	3 (0 %)
Biomasse inkl. biogener Abfall	2,7	3,2	19,3 (3 %)	22,8 (4 %)	183 (1 %)	12,3 (5 %)	159 (4 %)
Sonstige <sup>595</sup>	k. A.	k. A.	17,5 (3 %)	20,7 (3 %)	66 (0 %)	67 (30 %)	191 (5 %)
<b>Gesamt</b>	<b>134,5</b>	<b>139,3</b>	<b>636,8</b>	<b>637,6</b>	<b>19.015</b>	<b>225,3</b>	<b>3.866</b>

Tabelle 14: Stromerzeugung in Deutschland und weltweit nach Primärenergien<sup>596</sup>

Tabelle 14 zeigt die Beiträge der einzelnen Energieträger an der gesamten deutschen Stromproduktion von 636,8 TWh in 2006<sup>597</sup> (2007: 637,6 TWh) und an der vorhandenen Gesamtkapazität von 134,5 GW in 2006 (2007: 139,3 GW). Zu Vergleichsmaßstäben dient die Verteilung der weltweiten Stromerzeugung von insgesamt 19.015 TWh nach Primärenergien. Da

<sup>594</sup> ARMA- oder ARIMA-Modelle benötigen einen Datensatz von über 100 Werten je Brennstoff. Dabei dürfen für den Datensatz keine Breaks (Strukturbrüche) vorliegen. In diesem Zusammenhang lassen sich mit der Deregulierung der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft, dem Irakkrieg und der momentanen politischen Instabilität der arabischen Länder, der Finanzkrise sowie Preisschocks aus weiteren Gründen bereits mehrere Breaks vermuten. Für weitere Ausführungen vgl. Stock / Watson (2006), S. 523-590.

<sup>595</sup> Zum Beispiel Solarthermie oder nicht-biogene Abfälle.

<sup>596</sup> Eigene Darstellung nach Daten aus Erneuerbare Energien 2007, S. 14 und 17, BMWi (2009b), Tabelle 20, 22 und 25, IEA (2008), S. 17, 19, 24 und 25, IEA (2006) und Ziller (2007), S. 2 f.

<sup>597</sup> Die Stromnachfrage von 619,8 TWh (48 TWh Import, 65 TWh Export) konnte somit durch Eigenproduktion befriedigt werden.



10,7 %<sup>598</sup> der Netto-Stromerzeugung<sup>599</sup> aus gekoppelter Produktion in Heizkraftwerken stammt, interessiert auch die Wärmeerzeugung, die sich in Deutschland im Jahr 2006 auf insgesamt 808,8 PJ (225,3 TWh)<sup>600</sup> und weltweit auf 3.866 TWh belief. Von den 225,3 TWh eingespeister Fern- und Nahwärme lieferten Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) einen Anteil von rund 70 bis 89,6 %<sup>601</sup>, was 157,7 bis 201,9 TWh entspricht. Im Weiteren wird gegliedert in konventionelle und regenerative Energien genauer auf Anteil und Potenziale verschiedener Energieträger an der Strom- und Wärmeerzeugung eingegangen.

### 3.3.2.3.1. Konventionelle Energieträger

Konventionelle Kraftwerke stellen das weltweit am häufigsten eingesetzte Verfahren dar und trugen in Deutschland im Jahre 2007 mit 100 installierten GW zu ca. 82 % der Stromerzeugung (523,2 TWh) bei.<sup>602</sup> Ihren hohen Marktanteil verdanken sie ihrer nicht-fluktuierenden Eigenschaft, die für einen Einsatz in der Grundlastversorgung, die Netzstabilität und die Versorgungssicherheit bedeutend ist. In Hinsicht Importabhängigkeit, Preisschwankungen bei Brennstoffen und Emissionszertifikaten, Umweltschutz, Sicherheit sowie der gesellschaftlichen Akzeptanz unterliegen sie allerdings den Erneuerbaren Energien.

#### *Kernenergie*

Kernkraft steht auf Grund des Gefahrenpotenzials aus Unfällen, der Endlagerung radioaktiver Abfälle, der Entsorgung stillgelegter Anlagen und der Angst vor Terrorangriffen und weiterer offener Fragen zur Sicherheit der Anlagen in starker Kritik,<sup>603</sup> weshalb in Deutschland, Schweden und Belgien Ausstiegsbeschlüsse vorliegen und in Österreich und Italien ein Atomausstieg schon (weitgehend) vollzogen ist.<sup>604</sup> Auf der anderen Seite ist Strom aus Kernenergie preisgünstig<sup>605</sup>, versorgungssicher und klimafreundlich, was der Grund für einen weltweiten Boom der Nukleartechnologie sein wird.<sup>606</sup>

<sup>598</sup> Daten des Statistischen Bundesamts vgl. BDEW (2008), S. 37.

<sup>599</sup> Bei einer Netto-Stromerzeugung in Höhe von 539,6 TWh im Jahr 2006 und 542,1 TWh im Jahr 2007 (vgl. Kapitel 3.3.4.2.) entsprechen 10,7 % einer gekoppelten Stromerzeugung in Höhe von 57,7 TWh bzw. 58,0 TWh.

<sup>600</sup> 1 Petajoule (PJ) = 0,2778 TWh.

<sup>601</sup> Daten des Statistischen Bundesamts vgl. in BDEW (2008), S. 37 bzw. gemäß Tabelle des Statistischen Bundesamts des Jahres 2007.

<sup>602</sup> Vgl. BMWi (2009b), Tabelle 22, Datenbank Primärenergieverbrauch der AGEb und BMU (2007c), S. 189.

<sup>603</sup> Die Enquete-Kommission sieht in Kernkraftwerken oder Großwasserkraftwerken ein Gefahrenpotenzial, da Unfälle zu sehr großem Schadensumfang und extremen Langzeitwirkungen führen. Nach Aussage der Enquete-Kommission lässt sich mit heute absehbaren Reaktorkonzepten das Risiko von großen Reaktorunfällen und Gefahren durch Terrorismus nicht sicher vermeiden. Vgl. Energie-Enquete-Kommission (2002), S. 75.

<sup>604</sup> Vgl. Konstantin (2009), S. 297.

<sup>605</sup> Berechnungen der Stromgestehungskosten aus Kernenergie sind allerdings mit Vorsicht zu genießen, da ein weites Feld voller Unklarheiten, externalisierter und damit vom Steuerzahler getragener Kosten sowie verborgener und damit von zukünftigen Generationen zu tragender Kosten existiert. So werden je nach nationaler Gesetz-

So prognostiziert die OECD-Kernenergie-Agentur (NEA) in ihrem Bericht "Nuclear Energy Outlook (NEO)" einen Anstieg der weltweit installierten Kernkraftwerksleistung von 372 GW (439 Kernkraftwerke, davon 146 in der EU<sup>607</sup>) im Jahre 2008 auf zwischen 580 und 1400 GW 2050.<sup>608</sup> Für einen Leistungsausbau in dieser Höhe und den nötigen Ersatzbedarf erfordert es zwischen 2030 und 2050 eine Fertigstellung von durchschnittlich 23 bis 54 neuer Reaktoren pro Jahr. Allerdings würden selbst dann im Jahr 2050 nur maximal 22 % (zum Vergleich EU 31 % bereits 2007)<sup>609</sup> des weltweiten Stromverbrauchs von Kernkraftwerken gedeckt werden,<sup>610</sup> was allerdings einem Anstieg von 7 Prozentpunkten gegenüber dem Jahr 2006 mit einer weltweiten Erzeugung von 2,8 Mrd. MWh Strom aus Kernenergie bedeuten würde.<sup>611</sup> In Deutschland hingegen produzierten bereits im Jahr 2007 17 Kernkraftwerke<sup>612</sup> mit einer Nettoleistung von 20,430 GW (brutto 21,457 GW) 22 % des deutschen Strombedarfs.<sup>613</sup> Bis 2022, wenn das letzte Kernkraftwerk (Neckarwestheim 2) voraussichtlich vom Netz geht, sind deshalb rund 20 GW im Grundlastbereich (141 TWh Strom)<sup>614</sup> durch andere neu zu errichtende Kraftwerke auf fossiler Basis, durch Erneuerbare Energien sowie durch Einsparung und Effizienzsteigerung zu ersetzen.<sup>615</sup> Kritiker befürchten eine Abhängigkeit von Stromimporten sowie ein Anstieg der Strompreise und damit einen Attraktivitätsverlust des Wirtschaftsstandorts.

### *Fossile Energie*

Fossile Kraftwerke, die mit *Braunkohle*, *Steinkohle*, *Erdgas* oder *Mineralöl* befeuert werden, lieferten im Jahr 2007 eine Strommenge von 383 TWh und deckten damit den größten Teil

---

gebung (aber auch Argumentationsziel) mehr oder weniger dieser Kosten mit einberechnet. Ein Beispiel für unterschiedliche Gesetzgebungen im Bereich der Kernenergie stellt der Umgang mit Entsorgungskosten dar. In Deutschland müssen Energieversorgungsunternehmen zu den Rückstellungen für Abbruch- und Wiederherstellungspflichten, die für alle Kraftwerksarten gebildet werden, zusätzlich Rückstellungen für Entsorgungspflichten aus dem Kernenergiebereich bilden. Nach schwedischem Recht müssen Kernkraftwerksbetreiber hingegen in einen Fonds einzahlen, aus dem die Kosten für abgebrannte Brennelemente und Stilllegung von Kraftwerken erstatten werden. Außerdem kann das Umwelthaftungsrecht für Kernkraftwerke in verschiedenen Ländern sehr unterschiedlich ausgestaltet sein, was im Fall eines strengen Verursacherprinzips zu höheren Versicherungskosten führt als im Fall des Gemeinlastprinzips. Vgl. Kapitel 2.2.4.3.

<sup>606</sup> Zur Gruppe der fünf voraussichtlich größten Kernenergieproduzenten im Jahr 2020 werden die Vereinigten Staaten, Frankreich, Japan, Russland, China und Korea zählen. Vgl. OECD (2008), S. 14.

<sup>607</sup> Vgl. Angaben des BMWi.

<sup>608</sup> Vgl. OECD (2008), S. 14.

<sup>609</sup> Vgl. Angaben des BMWi.

<sup>610</sup> Vgl. OECD (2008), S. 12 und 14.

<sup>611</sup> Vgl. IEA (2008), S. 17.

<sup>612</sup> Vgl. Angaben des BMWi.

<sup>613</sup> Vgl. BMWi (2009b), Tabelle 37.

<sup>614</sup> Vgl. Angaben des BMWi.

<sup>615</sup> Vgl. Angaben des BMWi. Die Energie-Enquete-Kommission (2002) prognostiziert eine Intensivierung effizienterer Energieanwendungen, ein (übergangsweise) verstärkter Ausbau von Erdgaskraftwerken und eine zunehmende Nutzung Erneuerbarer Energien. Vgl. Energie-Enquete-Kommission (2002), S. 75.

(60 %) des Strombedarfs in Deutschland. Die gesamten fossilen Stromerzeugungskapazitäten von 79 GW verteilen sich auf Braunkohlekraftwerke mit einer installierten Leistung von 23 GW, Steinkohlekraftwerke einschließlich Mischfeuerung mit 29 GW, Erdgas befeuerte Kraftwerke mit 21 GW und Mineralöl beheizte Kraftwerke mit 5 GW.<sup>616</sup> Entsprechend belaufen sich die Anteile der Primärenergieträger an der gesamten Bruttostromerzeugung im Jahr 2007 auf 24 % Braunkohle, 22 % Steinkohle, 12 % Erdgas und 2 % Mineralöl. Dabei hält die Braunkohle in Deutschland im weltweiten Vergleich einen außergewöhnlich hohen Anteil; dieser liegt aber in den deutschen Vorkommnissen und der politisch gewünschten Unabhängigkeit von Primärenergieimporten begründet. Der Anteil der eingesetzten Brennstoffe an der Wärmeerzeugung betrug im Jahr 2006 5 % Braunkohle, 14 % Steinkohle, 41 % Erdgas und 5 % Mineralöl.<sup>617</sup> Weltweit wurden nur 9 % des Wärmeverbrauchs nicht aus fossilen Energien erzeugt.

Zwar bergen Importabhängigkeit, steigende Preise der knapper werdenden Primärenergien und eine zunehmend stärkere umweltpolitische Regulierung Risiken. Hinsichtlich ihrer hohen Anpassungsfähigkeit an die Nachfrage durch Teillastfähigkeit (option to alter) und planbaren Einsatz erweisen sich fossile Kraftwerke jedoch Kernkraftwerken und mit Erneuerbaren Energien betriebenen Anlagen überlegen.<sup>618</sup> Aufgrund dieser hohen Flexibilität und Bedeutung für die Versorgungssicherheit wird anhaltend Forschungs- und Entwicklungsaufwand betrieben, weshalb trotz hohem Reifegrad der relativ preiswerten fossilen Verfahren nach wie vor Potenziale zu weiteren Effizienzsteigerungen vorliegen. So verspricht z.B. die Entwicklung neuer Werkstoffe Temperaturerhöhungen in Steinkohlekraftwerken auf bis zu 700°C und mit der effizienteren Verbrennung eine Wirkungsgradsteigerung von heute umsetzbaren 46 % auf 50 %.<sup>619</sup> Da der durchschnittliche Wirkungsgrad der in Deutschland laufenden Kraftwerke mit 38 %<sup>620</sup> weit unter den Potenzialen liegt, ist die Umrüstung ein vielversprechender Hebel für Kostenersparnisse<sup>621</sup> durch geringeren Brennstoffbedarf und CO<sub>2</sub>-Ausstoß.

Ein weiteres Forschungsgebiet umfasst die Abscheidung und Speicherung von CO<sub>2</sub> (Carbon Capture and Storage – CCS), um den derzeit größten Kritikpunkt an fossilen Kraftwerken aus dem Weg zu räumen, damit Baugenehmigungen zu erleichtern und gegen Preissteigerungen von Emissionszertifikaten abgesichert zu sein. Der aktuelle Stand sieht drei technische

<sup>616</sup> Vgl. BMWi (2009b), Tabelle 22.

<sup>617</sup> Vgl. IEA (2006) und BMWi (2009b), Tabelle 25.

<sup>618</sup> Vgl. Amend (2000), S. 219-224.

<sup>619</sup> Vgl. Kruhl (2007), S. 15.

<sup>620</sup> Vgl. Angaben der EnergieAgentur NRW.

<sup>621</sup> McKinsey schätzt mögliche Kostenersparnisse durch die Clean Carbon Technologie (CCT), die noch dazu Energieverluste einer möglichen Rauchgaswäsche und CO<sub>2</sub>-Abscheidung kompensieren könnte, auf -50 € / t CO<sub>2</sub>. Vgl. Vahlenkamp (2007), S. 32 f.

Lösungen vor, die sich im Zeitpunkt der CO<sub>2</sub>-Abscheidung unterscheiden. Während die IGCC-Technologie (integrierte kombinierte Vergasung, Precombustion) das CO<sub>2</sub> vor der Verbrennung abscheidet, zielt das Oxyfuel-Verfahren auf eine Bindung des Kohlendioxids während der Verbrennung ab.<sup>622</sup> Das Postcombustion-Verfahren („End of Pipe“-Technik) wäscht das CO<sub>2</sub> hingegen nach der Verbrennung aus dem Rauchgas. Mit einem Abscheidegrad von 88 % und im Fall des Oxyfuel-Verfahren sogar von 99,5 % wird der CCS-Technologie ein großes Potenzial zur Eindämmung von CO<sub>2</sub>-Emissionen nachgesagt.<sup>623</sup> Ihre Umsetzung wird laut dem Deutschen Institut für Wirtschaft allerdings erst ab einem Zertifikatspreis von ungefähr 30 bis 35 € rentabel.<sup>624</sup> Außerdem wird eine Erhöhung der Stromgestehungskosten (Erzeugung einschließlich Lagerung) von nahezu 80 bis 100 % vorhergesagt.<sup>625</sup> Neben zusätzlichen Investitionskosten liegt dies auch in höheren Betriebskosten begründet. So verringert bspw. die für alle drei Verfahren notwendige zusätzliche Energie den Wirkungsgrad der Anlagen um 8 bis 14 %.<sup>626</sup> Hinzu kommt, dass es ähnlich wie bei der Entsorgung von Kernenergie noch keine Lösungen zur Endspeicherung des CO<sub>2</sub> gibt und die Forschung hier weiter vor geologischen und infrastrukturellen Problemen steht.

### 3.3.2.3.2. Regenerative Energieträger

Aufgrund der Nachteile konventioneller Primärenergieträger und der umweltpolitischen Lenkung erfuhren die regenerativen Energieträger, zu denen *Wasser*, *Wind*, *Sonnenstrahlung*, *Geothermie* und *Biomasse* zählen, in den letzten Jahren trotz der Dominanz konventioneller Energieversorgung einen deutlichen Anstieg der Marktanteile. So erzeugten Kraftwerke aus regenerativen Energieträgern mit einer installierten Leistung von 39 GW im Jahre 2007 eine Strommenge von 94 TWh und besaßen damit bereits einen Anteil von 15 % an der deutschen Stromerzeugung, was einer Steigerung von 5 %-Punkten gegenüber dem Jahr 2005 (10 % 2005; 12 % 2006) entspricht.<sup>627</sup> Die hohen Steigerungsraten der vergleichsweise jungen Technologien resultieren aus den CO<sub>2</sub>-Reduktionszielen des Kyoto-Protokolls und der Zielsetzung der Bundesregierung, bis zum Jahr 2020 einen Anteil von mindestens 30 % bzw. bis 2030 50 % an der deutschen Stromerzeugung zu erreichen.<sup>628</sup> Mit Ausnahme der langjährig etablierten Wasserkraft sind regenerative Energien aufgrund weiteren Forschungs- und Ent-

---

<sup>622</sup> Vgl. Müller (2009), S. 39.

<sup>623</sup> Vgl. BMU (2007a), 52 ff.

<sup>624</sup> Vgl. Stroink (2009), S. 152.

<sup>625</sup> Vgl. GVSt (2007), S. 1.

<sup>626</sup> Vgl. BMU (2007a), 52 ff.

<sup>627</sup> Vgl. Angaben des BMU.

<sup>628</sup> Vgl. Angaben des BMU.

wicklungsbedarfs sowie noch geringer Skaleneffekte bislang meist unwirtschaftlich<sup>629</sup> und deshalb bis zur Erreichung einer gewissen Marktdurchdringung auf Förderinstrumente angewiesen, wie z.B. Mindestpreisgarantien nach dem EEG.<sup>630</sup> Die Windenergie gefolgt von der Biomasse und der Solarenergie zeichnet sich durch den am stärksten wachsenden Marktanteil in der Stromerzeugung aus. Während die Geothermie eher im Bereich der Wärmeversorgung eine Rolle spielt und die ausgereifte Technologie der Wasserkraft einen konstanten<sup>631</sup>, aber nach wie vor hohen Anteil von 4 % (weltweit sogar 16 %)<sup>632</sup> an der Stromproduktion einnimmt.

### *Wasserkraft*

Wasserkraftwerke lassen sich in Laufwasser-, Speicher-, Wellen- und Gezeitenkraftwerke unterscheiden und nutzen kinetische oder potentielle Wasserenergie von Fluss- oder Kanalströmungen, Gefällen, Wellengang und Tidenhub. Trotz der technischen Alternativen stammte der Strom aus Wasserkraft in Deutschland im Jahr 2004 zu 80 % aus Laufwasserkraftwerken und die restlichen Anteile setzten sich aus Speicherkraftwerken und Pumpspeicherkraftwerken zusammen.<sup>633</sup> In Deutschland gibt es ca. 7.654 dieser Anlagen, wovon nur 354 eine Größe über 1 MW besitzen und sich auch nur ca. 12 % im Besitz der EVUs befinden.<sup>634</sup> Sie liefern aber rund 90 % des Stroms aus Wasserkraft.<sup>635</sup> Im Jahr 2007 belief sich die Strommenge aus Wasserkraft auf 28 TWh und die installierte Gesamtleistung auf rund 10 GW.<sup>636</sup> Davon wird jedoch die Stromerzeugung aus den 33 Pumpspeicherkraftwerken mit einer Leistung von 7 MW<sup>637</sup> nur teilweise (nur natürlicher Zufluss) zu den regenerativen Energien gezählt. Die regenerative Erzeugung aus Wasserkraft beläuft sich demnach auf 21 TWh Strom.<sup>638</sup>

---

<sup>629</sup> Als Beispiel kann dazu die Geothermie angeführt werden, bei der sich in näherer Zukunft aufgrund der geringen Anzahl an geothermischen Bohrungen kaum spezielle technische Entwicklungen erwarten lassen, weshalb sich die Geothermie an den technischen Standards der ausgereiften Erdöl- und Erdgasindustrie orientiert. Vgl. BMU (2004), S. 46.

<sup>630</sup> Vgl. Borgmann (2004), S. 8-13.

<sup>631</sup> Schwankungen im Stromertrag sind daher hauptsächlich durch unterschiedliche Witterungsbedingungen bedingt.

<sup>632</sup> Vgl. Angaben des BMU.

<sup>633</sup> Vgl. BMU (2004), S. 25.

<sup>634</sup> Etwa 5.500 Anlagen mit einer Leistung unter 1 MW befinden sich überwiegend in der Hand kleiner Unternehmer und Privatpersonen. Vgl. BMU (2004), S. 25.

<sup>635</sup> Vgl. Angaben des BMU.

<sup>636</sup> Vgl. BMWi (2009b), Tabelle 22.

<sup>637</sup> Vgl. Konstantin (2009), S. 325.

<sup>638</sup> Vgl. BMWi (2009b), Tabelle 22 und BMU (2008a), S. 9.

In den vergangenen Jahren wurden in Deutschland die Kapazitäten zur Nutzung der Wasserkraft geringfügig durch Modernisierung, Erweiterung und Reaktivierung<sup>639</sup> vorhandener Anlagen erhöht, der Neubau jedoch aufgrund des bedenklichen Landschaftsverbaus, der Zerstörung von Lebensräumen und aus Rücksicht auf das ökologische Gleichgewicht restriktiv behandelt.<sup>640</sup> Außerdem erfordert der Neubau eines Wasserkraftwerks besondere topografische Gegebenheiten (Gebirge, Flüsse, Wellengang, Tidenhub). Deshalb besteht wie auch bei vielen anderen regenerativen Energieträgern eine Abhängigkeit von seltenen regionalen Konstellationen, die im Fall der Wasserkraft in Deutschland bereits zu 80 % ausgeschöpft sind.<sup>641</sup> Norwegen und Österreich dagegen bieten ideale Voraussetzungen, was sich auch in dem hohen Beitrag der Wasserkraft von 99 % (120 TWh, 28 GW)<sup>642</sup> bzw. 70 %<sup>643</sup> (37 TWh)<sup>644</sup> an der Gesamtstromerzeugung im Jahr 2008 widerspiegelt.

Die größten Potenziale zur Nutzung der Wasserkraft liegen in Deutschland aufgrund der Alpen in den südlichen Bundesländern. Weniger verbreitet sind bislang Wellen- und Gezeitenkraftwerke,<sup>645</sup> weil sie erhebliche Investitionen erfordern und dabei noch keine ausreichende Leistungsfähigkeit erreicht haben. Nach Untersuchungen des internationalen Weltenergie Rates (World Energy Council mit Sitz in London) könnten sie jedoch einen Beitrag von 15 % zum weltweiten Strombedarf liefern. Für geeignete europäische Standorte werden die Küsten Großbritanniens, Spaniens, Portugals, Irlands und Norwegens gehalten. Für Schottland wird sogar ein Potenzial von bis zu 40 % im Jahr 2020 gesehen.

### *Windenergie*

Im Gegensatz zur deutschen Stromerzeugung aus Wasserkraft zeichnet sich bei der Windenergie auf Grund meteorologischer Gegebenheiten (Windstärke) ein deutliches Nord-Süd-Gefälle an installierter Leistung in Deutschland ab. Ende 2007 waren nach einem Bruttozubau von 833 neuen Windenergieanlagen mit einer Leistung von 1.667 MW insgesamt 22 GW installiert. Mit einer Stromerzeugung von 40 TWh trägt die Windenergie 6 % und damit den größten Beitrag unter den Erneuerbaren Energien zur deutschen Stromversorgung bei. Deutschland nimmt damit weltweit die Spitzenposition bei der Windenergienutzung ein. Die

<sup>639</sup> Aufgrund des Erneuerbaren- Energien-Gesetz (EEG) sind in den letzten Jahren Kleinwasserkraftanlagen unter 1 MW, bei denen es sich um Speicher- oder Laufwasserkraftwerke mit häufig kleinen Fallhöhen und geringen Wassermengen handelt, wieder wirtschaftlich tragfähig geworden. Vgl. BMU (2004), S. 25.

<sup>640</sup> Vgl. Konstantin (2009), S. 326 und Angaben des BMU.

<sup>641</sup> Vgl. Rouvel / Schaefer (1993), S. 183.

<sup>642</sup> Weltweit nimmt Norwegen hinter China, Canada, Brasilien, USA und Russland Platz sechs in der produzierten Strommenge aus Wasserkraft ein. Vgl. IEA (2008), S. 19.

<sup>643</sup> Vgl. BMwfi (2009), S. 33.

<sup>644</sup> Vgl. IEA (2009), S. 7.

<sup>645</sup> Unter den großen Wasserkraftanlagen über 1 MW sind ca. 20 % Speicherkraftwerke und etwa 80 % Laufwasserkraftwerke in Deutschland. Vgl. Angaben des BMU.

neu installierte Leistung ging 2007 jedoch gegenüber 2006 um 34 % zurück, weshalb Deutschland hier auf Platz 5 hinter den USA, Spanien, China und Indien zurückfällt.<sup>646</sup>

Dennoch werden in einer technisch fortgeschrittenen Windenergienutzung, nachdem bei der Wasserkraft der Großteil der Potenziale bereits erschlossen ist, die größten Erweiterungsmöglichkeiten der Erneuerbaren Energien gesehen. Um den Ausbau der Windenergienutzung in Deutschland auf hohem Niveau aufrecht zu erhalten, ist neben Ersatzinvestitionen in moderne und leistungsstärkere Anlagen (Repowering) und dem weiteren Ausbau an geeigneten Landstandorten auch der Bau von Offshore-Windparks voranzutreiben.<sup>647</sup> Mit einer schrittweisen Erschließung ausgewiesener Eignungsgebiete auf See besteht laut Strategiepapier der Bundesregierung die Chance, dass bis zum Jahr 2010 2 bis 3 GW und bis 2025 bzw. 2030 etwa 20 bis 25 GW Leistung mit einem jährlichen Stromertrag von 70 bis 85 TWh entstehen könnten.<sup>648</sup> Die Ausbaupotenziale von Onshore-Anlagen werden wegen begrenzter Landstandorte und geringeren Windstärken mit einem maximalen Anteil von 10 % bezogen auf den heutigen Stromverbrauch deutlich unter dem der Offshore-Nutzung liegen.<sup>649</sup>

### *Solaranlagen*

Bei Solaranlagen lassen sich zwei Technologien unterscheiden: die Photovoltaik, die sich nur zur Stromproduktion einsetzen lässt, und die Solarthermie, die sich sowohl für die Strom- als auch für die Wärmeerzeugung eignet. So verzeichneten Photovoltaik-Anlagen in Deutschland im Jahr 2007 (installierte Leistung 3,8 GW) einen Zuwachs von 40 % im Vergleich zum Vorjahr und stellten mit 3,1 TWh einen Anteil von 0,5 % am deutschen Bruttostromverbrauch.<sup>650</sup> Während die Solarthermie in Deutschland noch vorwiegend zur Wärmeerzeugung (3,7 TWh) eingesetzt wird.<sup>651</sup> An Standorten mit einer direkten jährlichen Sonneneinstrahlung von mindestens 1,8 MWh/(m<sup>2</sup>a) (zwischen dem nördlichen und südlichen 40. Breitengrad) können solarthermische Kraftwerke hingegen schon heute wirtschaftlich betrieben werden, was in Nordafrika (z.B. Sahara), Südeuropa (z.B. Granada, Spanien) und den Südstaaten der USA (z.B. Mojave-Wüste, Kalifornien) bereits zu Installationen im Megawatt-Bereich führte.<sup>652</sup> Obwohl Deutschland aufgrund mäßiger Sonneneinstrahlung<sup>653</sup> keineswegs ein idealer Stand-

<sup>646</sup> Vgl. zu diesem Abschnitt BMU (2008a), S. 6.

<sup>647</sup> Vgl. Angaben des BMU.

<sup>648</sup> Vgl. BMU (2004), S. 30.

<sup>649</sup> Vgl. BMU (2004), S. 30.

<sup>650</sup> Vgl. BMU (2008a), S. 7.

<sup>651</sup> Vgl. BMU (2008a), S. 9.

<sup>652</sup> Vgl. Konstantin (2009), S. 303-308. Solarthermische Kraftwerke lieferten in den USA im Jahre 2005 596 GWh Strom. Vgl. Ziller (2007), S. 3.

<sup>653</sup> Der Jahresmittelwert der globalen Sonneneinstrahlung beträgt im Süden Deutschlands ca. 1.000 kWh/(m<sup>2</sup>a) im Vergleich zur Sahara mit 2.500 kWh/(m<sup>2</sup>a). Vgl. Konstantin (2009), S. 303.

ort für die Nutzung der Sonnenenergie ist, und die Erzeugung aus Sonnenenergie nach wie vor die teuerste Form<sup>654</sup> der Stromgewinnung ist, verzeichnete der Bundesverband Solarwirtschaft Zuwachsraten von 220.000 neu errichteten Anlagen bei einer Gesamtanzahl von 1,3 Mio. installierten Solaranlagen im Jahr 2006.

Die führende Stellung auf dem europäischen Solarthermiemarkt und den weltweit zweiten Platz hinter Japan bei der photovoltaischen Stromgewinnung verdankt Deutschland der staatlichen Förderung durch das Marktanzreizprogramm, das EEG und dem hohen Umweltbewusstsein der privaten Verbraucher. Der letzte Aspekt zeigt sich auch darin, dass in Deutschland bisher der überwiegende Teil der solarthermischen und photovoltaischen Anlagen nicht zur industriellen Stromproduktion, sondern zur bedarfsspezifischen Anwendung (meist Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung) in Privathaushalten oder zur netzunabhängigen Stromerzeugung eingesetzt wird. Von wachsenden Märkten,<sup>655</sup> höheren Produktionsmengen und einer stärkeren Marktdurchdringung verspricht man sich jedoch Lernkurven sowie technische Innovationen und damit niedrigere Investitions- und Stromgestehungskosten,<sup>656</sup> die zu einem zunehmenden Einsatz von Solaranlagen in der industriellen Stromerzeugung führen werden. Allerdings stellen auch bei Solaranlagen geeignete Landstandorte den Engpassfaktor dar, da sie im Allgemeinen große Flächen mit einem hohen Maß an ganzjähriger Sonneneinstrahlung benötigen. Ende des Jahres 2007 waren bereits 9,6 Mio. Quadratmeter Kollektorfläche (1 Mio. Quadratmeter mehr als im Vorjahr) in Deutschland installiert.<sup>657</sup> Der Engpassfaktor an Landstandorten erklärt auch, warum im dicht besiedelten Deutschland Solaranlagen auf Gebäuden und Lärmschutzwänden nach § 33 EEG stärker als freistehende nach § 22 EEG gefördert werden. Das Potential für Strom aus Photovoltaik wird dennoch auf 105 bis 216 TWh/a geschätzt.<sup>658</sup>

### *Geothermie*

Mit hydrothermalen Verfahren, die heißes Wasser aus porösen Gesteinsformationen in max. 4.500 m Tiefe hochpumpen oder mit petrothermalen Systemen (bis ca. 5.000 m Tiefe), die trockenem heißen Gestein durch Wassereinpumpen in künstlich geschaffene Gesteinsrisse (Hot-Dry-Rock-Technik – HDR oder auch Enhanced Geothermal Systems - EGS) Wärme

<sup>654</sup> Solaranlagen benötigen eine Vergütung von bis zu 43,01 ct/kWh nach § 33 EEG.

<sup>655</sup> Die Umsätze der deutschen Solartechnik stiegen innerhalb von sechs Jahren von 450 Mio. auf rund 4,9 Mrd. Euro. Vgl. Angaben des BMWi.

<sup>656</sup> Vgl. BMU (2008a), S. 7 und EWI / Prognos (2005), S. 5.

<sup>657</sup> Das entspricht in etwa einer Fläche von rund 1.345 Fußballfeldern. Vgl. BMU (2008a), S. 7 und BMWi (2009b), Tabelle 20.

<sup>658</sup> Vgl. Pahle (2008), S. 8 und BMU (2007b), S. 85.



entziehen, wird Erdwärme als Energiequelle gewonnen.<sup>659</sup> Ab einer Wassertemperatur von 100°C und einer Fließrate von 50 m<sup>3</sup>/h gelten Strom- und industrielle Wärmeerzeugung als sinnvoll.<sup>660</sup> Dabei erweist sich die Geothermie an Stellen der Erde mit einem hohen geothermischen Temperaturgradienten - also einem dünnen Erdmantel - als besonders günstig, da hohe Temperaturen in geringen Bohrtiefen eine weniger aufwendige Bohrung (niedrigere Investitionskosten) erlauben und bei gleichzeitig hoher hydraulischer Durchlässigkeit des Gesteins geringere Pumpleistungen (niedrigere Betriebskosten) erfordern. Weltweit waren im Jahr 2005 geothermische Anlagen mit einer Leistung von rund 36 GW (davon etwa 8 GW zur Stromerzeugung) im Einsatz.<sup>661</sup> Neben Island und Neuseeland gibt es außerdem in China, Schweden, USA, Türkei, Ungarn, Italien und Philippinen Potenziale für die Nutzung von Erdwärme.

In Deutschland steigt in der Regel ab einer Tiefe von 100 m (mit etwa 10°C) die Erdwärme im Mittel um 3°C je weitere 100 m an.<sup>662</sup> Trotzdem konnten bspw. in Landau (120°C auf 2.000-2.500 m Tiefe), Neubrandenburg, Waren/Müritz, Neustadt-Glewe, Erding und Straubing günstige Standorte gefunden und Anlagen errichtet werden. Dennoch belief sich der Beitrag zur Wärmeversorgung 2007 nur auf 160 GWh (zuzüglich 2.139 GWh aus oberflächennaher Geothermie).<sup>663</sup> In der Stromerzeugung spielt sie mit 400 MWh und 3,2 MW installierter Leistung bislang sogar noch eine geringere Rolle.<sup>664</sup> Potenziale für die Erschließung von Erdwärmeverkommen zur Strom- und Wärmeerzeugung werden jedoch im Norddeutschen Tiefland sowie im Oberrheingraben gesehen und auch im süddeutschen Raum sollen in den kommenden Jahren nach Landau im Jahre 2007 und Unterhaching 2008 weitere Anlagen den Betrieb aufnehmen.<sup>665</sup> Der Bundesverbands Erneuerbare Energie und der Bundesverband Geothermie (GtV) prognostizieren für das Jahr 2020 eine installierte Leistung für die Stromerzeugung von 625 MW. Das Interesse an der Geothermie für die Energiegewinnung resultiert aus ihrer ständigen Verfügbarkeit im Gegensatz zu anderen tageszeit-, jahreszeit-, wetter- oder klimaabhängigen regenerativen Energien.<sup>666</sup>

---

<sup>659</sup> Vgl. Rouvel / Schaefer (1993), S. 272.

<sup>660</sup> Vgl. BMU (2004), S. 46. Die oberflächennahe Geothermie bis 400 m Tiefe wird deshalb hier nicht weiter erläutert.

<sup>661</sup> Vgl. Angaben des BMWi.

<sup>662</sup> Vgl. Angaben des BMWi.

<sup>663</sup> Vgl. BMU (2008b), S. 7 und IEA (2006).

<sup>664</sup> Vgl. BMU (2008a), S. 9 und BMU (2008b), S. 17.

<sup>665</sup> Vgl. BMU (2008a), S. 6. Für weitere Potenzialabschätzungen vgl. auch Paschen / Oertel / Grünwald (2003).

<sup>666</sup> Das Risiko von Geothermie-Bohrungen ist hingegen nicht zu unterschätzen. So können Bohrungen in tektonisch aktiven Gebieten Risse und Erdbeben (s. Staufen und Basel) auslösen. Das Landesamt für Geologie, Rohstoffe und Bergbau klassifiziert deshalb Gebiete nach Risikozonen und Bohrungen sind genehmigungspflichtig.

### *Biomasse*

Auch die Biomasse, die in fester, flüssiger und gasförmiger Form zur Herstellung von Strom, Wärme und Biokraftstoffen genutzt wird, weist die Eigenschaft eines regelbaren Einsatzes auf. In Deutschland steuerten biogene Brennstoffe im Jahr 2007 3,7 % zur Stromversorgung (23 TWh aus 3,2 GW installierter Leistung), 5,5 % zum Wärmebedarf (12,3 TWh) und 7,3 % zum Kraftstoffverbrauch bei.<sup>667</sup> Der Anteil der Biomasse entspricht 70 % des gesamten Endenergieverbrauchs aus erneuerbaren Energiequellen<sup>668</sup> und 94 % der Wärmeproduktion aus regenerativen Energien.<sup>669</sup>

Dabei ist Holz, von dem etwa ein Viertel der in Deutschland (11 Mio. ha Waldfläche) produzierten Menge der Energieerzeugung zur Verfügung steht, der mit Abstand wichtigste Bioenergieträger. In Asien werden durchschnittlich etwa 7 %, in Lateinamerika 10 % und in Afrika sogar geschätzte 40 % des Primärenergieverbrauchs durch Brennholz mit zum Teil fatalen Folgen für die Waldbestände und Böden gedeckt.<sup>670</sup> Auch die energetische Verwendung von landwirtschaftlichen Erzeugnissen wie z.B. Raps, Mais und Substraten, erzeugt kontroverse Diskussionen, da Nutzflächen für die Lebensmittelproduktion verloren gehen und die Lebensmittelpreise am Weltmarkt steigen. In Deutschland wurden 2007 bereits 10 % der landwirtschaftlichen Flächen (17 Mio. ha davon ca. 12 Mio. ha Ackerfläche und ca. 5 Mio. ha Grünlandfläche) d.h. 1,75 Mio. ha für den Anbau von Energiepflanzen genutzt. Eine weitere Ausdehnung ist nur in begrenztem Rahmen auf ungefähr 2,5 bis 5 Mio. ha ab 2020 möglich.<sup>671</sup>

Größere Potenziale im Ausbau der Biomasse als Energieträger werden in einer stärkeren energetischen Nutzung von Reststoffen und Abfällen biogenen Ursprungs gesehen. Bisher werden 10 TWh<sup>672</sup> für die Wärmeerzeugung genutzt. Aus Siedlungsmüll<sup>673</sup>, Klärgas/Deponiegas, pflanzlichen oder tierischen Gärsubstraten, Getreidestroh und weiteren weniger bedeutenden Rest- und Abfallprodukten ergibt sich allerdings ein Energiepotenzial von ca. 153 TWh<sup>674</sup>. Der Erschließung dieses Potenzials wird in Zukunft höhere Bedeutung bei-

<sup>667</sup> Vgl. IEA (2006) und BMU (2008a), S. 6.

<sup>668</sup> Vgl. BMU (2008b), S. 12.

<sup>669</sup> Vgl. BMU (2008a), S. 6.

<sup>670</sup> Vgl. Angaben aus der Exportinitiative des BMWi.

<sup>671</sup> Vgl. Angaben des BMU.

<sup>672</sup> Vgl. IEA (2006).

<sup>673</sup> Zu Siedlungsmüll zählen Abfälle wie Hausmüll, Sperrmüll, hausmüllähnliche Gewerbeabfälle, Büroabfälle, Garten- und Parkabfälle, Marktabfälle, Straßenkehricht, Bauabfälle, Klärschlamm, Fäkalien, Fäkalschlamm, Rückstände aus Abwasseranlagen und Wasserreinigungsschlämme. Vgl. Luftreinhalte-Verordnung (LRV) Anhang 5, Ziffer 41 Absatz 2 und Ziffer 3, Absatz 2 Bst. b LRV" (vgl. SR 814.318.142.1, Stand am 1.7.93, Anhang 2, Ziffer 711, Abs. 2).“ Definition Siedlungsmüll, S. 5.

<sup>674</sup> Vgl. Angaben des BMU.

gemessen, insbesondere vor dem Hintergrund der Verminderung von Nutzungskonflikten zwischen der energetischen und der stofflichen Verwendung von Biomasse.<sup>675</sup>

Abbildung 21 kann die Bedeutung (gemessen an den Anteilen) der Energieträger an der Stromerzeugung und der installierten Leistung nochmals zusammenfassend entnommen werden.

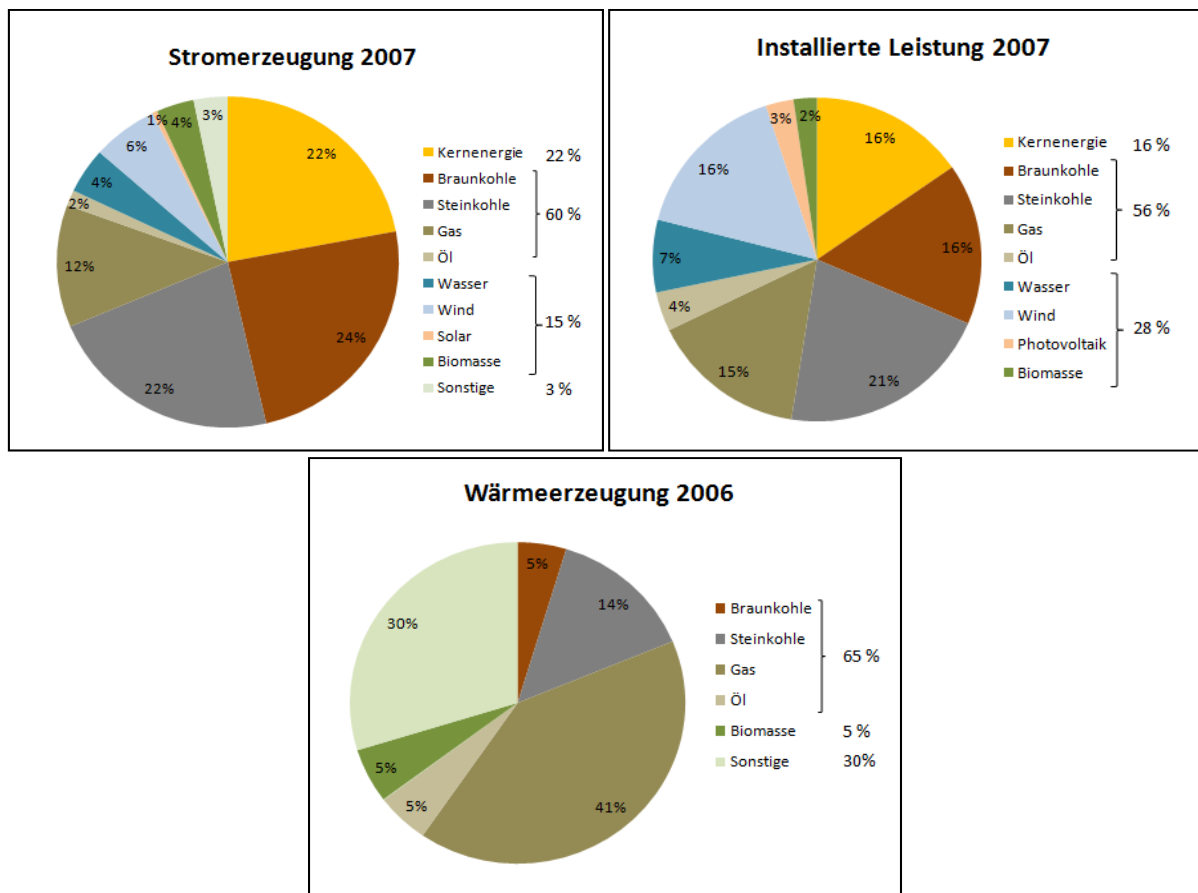


Abbildung 21: Struktur der deutschen Strom- und Wärmeerzeugung nach Primärenergien<sup>676</sup>

### 3.3.3. Midstream: Transport und Netzstabilität

#### 3.3.3.1. Transport: Übertragung und Verteilung

##### *Netztypen nach Funktion*

Der Transport von Strom ist leitungsgebunden und funktioniert nicht über eine individuelle und isolierte Verbindung zwischen Produzent und Verbraucher, sondern ist über einen Zu-

<sup>675</sup> Vgl. Angaben des BMU.

<sup>676</sup> Eigene Darstellung nach Daten aus BMU (2008b), S. 14 und 17, BMWi (2009b), Tabelle 20, 22 und 25 und Ziller (2007), S. 2 f.

sammenschluss zu einem Netz organisiert.<sup>677</sup> Mit der Größe des Stromnetzes, also der Anzahl der angeschlossenen Teilnehmer, wächst die Ausgleichseigenschaft. Ein Netz hat demnach die Vorteile der Stabilität durch Ausgleich von Schwankungen im Lastprofil und außerdem der Saldierung von Stromflüssen. Da Strom keine Produktdifferenzierung aufweist, kann zunächst eine Versorgung innerhalb der Regionen unabhängig vom Anlagenstandort des Vertragspartners stattfinden. Erst bei Ungleichgewichten zwischen lokaler Erzeugung und Verbrauch bedarf es eines Ausgleichs des Liefersaldos und damit überregionaler Leitungsstränge für den physischen Stromtransport.<sup>678</sup> Die *regionalen Verteilungsnetze* sind deshalb zu einem übergreifenden, *deutschen Verbundnetz mit vier Regelzonen*<sup>679</sup> (Übertragungsnetze) vereint, das wiederum Teil des *europäischen Verbundnetzes* (Union for the Coordination of the Transmission of Electricity – UCTE) ist. Eine grafische Darstellung des europäischen und des deutschen Verbundnetzes kann Abbildung 22 entnommen werden.

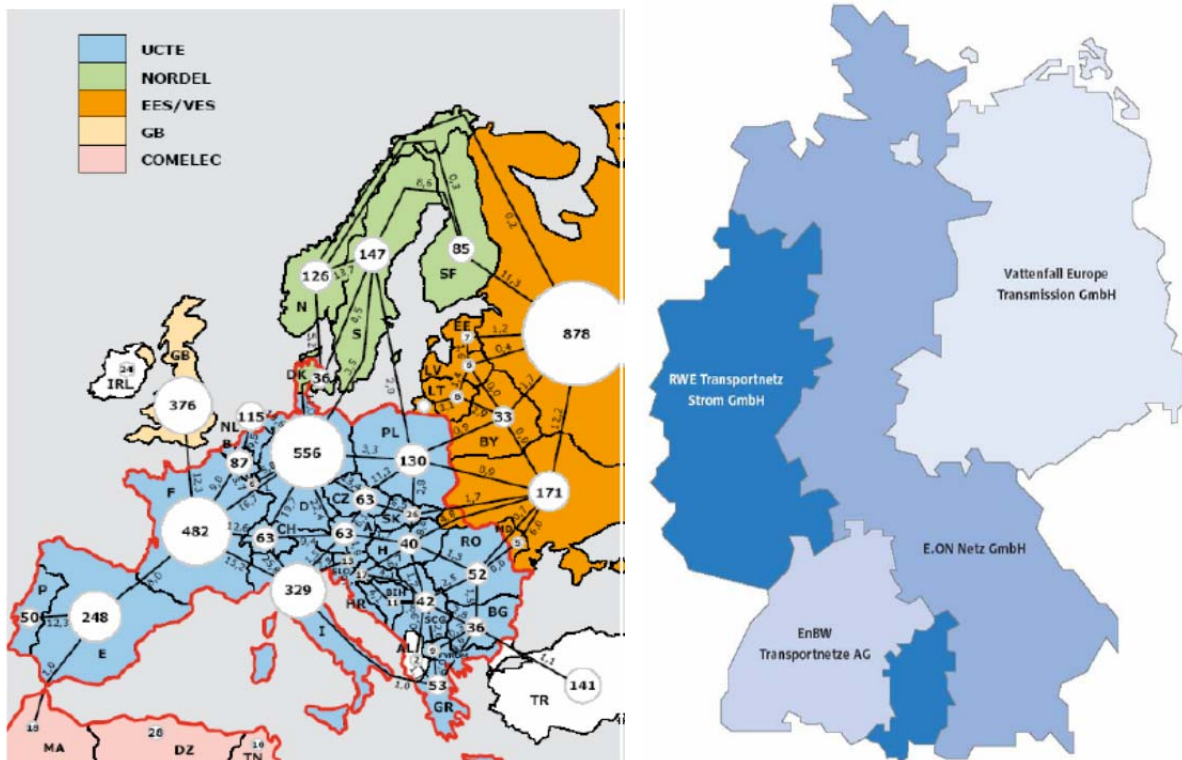


Abbildung 22: Europäisches Verbundnetz und Regelzonen deutscher Übertragungsnetze<sup>680</sup>

Ungleichgewichte von Erzeugung und Verbrauch innerhalb einer Region resultieren häufig aus geographischen und infrastrukturellen Standortbedingungen (vgl. dazu auch Kapitel

<sup>677</sup> Vgl. hierzu und im Folgenden Borgmann (2004), S. 25 ff.

<sup>678</sup> Vgl. Borgmann (2004), S. 25.

<sup>679</sup> „Eine Regelzone ist ein Versorgungsgebiet, für dessen Primär-, Sekundär- und Minutenreserve ein Übertragungsnetzbetreiber verantwortlich ist.“ Konstantin (2009), S. 402.

<sup>680</sup> Binder (2007), S. 20 und Mayer (2008), S. 3.

3.3.2.3.). Da der Transport von Primärenergie aufwändiger als der von Elektrizität oder sogar ausgeschlossen sein kann, liegen Kraftwerke einerseits möglichst in der Nähe zum Vorkommen ihrer verwendeten Primärenergie, was bei Braunkohlekraftwerken mit ihrer Nähe zu Abbaugebieten und bei Erneuerbaren Energien wegen ihrer in vielen Fällen unmöglichen Transportierfähigkeit besonders deutlich zu beobachten ist. Andererseits orientiert sich die Standortwahl an einer günstigen Infrastruktur (z.B. Häfen, Flüsse, Schienennetz und Pipelines). So fällt auf, dass thermische Kraftwerke und Kernkraftwerke häufig an Flüssen gebaut werden, um die Wasserstraße als Transportweg für die Primärenergie und gleichzeitig das Wasser als Kühlmittel zu verwenden.

Darüber hinaus wird bspw. für Deutschland eine Zunahme des Ungleichgewichts von lokalem Verbrauch und Produktion durch die umweltpolitische Regulierung prognostiziert.<sup>681</sup> So werden EEG, Emissionshandel und Atomausstieg zu einem anhaltenden Ausbau von Windenergie im Norden bei gleichzeitigem Rückgang von Strom aus Kernenergie im Süden Deutschlands führen. Gleiches gilt bei einem zunehmenden Ausbau der Erneuerbaren Energien für das Europäische Verbundnetz. Tabelle 15 zeigt den Stromaustausch zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern sowie deren Zusammensetzung ihres Kraftwerksparks.

Nachbarland	Gesamte Stromproduktion in TWh	Kraftwerkspportfolio				Austauschsaldo mit BRD in TWh
		Kernenergie	Fossile Energien	Wasserkraft	Geoth./Wind/Solar/Sonstige	
Frankreich	517,877	75%	11%	12%	2%	+ 9,176
Belgien / Luxemburg	87,250 / 3,829	51% / 0%	45% / 76%	2% / 21%	2% / 2%	- 4,090
Niederlande	107,738	4%	92%	4%	4%	- 5,364
Dänemark / Schweden	34,582 / 130,710	0% / 37%	81% / 12%	0% / 49%	19% / 2%	+ 2,744
Schweiz	66,487	39%	5%	56%	0%	- 10,108
Österreich	64,392	0%	36%	60%	4%	- 6,653
Polen	138,451	0%	97%	0%	1%	- 5,482
Tschechien	76,034	34%	62%	4%	0%	+ 7,721
<b>Gesamt</b>	<b>1.227,350</b>	<b>44%</b>	<b>37%</b>	<b>17%</b>	<b>2%</b>	<b>- 12,056</b>

Tabelle 15: Stromproduktion und Stromaustausch mit den Nachbarländern im Jahr 2009<sup>682</sup>

Solarenergie im Mittelmeerraum und Windenergie in Küstenregionen Nordeuropas werden zum Teil weit von Verbrauchszentren entfernt liegen. In Folge dessen wird ein Ausbau der Übertragungsnetze und Grenzkuppelstellen für die Überbrückung zunehmender Transportdis-

<sup>681</sup> Vgl. BMU (2004), S. 28.

<sup>682</sup> Eigene Darstellung mit Daten des Statistischen Bundesamts und IEA (2010).

tanzen erforderlich werden.<sup>683</sup> Die Bundesregierung und Prognos / EWI / GWS (2010) gehen, wie in Abbildung 23 dargestellt, von einer Verdreifachung der grenzüberschreitenden Kuppelkapazitäten und einer 2,5-fachen Erweiterung der Interkonnectoren an deutschen Grenzen sowie einer entsprechenden Erweiterung der nationalen Übertragungsnetze und des europäischen Verbundnetzes bis zum Jahr 2050 aus.<sup>684</sup>

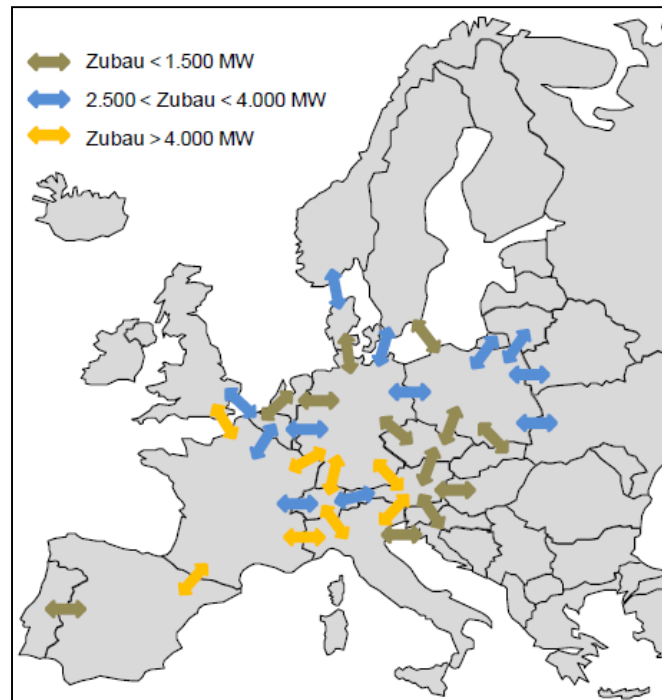


Abbildung 23: Prognose über den Ausbau der Kuppelleitungskapazitäten bis 2050<sup>685</sup>

#### *Netztypen nach Spannungsebene*

Aus der Distanz einer zentralisierten Stromerzeugung zum Ort des Verbrauchs resultiert die Notwendigkeit einer verlustarmen Überbrückung weiter Entfernungen, weshalb in Verbund- und Verteilungsnetzen auf unterschiedlichen Spannungsebenen gearbeitet wird.<sup>686</sup> So brauchen Geräte von Endverbrauchern aus technischen und Sicherheitsgründen Niederspannung (230 V), die aber beim Transport sehr große und damit verlustreiche sowie im Freileitungsbau kaum handhabbare Leitungsquerschnitte erfordern würde. Da die Verluste proportional zur Leitungslänge sind, wird die Spannung mit Ausmaß des Transportwegs erhöht und gliedert

<sup>683</sup> Hinzu kommt die Anschlusspflicht nach § 5 (1) EEG der in der Nordsee entstehenden Offshore Windparks an das Verbundnetz, was aufgrund von großen Seekabellängen in zunehmenden Wassertiefen bei rauen Umweltbedingungen in Zukunft hohe Investitionskosten erwarten lässt.

<sup>684</sup> Vgl. Prognos / EWI / GWS (2010), S. 39 ff.

<sup>685</sup> Prognos / EWI / GWS (2010), S. 40.

<sup>686</sup> Vgl. Borgmann (2004), S. 34.

sich in vier Ebenen: *Höchst-* (220 – 380 kV), *Hoch-* (60 – 220 kV, in der Regel 110 kV), *Mittel-* (6 – 60 kV, in Stadtgebieten meist 10 – 20 kV) und *Niederspannung* (230 – 400 V).<sup>687</sup>

Höchst- und Hochspannungsnetze übernehmen mittels Freileitungen die Übertragungsfunktion, während das Mittelspannungsnetz mit ebenfalls vorwiegend oberirdischen Leitungen die Stromverteilung innerhalb der Regionen und das Niederspannungsnetz die Verteilung mit Erdkabeln in den Straßenzügen zur Aufgabe haben.<sup>688</sup> Die Transformation zwischen den Spannungsebenen stellt dabei mit Transformatoren in Umspannungswerken und Ortsnetzstationen kein Problem dar.<sup>689</sup> In Abhängigkeit von der Leistung eines Kraftwerkes bestimmt sich (zum Teil zusätzliches Hochtransformieren der Spannung mit einem Maschinentransformator erforderlich) die Spannungsebene der Netzeinspeisung. Großkraftwerke wie Atom-, Kohle- und Wasserkraftwerke sind deshalb an Höchst- und Hochspannungsnetze angeschlossen, während Windparks und Gaskraftwerke unter anderem in Mittelspannungsnetze und Photovoltaikanlagen sowie BHKWs in Niederspannungsnetze einspeisen. Im letzten Fall spricht man von einer dezentralen Stromerzeugung. Der Strom wird direkt vom Betreiber einer Anlage verbraucht und nur die nicht benötigte Mehrleistung in den lokalen Strang des Niederspannungsnetzes eingespeist. Da der Strom den Niederspannungsbereich nicht verlässt, sind Kleinanlagen, solange keine regionalen Überschüsse entstehen, unabhängig von Höchst- und Hochspannungsnetzen. Bei anhaltendem Ausbau dezentraler Stromerzeugungsanlagen bedingt durch EEG und KWKG wird die Gewährleistung der Netzstabilität Netzbetreiber aufgrund der ungesteuerten Einspeisung vor zunehmende Herausforderungen stellen. Angedacht ist dafür ein Aufbau sogenannter „virtueller Kraftwerke“,<sup>690</sup> die über eine Poolbildung die Koordination dezentraler Einspeisung ermöglichen sollen.

### 3.3.3.2. Systemdienstleistungen: Gewährleistung der Netzstabilität

Über die Übertragung und Verteilung von Strom hinaus sind Netzbetreiber nach §§ 11 bis 14 EnWG i.V.m. der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV)<sup>691</sup> für die Qualität der Stromversorgung verantwortlich und zu Systemdienstleistungen für eine stabile Netzfrequenz bei 50 Hertz, zur Spannungshaltung, zur effizienten Betriebsführung und den Versorgungswiederaufbau nach Störungen verpflichtet. Alle Systemdienstleistungen mit Ausnahme der Fre-

<sup>687</sup> Ein Teil der elektrischen Arbeit wird aufgrund des Ohmschen Widerstands der Leitung in Wärme umgewandelt und geht an die Umgebung verloren. Vgl. Konstantin (2009), S. 393.

<sup>688</sup> Vgl. Borgmann (2004), S. 27 f.

<sup>689</sup> Vgl. hierzu und im Folgenden Konstantin (2009), S. 393 ff.

<sup>690</sup> Vgl. Energie-Enquete-Kommission (2002), S. 78.

<sup>691</sup> Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung - StromNZV) vom 25.07.2005 BGBl. I S. 2243; zuletzt geändert durch Artikel 2 Abs. 1 am 17.10.2008 BGBl. I S. 2006; Geltung ab 29.07.2005.

quenzhaltung, die nur in den Verantwortungsbereich der Regelzone fällt, sind sowohl Aufgabe der Übertragungs- als auch der Verteilungsnetzbetreiber.

### *Frequenz-Leistungs-Regelung*

Für die Frequenz-Leistungs-Regelung kooperieren alle Übertragungsnetzbetreiber innerhalb der UCTE in einem einheitlichen Regelmechanismus, um der Verpflichtung der Wiederherstellung der Sollwerte für Frequenz und Leistung innerhalb von 15 Minuten nach einer Störung nachzukommen.<sup>692</sup> Störungen werden durch Ausfall oder Zuschalten von Last oder Erzeugungseinheiten oder sonstige Abweichungen<sup>693</sup> der tatsächlichen Last von der Bedarfsprognose verursacht. Da Strom in den Netzen nicht gespeichert werden kann, entstehen Fehlmengen, die zu einer instabilen Netzfrequenz führen. Um eine dauerhafte Frequenzveränderung im Verbundnetz nach Störungen zu vermeiden, müssen Übertragungsnetzbetreiber zu jeder Zeit Primärregel-, Sekundärregel- und Minutenreserve vorhalten, die sie über ein gemeinsames regelzonenübergreifendes anonymisiertes Auktionsverfahren<sup>694</sup> im Internet halbjährlich für die Primär- und Sekundärregelung oder täglich für die Minutenreserve unter den Anlagenbetreibern, aber auch Kunden (Lastabwurf) ausschreiben.

Bei der *Primärregelung*, auch rotierende Reserve genannt, handelt es sich um Großkraftwerke im gesamten UCTE-Bereich<sup>695</sup>, die 3 % bis 5 % ihrer Leistung freihalten und bei Ungleichgewicht in 15 bis 30 Sekunden vollautomatisch und unmittelbar ihre Leistung anpassen und diese Leistung für mindestens eine Viertelstunde halten können.<sup>696</sup> Damit die Primärreserve schnell wieder zur Verfügung steht, wird sie nach 30 Sekunden von der Sekundärregelung abgelöst. Die *Sekundärreserve* wird von nicht in Volllast arbeitenden Kraftwerken der Regelzone für maximal eine Stunde bereitgestellt, sollte aber nach 15 Minuten von der *Minutenreserve* durch manuelles Zuschalten von Speicher-, Pumpspeicher-, Gasturbinenkraftwerken oder in Warmreserve befindlichen, schnellstartenden thermischen Kraftwerken abgelöst wer-

<sup>692</sup> Vgl. hierzu und im Folgenden Konstantin (2009), S. 409 ff.

<sup>693</sup> Bilanzkreisverantwortliche erstellen Fahrpläne basierend auf Bedarfsprognosen, die in der Regel Abweichungen von der tatsächlichen Netzlast aufweisen. Außerdem treten Laständerungen nicht im ¼-Stundentakt der Fahrpläne, sondern kontinuierlich auf.

<sup>694</sup> Vgl. § 6 (1) StromNZV.

<sup>695</sup> Das gesamteuropäische Verbundnetz verfügt über 350 GW Kraftwerksleistung. Für die Netzstabilisierung muss Deutschland eine Leistung von 7 GW von 139,3 GW installierter Leistung bereithalten. Die Primärreserve beläuft sich dabei auf 3 GW innerhalb Europas und 723 MW in Deutschland. Vgl. Konstantin (2009), S. 403 und S. 411.

<sup>696</sup> Gemäß Erläuterung des Bunds der Energieverbraucher gibt das Kraftwerk aufgrund der Trägheit der großen Schwungmassen bei sinkender Frequenz unmittelbar mehr Leistung ins Netz. Die Frequenz pendelt sich so innerhalb eines Schwankungsbereichs von plus oder minus 0,2 Hertz auf die Normalfrequenz von 50 Hertz ein.



den. Neben der Regelenergie<sup>697</sup> gibt es außerdem noch die *Ausgleichsenergie*, die Bilanzkreisverantwortliche nach etwa einer Stunde bereitstellen können, indem stehende thermische Kraftwerke (Kaltreserve) hochgefahren werden.

Die Kosten der Systemdienstleistung werden den Netznutzern als Netznutzungsentgelte in Rechnung gestellt, wovon die Regelenergie im Fall der Höchstspannungsnetze bis zu 40 % betragen kann. Wegen des zunehmenden Anteils an fluktuierender Windkraft in der Stromerzeugung kündigen Übertragungsnetzbetreiber sogar einen zukünftigen Bedeutungszuwachs des Regelbands (Summe aus positiver und negativer Regelleistung)<sup>698</sup> an. Im Gegensatz zum Leistungspreis wird der Arbeitspreis für die tatsächlich in Anspruch genommene Regel- oder Ausgleichsenergie berechnet.

### *Bilanzkreiskoordination mittels Fahrplänen*

Um möglichst wenig der teuren Regelenergie zu beanspruchen, ist es sinnvoll, durch Planung und Koordination Fehlmengen zu reduzieren. Da seit dem Unbundling von Erzeugung und Netzen Netzbetreiber nicht mehr selbst die Entscheidungsmacht über Erzeugungseinheiten besitzen,<sup>699</sup> ist für die Koordinationsaufgabe innerhalb jeder Regelzone nach § 4 StromNZV mindestens ein Bilanzkreis zu bilden, der alle Einspeisungs- und Entnahmestellen seines zugeordneten Bezirks umfasst. Sein Verantwortlicher, der häufig ein EVU und Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes ist, sorgt als Schnittstelle zwischen Netznutzer und Übertragungsnetzbetreiber für eine ausgeglichene Bilanz zwischen Einspeisung und Entnahme. Dafür erstellt der Bilanzkreisverantwortliche Fahrpläne im ¼-Stundenraster, die er dem Bilanzkoordinator (Übertragungsnetzbetreiber) bis spätestens 14:30 Uhr am vorausgehenden Werktag zu melden hat.<sup>700</sup> Im Fall von Differenzen zwischen Fahrplan und tatsächlichem Stromverbrauch trägt zunächst der Bilanzkreisverantwortliche die wirtschaftlichen Folgen (z.B. Beschaffungskosten für Regelenergie).<sup>701</sup>

<sup>697</sup> Als Regelenergie wird die vom Übertragungsnetzbetreiber für den Ausgleich von Netzfrequenzabweichungen aufzuwendende Energie bezeichnet. Im Gegensatz dazu wird die Ausgleichsenergie vom Bilanzkreisverantwortlichen angeboten. Vgl. Konstantin (2009), S. 412.

<sup>698</sup> Neben der positiven (zu geringen Einspeisung) existiert bei Sekundärregel- und Minutenreserve auch eine negative Regelleistung, wenn zu viel Strom eingespeist wird.

<sup>699</sup> Im Gegensatz dazu führt eine Verflechtung von Netzbetreibern mit Kraftwerksgesellschaften, Stadtwerken und Regionalversorgern zu einer internen Steuerung und Verrechnung ohne Bilanzkreise. Grund dafür ist die Reduktion der Kosten für Regel- und Ausgleichsenergie, da es nur des Saldos aller Prognosefehler anstelle jeder einzelnen Abweichung an Regel- und Ausgleichsenergie bedarf. Vgl. Wawer (2005), S. 4.

<sup>700</sup> Nachträgliche Fahrplanänderungen sind nach § 5 StromNZV möglich.

<sup>701</sup> „Die einzelnen Betreiber von Übertragungsnetzen sind verpflichtet, innerhalb ihrer jeweiligen Regelzone auf 15-Minutenbasis die Mehr- und Mindereinspeisungen aller Bilanzkreise zu saldieren. Sie haben die Kosten der Beschaffung von positiver Sekundärregelarbeit und positiver Minutenreservearbeit als Ausgleichsenergie den Bilanzkreisverantwortlichen auf Grundlage einer viertelstündlichen Abrechnung in Rechnung zu stellen.“ § 8 (2) StromNZV.

Ein Fahrplan, definiert in § 2 (1) StromNZV, prognostiziert, wie viel elektrische Leistung in jeder Zeiteinheit an einer Einspeise- oder Entnahmestelle geliefert bzw. verbraucht oder zwischen den Bilanzkreisen ausgetauscht wird. Die Lastprognosen werden außer den Netzbetreibern auch den Vertriebsgesellschaften und Stromlieferanten zur Verfügung gestellt. Stromerzeugern dienen die Informationen<sup>702</sup> über den erwarteten Verbrauch zusätzlich zu Strompreis- und Brennstoffpreisprognosen sowie Daten zu Zustand und Verfügbarkeit ihrer Anlagen wiederum für die Erstellung ihrer eigenen Fahrpläne, um einen optimalen Kraftwerkseinsatz und Stromhandel am nächsten Tag zu gewährleisten.<sup>703</sup>

### **3.3.4. Downstream: Energiebeschaffung und Vertrieb**

#### **3.3.4.1. Aufgaben des Vertriebs**

Der seit der Auflösung von Demarkationsverträgen in den Vordergrund gerückte Vertrieb hat die Aufgabe der Leistungsverwertung zur Umsatzgenerierung und -sicherung unter Wahrung der Gewinnziele sowie der Kundenzufriedenheit und -bindung.<sup>704</sup> Damit umfasst der Vertrieb zum einen eine akquisitorische Komponente, die den Verkauf als Interaktion von Stromanbieter und -nachfrager impliziert, und zum anderen eine logistische Komponente zur physischen Verteilung der Waren.<sup>705</sup> Während letzteres im Fall des Produkts Elektrizität einen Rückgriff auf Dienstleistungen von Verteilungsnetzbetreibern bedeutet, erfordert der Stromverkauf aufgrund der fehlenden Lagerfähigkeit von Elektrizität eine enge Synchronisation mit der Strombeschaffung.

In Bezug auf EVUs kristallisieren sich, wie in Abbildung 24 dargestellt, drei wichtige Hauptaufgaben im Vertrieb heraus: die Generierung von Lastprognosen, die Bestellung von Energiemengen und die Interaktion mit Großkunden/Sondervertragskunden (SVK) als auch mit Kleinkunden/Tarifikunden (TK). Neben der Neuakquise, Betreuung und Versorgung von Kunden sowie dem Vertragsmanagement inklusive Berechnung der Energiepreise für Endverbraucher nehmen insbesondere die Aggregation der Einzellastprognosen zu einer Gesamtlastprognose, die Strukturierung und Bewertung der Beschaffungsmenge in Base- und

---

<sup>702</sup> Darüber hinaus benötigen Stromerzeuger bspw. für den Kraftwerksneubau auch Prognosen des Stromverbrauchs aller zu beliefernden Kunden in Zeiträumen von bis zu mehreren Jahren. Vgl. Borgmann (2004), S. 20 f.

<sup>703</sup> Vgl. Kohlmeier / Ressenig / Stock (2003), S. S. 32-36.

<sup>704</sup> Nach einer Definition von Winkelmann (2008) umfasst der Vertrieb „[...] alle Funktionen und Tätigkeiten [...], Strukturen und Abläufe, Methoden und Systeme zur Leistungsverwertung.“ Vgl. Winkelmann (2008), S. 18.

<sup>705</sup> Vgl. Winkelmann (2002), S. 30.

Peakanteile, sowie eine Berechnung des optimalen Beschaffungszeitpunkts unter Berücksichtigung der tagesaktuellen Price Forward Curve<sup>706</sup> (PFC) wichtige Funktionen ein.<sup>707</sup>

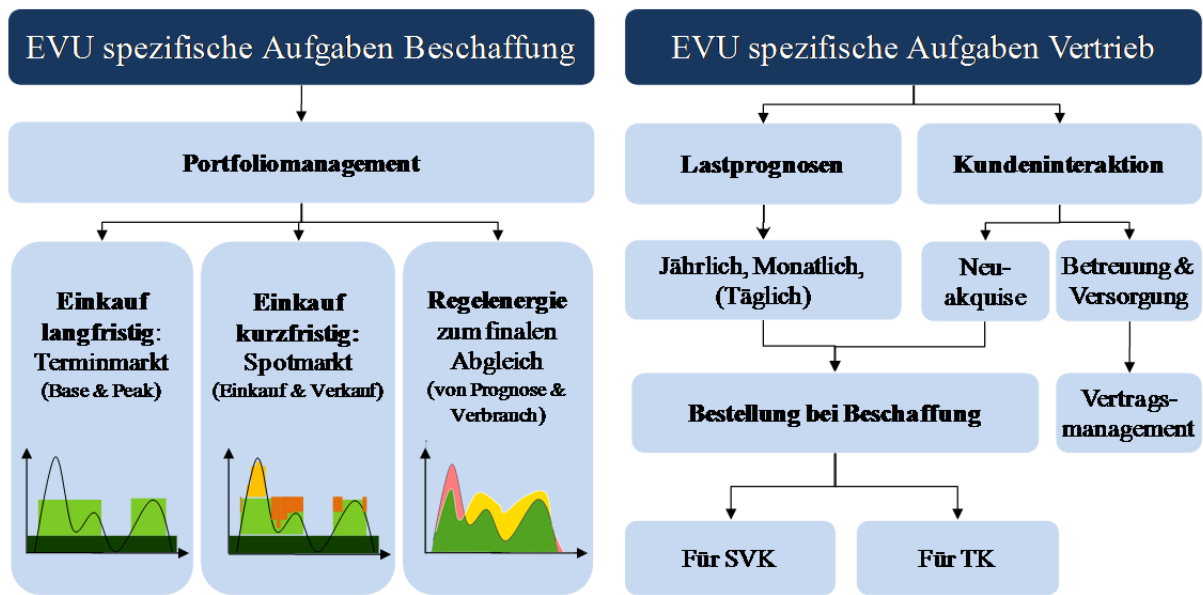


Abbildung 24: Energiebeschaffung und -vertrieb<sup>708</sup>

### 3.3.4.2. Kategorisierung der Verbrauchergruppen

Die Stromnachfrager eines EVUs werden in Abhängigkeit der Jahresverbrauchsmenge und des nachgefragten Spannungsbereichs in wenige Groß- und viele Kleinkunden segmentiert. In die Kategorie Kleinkunde fallen Verbraucher im Niederspannungsbereich mit einer jährlichen Nachfrage von unter 100.000 kWh Strom. In Deutschland macht die Industrie (Großkunden), die zum Teil auch Hoch- und Mittelspannungsstrom abnimmt, mit 47 % den größten Anteil am Netto-Stromverbrauch (542,1 Mrd. kWh im Jahr 2007) aus.<sup>709</sup> Die zweitgrößte Verbrauchergruppe mit einem Anteil von 26 % setzt sich aber bereits aus den ca. 39 Mio. Haushalten zusammen. Dem Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen mit 14 % folgen weitere Kleinverbraucher aus Verkehr (3 %) und Landwirtschaft (2 %).<sup>710</sup> Die absoluten Zahlen sowohl für den Strom- als auch für den Wärmeverbrauch nach Kundengruppen können Tabelle

<sup>706</sup> Bei der Price Forward Curve handelt es sich gemäß Definition des Börsenlexikons um „eine Preis-Zeit-Reihe in stündlicher Auflösung für zukünftige Zeiträume“, die „beginnend mit dem nächsten Handelstag“ auf Grundlage tagesaktueller Marktpreise für die entsprechenden Terminmarktprodukte erstellt wird. Sie ist eine Analyse der vorliegenden Marktinformationen und keine Kurve der tatsächlichen zukünftigen Preise. Vgl. Börsenlexikon (2009), S. 14.

<sup>707</sup> Vgl. zum Strukturierungsrisiko Padberg / Hinüber / Lyssy / Klimbacher (2009), S. 85.

<sup>708</sup> Eigene Darstellung in Anlehnung an Fink / Moser (2009), S. 5.

<sup>709</sup> Die einzelnen Anteile am Stromverbrauch zeichnen sich (seit mindestens den letzten zehn Jahren) durch eine weitgehende Konstanz aus. Vgl. BDEW (2008), S. 17.

<sup>710</sup> Vgl. BDEW (2008), S. 17, Schiffer (2002), S.172 und Binder (2007), S. 17.

16 entnommen werden. Dabei ist anzumerken, dass der dezentral strukturierte Markt für Wärme nicht die gleiche Transparenz wie der Strommarkt aufweist.<sup>711</sup>

	Strom in TWh		Wärme in TWh	
	2006	2007	2006	2007
<b>Energieproduktion</b>	<b>636,8</b>	<b>637,6</b>	<b>225,3</b>	<b>217,9</b>
<b>Stromimportsaldo</b>	<b>-19,8</b>	<b>-19,0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<i>Import</i>	<i>46,1</i>	<i>44,3</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>Export</i>	<i>65,9</i>	<i>63,3</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<b>Verluste, Kraftwerk- igen- und Pumpstrom- verbrauch</b>	<b>77,4</b>	<b>76,5</b>	<b>17,0</b>	<b>17,0</b>
<i>Netzverluste</i>	<i>k.A.</i>	<i>29,5</i>	<i>17,0</i>	<i>17,0</i>
<b>Gesamter Inlandsverbrauch</b>	<b>539,6</b>	<b>542,1</b>	<b>208,3</b>	<b>200,9</b>
<i>Industrie</i>	<i>253,7</i>	<i>255,6</i>	<i>12,5<sup>712</sup></i>	<i>87,3</i>
<i>Haushalte</i>	<i>141,5</i>	<i>140,5</i>	<i>36,2<sup>712</sup></i>	<i>36,1<sup>712</sup></i>
<i>Öffentliche Einrichtungen</i>	<i>44,9</i>	<i>45,0</i>		
<i>Gewerbe, Handel, Dienstleistungen</i>	<i>74,9</i>	<i>75,1</i>	<i>24,9<sup>712</sup></i>	<i>25,0<sup>712</sup></i>
<i>Verkehr</i>	<i>16,3</i>	<i>16,3</i>		
<i>Landwirtschaft</i>	<i>8,3</i>	<i>8,5</i>		
<i>Nicht spezifiziert oder sonstige Verbraucher<sup>713</sup></i>		<i>1,1</i>	<i>134,6</i>	<i>52,5</i>

Tabelle 16: Nettostrom- und Wärmeverbrauch Deutschland nach Verbrauchergruppen<sup>714</sup>

Der Segmentierung in Groß- und Kleinkunden folgt eine unterschiedliche Kundenbetreuung, die sich auch in der Vertragsgestaltung und im Angebots- und Bestellprozess widerspiegelt. Industriebetriebe oder größere öffentliche Einrichtungen (Sondervertragskunden) erhalten individuelle Verträge und fordern eine leistungsgemessene Abrechnung, während die Bemessung von privaten Haushalten, Gewerbebetrieben, Landwirtschaft, etc. (Tarifkunden) nach Tarif erfolgt.

Die preissensitiveren Sondervertragskunden besitzen eine höhere Verhandlungsmacht und sind besser informiert als Tarifkunden, weshalb sie eine transparente Preisgestaltung und an der Strombörse orientierte Produkte verlangen. Da diese aufgrund schwankender Preise nur für kurze Zeit angeboten werden können, finden Angebotskalkulation, Verhandlungsprozess

<sup>711</sup> Die Versorgung mit Fernwärme kann aufgrund von hohen Leitungsverlusten nur von lokalen Anbietern geleistet werden, weshalb es in Deutschland nach Angaben des Bundes der Energieverbraucher 92 Fernwärmeverorgungsunternehmen mit insgesamt 95 Netzen und keinen Börsen- oder Außenhandel (Im- und Export) gibt.

<sup>712</sup> Nur (bekannter) Anteil aus Fernwärmenetz. Vgl. BMWi (2009b), Tabelle 25.

<sup>713</sup> Sonstige Verbraucher können beispielsweise Fischerei und Forstwirtschaft sein.

<sup>714</sup> Eigene Darstellung nach Daten aus BMWi (2009b), Tabelle 21 und 25 sowie IEA (2007).

und Beschaffung in enger Interaktion statt.<sup>715</sup> Tarifkunden hingegen fordern bislang (vgl. Kapitel 3.2.2.2.4.) keinen tagesaktuellen und lastabhängigen Angebotspreis, weshalb mit einer Jahresrechnung Durchschnittspreise gefordert werden. Für diese Kundengruppe ist in der Abrechnung eine vereinfachte Methode der standardisierten Lastprofile nach § 12 (1) StromNZV ohne Smart Meter (Zähler zur Registrierung der Lastgänge)<sup>716</sup> ausreichend. Die Methodik der Standardlastprofile findet darüber hinaus im Beschaffungsprozess in der Erstellung von Bedarfsprognosen ihre Anwendung. Das Verfahren geht davon aus, dass sich einzelne Verbrauchsverhalten durch die Vielzahl an Kunden überlagern und infolgedessen einzelne Ausreißer in der Gesamtnachfrage geglättet werden. Dies ermöglicht EVUs, Bestellungen für Tarifkunden gebündelt und auf rollierender Basis meist zur Risikominimierung in Tranchen vorzunehmen.<sup>717</sup>

### 3.3.4.3. Erstellung der Bedarfsprognose

Für die Erstellung von Standardlastprofilen eignen sich zwei Methoden: das synthetische und das analytische Verfahren.<sup>718</sup> Das synthetische Verfahren teilt die Lastprofilkunden in möglichst homogene Gruppen bezüglich ihrer Stromverbrauchsstrukturen ein, um nach Bestimmung typischer Lastprofile eine möglichst exakte Hochrechnung zu erlauben.<sup>719</sup> § 12 (2) StromNZV schreibt dafür eine Gruppeneinteilung in Gewerbe, Haushalte, Landwirtschaft, Bandlastkunden, unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen und Heizwärmespeicher vor. Die analytische Methode unterscheidet sich dahingehend vom synthetischen Verfahren, dass die Gesamlastkurve prognostiziert wird, von der dann Netzverluste, Eigenbedarf der Kraftwerke und leistungsgemessene Kunden abgezogen werden, um mit der Restkurve das Summenprofil der Lastprofilkunden (Tarifkunden) zu bestimmen.<sup>720</sup> Beiden Verfahren gemeinsam ist eine

---

<sup>715</sup> Willigt der Sondervertragskunden in das Angebot ein, so wird der Vertrag abgeschlossen und das Energieversorgungsunternehmen geht die ausgehandelten Lieferverpflichtungen mit dem Kunden ein. In der Zeit zwischen Vertragsabschluss und Lieferung der Energiemengen hat der Vertrieb die Aufgabe etwaige erwartete Änderungen des Energiebezugs auf der Kundenseite in eine neue Lastprognose mit einzubeziehen und diese verbesserte Prognose an die Beschaffung weiterzureichen. Die Beschaffung trägt hingegen das Risiko einer Marktpreisänderung. Vgl. hierzu und im Folgenden Meister (2007), Ritzau (2005) und Cieslarczyk / Dal-Canton / Ungemach / Brown-Hruska / Kraus / Schönborn / Shuttleworth (2007).

<sup>716</sup> Durch den Einsatz von Smart Metern, die bei jedem Kunden ab einer Peakleistung von 30 kW oder einer Gesamtstrommenge von 100.000kWh pro Jahr installiert werden (Großkunden/Sondervertragskunden), haben die EVUs direkten Zugriff auf die Lastdaten und können somit jeder Zeit die historischen Lastgänge einsehen. Ein Vergleich der prognostizierten Last mit der tatsächlichen Last ermöglicht eine nachträgliche Aussage über den Gewinn oder Verlust pro Kunde bzw. Zählpunkt. Sondervertragskunden können so besser klassifiziert und segmentiert werden.

<sup>717</sup> Vgl. Ritzau (2005), S. 8 ff.

<sup>718</sup> Vgl. hierzu und im Folgenden Konstantin (2009), S. 407 ff.

<sup>719</sup> Vgl. Bock / Nissen (1999), S. 607f.

<sup>720</sup> Restlast = Netzlast - Netzverluste - Entnahmelast leistungsgemessener Kunden Vgl. Konstantin (2009), S. 407 f.

Verwendung von aus historischen Daten der Stromnachfrage ermittelten Mustern und Zyklen für die Erstellung der typischen Abnahmeprofile. Nennenswert sind Tages-, Wochen- und Jahreszyklen.<sup>721</sup>

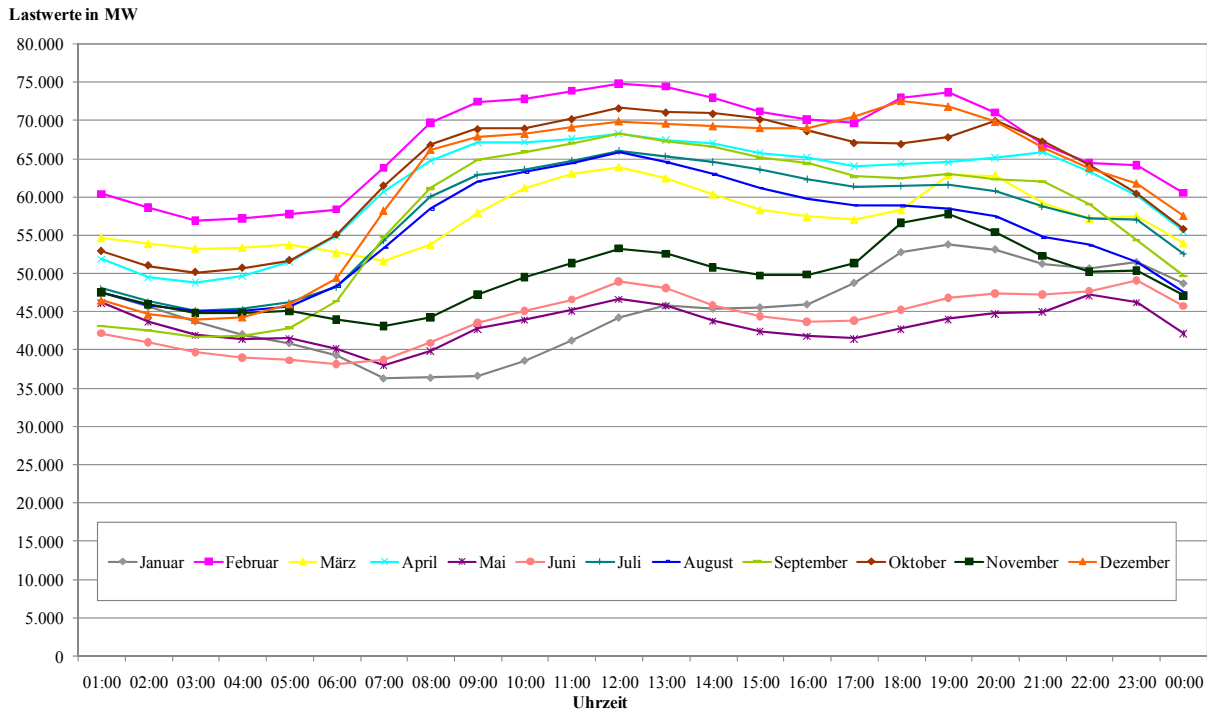


Abbildung 25: Stromnachfrage an Referenztagen je Monat im Jahr 2008<sup>722</sup>

Wie die Lastkurven in Abbildung 25 zeigen, treten tageslichtbedingt im Verlaufe eines Tages typischerweise ein Tief in den Nachtstunden von 1:00 bis 5:00 Uhr, anschließend eine steile Zunahme der Netzlast zwischen 6:00 und 9:00 Uhr sowie zwei Spitzen um 12:00 Uhr und 18:00 Uhr bzw. im Sommer erst später gegen 22:00 Uhr auf. Außerdem ergibt sich wegen des Tages- und Wochenzyklus der stromverbrauchenden Industrie in den Tagesstunden an Werktagen ein höherer Stromverbrauch als nachts sowie an Werktagen ein höherer als an Wochenenden (insbesondere Sonntagen). Darüber hinaus beeinflussen Feiertage oder außergewöhnliche Ereignisse, wie etwa bedeutende Veranstaltungen, ebenfalls die Stromnachfrage.<sup>723</sup> Ein unterschiedlicher Strombedarf zwischen Sommer, Winter und Übergangsjahreszeiten resultiert aus Temperaturunterschieden und verschiedenen Tageslichtdauern. In Deutschland liegt die Netzlast im Winter wegen erhöhten Einsatzes von Heizung, Warmwasserbereitung und künstlichem Licht bis zu 30 % über der im Sommer. Aufgrund klimatischer Gegebenheiten kann das in anderen Ländern, beispielsweise den südlichen Bundesstaaten der USA, durch

<sup>721</sup> Vgl. Borgmann (2004), S. 20 f.

<sup>722</sup> Eigene Darstellung mit Daten von ENTSO-E (2010).

<sup>723</sup> Vgl. Borgmann (2004), S. 20 f.

den Einsatz von Klimaanlage, andersherum sein.<sup>724</sup> Aus den genannten Gründen werden für die Prognose der Gesamtnachfrage gesamte Tagesabläufe für Werktage, Samstage und Sonn- und Feiertage auf Basis von Referenztagen<sup>725</sup> abgebildet und zusätzlich für Sommer, Winter und Übergangsjahreszeiten verschiedene Szenarien verwendet.

### 3.3.4.4. Strukturierte Strombeschaffung

Sind die Lastprognosen erst einmal aggregiert und über einen längeren Zeitraum ausgerollt, wird die erforderliche Bestellmenge der Beschaffung übergeben. Für eine strukturierte Beschaffung gilt es nun, die Gesamlastprognose wie in Abbildung 26 in Base- und Peakanteile kostenoptimal zu zerlegen.<sup>726</sup>

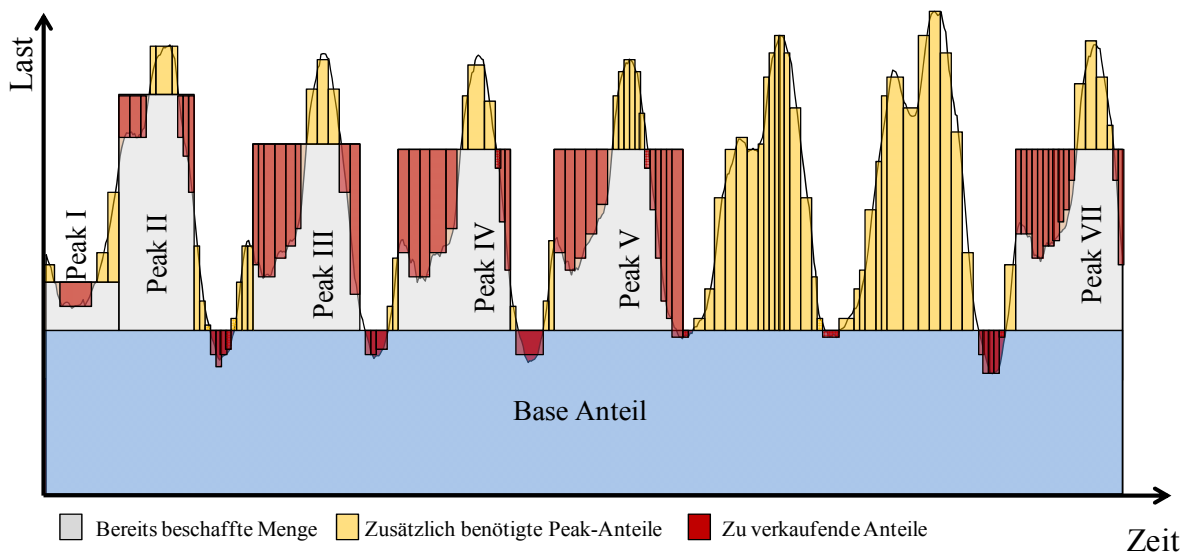


Abbildung 26: Nachbildung einer fiktiven Lastprognose mit standardisierten Base- und Peak-Produkten<sup>727</sup>

Mit Base-Load-Kontrakten wird die tägliche Lieferung einer konstanten Strommenge zwischen 00.00 und 24.00 Uhr bezeichnet. Die jährliche Menge an Grundlaststrom berechnet sich demnach aus den Stunden eines Jahres (8760 h) multipliziert mit der Höhe der Grundlast. Für ihre Deckung bieten sich folglich standardisierte Produkte und längerfristige Bestellzyklen an. Ein Peak-Load-Kontrakt deckt hingegen die schwankende Spitzenlast (z.B. 08.00 bis 20.00

<sup>724</sup> Vgl. Borgmann (2004), S. 20 f.

<sup>725</sup> Die UCTE verwendet das Tageslastprofil aller Verbraucher am dritten Mittwoch eines Monats, Stunde 1-24 zwischen dem 21.06.2000 und dem 20.02.2002.

<sup>726</sup> Vgl. hierzu und im Folgenden Meister (2007), Ritzau (2005) und Cieslarczyk / Dal-Canton / Ungemach / Brown-Hruska / Kraus / Schönborn / Shuttleworth (2007).

<sup>727</sup> Vgl. Fink / Moser (2009), S. 8.

Uhr von Montag bis Freitag) ab.<sup>728</sup> Das Integral unter der Lastprognose (Gesamtstromnachfrage) abzüglich des Grundlaststroms stellt folglich, wie in Abbildung 26 dargestellt, die Menge an Spitzenlaststrom dar. Dabei ist es von großer Wichtigkeit, das Lastprofil so zu strukturieren und die Energieblöcke so zu beschaffen, dass die Über- und Unterdeckung möglichst gering ist.

Für diesen lastgangspezifischen Stromeinkauf eignen sich zum einen individuell gestaltbare Forwards des außerbörslichen OTC-Handels. Zum anderen bieten Strombörsen standardisierte Jahres-, Quartals- und Monatskontrakte für Base- und Peakload-Futures zur langfristigen Bedarfsdeckung im kontinuierlichen Handel an.<sup>729</sup> Darüber hinaus existieren am Spotmarkt<sup>730</sup> Day-ahead-Produkte im Auktionshandel verfügbar als Block-<sup>731</sup> oder Einzelstundenkontrakte sowie ein kontinuierlicher Blockhandel von Base- und Peakload-Einheiten.<sup>732</sup> Des Weiteren besteht die Möglichkeit, im Intra-Day-Handel Einzelstunden des laufenden Tages bis 75 Minuten vor Lieferbeginn zu handeln.<sup>733</sup>

Somit bestimmt sich das Produktportfolio des Einkaufs nach der individuellen Beschaffungsstrategie und Risikoneigung eines Unternehmens. Risiken stellen dabei insbesondere das Preis-, das Strukturierungs- und das Mengenabweichungsrisiko dar.<sup>734</sup> Das Preisrisiko resultiert aus zukünftig unbekanntem und äußerst volatilen Strompreisen. Besonders erwähnenswert ist die Verlustgefahr bei Geschäften mit Sondervertragskunden durch die Zeitverzögerung zwischen Angebotskalkulation, Bestellung einer Energiemenge durch den Vertrieb und die tatsächliche Beschaffung am Markt. Während die Kosten bei Verwendung von Spotmarktprodukten schwer planbar sind, dienen Forwards und Futures der Absicherung gegenüber zukünftigen Preisentwicklungen.

Die Vorteile, die die Blockkontrakte des Terminmarkts hinsichtlich der Berechenbarkeit der Preise aufweisen, büßen sie hingegen bei der Flexibilität und Reaktionsfähigkeit auf Men-

<sup>728</sup> Der mit Peak bezeichnete Zeitbereich mit hoher Stromnachfrage liegt in Deutschland, Frankreich, Österreich, Italien und der Schweiz werktags zwischen 08:00 und 20:00 Uhr, in den Niederlanden zwischen 07:00 und 23:00 Uhr und in Spanien zwischen 08:00 und 24:00 Uhr. Off-Peak ist dementsprechend der Zeitbereich außerhalb der Spitzenlast mit geringer Energienachfrage: in Deutschland Mo. bis Fr. von 00:00 bis 08:00 Uhr und von 20:00 bis 24:00 Uhr sowie von Sa. 00:00 Uhr bis So. 24:00 Uhr. Vgl. Prokopczuk / Rachev / Schindlmayr / Trück (2007), S. 10.

<sup>729</sup> Der primär der Preissicherung dienende Terminmarkt „ist der Markt, auf dem Lieferungen und Bezüge von Strom für einen zukünftigen Zeitraum gehandelt werden. Übliche Zeiträume sind beispielsweise Wochen, Monate, Quartale und Jahre. Die Erfüllung kann entweder physikalisch oder finanziell erfolgen.“ Börsenlexikon (2009), S. 28.

<sup>730</sup> Spotmarkt oder auch Kassamarkt „ist der Markt, auf dem Lieferungen und Bezüge von Energie für den kommenden Tag angeboten und nachgefragt werden.“ Börsenlexikon (2009), S. 16 und 26.

<sup>731</sup> An der EEX werden Blockkontrakte für die Zeitintervalle Offpeak, Off Peak I, Off Peak II, Night, Morning, High Noon, Afternoon, Rush Hour, Evening und Business Hours angeboten.

<sup>732</sup> Vgl. Amend (2000), S. 189.

<sup>733</sup> Vgl. Zu diesem Abschnitt auch Angaben der EEX.

<sup>734</sup> Vgl. hierzu und im Folgenden Padberg / Hinüber / Lyssy / Klimbacher (2009), S. 85 ff.



genänderungen wieder ein. So kann das Strukturierungsrisiko darauf zurückgeführt werden, dass Futures und Forwards die Lastprognosen nicht exakt nachbilden können. Die resultierende Restlast wird kurzfristig über Stundenkontrakte am Spotmarkt gedeckt und unterliegt deshalb der Marktpreisentwicklung. Das Strukturierungsrisiko ist systembedingt, das heißt, es tritt fortwährend auf und lässt sich nicht vermeiden.

Außerdem ist mit Prognosefehlern (z.B. durch Wetteränderungen) oder unvorhersehbaren Ereignissen (z.B. Ausfall einer großen Maschine eines Sondervertragskunden) zu rechnen, die zum Mengenabweichungsrisiko führen. Während Prognosefehler eher noch über den Spotmarkt abgefangen werden können, führen unvorhersehbare Ereignisse meist zu einem sehr kurzfristig auftretenden Unterschied zwischen der prognostizierten und der tatsächlichen Last und deshalb zu einem Bezug über den Intra-day-Markt oder sogar von teurer Regel- und Ausgleichsenergie.

In der Regel wird der Großteil des Strombedarfs in Deutschland über den OTC-Terminmarkt bezogen und die restlichen 10-20 % des physischen Stromhandels finden am Spotmarkt der EEX statt.<sup>735</sup> Die systembedingte Regel- oder Ausgleichsenergie wird den EVUs für die Über- und Unterdeckungsanteile vom Bilanzkreismanager nach finalem Abgleich des tatsächlichen Bedarfs mit der bestellten Menge in Rechnung gestellt.<sup>736</sup>

### **3.3.4.5. Großhandelspreise für Base- und Peakprodukte**

Zur Darstellung der Großhandelsstrompreise werden, da veröffentlicht, die historischen Handelsdaten der EEX verwendet. Abbildung 27 zeigt für das Jahr 2009 die täglichen und gleitenden monatlichen arithmetischen Mittelwerte aller Auktionspreise sowie die monatlichen Handelsvolumina der am „EPEX Spot“ Spotmarkt für das Marktgebiet Deutschland/Österreich gehandelten Base- und Peak-Stundenkontrakte.

---

<sup>735</sup> Das Spotmarktsegment des OTC-Handels ist vernachlässigbar klein und der (cash-gesetzte) Terminmarkt der Börse dient überwiegend der Absicherung von Preisrisiken und weniger der Strombeschaffung.

<sup>736</sup> Vgl. Wawer (2005), S. 4.

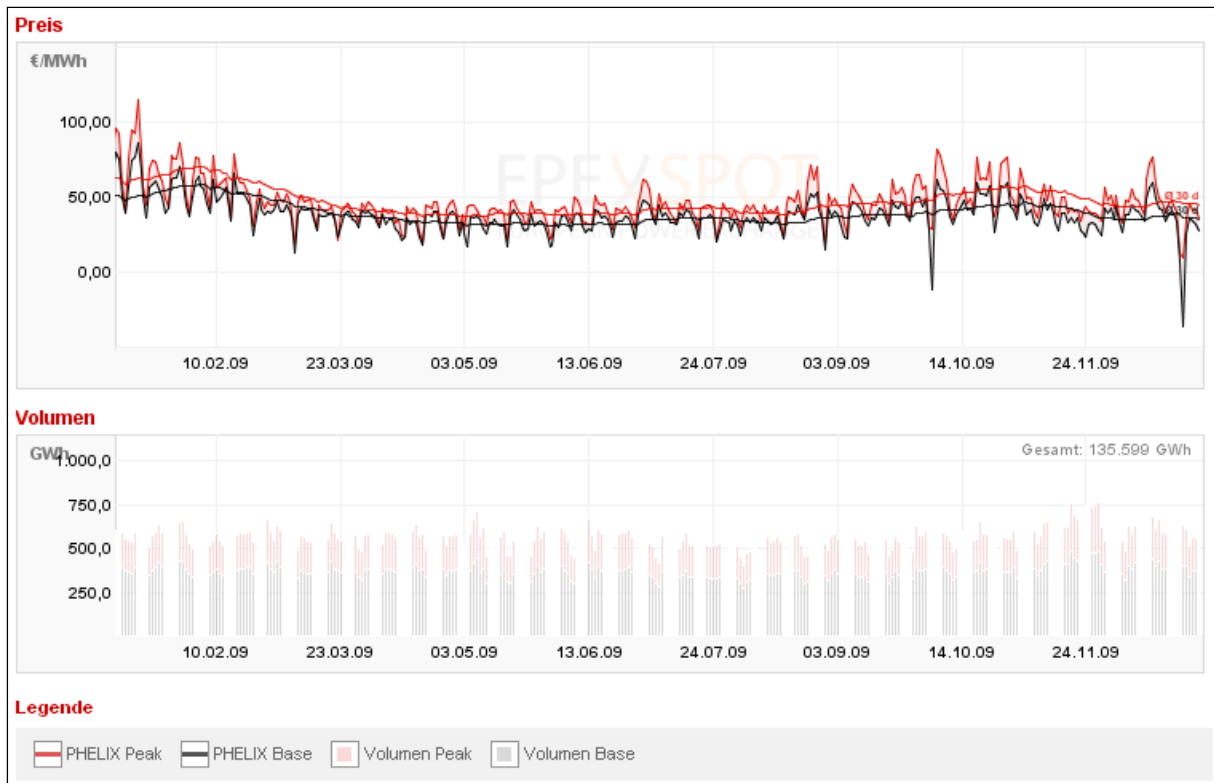


Abbildung 27: Preise und Volumen der EPEX Spot Stundenkontrakte im Jahr 2009<sup>737</sup>

Im Auktionshandel gibt jeder Anbieter und analog jeder Nachfrager für bestimmte Stunden des nächsten Tages sein Handelsvolumen mit Preislimit ab. Die Strombörse sortiert anschließend alle individuellen Mengenangebote und -nachfragen nach der Höhe ihrer Preisforderungen und ermittelt den für alle ausführbaren Orders gültigen Gleichgewichtspreis (market clearing price) aus dem Schnittpunkt der aggregierten Angebots- und Nachfragefunktionen für jede einzelne Stunde des Folgetags.<sup>738</sup>

Im Gegensatz dazu werden Blockkontrakte, die sich auf vorgegebene Zeitintervalle beziehen, kontinuierlich gehandelt. Im offenen elektronischen Orderbuch<sup>739</sup> werden alle Orders nach Preis und Volumen gegenübergestellt und bei Ausführbarkeit unmittelbar abgeschlossen.

Wichtig für das Verständnis der Preisbildung am Strommarkt ist die Betrachtung der Preiselastizität der Stromnachfrage. Da, wie bereits im Kapitel 3.2. erläutert, Strom in seinen Anwendungen kurzfristig kaum substituierbar ist, und ein Teil der Verbraucher lastunabhängige Tarife zahlt, ist die Nachfrage nur wenig elastisch.<sup>740</sup> Aus diesem Grund sind die Strompreise

<sup>737</sup> Datenbank der EEX (2010).

<sup>738</sup> Vgl. zu diesem Abschnitt und im Folgenden auch Angaben der EEX.

<sup>739</sup> Angebote können auch per Mausclick akzeptiert werden.

<sup>740</sup> Der kurzfristig kaum substituierbare Strom kann langfristig hingegen zum Teil ersetzt werden. Dafür ist aber eine Umstellung der Konsumprozesse nötig, weshalb die Investition in Energieeffizienzmaßnahmen (stromsparende Geräte bzw. Anlagen) wahrscheinlicher als eine echte Substitution durch andere Energieträger ist. Vgl. Taylor (1975) und Borgmann (2004), S. 20 und 23 f.

in Peak Load-Stunden (Spitzenlast) deutlich höher als in Off-Peak-Stunden. Im Jahresmittel beliefen sich die gerundeten Strompreise für an der EEX gehandelte Peakloadkontrakte deshalb auf etwa 4,8 ct/kWh im Jahr 2007, 7,3 ct/kWh im Jahr 2008 und 5,7 ct/kWh im Jahr 2009 gegenüber Preisen für Baseloadkontrakte in Höhe von rund 3,9 ct/kWh im Jahr 2007, 5,7 ct/kWh im Jahr 2008 und 4,6 ct/kWh im Jahr 2009 (vgl. Abbildung 28). Der gewichtete Jahresdurchschnittspreis liegt demnach bei Handelsvolumina im Verhältnis Spitzen- zu Grundlaststrom von ca. 1:2 im Jahr 2007 bei 4,2 ct/kWh, im Jahr 2008 bei 6,2 ct/kWh und im Jahr 2009 bei 5,0 ct/kWh.<sup>741</sup>

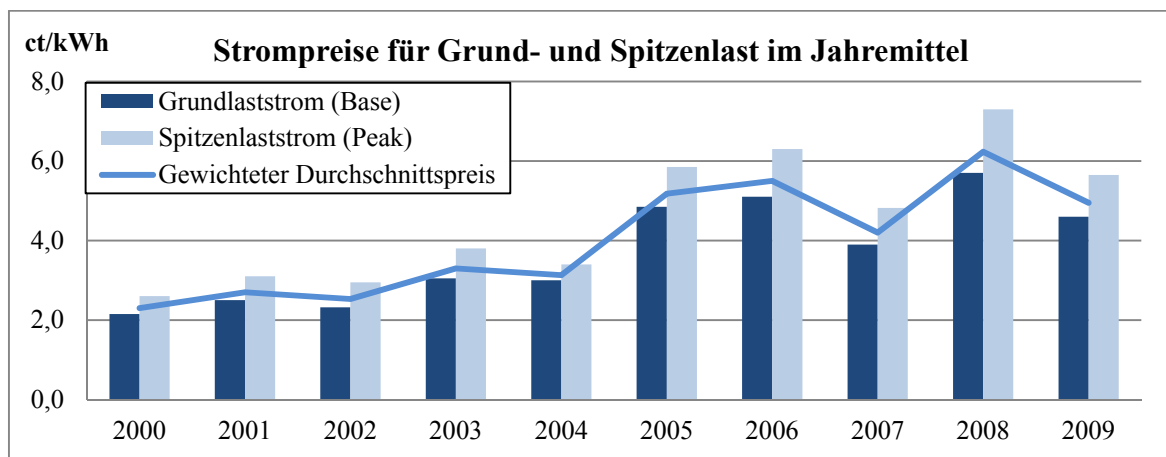


Abbildung 28: Jahresmittel der Strompreise an der EEX in den Jahren 2000 bis 2009<sup>742</sup>

### 3.3.4.6. Strom- und Wärmepreis für Endverbraucher

Nachdem die benötigten Produkte am Markt besorgt wurden, stellt die Beschaffung dem Vertrieb die Strommengen zum jeweiligen Verrechnungspreis in Rechnung. Schlussendlich erhält der Endverbraucher einen Stromtarif, der an die Kosten der Erzeugung<sup>743</sup> gekoppelt ist und außerdem Vertriebskosten, Netznutzungsentgelte<sup>744</sup>, Steuern<sup>745</sup>, Konzessionsabgaben, Umla-

<sup>741</sup> Vgl. BMWi (2008), S. 32 und Datenbank der EEX (2010).

<sup>742</sup> Eigene Darstellung mit Daten aus BMWi (2008), S. 32 und Datenbank der EEX (2010).

<sup>743</sup> Bei der Verwendung des Begriffs Strompreise ist zwischen den Endverbraucherpreisen im Sinne der Stromtarife und den Strompreisen im Sinne der Kosten der Stromerzeugung für den Kraftwerksbetreiber, die dem Downstream berechnet werden, zu differenzieren.

<sup>744</sup> Die Netznutzungsentgelte setzen sich in der Regel aus einem Leistungspreis (€ pro maximal eingespeiste bzw. entnommene kW) und einem Arbeitspreis (€ pro transportierte MWh) zusammen und umfassen neben der Bereitstellung der Transportkapazität die Abrechnung von Leitungsverlusten und Systemdienstleistungen (= Wiederaufbau nach Störungen, Betrieb des Netzes und der Transformatoren sowie Frequenz- und Spannungshaltung, vgl. Kapitel 3.3.3.2). Vgl. Dennersmann, et al. (1998), S. 551ff.

<sup>745</sup> Die Stromsteuer beträgt gemäß § 3 StromStG 20,50 Euro für eine Megawattstunde und die Mehrwertsteuer gemäß § 12 (1) Umsatzsteuergesetz (UStG) für jeden steuerpflichtigen Umsatz 19 Prozent der Bemessungsgrundlage (§§ 10, 11, 25 Abs. 3 und § 25a Abs. 3 und 4).

gen aus EEG und KWK<sup>746</sup> sowie eine Marge enthält. Die Entwicklung der Jahresdurchschnittspreise der Jahre 1991 bis 2008 kann für Industrie und Haushalte Abbildung 29 entnommen werden. Zur Ergänzung sind außerdem die Durchschnittspreise für Fernwärme aufgeführt.

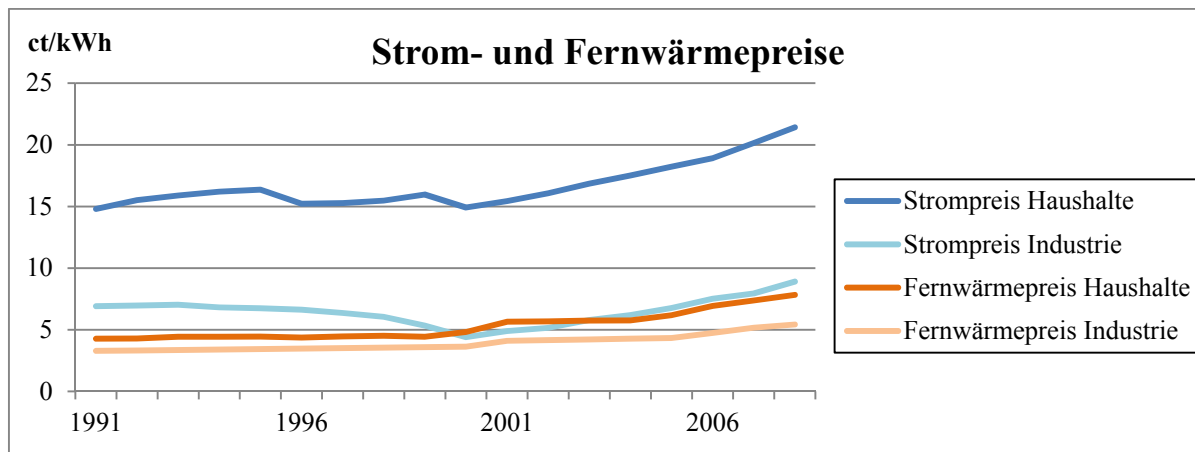


Abbildung 29: Entwicklung der Endverbraucherpreise für Strom und Wärme 1991-2008<sup>747</sup>

Ausschlaggebend für den deutlichen Strompreisunterschied für Industrie und Haushalte von rund 12 ct/kWh ist neben der ungleichen Verhandlungsmacht auch die unterschiedliche Zusammensetzung der Endverbraucherpreise. Abbildung 30 skizziert die Zusammensetzung der Endverbraucherpreise differenziert nach Kundengruppen.

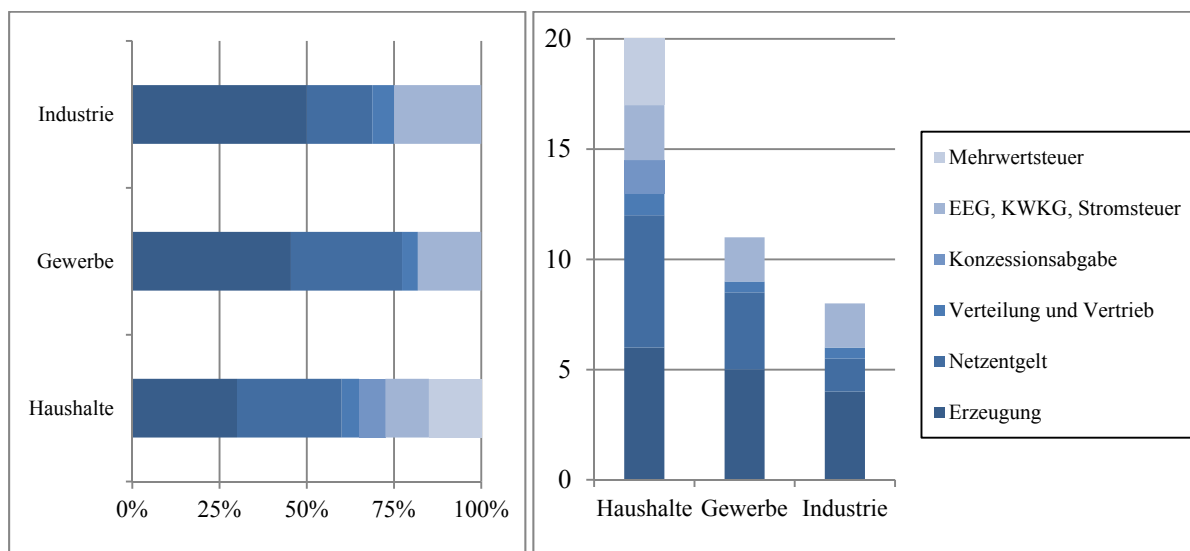


Abbildung 30: Strompreiszusammensetzung für Endverbraucher in % und absolut<sup>748</sup>

<sup>746</sup> Kosten aus EEG und KWK werden an die Endverbraucher durchgereicht. So kann dem Geschäftsbericht 2007 der Stadtwerke München entnommen werden, dass Kostensteigerungen aus dem EEG an Kunden weitergegeben wurden. Vgl. Stadtwerke München GmbH (2008), S. 7.

<sup>747</sup> Eigene Darstellung nach Daten aus BMWi (2009b), Tabelle 26 und BMWi (2008), S. 40.

Strompreise für Haushalte beziehen sich auf eine Abgabemenge von 1600 kWh pro Monat inkl. aller Steuern und Abgaben.

Im Gegensatz zum Strommarkt ist der Markt für Fernwärme mit über 95 Fernwärmenetzen und ohne Börsenhandel dezentral organisiert und von Intransparenz geprägt.<sup>749</sup> So stellte der Bundesverband der Energie-Abnehmer e.V. (VEA) im Jahr 2005 Preisunterschiede von 68,2 % bis 78,0 % zwischen verschiedenen Anbietern fest.<sup>750</sup> Im Bundesdurchschnitt zahlten Haushalte im Jahr 2007 jedoch 7,88 ct/kWh.<sup>751</sup> Nach Abzug von Steuern in Höhe von 1,68 ct/kWh sowie Konzessionsabgaben, Umlagen, Verwaltungs- und Vertriebskosten in Summe von 0,25 ct/kWh bleibt ein durchschnittlicher Produktpreis von 5,95 ct/kWh.<sup>752</sup>

---

<sup>748</sup> Eigene Darstellung mit Daten aus BDEW (2008), S. 32 f, Binder (2007), S. 34-38, BMWi (2008), S. 36 und Bertenrath (2009), S. 37.

<sup>749</sup> Jährliche Preisvergleiche werden auf Basis der Mitgliedsunternehmen von der Arbeitsgemeinschaft der Fernwärmewirtschaft (AGFW) des Dachverbands der Fernwärmewirtschaft erhoben.

<sup>750</sup> Ein relativer Preisunterschied von 68,2 % bezogen auf den niedrigsten Preis kommt bei einer Benutzungsdauer von 1.500 h/a (Jahresbezugsmenge 900 MWh/a dividiert durch die Leistung von 600 kW) zu Stande. Bei einer Benutzungsdauer von 2.000 h/a (1.200 MWh/a und 600 kW) beträgt der relative Unterschied, wiederum auf den niedrigsten Preis bezogen, hingegen 78,0 %. Die spezifischen Anschlusskosten in Höhe von 5 und 100 €/kW Anschlussleistung bleiben in dem Preisvergleich des Bundesverbands der Energie-Abnehmer e.V. (VEA) unberücksichtigt. Vgl. auch Angaben aus dem Fernwärme-Preisvergleich des Bunds der Energieverbraucher e.V.

<sup>751</sup> Im Jahr 2009 belief sich der Leistungspreis in Unterhaching für eine Anschlussleistung über 250 kW auf 1,63 Euro pro Monat und kW und der Arbeitspreis auf 0,0543 Euro pro bezogene kWh (ohne Anschlusskosten und ohne Mehrwertsteuer). Vgl. Preisblatt Geothermie-Fernwärmeversorgung der Geothermie Unterhaching GmbH & Co KG.

<sup>752</sup> Vgl. Bertenrath (2009), S. 37.

## 4. Kosten des Emissionshandels für verschiedene Verfahren der Energieumwandlung

### 4.1. Erhöhung der Produktionskosten CO<sub>2</sub>-intensiver Anlagen

#### 4.1.1. Internalisierung einer neuen Kostenart

„In einem liberalisierten Markt ohne zwingende Rechtsvorschriften [...] wird kein Kraftwerksparkbetreiber seine Kraftwerke emissionsminimierend nutzen oder zu höheren Preisen emissionsarm erzeugte Energie einkaufen.“<sup>753</sup> Zur Maximierung des Gemeinwohls beabsichtigt das Regulierungsinstrument CO<sub>2</sub>-Emissionshandel deshalb die Beeinflussung der Vorteilhaftigkeit von Technologien des Energie- und Industriesektors. Im Gegensatz zu Förderungen umweltschonender Verfahren begünstigt der Emissionshandel dabei keine gewünschten Technologien, sondern erhöht aus Perspektive des Anlagenbetreibers die Produktionskosten CO<sub>2</sub>-intensiver Verfahren. Im Sinne des Verursacherprinzips (vgl. Kapitel 2.2.2.) wird der bisherigen Verlagerung von unternehmensinduzierten Kosten der Umweltbeanspruchung auf die Allgemeinheit (externe Kosten) durch Internalisierung begegnet.<sup>754</sup>

Dabei wird mit Zertifizierung und Ausgabe von Emissionsberechtigungen<sup>755</sup> ein Instrument zur Verknappung eines bislang öffentlichen Guts angewandt, und mit den handelbaren Emissionszertifikaten ein Markt für diese Umweltbeanspruchung geschaffen. Unabhängig von der Art des Zertifikaterwerbs (kostenlose Zuteilung, Auktion oder Kauf) wird durch den Tatbestand der Marktfähigkeit und den zustande kommenden Marktpreis eine Bewertung des Verzehrs bisher kostenloser natürlicher Ressourcen ermöglicht.

Im Gegensatz zu Geboten oder Verboten weist ein solches Marktsystem kein un stetiges Einwirken auf die Ergebnisrechnung eines Unternehmens auf.<sup>756</sup> Zwar werden diese Zertifikate nicht aus technisch-physikalischen Gründen im Produktionsprozess benötigt. Die Internalisierung erfolgt aber über einen staatlichen Zwang zum Verbrauch der CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte,<sup>757</sup> indem zum Zeitpunkt der Emission pro ausgestoßener Tonne CO<sub>2</sub> eine staatlich auferlegte Rückgabeverpflichtung bei der zuständigen Behörde (DEHSt) mit Fälligkeit zum 30. April des Folgejahrs entsteht.<sup>758</sup> Die in einem Unternehmen vorhandene Menge an Emissionsrechten stellt somit eine Kapazitätsobergrenze des Produktionsfaktors dar, die jedoch mit dem

<sup>753</sup> Heinzow / Tol / Brümmer (2005), S. 17.

<sup>754</sup> Vgl. hierzu und im folgenden Zimmermann / Veith (2007), S. 355 ff.

<sup>755</sup> Alternativ ergeben sich auch aus Vermeidung, Reduktion und Substitution umweltbelastender Prozesse, aus Vorsorgemaßnahmen, aus Steuern und Abgaben sowie aus Kompensations- und Haftungsverpflichtungen internalisierte Umweltkosten. Vgl. Kapitel 2.2.4 und Zimmermann / Veith (2007), S. 360.

<sup>756</sup> Vgl. Zimmermann / Veith (2007), S. 356.

<sup>757</sup> Vgl. Zimmermann / Veith (2007), S. 357.

<sup>758</sup> Vgl. zur Abgabe von Rechten Kapitel 2.3.6., Richtlinie 2003/87/EG Art. 12 Abs. 3 und TEHG § 6 Abs. 1.

Erwerb eines CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikats um eine Tonne CO<sub>2</sub> erweitert werden kann. Da der Zwangsverbrauch folglich direkt am Produktionsprozess und nicht an der wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit des Unternehmens (wie bspw. eine Einkommens- oder Körperschaftsteuer) ansetzt, ist die Beziehung zwischen Güterverbrauch und Sachziel des Unternehmens gegeben. Für das interne Rechnungswesen bedeutet dieser bewertbare und sachzielbezogene Güterverbrauch<sup>759</sup> somit einen neuen Kostenfaktor im Produktionsprozess.<sup>760</sup>

Werden diese Rückgabeverpflichtungen in der Kostenrechnung des Unternehmens in einer isolierten Kostenart gesondert ausgewiesen, wird die zusätzliche Belastung des einzelnen Unternehmens durch den Emissionshandel deutlich und im Entscheidungsprozess als gesonderte Variable einer Minimierung zugänglich. Die gesonderte Klassifizierung schafft somit Transparenz im Hinblick auf die Kostenstruktur eines Unternehmens. Ein zusätzlicher, verursachungsgerechter Ausweis der Emissionskosten je Anlage liefert darüber hinaus eine Informationsgrundlage für die günstigste Verfahrenswahl. Eine Verrechnung auf das Endprodukt legt Informationen für die Bestimmung der Preisuntergrenze offen. Vor einer Verrechnung muss jedoch zunächst eine aussagekräftige Abbildung der Höhe des neuen Kostenfaktors erfolgen. Nachdem der Emissionshandel eine getrennte Mengen- und Preiserfassung erlaubt, lässt er durch eine getrennte Ermittlung der Emissionsmenge und deren Bewertung zusätzlich eine Informationsbeschaffung über die Verbrauchsstruktur der Kostenart zu.<sup>761</sup> Im Folgenden wird deshalb zunächst die Ermittlung der Mengen- und anschließend der Wertkomponente erläutert.

## 4.1.2. Erfassung von CO<sub>2</sub>-Emissionsmengen

### 4.1.2.1. Brennstoffbezogener Emissionsfaktor

Für die Ermittlung der Emissionsmengen eignen sich, wie in Tabelle 17 dargestellt, grundsätzlich zwei Methoden: die Messung und die Berechnung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes. Eine Berechnung kann durch Bilanzierung des Kohlenstoffgehalts<sup>762</sup> oder mit brennstoffbezogenen Emis-

<sup>759</sup> Vgl. Schweitzer / Küpper (2011), S. 13.

<sup>760</sup> Da sowohl wirtschaftlicher Nutzen und Identifizierbarkeit sowie eine selbständige Verwertbarkeit gegeben sind, stellt ein Emissionsrecht für ein Unternehmen darüber hinaus einen bilanzierungsfähigen und -pflichtigen Vermögensgegenstand (nach HGB) oder Vermögenswert (nach IFRS, asset) und der Verbrauch dieses immateriellen Vermögensgegenstands Aufwand dar. Vgl. zur Bilanzierungsfähigkeit und -pflicht § 246 Abs 1 i. V. m. § 248 HGB, nach denen jegliche Vermögensgegenstände in die Bilanz aufgenommen werden müssen, sofern kein Bilanzierungsverbot vorliegt. Dabei sind die Zertifikate der Gruppe der immateriellen Vermögensgegenstände zuzuordnen, da sie weder physische Substanz besitzen, noch monetär sind.

<sup>761</sup> Vgl. Schweitzer / Küpper (2011), S. 87.

<sup>762</sup> Die Emissionsmenge auf Basis einer Bilanzierung des Kohlenstoffgehalts berechnet sich, in dem die Differenz aus dem Kohlenstoffgehalt des Brenn- und Rohstoffeinsatzes und dem Kohlenstoffgehalt des Endprodukts

sionsfaktoren erfolgen. Da eine direkte Messung der CO<sub>2</sub>-Emissionen nach § 8 ZuV 2012 nur in begründeten Ausnahmen zulässig ist, und eine Berechnung auf Grundlage einer Bilanzierung des Kohlenstoffgehalts in § 7 ZuV 2012 nur im Fall eines Zugewinns an Präzision als Alternative vorgeschlagen wird, bleibt noch die von der DEHSt geforderte Emissionsberechnung mittels brennstoffbezogener Emissionsfaktoren nach § 6 ZuV 2012, auf die im Folgenden genauer eingegangen wird.

Methoden zur Ermittlung der Emissionsmenge		
Messung	Berechnung	
Direkte Messung (§ 8 ZuV 2012)	Durch Bilanzierung des Kohlenstoffgehalts (§ 7 ZuV 2012)	Mittels brennstoffbezogener Emissionsfaktoren (§ 6 ZuV 2012)

Tabelle 17: Übersicht über die Methoden zur Ermittlung der Emissionsmenge<sup>763</sup>

CO<sub>2</sub>-Emissionen entstehen bei chemischer Umwandlung von kohlenstoffhaltigen Einsatzgütern. Der größte Teil der Emissionen wird durch verbrennungsbedingte Aktivitäten in thermischen Verfahren verursacht. Die produzierten CO<sub>2</sub>-Mengen variieren dabei deutlich in Abhängigkeit vom Brennstoff. Deshalb entwickelten das IPCC und das Umweltbundesamt (bzw. DEHSt) für die Erstellung des Nationalen Treibhausgasinventars unter der Klimarahmenkonvention (UNFCCC), für den bei der DEHSt einzureichenden Emissionsbericht eines Anlagenbetreibers und für die unentgeltliche Zuteilung von Berechtigungen auf Basis historischer Emissionen (Grandfathering bei Anlagen nach § 6 ZuG 2012<sup>764</sup>) differenzierte und allgemein anerkannte Standardwerte zu einzelnen Energieträgern, so genannte brennstoffbezogene Emissionsfaktoren<sup>765</sup>. Diese Emissionsfaktoren werden aus dem Kohlenstoffanteil eines Stoffes ermittelt und dienen der Ableitung von CO<sub>2</sub>-Emissionen aus verbrennungsbedingten Aktivitäten, wobei von einer vollständigen Oxidation (Oxidationsfaktor = 1)<sup>766</sup> des in den Brennstoffen enthaltenen Kohlenstoffs ausgegangen wird.<sup>767</sup> Die Kohlenstoffanteile können jedoch je nach Zusammensetzung eines Energieträgers variieren.<sup>768</sup> Aus diesem Grund wurden für

---

einschließlich Nebenprodukten und Abfällen gebildet und mit dem Umrechnungsfaktor 3,66 (44:12) in Kohlendioxid überführt wird.

<sup>763</sup> Eigene Darstellung nach ZuV 2012.

<sup>764</sup> Anlagen der Tätigkeiten Ziffern VI bis XVIII Anhang 1 TEHG (Industrieanlagen), die vor dem 31. Dezember 2002 in Betrieb genommen wurden. Die restlichen Anlagen erhalten ihre Zuteilung auf Basis produktbezogener Emissionsfaktoren, die für eine Anlage der Stromproduktion nach Anhang 3 I (1) ZuG 2012 bei gasförmigen Brennstoffen 365 g CO<sub>2</sub>/kWh, anderenfalls 750 g CO<sub>2</sub>/kWh betragen. Vgl. hierzu auch Kapitel 2.3.4.

<sup>765</sup> Definition Emissionsfaktor des UNFCCC: "An emission factor is defined as the average emission rate of a given green house gas for a given source, relative to units of activity."

<sup>766</sup> Handelt es sich bei der chemischen Reaktion nicht um eine Verbrennung, wird nach § 6 (3) ZuV anstelle des Oxidationsfaktors als Alternative ein Umsetzungsfaktor verwendet.

<sup>767</sup> § 4 (2) Zuteilungsverordnung 2012 (ZuV 2012) vom 13. August 2007 (BGBl. I S. 1941).

<sup>768</sup> Besonders starke Unterschiede in der Zusammensetzung bestehen bei Gichtgas, weshalb hierfür kein Emissionsfaktor von den Behörden angegeben wird, sondern immer eine individuelle Berechnung erfolgen muss. Vgl. für die Berechnung Konstantin (2009), Kapitel 5.2.5 Verbrennungsrechnung.



eine möglichst genaue Ermittlung und Berichterstattung der anlagenbezogenen Emissionen eine Vielzahl von Datenquellen (z.B. von Betreibern, Verbänden, Importeuren, Forschungseinrichtungen und internationalen Organisationen)<sup>769</sup> als Grundlage verwendet und differenzierte CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren (z.B. für Braunkohle nach Revier oder für Steinkohle nach Importland) bereitgestellt.<sup>770</sup> Auf die Unterschiede je Herkunft der Primärenergie wurde in Tabelle 18 jedoch nicht detaillierter eingegangen, sondern Spannbreiten für CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren angeführt. Des Weiteren ist anzumerken, dass die DEHSt im Gegensatz zum IPCC, das die Nationalen Treibhausgasinventare verwaltet und über den Emissionshandel hinausgehende Zwecke verfolgt, den CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor für Biomasse gleich Null setzt. Mit dem Argument, dass das bei der Biomassenutzung freigesetzte CO<sub>2</sub> in etwa dem beim Pflanzenwachstum gebundenen entspricht, werden so mit Biomasse befeuerte Anlagen vom Emissionshandel befreit.

Primärenergie		Emissionsfaktoren in t CO <sub>2</sub> / TJ		
		Zuteilungsverordnung 2012 (ZuV 2012)	Nationaler Inventarbericht 2008	2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories
Braunkohle	Rohbraunkohle	99 – 114	99 – 114	101 (91 – 115) <sup>771</sup>
	Koks		108	107 (96 – 119)
	Briketts	99 – 101	100	98 (87 – 109)
Steinkohle	Vollwertkohle	93 – 96	94	98 (95 – 101)
	Koks	105	105	95 (87 – 101)
	Briketts		93	
Erdgas		56	56	56 (54 – 58)
Rohöl				73 (71 – 76)
Heizöl	leicht	74	74	
	schwer	78	78	77 (76 – 79)
Benzin (Ottokraftstoffe)			72	69 (68 – 73)
Diesel			74	74 (73 – 75)
Biomasse	Fest (Holz, -reste, -kohle, Rinde)		95 – 112	112 (95 – 132)
	Flüssig (Biogas, -diesel, -alkohol)		71	71 (60 – 84)
	Gasförmig (Deponie-, Klärgas)		55	55 (46 – 66)
Abfall	Hausmüll, Siedlungsabfall		92	92 (73 – 121)
	Industriemüll		72	143 (110 – 183)

Tabelle 18: Brennstoffbezogene Emissionsfaktoren für Verbrennungsprozesse der Stromerzeugung<sup>772</sup>

<sup>769</sup> Statistik der Kohlenwirtschaft, Daten des Vereins der Kohlenimporteure, Angaben von Herkunftsstaaten, Produktionsdaten des Deutschen Braunkohlen-Industrie-Vereins e.V. (DEBRIV – Bundesverband Braunkohle), IPCC Emission Factor Database (EFDB), etc.

<sup>770</sup> Vgl. NIR (2008), S. 446.

<sup>771</sup> Standardisierter Vorgabewert (Spannweite).

<sup>772</sup> Eigene Darstellung mit Daten aus Anhang 1 ZuV 2012, NIR (2008), S. 449-451 und IPCC (2006), S. 2.16-2.17.

Mit dem brennstoffbezogenen, anlagenunabhängigen Emissionsfaktor ( $EF_{Br}$ ) in t CO<sub>2</sub> / TJ können nun die jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen einer Anlage ( $E_{Br}$ ) mit Formel 10 berechnet werden, indem dieser mit dem Oxidationsfaktor ( $OF = 1$  gemäß § 4 (2) ZuV 2012) und der eingesetzten Menge an Primärenergie in J multipliziert wird.<sup>773</sup> Die eingesetzte Primärenergiemenge ergibt sich aus dem Produkt des Energiekonsums in Massen- oder Volumeneinheit ( $M_{Br}$ ) und dem spezifischen Heizwert ( $HW_{Br}$ ) (Reaktionsenthalpie ( $H_R$ ) in J pro Massen- oder Volumeneinheit). Werden in einer Anlage mehrere Brennstoffe eingesetzt, so sind die jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen je Brennstoff zu berechnen und für eine Erfassung der gesamten jährlichen Emissionsmenge der Anlage zu addieren. Anlagen mit Fähigkeit zum Brennstoffwechsel sind jedoch selten,<sup>774</sup> weshalb im Weiteren nicht explizit darauf eingegangen wird.

$$E = \sum_{Br} M_{Br} \cdot HW_{Br} \cdot EF_{Br} \cdot OF \quad (10)$$

Br	Brennstoffart
E	Emissionsmenge
$EF_{Br}$	Brennstoffbezogener Emissionsfaktor
$HW_{Br}$	Heizwert eines Brennstoffs
$M_{Br}$	Brennstoffmenge in Massen- oder Volumeneinheit
OF	Oxidationsfaktor ( $OF = 1$ )

#### 4.1.2.2. Produktbezogener Emissionsfaktor

Über die Emissionen je eingesetzter Brennstoffeinheit und die gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen einer Anlage hinaus ist außerdem die Emissionsmenge pro Outputeinheit (produktbezogener Emissionsfaktor) von Interesse. In Analogie zur Verbrauchsermittlung nach der Rückrechnungsmethode<sup>775</sup> dient diese der Prognose der Emissionsmenge eines Unternehmens in einer Periode auf Basis der geplanten Produktionsmenge an Erzeugungsgütern. Darüber hinaus eignet sich ein produktbezogener Emissionsfaktor auch als Mengengerüst in einer Produktkalkulation zur Bestimmung der Preisuntergrenze des Erzeugnisses (z.B. Stromgestehungskosten). Außerdem stellt er ein Maß für die Effizienz einer Anlage und eine Kennzahl für einen Vergleich alternativer Technologien in Bezug auf die Erfüllung der Klimaschutzziele dar. Darüber hinaus spielt er im Zuteilungsverfahren nach dem BAT-Benchmark nach §§ 7, 8 oder 9

<sup>773</sup> § 6(2) ZuV: Die Kohlendioxid-Emissionen aus dem Einsatz von Brennstoffen entsprechen dem rechnerischen Produkt aus der Aktivitätsrate des Brennstoffs, dem unteren Heizwert, dem heizwertbezogenen Emissionsfaktor und dem Oxidationsfaktor des Brennstoffs.

<sup>774</sup> Vgl. Amend (2000), S. 219-224.

<sup>775</sup> Die Rückrechnungsmethode verzichtet auf eine genaue Messung des tatsächlichen Verbrauchs von Inputfaktoren und berechnet den Verbrauch stattdessen aus der Erzeugnismenge und dem standardisierten Materialverbrauch je Outputeinheit (z.B. aus einer Stückliste).

ZuG 2012 für alle nach dem 1.1.2003 in Betrieb genommenen Anlagen (Tätigkeiten I-XVIII) zuzüglich älterer Energieanlagen (Tätigkeiten I-V) mit einer Emission über 25.000 t CO<sub>2</sub>/a eine wichtige Rolle (vgl. Kapitel 2.3.4.).<sup>776</sup> Teilt man deshalb für die Bestimmung des produktbezogenen Emissionsfaktors (EF<sub>el</sub> bzw. EF<sub>th</sub> in t CO<sub>2</sub> / kWh<sub>el</sub> bzw. t CO<sub>2</sub> / kWh<sub>th</sub>) die zuvor berechneten jährlichen Emissionen einer Anlage durch die im gleichen Zeitraum erzeugte Strom- oder Wärmemenge (W<sub>el</sub> bzw. W<sub>th</sub>), so ergeben sich Formeln 11 und 12:

$$EF_{el} = \frac{E}{W_{el}} = \frac{M_{Br} \cdot HW_{Br} \cdot EF_{Br}}{W_{el}} \quad (11)$$

$$EF_{th} = \frac{E}{W_{th}} = \frac{M_{Br} \cdot HW_{Br} \cdot EF_{Br}}{W_{th}} \quad (12)$$

Br	Brennstoffart
E	Emissionsmenge
EF <sub>Br</sub>	Brennstoffbezogener Emissionsfaktor
EF <sub>el</sub> bzw. EF <sub>th</sub>	Produktbezogener Emissionsfaktor
HW <sub>Br</sub>	Heizwert eines Brennstoffs
M <sub>Br</sub>	Brennstoffmenge in Massen- oder Volumeneinheit
W <sub>el</sub>	Outputmenge Strom in kWh <sub>el</sub>
W <sub>th</sub>	Outputmenge Wärme in kWh <sub>th</sub>

Möchte man jedoch den produktbezogenen Emissionsfaktor einer Anlage unabhängig von der tatsächlichen jährlichen Produktionsmenge ermitteln, ist dies auch durch Überführung des brennstoffbezogenen in den produktbezogenen CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor (EF<sub>Br</sub> in t CO<sub>2</sub> / TJ → EF<sub>el</sub> in t CO<sub>2</sub> / kWh<sub>el</sub>) mit Hilfe des Wirkungsgrads einer Anlage nach Formeln 14 bzw. 15 möglich. Um den Wirkungsgrad, der als Quotient von Nutzen (hier: Strommenge oder Wärmemenge) zu Aufwand (hier: zugeführte Primärenergie) definiert ist ( $\eta = \frac{Output}{Input}$ ), anwenden zu können, müssen Input und Output in der gleichen Einheit vorliegen. Da die Leistungseinheit 1 Watt als Energiemenge pro Zeiteinheit mit 1 J/s definiert ist und demzufolge 1 kWh 3,6 MJ entspricht, kann die eingesetzte Primärenergiemenge mit dem Multiplikator 277.778 von TJ in kWh gemäß Formel 13 umgerechnet werden:

<sup>776</sup> Für eine Anlage der Stromproduktion nach §§ 7, 8 oder 9 ZuG 2012 beträgt der produktbezogene Emissionsfaktor des BAT-Benchmarks nach Anhang 3 I (1) ZuG 2012 bei gasförmigen Brennstoffen 365 g CO<sub>2</sub> / kWh, anderenfalls 750 g CO<sub>2</sub> / kWh. Vgl. hierzu auch Kapitel 2.3.4.

$$W_{Br} = 277.778 \cdot M_{Br} \cdot HW_{Br} \quad (13)$$

$$\eta_{el} = \frac{W_{el}}{W_{Br}} = \frac{W_{el}}{277.778 \cdot M_{Br} \cdot HW_{Br}} \quad (14)$$

$$\eta_{th} = \frac{W_{th}}{W_{Br}} = \frac{W_{th}}{277.778 \cdot M_{Br} \cdot HW_{Br}} \quad (15)$$

Br	Brennstoffart
HW <sub>Br</sub>	Heizwert eines Brennstoffs
M <sub>Br</sub>	Brennstoffmenge in Massen- oder Volumeneinheit
W <sub>Br</sub>	Primärenergiemenge in kWh
W <sub>el</sub>	Outputmenge Strom in kWh <sub>el</sub>
W <sub>th</sub>	Outputmenge Wärme in kWh <sub>th</sub>
η <sub>el</sub>	Elektrischer Wirkungsgrad
η <sub>th</sub>	Thermischer Wirkungsgrad

Schließlich kann der produktbezogene Emissionsfaktor einer Anlage mit dem brennstoffbezogenen CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor durch Multiplikation mit  $3,6 \cdot 10^{-6}$  (bzw. 3,6 wie in Tabelle 19) (Kehrwert des Umrechnungsfaktors) und mittels Division durch den anlagenspezifischen Wirkungsgrad in t CO<sub>2</sub>/ kWh<sub>el</sub> (bzw. t CO<sub>2</sub>/ GWh<sub>el</sub> vgl. Tabelle 19) mit den Formeln 16 und 17 berechnet werden.

$$EF_{el} = \frac{3,6 \cdot 10^{-6} \cdot EF_{Br}}{\eta_{el}} \quad (16)$$

$$EF_{th} = \frac{3,6 \cdot 10^{-6} \cdot EF_{Br}}{\eta_{th}} \quad (17)$$

Br	Brennstoffart
EF <sub>Br</sub>	brennstoffbezogener Emissionsfaktor
EF <sub>el</sub> bzw. EF <sub>th</sub>	Produktbezogener Emissionsfaktor
η <sub>el</sub>	Elektrischer Wirkungsgrad
η <sub>th</sub>	Thermischer Wirkungsgrad

Wie viele Zertifikate ein Anlagenbetreiber für das vergangene Geschäftsjahr zur Erfüllung seiner Emissionsverpflichtungen bei der DEHSt einreichen muss, lässt sich nun außer durch Multiplikation des Primärenergieverbrauchs mit dem brennstoffbezogenen Emissionsfaktor ( $E = \sum_{Br} M_{Br} \cdot HW_{Br} \cdot EF_{Br}$ ) auch durch Multiplikation der erzeugten Strom- bzw. Wärmemenge mit dem anlagenspezifischen, produktionsbezogenen Emissionsfaktor gemäß Formel 18 bzw. 19 ermitteln.

$$E = W_{el} \cdot EF_{el} \quad (18)$$

$$E = W_{th} \cdot EF_{th} \quad (19)$$

E	Emissionsmenge
EF <sub>el</sub> bzw. EF <sub>th</sub>	Produktbezogener Emissionsfaktor
W <sub>el</sub>	Outputmenge Strom in kWh <sub>el</sub>
W <sub>th</sub>	Outputmenge Wärme in kWh <sub>th</sub>

#### 4.1.2.3. Produktbezogene Emissionsfaktoren in Abhängigkeit marktgängiger Wirkungsgrade

Auf Basis der brennstoffbezogenen Emissionsfaktoren des IPCC werden nun in Tabelle 19 für die einzelnen Primärenergien und für verschiedene Wirkungsgrade die produktbezogenen Emissionsfaktoren kalkuliert. An den Ergebnissen aus der Berechnung der produktbezogenen Emissionsfaktoren in Abhängigkeit des Wirkungsgrads fällt auf, dass die Emissionsmenge sehr sensitiv auf diesen reagiert. Mit Verbesserung des Wirkungsgrads nimmt der CO<sub>2</sub>-Ausstoß je Stromeinheit deutlich ab, da die Anlage effizienter arbeitet und deshalb weniger Primärenergie für die Erzeugung einer Stromeinheit verbrannt werden muss. Für die verschiedenen Verfahren sind derzeit Anlagen mit unterschiedlichen Effizienzgraden am Markt verfügbar, weshalb in Abbildung 31 nur relevante Spannbreiten an marktüblichen Wirkungsgraden eingezeichnet wurden.

Primärenergie	Produktbezogener Emissionsfaktor (EF <sub>el</sub> ) in t CO <sub>2</sub> /GWh <sub>el</sub> in Abhängigkeit des Wirkungsgrads (η) einer Anlage										
	0,1	0,15	0,2	0,25	0,3	0,35	0,4	0,45	0,5	0,55	0,6
Braunkohle	3636	2424	1818	1454	1212	1039	909	808	727	661	606
Steinkohle	3528	2352	1764	1411	1176	1008	882	784	706	641	588
Erdgas	2016	1344	1008	806	672	576	504	448	403	367	336
Rohöl	2628	1752	1314	1051	876	751	657	584	526	478	438
Heizöl	2772	1848	1386	1109	924	792	693	616	554	504	462
Benzin (Ottokraftstoffe)	2484	1656	1242	994	828	710	621	552	497	452	414
Diesel	2664	1776	1332	1066	888	761	666	592	533	484	444
Feste Biomasse <sup>777</sup>	4032	2688	2016	1613	1344	1152	1008	896	806	733	672
Flüssige Biomasse <sup>777</sup>	2556	1704	1278	1022	852	730	639	568	511	465	426
Gasförmige Biomasse <sup>777</sup>	1980	1320	990	792	660	566	495	440	396	360	330
Abfall	3276	2184	1638	1310	1092	936	819	728	655	596	546

Tabelle 19: Produktbezogene Emissionsfaktoren nach Energieträger und Wirkungsgrad<sup>778</sup>

<sup>777</sup> Mit Biomasse befeuerte Anlagen sind vom Europäischen Emissionshandel ausgenommen. Die Emissionsmengen aus Biomasseanlagen sind deshalb nur zur Ergänzung aufgeführt.

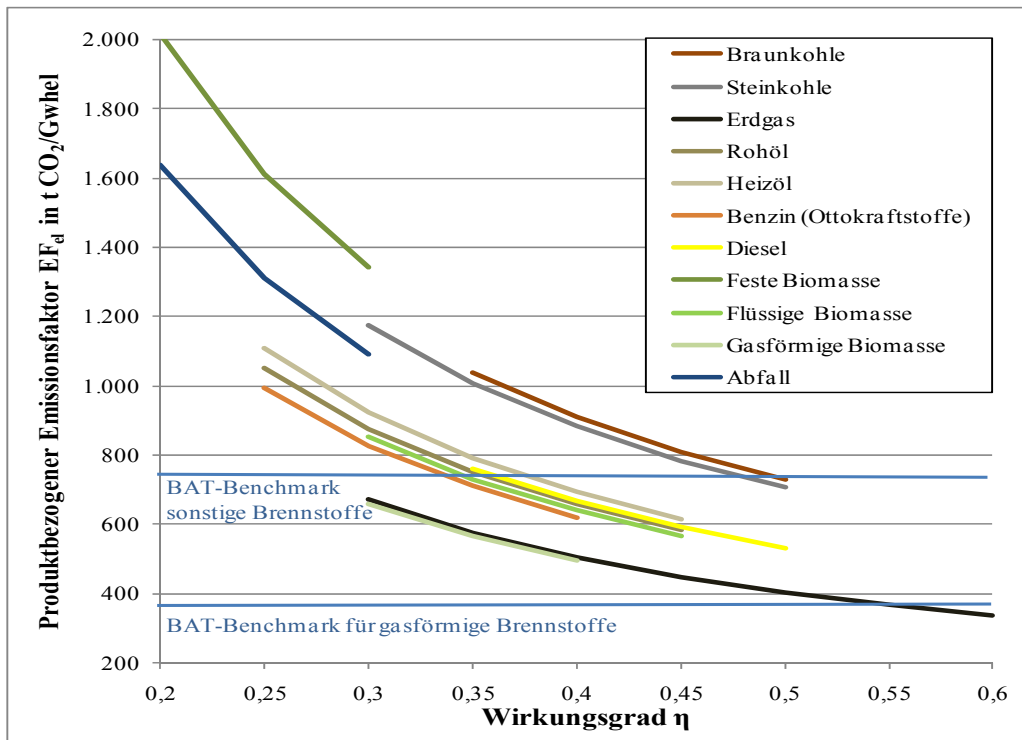


Abbildung 31: Produktbezogene Emissionsfaktoren in Abhängigkeit des Wirkungsgrads<sup>779</sup>

An den visualisierten Ergebnissen wird deutlich,<sup>780</sup> dass sich die Primärenergien hinsichtlich ihrer Emissionsintensität in drei Gruppen, feste, flüssige und gasförmige Brennstoffe, clustern lassen. So erzeugt die Verbrennung von Feststoffen, insbesondere von Braunkohle und fester Biomasse wie z.B. Holz, die meisten und die von Gasen am wenigsten Emissionen je Output-einheit. So ist auch verständlich, warum bei der entgeltlosen Zuteilung für Anlagen der Stromproduktion nach §§ 7, 8 oder 9 ZuG 2012 ein gesonderter Vorgabewert für gasförmige Brennstoffe existiert. Der produktbezogene Emissionsfaktor des BAT-Benchmarks beträgt nach Anhang 3 I (1) ZuG 2012 bei gasförmigen Brennstoffen 365 g CO<sub>2</sub> / kWh, anderenfalls 750 g CO<sub>2</sub> / kWh, was unter Berücksichtigung des Kürzungsfaktors ( $KF_{\text{Ver}} = 84,4\%$ ) nach obiger Kalkulation einen Wirkungsgrad von 65,5 % (ohne  $KF_{\text{Ver}}$  von 55 %) bei Erdgasanlagen und bei Braunkohlekraftwerken von 57,4 % (ohne  $KF_{\text{Ver}}$  von 50 %) erfordern würde.<sup>781</sup>

<sup>778</sup> Eigene Darstellung und Berechnung mit Daten aus IPCC (2006), S. 2.16-2.17.

<sup>779</sup> Eigene Darstellung.

<sup>780</sup> Es scheint, dass es große Unterschiede bezüglich der Wirkungsgrade der verfügbaren Technologien gibt. Insbesondere am Dieselmotor lässt sich aber gegenüber Verfahren mit Erneuerbaren Energien (z.B. fester Biomasse) nachvollziehen, dass mit längerer Existenz auf einem Markt und stärkerer Marktdurchdringung bereits mehr F&E-Aufwand zur Verbesserung des Wirkungsgrads betrieben wurde und Technologien deshalb ausgereifter sind. Können Erneuerbare Energien also nicht wie bspw. flüssige Biomasse (z.B. Diesel aus Rapsöl) auf bestehende, konventionelle Technologien (in diesem Fall Dieselmotoren) zurückgreifen, haben sie folglich Nachholbedarf in ihrer Entwicklung.

<sup>781</sup> Mit gasförmigen Brennstoffen befeuerte Anlagen der Stromerzeugung werden demnach mit 308 Zertifikaten pro MWh und die restlichen Anlagen nach §§ 7, 8 oder 9 ZuG 2012 mit 633 Zertifikaten pro MWh ausgestattet.

### 4.1.3. Bewertung der Emissionen

#### 4.1.3.1. Kostenbestimmung nach dem Rechnungszweck

Da im Zuge der Erstellung des jährlichen Emissionsberichts vom Emissionshandel betroffene Anlagenbetreiber zum Ausweis der zertifizierten Ist-Emissionsmenge pro Anlage gesetzlich verpflichtet sind,<sup>782</sup> liegt diese Information im Unternehmen bereits vor und muss nicht gesondert für die Kostenrechnung erhoben werden. Schwieriger gestaltet es sich mit der monetären Bewertung der Rückgabeverpflichtung. So stehen mit der Bewertung zu Anschaffungskosten und zu tagesaktuellen Marktpreisen zwei Optionen zur Verfügung.

Das pagatorische Begriffsverständnis von Kosten, welches dem Rechnungszweck der Dokumentation dient und Zahlungsvorgänge zugrundelegt, gibt eine Bewertung zu Anschaffungskosten vor.<sup>783</sup> Die (überwiegend) unentgeltliche Zuteilung in der ersten und zweiten Handelsperiode<sup>784</sup> würde nach diesem Prinzip zu einer Verbrauchsbewertung von Null führen. Eine pagatorische Kostendefinition wirft die Frage auf, ob die eingesetzten Zertifikate überhaupt Kosten verursachen und ließe unentgeltlich zugeteilte Berechtigungen in der Kostenrechnung nicht erscheinen.<sup>785</sup> Wie eingangs erläutert lässt es sich aber nicht abstreiten, dass selbst die unentgeltlich zugeteilten Emissionszertifikate ein Gut darstellen und aufgrund der Handelsmöglichkeit auf aktiven Märkten bereits einen Wert besitzen. Die entgangenen Erlöse, die bei Verkauf statt Einsatz dieses Produktionsfaktors erzielbar gewesen wären, entsprechen Opportunitätskosten<sup>786</sup> oder auch Schattenpreisen und sind umso höher je knapper dieser Faktor ist.<sup>787</sup> Opportunitätskosten dienen somit der Lenkung von Wirtschaftsgütern bei alternativen Verwendungsmöglichkeiten, und ihre Erfassung als Zusatzkosten in der Kostenrechnung ist insbesondere in Engpasssituationen sinnvoll.

Es stellt sich somit die Frage nach dem Rechnungszweck. Die Bewertung zu Anschaffungspreisen dokumentiert zwar die Auszahlungen des Unternehmens, scheint hier aber keine brauchbaren Informationen für eine zukunftsorientierte Entscheidungsunterstützung und Lenkung von knappen Wirtschaftsgütern zu liefern. Die pagatorische Begriffsdefinition greift

<sup>782</sup> Vgl. zur Berichterstattung Richtlinie 2003/87/EG Art. 14 Abs. 3 sowie § 5 Abs. 4 TEHG.

<sup>783</sup> Vgl. Zimmermann / Veith (2007), S. 355.

<sup>784</sup> Zwar werden Emissionsrechte noch größtenteils kostenlos zugeteilt, aber die Gesamtmenge der zugeteilten Emissionsberechtigungen nimmt stetig ab, sodass ein Zukauf von weiteren Rechten in Zukunft erforderlich wird. Vgl. Kapitel 2.3.3. und Zimmermann / Veith (2007), S. 355.

<sup>785</sup> Vgl. Zimmermann / Veith (2007), S. 355.

<sup>786</sup> Vgl. „Opportunitätskosten sind die durch die Wahl einer Entscheidungsalternative entgangenen Vorteile der besten verdrängten Alternative.“ Friedl / Hofmann / Pedell (2010), S. 60.

<sup>787</sup> Dass der Verbrauch unentgeltlich zugeteilter Zertifikate Opportunitätskosten darstellt, entspricht auch der Auffassung in der sonstigen wissenschaftlichen Literatur. Vgl. Zimmermann / Veith (2007), S. 358. Außerdem ist „die Berücksichtigung solcher Opportunitäten [...] nichts Außergewöhnliches, und auf allen wettbewerblich organisierten Märkten ein normaler Vorgang.“ Ockenfels (2007), S. 48.

deshalb für die Zwecke der wertorientierten Unternehmensplanung und -steuerung im Gegensatz zu einer wertmäßigen Auffassung, die nicht ausschließlich auf monetären Bewegungen beruht, sondern einen leistungsbezogenen, in Geldeinheiten bewerteten Güterverzehr abbildet, zu kurz.<sup>788</sup> Da hier der Zweck der Vorbereitung von Produktions- und Investitionsentscheidungen verfolgt wird, stellt die Abbildung verbrauchter Emissionszertifikate zu Marktpreisen<sup>789</sup> den einzig sinnvollen Umgang mit dem neuen Regulierungsinstrument in der Kostenrechnung dar.<sup>790</sup>

#### 4.1.3.2. Zeitpunkt der zweckmäßigen Marktpreisbestimmung

Im Fall der Verbrauchsbewertung von Emissionsrechten besteht allerdings eine zusätzliche Komplexität durch das Auseinanderfallen der Zeitpunkte der Zuteilungsentscheidung am 7.8. vor Beginn einer Handelsperiode, der Zertifikatübertragung am 28.2. bzw. nach Kauf, des Verzehrs durch den CO<sub>2</sub>-Ausstoß während des Geschäftsjahres und der staatlichen Entwertung am 30.4. des Folgejahrs.<sup>791</sup> Somit kommen, wie in Abbildung 32 dargestellt, zwei Zeitpunkte für den Zugang und zwei für den Abgang der Zertifikate in Frage. Auf Grund einer Preisvolatilität können zu den verschiedenen Zeitpunkten unterschiedliche Tageswerte für die handelbaren Wertpapiere auftreten. Es stellt sich deshalb die Frage, zu welchem Zeitpunkt der Marktpreis für ein zweckorientiertes Verfahren der Zertifikatbewertung relevant ist.

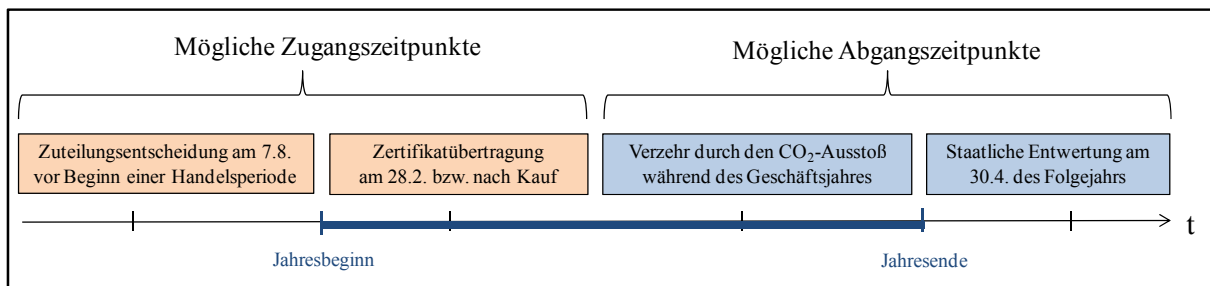


Abbildung 32: Übersicht über mögliche Bewertungszeitpunkte<sup>792</sup>

<sup>788</sup> Vgl. zu Definition des Kostenbegriffs Schweitzer / Küpper (2011), S. 12 ff, Friedl / Hofmann / Pedell (2010), S. 43, Homburger (2002), Sp. 1051-1060.

Vgl. zur weiteren Begründung einer zulässigen Kostenbezeichnung von zugeteilten Emissionszertifikaten Zimmermann / Veith (2007), S. 357-359.

<sup>789</sup> Aus der durchgängigen Verwendung des Fair Values folgt außerdem, dass das interne Rechnungswesen nicht vor dem gleichen Problem wie das externe Rechnungswesen steht, das aufgrund des Vorsichtsprinzips ein Ungleichgewicht bei der Bemessung des Vermögensgegenstandes, des zu Anschaffungskosten angesetzten passiven Rechnungsabgrenzungspostens und der zu Fair Value bewerteten Schuld ausweisen kann. Vgl. Veith / Werner / Zimmermann (2009), S. 6. Dieses Problem tritt insbesondere bei einem Anstieg der Marktpreise zwischen Zuteilungs- und Bewertungszeitpunkt auf, da die Abweichung einen zusätzlichen Aufwand darstellt, obwohl das Unternehmen die Emission mit seinem Zertifikatbestand decken kann. Vgl. Völker-Lehmkuhl (2006), S. 70.

<sup>790</sup> Vgl. Zimmermann / Veith (2007), S. 359.

<sup>791</sup> Vgl. Abbildung 7 in Kapitel 2.3.6.

<sup>792</sup> Eigene Darstellung.



Zwar besteht bereits mit Zuteilungsentscheidung ein Rechtsanspruch, allerdings ist zwischen Rechtsanspruch auf Zuteilung und Verfügungsmacht zu unterscheiden. Nach allgemeiner Fachmeinung<sup>793</sup> ist die Verfügungsmacht, die nach Erhalt der Emissionszertifikate also am 28.2. bzw. nach Abwicklung eines Verfügungsgeschäfts eintritt, für die Bilanzierung von Emissionsrechten entscheidend. In Anlehnung an das externe Rechnungswesen ist die Verfügungsmacht auch der relevante Tatbestand für die Kostenrechnung der betroffenen Unternehmen, womit der Marktpreis zum Zeitpunkt der Zuteilungsentscheidung keine Rolle spielt. Bei der Wahl des korrekten Zeitpunkts des Abgangs stellt der Verbrauch das wesentliche Kriterium dar. Dieser Verlust an ökonomischer Eignung<sup>794</sup> tritt mit Einsatz des Emissionsrechts in der Produktion und damit bereits mit entstehender Rückgabeverpflichtung durch Emission einer Tonne CO<sub>2</sub> ein. Der nach der Verbrauchsursache liegende Zeitpunkt der staatlichen Entwertung ist folglich für das interne Rechnungswesen irrelevant.

Es bleiben somit ein Zeitpunkt für den Zugang und einer für den Abgang. Da die Verpflichtung zur Abgabe einer Emissionsberechtigung im Produktionsprozess entsteht und der Verbrauch als Ursache für eine erforderliche Beschaffung gesehen werden kann, wird die ausschlaggebende Entscheidung in der Produktion getroffen, weshalb zum Zeitpunkt des Abgangs eine aktuelle Informationsgrundlage gegeben sein muss. Zusammenfassend lässt sich deshalb feststellen, dass für eine Bewertung von Emissionsberechtigungen der tagesaktuelle Marktpreis zum Zeitpunkt der tatsächlichen Emission<sup>795</sup> entscheidend ist.

#### **4.1.3.3. Marktpreisentwicklung von Emissionszertifikaten und Höhe von Transaktionskosten**

Die wertmäßige Verbrauchsbewertung erfordert folglich eine Verfügbarkeit von objektiven Werten zu jedem Produktionszeitpunkt. Durch den Börsenhandel z.B. an ECX, Bluenext und EEX sind transparente und manipulationsfreie Marktpreise für Emissionszertifikate allgemein zugänglich. Für eine zeitpunktbezogene Betrachtung ist dabei der Preis am Spotmarkt von EUAs relevant, der sich, wie Abbildung 33 zeigt, seit Beginn des Emissionshandels zwischen 0,02 € und 30 € bewegt. Da sich hohe Wertschwankungen beobachten lassen, kann für die Schaffung eines zusätzlichen Informationssystems zu mittel- oder langfristigen Planungszwecken jedoch eine Glättung von Anomalien und täglicher Volatilitäten, z.B. mittels gewichteter

<sup>793</sup> Vgl. Völker-Lehmkuhl (2006), S. 39 und Deutsches Handelsrecht §39 Abgabenordnung (AO).

<sup>794</sup> Vgl. Schweitzer / Küpper (2011), S. 13.

<sup>795</sup> Bzw. bei der Bewertung von Anfangs- und Endbeständen an Zertifikaten in der Bilanz der tagesaktuelle Marktpreis zum Bilanzstichtag. Anfangs- und Endbestände können entstehen, wenn eine Abrechnungsperiode nicht mit einem Berichtsjahr des Emissionshandels übereinstimmt und nicht alle verfügbaren Zertifikate im Abrechnungszeitraum bspw. unter der Nutzung von Banking und Borrowing verbraucht werden.

Durchschnittspreise, sinnvoll sein.<sup>796</sup> Darüber hinaus liegen Informationen über zukünftige Spotmarktpreise meist noch nicht vor, weshalb man sich für planerische Zielsetzungen an Terminmarktgeschäften orientieren kann oder eigene Prognosen erstellen muss.

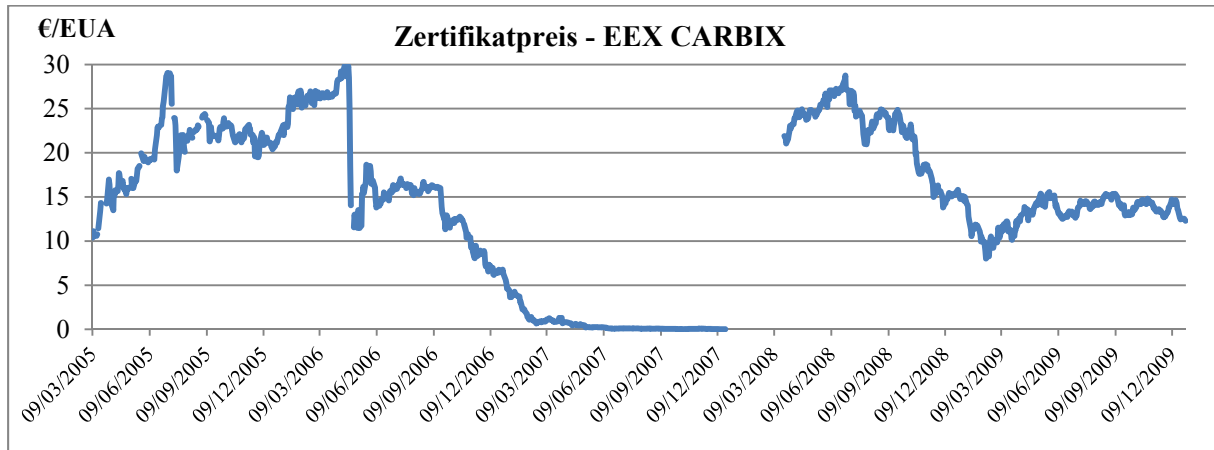


Abbildung 33: EUA-Preisentwicklung an der EEX seit Einführung des Emissionshandels<sup>797</sup>

Neben der Ermittlung der Kosten für das Einsatzgut ist es in der Kostenrechnung außerdem üblich, die direkten Nebenkosten der Beschaffung oder des Absatzes zu erfassen. Löst der Verbrauch eines Zertifikats eine Kaufentscheidung aus, da Zertifikate fehlen oder für eine zukünftige Produktion wiederbeschafft werden müssen, sind die Beschaffungskosten zuzüglich der Nebenkosten (Wiederbeschaffungswert zuzüglich Transaktionskosten)<sup>798</sup> von Bedeutung. In Anbetracht einer Entscheidung über den ökonomischen Einsatz vorrätiger Zertifikate (Steuerungs- und Allokationsfunktion) ist jedoch der Absatzmarkt für die Bestimmung des beizulegenden Werts maßgeblich,<sup>799</sup> da ein aktueller realisierbarer Nettoveräußerungserlös (Verkaufspreis abzüglich Transaktionskosten) am Absatzmarkt den Opportunitätskosten einer alternativen Verwendung vorrätiger Emissionsrechte entspricht.<sup>800</sup> Tabelle 20 führt Transaktionskosten für Handelsgeschäfte an den wichtigsten Handelsplätzen von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten auf.

<sup>796</sup> So wird bspw. in einer mittelfristigen Anlageneinsatzplanung, die Inflexibilität in der Strom- und Wärmeproduktion wie bspw. langsame und teure An- und Abfahrprozesse von Anlagen bei der Nutzung der verfügbaren Potenzialfaktoren im Querverbund zu berücksichtigen hat, nicht auf tägliche Wertschwankungen eingegangen. Im Vordergrund steht vielmehr die Prognose zukünftiger Durchschnittswerte und eventueller Trends der Preisentwicklung.

Das gleiche würde für die Bestimmung langfristiger Preisuntergrenzen zur Substanzerhaltung eines Unternehmens gelten. Neben gewichteten Durchschnittspreisen werden zum Zweck der Produktkalkulation außerdem häufig Standardpreise benutzt, da realisierte Preise der Einsatzgüter bei der Bestimmung der Produktpreise noch nicht verfügbar sein können. Zimmermann / Veith (2007), S. 359 halten letzteres jedoch nur bei erkennbaren Anomalien für richtig.

<sup>797</sup> Eigene Darstellung nach Daten für EUA-Handelspreise am EEX Spotmarkt.

<sup>798</sup> Preisminderungen (vgl. dazu Coenberg (2005), S. 199) können vernachlässigt werden, da sie bei Zertifikaten in der Praxis vermutlich nicht vorkommen.

<sup>799</sup> Vgl. Coenberg (2005), S. 201.

<sup>800</sup> Vgl. Coenberg (2005), S. 203.

Da die Tabelle jedoch zeigt, dass die Börsentransaktionskosten in ihrer Höhe (v.a. wie sich später zeigen wird, im Vergleich zu anderen im Produktionsprozess anfallenden Kosten) kaum ins Gewicht fallen, werden Beschaffungs- oder Absatzkosten von Zertifikaten im Weiteren nicht mehr explizit erwähnt.<sup>801</sup>

Transaktionskosten		ECX		Bluenext		EEX	
Kostenart	Einheit	Spotmarkt	Terminmarkt	Spotmarkt	Terminmarkt	Spotmarkt	Terminmarkt
Handelsgebühr	€/Zertifikat (€/t CO <sub>2</sub> )	0,0050	0,0025	0,0300	0,0020	0,0100	0,0020
Clearingentgelt	€/Zertifikat (€/t CO <sub>2</sub> )	0,0030	0,0015	x	0,0015	0,0100	0,0010
Liefergebühr	€/Trade	x	x	40,00	x	x	x
<b>Gesamt</b>	<b>€/Zertifikat + €/Trade</b>	<b>0,0080</b>	<b>0,0040</b>	<b>0,0300 + 40,00</b>	<b>0,0035</b>	<b>0,0200</b>	<b>0,0030</b>

Tabelle 20: Transaktionskosten an den wichtigsten Handelsplätzen<sup>802</sup>

#### 4.1.4. Berechnung der Emissionskosten

Nach Bestimmung der Mengen- und Wertkomponente lassen sich durch Multiplikation in einem nächsten Schritt die gesamten jährlichen Emissionskosten ( $K_E$ ) nach Formel 20 und die anlagenspezifischen Emissionskosten pro Outputeinheit ( $k_E$ ) gemäß Formel 21 berechnen.

$$K_E = W_{el} \cdot EF_{el} \cdot p_E \quad (20)$$

$$k_E = EF_{el} \cdot p_E \quad (21)$$

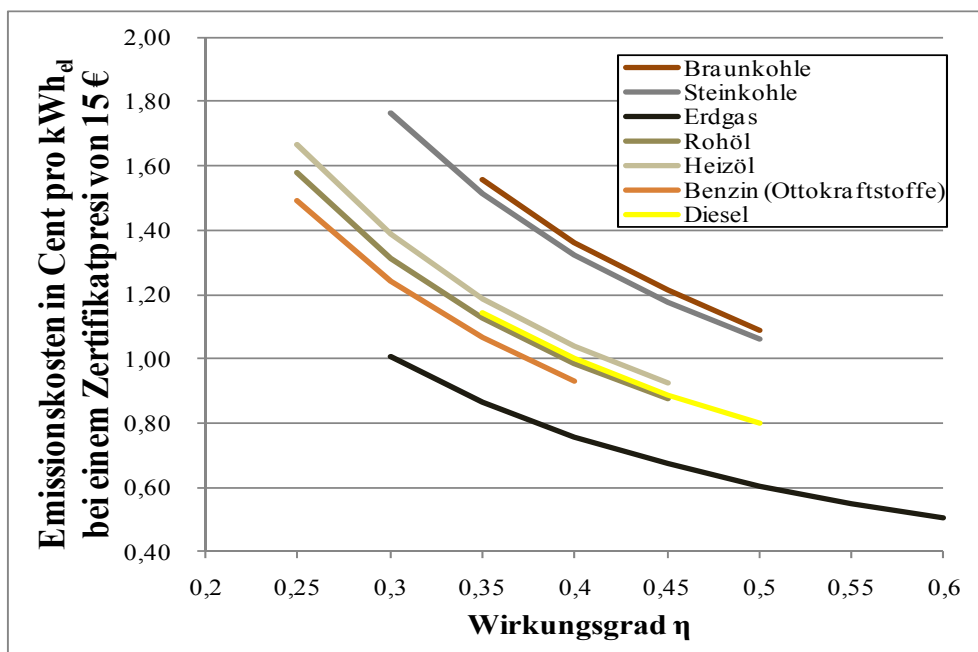
- $EF_{el}$  Produktbezogener Emissionsfaktor
- $K_E$  Emissionskosten
- $k_E$  Emissionskosten pro Outputeinheit
- $p_E$  Marktpreis eines Emissionszertifikats
- $W_{el}$  Outputmenge Strom

Für die Werte der produktbezogenen Emissionsfaktoren aus Tabelle 19 in Kapitel 4.1.2.3. ergeben sich für einen Zertifikatpreis von 15 € die Tabelle 21 und Abbildung 34 zu entnehmenden spezifischen Emissionskosten für die verschiedenen Energieträger und Anlagenwirkungsgrade.

<sup>801</sup> Bedeutender sind Beschaffungs- oder Absatzkosten von Zertifikaten jedoch bei Bewertungen von Handelsaktivitäten und Entscheidungen von Tradingabteilungen, weshalb Transaktionskosten eine größere Rolle bei der Ausgestaltung eines entscheidungsunterstützenden Informationssystems für das Trading von Emissionsberechtigungen spielen. Vgl. dazu Rong / Lahdelma (2007).

<sup>802</sup> Eigene Darstellung basierend auf Angaben der ECX, der Bluenext und der EEX.

Primärenergie	Emissionskosten in Euro pro $\text{GWh}_{\text{el}}$ ( $k_E$ ) in Abhängigkeit des Wirkungsgrads ( $\eta$ ) einer Anlage für einen Zertifikatpreis von 15 €										
	0,1	0,15	0,2	0,25	0,3	0,35	0,4	0,45	0,5	0,55	0,6
Braunkohle	54540	36360	27270	21810	18180	15585	13635	12120	10905	9915	9090
Steinkohle	52920	35280	26460	21165	17640	15120	13230	11760	10590	9615	8820
Erdgas	30240	20160	15120	12090	10080	8640	7560	6720	6045	5505	5040
Rohöl	39420	26280	19710	15765	13140	11265	9855	8760	7890	7170	6570
Heizöl	41580	27720	20790	16635	13860	11880	10395	9240	8310	7560	6930
Benzin (Ottokraftstoffe)	37260	24840	18630	14910	12420	10650	9315	8280	7455	6780	6210
Diesel	39960	26640	19980	15990	13320	11415	9990	8880	7995	7260	6660

Tabelle 21: Anlagenspezifische Emissionskosten pro  $\text{GWh}_{\text{el}}$  ( $k_E$ )<sup>803</sup>Abbildung 34: Anlagenspezifische Emissionskosten in Cent pro  $\text{kWh}_{\text{el}}$  ( $k_E$ ) in Abhängigkeit des Wirkungsgrads<sup>804</sup>

Die Produktion 1 kWh Strom in einem marktüblichen konventionellen Kraftwerk verteuert sich damit um ca. 0,50 bis 1,76 ct (vgl. Abbildung 34). Bei einem momentanen Strompreis von ungefähr 5 ct pro kWh (vgl. Kapitel 3.3.4.5) bewegt sich das Verhältnis von Emissionskosten pro Outputeinheit zu Strompreis damit zwischen 10 % und 35,2 %. Bei dem bisher eingetretenen Höchstwert für Zertifikate von 30 € belaufen sich die Emissionskosten pro kWh Strom sogar auf 1,00 bis 3,52 ct (20 % und 70,4 % des Strompreises).

<sup>803</sup> Eigene Berechnung und Darstellung.<sup>804</sup> Eigene Darstellung.

## 4.2. Bewertung von Reaktionsmöglichkeiten

### 4.2.1. Identifikation von Handlungsalternativen

#### 4.2.1.1. Preis- und Mengenansatz zur Reduktion von Emissionskosten

Durch den Ausweis der Rückgabeverpflichtungen an Zertifikaten als isolierte Kostenart in der Unternehmensrechnung werden die zusätzlichen Belastungen der erfassten Unternehmen durch den Emissionshandel und der Ansatz des Emissionshandels in den Unternehmensprozessen (z.B. besonders betroffene Anlagen) deutlich. In Kenntnis der Effekte des Emissionshandels wird ein Unternehmen bestrebt sein, die erhöhten Produktionskosten zu reduzieren. Es gilt mögliche Handlungsalternativen zu identifizieren und anschließend zu bewerten.

So bieten sich zwei Ansatzpunkte an. Durch geschickten Zertifikathandel kann unter Beachtung von Preisentwicklungen (Spotmarkt vs. Terminmarkt), Minimierung von Transaktionskosten (Börse vs. OTC), günstige Wahl der Zertifikatart (Nutzung von Spreads zwischen EUA – ERU und EUA – CER) sowie eigener Generierung von Zertifikaten durch Investition in JI- oder CDM-Projekte versucht werden, den Preis für den Ausstoß einer t CO<sub>2</sub> zu reduzieren.

Als eine weitere Möglichkeit kann ein Anlagenbetreiber seine Emissionsmenge reduzieren. Dabei reicht es nicht, die Emissionskosten in einer von den Unternehmenszielen gesonderten Betrachtung zu minimieren. Denn dies würde zu einer Produktionsdrosselung oder Geschäftsaufgabe als einfachste Form der Reduktion von Emissionen führen.<sup>805</sup> Vielmehr geht es im kurz- und mittelfristigen Planungshorizont um die Optimierung der Produktionsplanung durch Anpassung des Anlageneinsatzes (Verfahrenswahl) und in einer mehrperiodigen Planung um zusätzliche Anpassung der Kapazitäten durch Investition und Desinvestition. Darüber hinaus können auch Entscheidungen über Eigenfertigung oder Fremdbezug oder eine Produktionsverlagerung ins außereuropäische Ausland (Leakage) Handlungsalternativen darstellen.

Nach Identifikation verschiedener Reaktionsmöglichkeiten auf die Einführung des Emissionshandels stellt sich die Frage, welche Maßnahmen unter welchen Bedingungen letztendlich ergriffen werden sollen. Da auf den Preis für Emissionsberechtigungen nur bedingt Einfluss genommen werden kann,<sup>806</sup> die Energiebranche aber zahlreiche Ansatzpunkte für eine CO<sub>2</sub>-Minderung bietet,<sup>807</sup> liegt im Weiteren die Aufmerksamkeit auf den technischen Minderungspotentialen. Eine Verlagerung von Produktionsstätten in Länder außerhalb des Europäischen

---

<sup>805</sup> In Folge von einem Produktionsrückgang oder sogar Kapazitätsstilllegungen im größeren Stil würde es zu Versorgungsgespässen und einer Netzinstabilität kommen.

<sup>806</sup> Vgl. Rong / Lahdelma (2007) zum Thema Optimierung von Handelsaktivitäten mit EUA-Zertifikaten.

<sup>807</sup> Vgl. Dreher (2001), S. 2.

Emissionshandelssystemen erweist sich im Gegensatz zum Industriesektor jedoch als ungeeignet, da Strom- und Wärmeerzeuger wegen der Leitungsgebundenheit auf die gegebene Infrastruktur (vgl. UCTE in Kapitel 3.3.3.1.) angewiesen sind.<sup>808</sup> Im Gegensatz zu den meisten Industrieprozessen<sup>809</sup> steht der Energieumwandlung jedoch eine große Auswahl an Produktionsverfahren und eine einfachere Variation der Einsatzgüter (Brennstoffmix) für eine flexible Reaktion auf Emissionskosten zur Verfügung.<sup>810</sup>

#### **4.2.1.2. Anlagenaggregation zur sektorübergreifenden Potentialbestimmung von CO<sub>2</sub>-Mengenreduktionen**

Eine komplexe Modellierung jeder einzelnen Anlage der Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung im deutschen Verbundnetz, deren Anzahl sich laut statistischem Bundesamt auf 24.430 (100.309,88 MW<sub>el</sub> und 38.941,1 MW<sub>th</sub>) beläuft, würde an dieser Stelle für die Bestimmung der sektorübergreifenden Anlageneinsatzplanung sowie der Emissionsmengen und -kosten des Energiesektors zu weit führen.<sup>811</sup> Dieser Aufwand gegenüber einer Aggregation aller Anlagen eines Typs stünde in keinem Verhältnis zum zusätzlichen Erkenntnisgewinn durch eine marginal erhöhte Genauigkeit.<sup>812</sup> In Modellen zur Energiesystemanalyse und -planung sowie in Energie-Umwelt-Modellen auf nationaler und internationaler Ebene sind deshalb ingenieurwissenschaftliche Bottom-Up Ansätze oder volkswirtschaftliche Top-Down Ansätze üblich.<sup>813</sup>

In erster Vorgehensweise handelt es sich um eine techno-ökonomische Analyse, bei der Aussagen über den Energiesektor durch Aggregation von Technologien getroffen werden. Bei der makroökonomischen Herangehensweise wird der Energiesektor meist noch stärker aggregiert,

---

<sup>808</sup> Innerhalb des UCTE kann es jedoch im Rahmen der verfügbaren Kapazitäten an Grenzkuppelstellen zu veränderten Stromimportsalden kommen. Das entspricht einer Produktionsverlagerung in europäische Länder mit emissionsärmeren Kraftwerksportfolien.

<sup>809</sup> Selbst im produzierenden Gewerbe liegen Potenziale zur Emissionsminderung im Bereich der energiebedingten Emissionen, während prozessbedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen nur in geringem Umfang und mit einem erheblichen Aufwand vermindert werden können. Vgl. NAP 2008-2012, S. 24.

<sup>810</sup> Vgl. Veith / Werner / Zimmermann (2009), S. 16. Bei Verbundnetzen handelt es sich im Gegensatz zu lokalen Energiesystemen von Produktionsunternehmen um Systeme mit Wahlmöglichkeiten und folglich mehr Emissionsminderungsmöglichkeiten. Vgl. Fichtner (2005), S. 249.

<sup>811</sup> Vgl. Heinzow / Tol / Brümmer (2005), S. 10.

<sup>812</sup> Vgl. zur Aggregation von Kapazitätseinheiten nach Technologien auch Gulli (2008), S. 39, Fichtner (2005), S. 245 oder Dreher (2001), S. 40 ff.

<sup>813</sup> Typische Vertreter von Bottom-Up-Modellen sind die Energiesystemmodelle EFOM, MARKAL, MESSAGE, IKARUS und PERSEUS. Vgl. Dreher (2001), S. 41 und Forum (1999 und 2005). Im Gegensatz dazu gibt es auch Top-Down-Modelle, zu denen bspw. die Energiewirtschaftsmodelle PANTA-RHEI, LEAN sowie GEM-E3 zählen und bei denen die makroökonomischen Zusammenhänge zwischen Energiesektor und der übrigen Volkswirtschaft im Vordergrund stehen. Vgl. Dreher (2001), S. 40 und Forum (1999 und 2005).

da seine Austauschbeziehungen mit anderen Sektoren im Vordergrund stehen.<sup>814</sup> Bei beiden werden Anlagen der Strom- und Wärmeerzeugung typischerweise nach der Art des verwendeten Primärenergieträgers und/oder dem Prozess der Energieumwandlung unterschieden. Insbesondere bei ingenieurwissenschaftlichen Bottom-Up Ansätzen kann zusätzlich eine Differenzierung nach Größe und Alter als Haupteinflussfaktoren auf den Wirkungsgrad erforderlich sein.

Außerdem üblich ist auch die Kombination dieser beiden Analysetypen, um nicht nur eine kostenminimale Erzeugung eines Guts zu betrachten, sondern auch volkswirtschaftliche Auswirkungen ökonomischer Instrumente, Auslandsbeziehungen (z.B. Veränderungen von Energieimporten und -exporten) und den Einfluss nationaler Energie- und Umweltpolitik auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit zu untersuchen.<sup>815</sup> Weitere Untersuchungsgegenstände können die Entwicklung der Emissionen, des Technologiemies, der Nachfrage nach den verschiedenen Primärenergieträgern sowie Investitionen in Energieumwandlungsanlagen und Emissionsminderungstechnologien sein.<sup>816</sup>

Im Folgenden sollen deshalb, wie in Tabelle 22 geschehen, Anlagen der Strom- und Wärmeerzeugung nach Prozesscharakteristika in Technologietypen (alternative Produktionsverfahren) kategorisiert, ihre Anzahl erhoben und gemäß aufgestellter technischer Parameter beleuchtet werden.<sup>817</sup> Vergleichbar einer geschichteten Hochrechnung wird die Leistung eines Anlagentyps entsprechend der im deutschen Verbundnetz installierten Leistung der Technologie (vgl. Kapitel 3.3.2.3.) hochgerechnet.<sup>818</sup> Die explizite Erfassung der Altersstruktur kann dabei vernachlässigt werden, da sie durch die Verwendung durchschnittlicher Wirkungsgrade bereits abgebildet ist. Die durchschnittlichen Wirkungsgrade je Anlagentyp lassen sich aus Vergangenheitsdaten des statistischen Bundesamts über Primärenergieverbrauch und erzeugte Energie der letzten Jahre ermitteln. Eine im Folgenden geschaffene Datengrundlage über Produktionsverfahren und Charakteristika der Technologiealternativen<sup>819</sup> ermöglicht anschließend die Verwendung einer Entscheidungsrechnung für die Anlagenbelegung und die Erstellung eines realistischen Planungsmodells zur Entscheidungsunterstützung unter Berücksichtigung von bspw. technischen Nebenbedingungen.

---

<sup>814</sup> Vgl. Lüth (1997), S. 51.

<sup>815</sup> Vgl. Lüth (1997), S. 53 f.

<sup>816</sup> Vgl. Lüth (1997), S. 46.

<sup>817</sup> Prozesse der Beschaffung, des Netzbetriebs, des Handels und des Vertriebs werden hingegen im Weiteren nicht beleuchtet, da Emissionen überwiegend in der Energieumwandlung entstehen und diese Wertschöpfungsstufen deshalb nicht vom Emissionshandel erfasst sind.

<sup>818</sup> Vgl. Gulli (2008), S. 39.

<sup>819</sup> Vgl. Fichtner (2005), S. 87.

Nach Technologietyp	Anlagenanzahl	Nach Hauptenergieträger	Anlagenanzahl
Dampfturbinen - Kondensationsmaschinen	626	Kernenergie	17
Dampfturbinen - Gegendruckmaschinen	987	Braunkohle	288
Dampfturbinen - Entnahme-Kondensationsmaschinen	1.957	Steinkohle	846
Gasturbinen - ohne Abhitzeessel	366	Erdgas, Erdölgas	4.942
Gasturbinen - mit Abhitzeessel	999	Sonst. Gase (Gruben-, Hochofengas usw.)	86
Gasturbinen - mit nachgeschalteter Dampfturbine (GuD)	741	Heizöl	264
Verbrennungsmotoren	4.223	Diesel	180
Brennstoffzellen, Stirlingmotoren, Dampfmotoren, ORC-Anlagen	38	Wasserkraft	1.956
Wasserturbinen - Laufwasseranlagen	1.763	Windkraft	264
Wasserturbinen - Speichieranlagen	313	Photovoltaik	60
Wasserturbinen - Pumpspeichieranlagen	276	Geothermie	11
davon mit natürlichem Zufluss	48	Feste biogene Stoffe	406
Windkraft-Anlagen	360	Flüssige biogene Stoffe	55
Photovoltaik-Anlagen	638	Bio-, Klär-, Deponiegas	187
Geothermie-Anlagen	23	Abfälle (Hausmüll, Industrieabfälle)	638
Sonstige Anlagen	661	Sonst. Energieträger (Abhitze usw.)	48
Nicht erhobene oder Anlagen ohne Angabe des Technologietyps <sup>820</sup>	10.459	Nicht erhobene oder Anlagen ohne Angabe des Energieträgers <sup>820</sup>	14.182
<b>Insgesamt</b>	<b>24.430</b>	<b>Insgesamt</b>	<b>24.430</b>

Tabelle 22: Anlageneinteilung und -anzahl in BRD gemäß Statistischem Bundesamt<sup>821</sup>

## 4.2.2. Prozesse der Strom- und Wärmegegewinnung

### 4.2.2.1. Stromerzeugungsverfahren

Die Verfahren der Stromerzeugung werden in direkte und indirekte Umwandlung sowie thermische und nicht-thermische Prozesse unterschieden. Die verbreitetsten Verfahren der industriellen Energieversorgung können Abbildung 35 entnommen werden.

<sup>820</sup> Es handelt sich dabei um kleine, dezentrale Anlagen.

<sup>821</sup> Eigene Darstellung nach Daten aus Destatis 066K (2009).



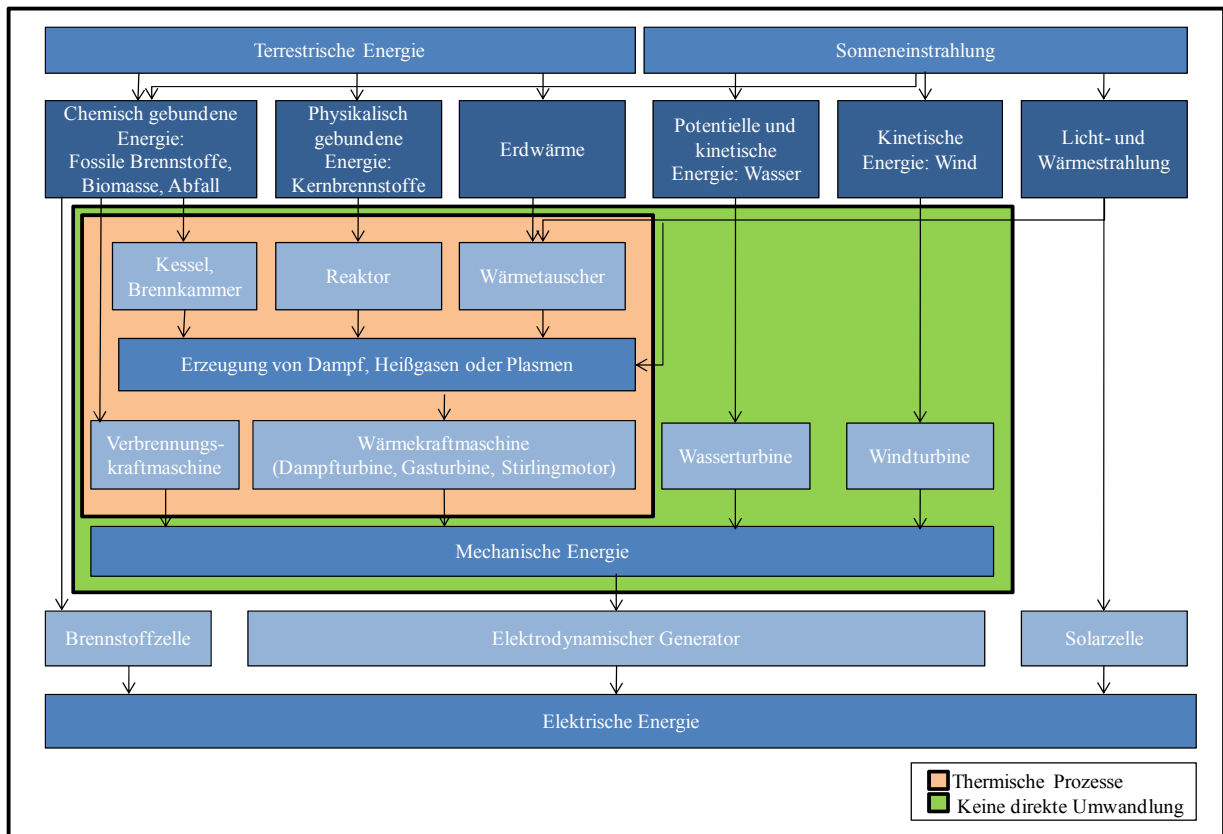


Abbildung 35: Schematische Darstellung der wichtigsten Stromerzeugungsverfahren<sup>822</sup>

Kernkraftwerke, fossile Kraftwerke, Biomassekraftwerke, Müll(heiz)kraftwerke, geothermische und solarthermische Kraftwerke beruhen alle auf einem ähnlichen Prinzip und können zu *Wärmekraftwerken* (thermische Kraftwerke) zusammengefasst werden.<sup>823</sup> Bei ihnen erhitzt eine Wärmequelle in einem Reaktor, einem Kessel, einer Brennkammer oder einem Wärmetauscher ein Arbeitsmittel, das eine Wärmekraftmaschine (z.B. über Schaufeln einer Welle im Fall der Turbine) in eine Drehbewegung versetzt, um so eine thermische in eine mechanische Energie umzuwandeln. An die Wärmekraftmaschine ist wiederum ein Generator gekoppelt, der die Drehbewegung in elektrische Energie umwandelt und so Strom erzeugt.

Neben der Wärmequelle sind die Hauptunterscheidungsmerkmale von Wärmekraftwerken die Wärmekraftmaschinen, die z.B. *Dampfturbinen, Gasturbinen, Stirlingmotoren oder Dampfmaschinen* sein können,<sup>824</sup> und die damit einhergehenden Energieumwandlungsprozesse, z.B. *Clausius-Rankine-Kreisprozess, Prinzip des Joule-Prozesses, geschlossener Kreisprozess und motorische Verbrennung*.<sup>825</sup> Für feste Brennstoffe sind ein Clausius-Rankine-Kreisprozess

<sup>822</sup> Vgl. Wagner (1997), S. 2.

<sup>823</sup> Vgl. hierzu und im Folgenden Borgmann (2004), S. 8 ff und Wagner (1997).

<sup>824</sup> Die Kolbendampfmaschine spielt heute hingegen weder in der öffentlichen Stromerzeugung noch in industriellen Eigenanlagen eine Rolle und soll darum nicht weiter erwähnt werden. Vgl. Wagner (1997), S. 40.

<sup>825</sup> Vgl. Borgmann (2004), S. 9.

und der Einsatz von Dampfturbinen erforderlich, während sich für flüssige Brennstoffe Gasturbinen nach dem Prinzip des Joule-Prozesses ebenfalls eignen. Gasturbinen mit geschlossenen Kreisprozessen, Stirlingmotoren oder Dampfmaschinen stellen hingegen aufgrund ihrer externen Verbrennung keine Anforderungen an die Wärmequelle.

Auch *Verbrennungskraftmaschinen* nutzen thermische Prozesse, werden aber aufgrund eines inneren Verbrennungsprozesses von Wärmekraftmaschinen unterschieden. Es handelt sich dabei typischerweise um öl- oder gasbetriebene<sup>826</sup> Diesel- oder Ottomotoren, die, an einen Generator angeschlossen, Strom erzeugen. Trotz geringer elektrischer Leistung finden Motoren in der dezentralen Stromversorgung und v.a. zur Kraft-Wärme-Kopplung in BHKWs ihre Verbreitung.<sup>827</sup>

Im Gegensatz zu den Wärmekraftwerken und Verbrennungskraftmaschinen beruhen *Wasserkraftwerke*, *Windkraftanlagen*, *Photovoltaik* und *Brennstoffzellen* nicht auf thermischen Prozessen. Allerdings werden auch bei Wasser- und Windkraftwerken Turbinen mit angekoppeltem Generator für die Umwandlung einer Energiequelle in mechanische und anschließend in elektrische Energie eingesetzt, während die Photovoltaik Sonnenlicht mittels Solarzellen und die Brennstoffzelle chemisch gebundene Energieformen mittels elektrochemischer Reaktion direkt in Strom umwandelt.<sup>828</sup>

#### 4.2.2.2. Parameter zur Erläuterung von Prozesscharakteristika

Um im Folgenden detaillierter auf Prozesscharakteristika eingehen zu können, sollen zuerst technische Begriffe (installierte Leistung, Stromkennzahl/Stromanteil, Ausnutzungsdauer, Anfahrtszeiten, Lastgang, jährliche Strom- und Wärmeerzeugung, Wirkungsgrade und Primärenergieverbrauch, Emissionsmenge und Stromverlust-Kennziffer), die Berechnung dieser Parameter und ihre Zusammenhänge erläutert werden.

##### *Installierte und verfügbare Leistung sowie Stromkennzahl bzw. Stromanteil*

Ein Prozesscharakteristikum stellt die typische Anlagenkapazität dar, die sich in installierter Leistung<sup>829</sup> bemisst. Dabei handelt es sich um die Nennleistung einer Anlage, die sich für den Betrieb in ihrem Nennpunkt bemisst. Insbesondere bei Kraftwerken mit regenerativen Ener-

<sup>826</sup> In erster Linie werden Erdgas, Biogase, Klärgas, Rapsöl oder Diesel als Brennstoffe verwendet. Vgl. Konstantin (2009), S. 352.

<sup>827</sup> Vgl. Konstantin (2009), S. 287.

<sup>828</sup> Vgl. Wagner (1997), S. 1-3 und Konstantin (2009), S. 312.

<sup>829</sup> Bei der Betrachtung der Kapazität ist die Nettoleistung relevant, bei der die Eigenleistung, also die in Anspruch genommene Leistung zur Deckung des Energiebedarfs der eigenen Aggregate eines Kraftwerks, bereits abgezogen ist.

$\text{Nettoleistung} = \text{Bruttoleistung} - \text{Eigenleistung} = \text{Bruttoleistung} \cdot (1 - \text{Eigenleistung in \%})$

giequellen ist jedoch eigentlich die verfügbare Leistung ( $v \cdot P_{ges}$ ) von Interesse, weil die Primärenergie der Fluktuation unterliegen kann. Aber auch bei thermischen Kraftwerken spielt die verfügbare Leistung eine größere Rolle als die installierte Leistung, da aufgrund von Revisionen und Anfahrtszeiten einer Anlage die Nennleistung nicht immer bereitsteht. Die Anfahrtszeit wird vom Kaltstart bis zum Erreichen der vollen Leistung unter optimaler Betriebstemperatur gemessen.

Bei der Kraft-Wärme-Kopplung wird die Gesamtleistung  $P_{ges}$  in elektrische  $P_{el}$  und thermische Leistung  $P_{th}$  unterschieden, um Strom- und Wärmeausbeute bestimmen zu können. Zur Beschreibung des Verhältnisses der beiden Nutzleistungen (vgl. Formel 24) dienen die Stromkennzahl  $Sk$  (electricity-to-heat) oder der Stromanteil  $\sigma$  (vgl. Formel 22 und 23), die anlagentypisch (also konstant) bei Anlagen mit einem Freiheitsgrad oder variierbar bei Anlagen mit zwei Freiheitsgraden sind.<sup>830</sup> Im Gegensatz zur Stromkennzahl ist der Stromanteil<sup>831</sup> auch für ein reines Kraftwerk ( $\sigma = 1$ ) definiert, weshalb dieser im Weiteren benutzt wird.

$$Sk = \frac{P_{el}}{P_{th}} \quad (22)$$

$$\sigma = \frac{P_{el}}{P_{ges}} = \frac{P_{el}}{P_{el} + P_{th}} = \frac{Sk}{Sk + 1} \quad (23)$$

$$P_{th} = (1 - \sigma) P_{ges} = \frac{1 - \sigma}{\sigma} P_{el} \quad (24)$$

$P_{el}$	Elektrische Leistung
$P_{ges}$	Gesamtleistung
$P_{th}$	Thermische Leistung
$Sk$	Stromkennzahl (electricity-to-heat)
$\sigma$	Stromanteil ( $0 \leq \sigma \leq 1$ )

### *Ausnutzungsdauer*

Wenn die jeweiligen Leistungen einer Anlage bekannt sind, kann unter Multiplikation mit der Ausnutzungsdauer  $t$  gemessen in Volllaststunden nach Formel 25 bzw. 26 die Stromproduktion  $W_{el}$  bzw. Wärmeerzeugung  $W_{th}$  in einer Berichtszeit (meist ein Jahr, also 8.760 h) berechnet werden.<sup>832</sup> Bei regenerativen Kraftwerken wie z.B. Windenergieanlagen, deren maximale Leistung nicht ständig zur Verfügung steht, findet hingegen der Begriff „Energieertrag“ ver-

<sup>830</sup> Vgl. Hofer (1994), S. 6-8.

<sup>831</sup> Gemäß Definition beträgt der Stromanteil eines reinen Heizwerks Null, eines reinen Kraftwerks 1 und dazwischen handelt es sich um eine Kraft-Wärme-Kopplungsanlage.

<sup>832</sup> Vgl. Konstantin (2009), S. 273.

breitete Anwendung.<sup>833</sup> Da er jedoch gleichbedeutend mit der Energieausbeute in einem bestimmten Zeitraum (z.B. für Strommenge in der Berichtszeit) ist, werden im Weiteren die Begriffe nicht differenziert verwendet.

$$W_{el} = P_{el} \cdot t \quad (25)$$

$$W_{th} = P_{th} \cdot t = \frac{1-\sigma}{\sigma} P_{el} \cdot t \quad (26)$$

$P_{el}$	Elektrische Leistung
$P_{th}$	Thermische Leistung
$t$	Ausnutzungsdauer einer Anlage
$W_{el}$	Outputmenge Strom in kWh <sub>el</sub>
$W_{th}$	Outputmenge Wärme in kWh <sub>th</sub>

Dabei ergeben sich die Jahresvolllaststunden, in der Kraftwerke mit ihrer maximalen Leistung (Nennleistung) die jeweilige Jahresstromproduktion erzielt hätten, rechnerisch aus der Hochrechnung von Teillast. Somit kann bei einer Verwendung von Volllaststunden mit der installierten an Stelle der verfügbaren Leistung gerechnet werden. Mit der Verfügbarkeit, die sich aus dem Quotient der verfügbaren Jahresvolllaststunden einer Anlage zur maximalen Stundenzahl in der Berichtszeit berechnet, kann die Ausnutzungsbergrenze einer Anlage wie in Formel 27 bestimmt werden.

$$0 \leq t \leq 8.760 \cdot \nu \quad (27)$$

$t$	Ausnutzungsdauer einer Anlage
$\nu$	Verfügbarkeit ( $0 \leq \nu \leq 1$ )

### *Lastgang*

Die Ausnutzungsdauer einer Anlage hängt wiederum vom Fahrplan eines Kraftwerks ab, der sich wiederum durch den Lastgang bestimmt. Bei der Zuordnung einer Anlage zu einem Lastprofil spielen vor allem die Flexibilität einer Prozessart, z.B. Anfahrtszeit und Teillastverhalten, aber auch die variablen Kosten eine entscheidende Rolle.

Da Grundlastkraftwerke ein träges Anfahrtsverhalten, hohe Teillastverluste und hohe Anfahrtskosten aufweisen und das Abschalten von Grundlastkraftwerken teure Revisionen erfor-

---

<sup>833</sup> Vgl. Konstantin (2009), S. 333.

dert, lässt man diese nur in Ausnahmefällen kalt werden. Spitzenlastkraftwerke mit ihrem schnellen Anfahrtsverhalten, aber höheren variablen Kosten dienen hingegen dem Ausgleich von Nachfrage- und Angebotsschwankungen.

Je schlechter die Verfügbarkeit eines Kraftwerks prognostizierbar ist, desto weniger macht die Zuordnung zu einem Lastprofil Sinn. Da bei diesen Anlagen die variablen Kosten in der Regel sehr gering sind, tragen sie zur Energieerzeugung bei, sobald sie verfügbar sind. Man spricht auch von gesetzter Leistung.

#### *Elektrischer und gesamter Wirkungsgrad sowie Stromverlust*

Der in Kapitel 4.1.2.2. erwähnte Wirkungsgrad, der für die Bestimmung des Primärenergieverbrauchs (vgl. Formel 28) und der CO<sub>2</sub>-Emissionsmenge je Outputeinheit eine wichtige Rolle spielt, beschreibt mit dem Quotienten von Nutzen (hier: abgegebene nutzbare Energiemenge) zu Aufwand (hier: zugeführte Primärenergie) die Effizienz der Energieumwandlung. Dabei wird vom Betrieb im Nennpunkt (Volllastbetrieb bei optimaler Betriebstemperatur und Druckverhältnissen) einer Anlage ausgegangen.<sup>834</sup> Mit dem Teillastverhalten, das auch „Off-Design“-Verhalten genannt wird, wird die Veränderung (meist Verschlechterung) des Wirkungsgrads durch Abweichung von den Auslegungsbedingungen einer Anlage nach ISO beschrieben.

$$W_{Br} = \frac{W_{el}}{\eta_{el}} \quad (28)$$

Br	Brennstoffart
W <sub>Br</sub>	Primärenergiemenge in kWh
W <sub>el</sub>	Outputmenge Strom in kWh <sub>el</sub>
η <sub>el</sub>	Elektrischer Wirkungsgrad

Bei KWK ist neben dem elektrischen Wirkungsgrad auch der Gesamtwirkungsgrad von Bedeutung, der sich, wie Formel 29 zeigt, aus der Summe des elektrischen und thermischen Wirkungsgrads (auch Strom- und Wärmeausbeute genannt) zusammensetzt.

---

<sup>834</sup> Der Kraftwerksfahrplan kann den tatsächlichen Wirkungsgrad wegen Verlusten im Teillastbetrieb sowie bei An- und Abfahrvorgängen jedoch reduzieren, weshalb auch häufig der arbeitsbezogene Energienutzungsgrad verwendet wird, der als Quotient der abgegebenen nutzbaren Energie und dem Energieeinsatz in einer Berichtszeit definiert ist. Vgl. Geiger / Hardi / Brückl / Roth / Tzscheuschler (2004), S. 58 und Konstantin (2009), S. 363.

$$\eta_{ges} = \eta_{el} + \eta_{th} = \frac{W_{el} + W_{th}}{W_{Br}} \quad (29)$$

$W_{Br}$	Primärenergiemenge in kWh
$W_{el}$	Outputmenge Strom in kWh <sub>el</sub>
$W_{th}$	Outputmenge Wärme in kWh <sub>th</sub>
$\eta_{ges}$	Gesamtwirkungsgrad
$\eta_{el}$	Elektrischer Wirkungsgrad
$\eta_{th}$	Thermischer Wirkungsgrad

Die Wärmeauskopplung bei KWK-Anlagen mit zwei Freiheitsgraden erhöht jedoch nicht beliebig den Gesamtwirkungsgrad, sondern führt zu Stromverlusten. Die Abnahme der Stromausbeute kann mit der Stromverlust-Kennziffer (electricity-loss-ratio)<sup>835</sup> bestimmt werden und berechnet sich nach Formel 30 aus dem Quotient der durch Wärmeauskopplung verursachten Stromeinbuße gegenüber Kondensationsbetrieb und der ausgekoppelten Wärmemenge.

$$SV = \frac{W_{el,ohne\ KWK} - W_{el,KWK}}{W_{th,KWK}} \quad (30)$$

SV	Stromverlust-Kennziffer (electricity-loss-ratio)
$W_{el, KWK}$	Outputmenge Strom bei KWK-Betrieb
$W_{el, ohne\ KWK}$	Outputmenge Strom ohne Wärmeauskopplung
$W_{th, KWK}$	Outputmenge Wärme bei KWK-Betrieb

Für die Beschreibung der unterschiedlichen Verfahren nach den erläuterten Parametern erweist sich im Weiteren eine Kategorisierung der unterschiedlichen Energieumwandlungsanlagen in thermische Kraftwerke und Heizkraftwerke nach dem Clausius-Rankine-Kreisprozess, dem Prinzip des Joule-Prozesses, dem geschlossenen Kreisprozess und der motorischen Verbrennung und anschließend eine Erläuterung der nicht-thermischen Kraftwerke (Wasserkraftwerke, Windkraftanlagen und Photovoltaik) als zweckmäßig.

---

<sup>835</sup> Vgl. Konstantin (2009), S. 365.

### 4.2.2.3. Erläuterung thermischer Prozesse

#### 4.2.2.3.1. Clausius-Rankine-Kreisprozess – Dampfkraftprozess

Der in thermischen Kraftwerken am häufigsten eingesetzte Prozess ist der Clausius-Rankine-Kreisprozess<sup>836</sup>, der im Gegensatz zum Joule-Prozess feste Brennstoffe erlaubt. Aufgrund des Einsatzes einer Dampfturbine und Wasser als Arbeitsmittel wird diese Form der Energieumwandlung auch Dampfkraftprozess genannt.<sup>837</sup> Das Wasser wird beim Kernkraftwerk durch die Spaltung von *Atomen* erhitzt, während die Hitze bei fossilen Kraftwerken, Biomassekraftwerken und Müll(heiz)kraftwerken durch die Verbrennung von *Braunkohle, Steinkohle, Gas oder Mineralöl bzw. Biomasse oder Abfälle* erzeugt wird. Geothermische und solarthermische Kraftwerke nutzen hingegen natürliche Wärmequellen wie die Erdwärme oder die direkte Sonnenstrahlung.<sup>838</sup> Allen Dampfkraftwerken gemeinsam ist, dass es sich um relativ große und zentrale Anlagen (insbesondere bei konventionellen Anlagen häufig im Leistungsbereich von 500 bis 1.500 MW) handelt, die überwiegend für Grund- oder unteren Mittellastbereich ausgelegt sind. Hinzu kommt, dass sie aufgrund einer stufenweisen Erhitzung des Wassers und Erhöhung des Drucks nach einem Kaltstart lange Anfahrtszeiten haben und dass Temperaturschwankungen zu stark erhöhtem Verschleiß, z.B. durch Mikrorisse an Schweißnähten oder Verbiegung der Welle, führen, was sie für die Abdeckung der Spitzenlast ungeeignet macht.

#### *Konventionelle Kraftwerke*

So werden Kernkraftwerke, deren Anfahrtszeit 25 Stunden beträgt, nur in Wartungs- und Reparaturfällen heruntergefahren. Trotz der Trägheit können Dampfkraftwerke auf Laständerungen, die bei Kernkraftwerken bis zu 130 MW bzw. 10 % pro Minute betragen, durch ihr vergleichsweise gutes Teillastverhalten dennoch reagieren, indem sie bei geringerer Stromnachfrage nicht zu 100% ausgelastet werden.<sup>839</sup> Die jährliche Ausnutzungsdauer von Kernkraftwerken belief sich deshalb im Jahr 2007 gemäß dem Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) auf 7.790 Volllaststunden.<sup>840</sup> Aber auch Kohlekraftwerke brauchen immerhin 2-3 Stunden<sup>841</sup>, um den optimalen Betriebszustand zu erreichen, der im Fall

<sup>836</sup> Zu seiner Effizienzbewertung wird der ideale Carnot-Prozess zum Vergleich herangezogen. Mehr dazu vgl. Wagner (1997), S. 5-7.

<sup>837</sup> Vgl. Konstantin (2009), S. 277.

<sup>838</sup> Die diffuse Strahlung kann nicht zur Stromerzeugung genutzt werden. Vgl. Konstantin (2009), S. 303.

<sup>839</sup> Vgl. Wagner (1997), S. 20, 30 und 33.

<sup>840</sup> Vgl. BDEW (2008), S.13.

<sup>841</sup> Bei Braunkohlekraftwerken kann die Dauer von logistischen Prozessen der Brennstoffbereitstellung noch hinzukommen.

des Braunkohlekraftwerks bis zu 610°C und 300 bar beträgt.<sup>842</sup> Im Gegensatz zu Kern- und Braunkohlekraftwerken werden Steinkohlekraftwerke bislang im oberen Mittellastbetrieb gefahren, weshalb sie 2007 nur 4.810 und nicht wie Braunkohlekraftwerke 7.030 Volllaststunden liefen. Aufgrund von Effizienzsteigerungen, ihrer zuverlässigen Einsatzmöglichkeiten und Veränderungen des Verhältnisses ihrer variablen Kosten im Vergleich zu anderen Technologien (z.B. durch niedrigere Emissionskosten als Braunkohlekraftwerke) werden Steinkohlekraftwerke zunehmend jedoch ebenfalls im Grundlastbetrieb eingesetzt.

Die Effizienz, also der Wirkungsgrad eines Dampfkraftprozesses wird von Frischdampf-temperatur und -druck, Abgastemperatur, Zwischenüberhitzung, einzelner Komponentenwirkungsgrade und Eigenbedarf eines Kraftwerks beeinflusst.<sup>843</sup> Der Nennwirkungsgrad von Braunkohlekraftwerken in Deutschland weist momentan eine Spannbreite von 42 bis 45 % auf.<sup>844</sup> Der tatsächliche Wirkungsgrad lag im Jahr 2007 laut statistischem Bundesamt hingegen bei 37 %. Der durchschnittliche Nennwirkungsgrad deutscher Steinkohlekraftwerke beläuft sich auf 38 %, jedoch sind Steinkohlekraftwerke mit 42 % Wirkungsgrad bereits in Betrieb und mit 46 % Wirkungsgrad im Bau.<sup>845</sup> In Zukunft wird bei Kohlekraftwerken sogar mit einem Wirkungsgrad von 50 % gerechnet.<sup>846</sup> Für eine weitere Steigerung über 50 % hinaus stellen derzeit die Werkstoffeigenschaften von Stahl, die eine notwendige Erhöhung der Dampftemperaturen von 610°C auf 650°C oder sogar 700°C und des Drucks auf 350 bar nicht zulassen, noch eine Restriktion dar. Da Experten eisenbasierten Werkstoffen keine nennenswerte Temperaturerhöhung mehr zutrauen, wird aber bereits mit Nickel-Basis-Legierungen experimentiert.<sup>847</sup> Die Dampfparameter eines Kernkraftwerks liegen mit 320°C und 65 bar hingegen deutlich unter denen von Kohlekraftwerken und somit auch der Wirkungsgrad mit nur 35 %. Der neue Reaktortyp European Pressurized Reactor (EPR) lässt jedoch zukünftig eine Erhöhung des Frischdampfdrucks auf 78 bar zu und erreicht damit eine Wirkungsgradsteigerung auf 37 %.<sup>848</sup>

### *Regenerative Kraftwerke*

Die *Biomasse* unterscheidet sich von den Nutzungsmöglichkeiten fossiler Energieträger kaum und eignet sich je nach Aggregatzustand für alle Wärmekraftmaschinen und Verbrennungsmoto-

<sup>842</sup> Vgl. BMWi (2007), S. 23, Wagner (1997), S. 20 und Konstantin (2009), S. 280.

<sup>843</sup> Vgl. Boeddicker (1997), S. 10 und Schneider (1998), S. 4f. Eine hohe Differenz zwischen zu- und abgeführter Wärmeenergie führt zu einem hohen Wirkungsgrad. Vgl. Tressner (2007), S. 12.

<sup>844</sup> Vgl. Konstantin (2009), S. 280 und 291 sowie BMWi (2007), S. 22.

<sup>845</sup> Vgl. Mieske / Milles / Oexmann (2007), S. 1, Konstantin (2009), S. 280, Aacken / Ellmer / Frometa (2001), S. 18 und Angaben von E.ON zum Kraftwerk Datteln 4.

<sup>846</sup> Vgl. Mieske / Milles / Oexmann (2007), S. 1.

<sup>847</sup> Vgl. BMWi (2007), S. 24 und Angaben von E.ON zu Effizienzsteigerungen bei Steinkohlekraftwerken.

<sup>848</sup> Vgl. Konstantin (2009), S. 298.



ren.<sup>849</sup> Dementsprechend werden Dampfturbinen auch in Biomassekraftwerken,<sup>850</sup> die mit überwiegend Holz aber auch Stroh befeuert werden, eingesetzt. Dabei wiesen sie in der Vergangenheit einen elektrischen Wirkungsgrad von maximal 26 % auf, erreichen aber heute bereits 35 bis 44 %<sup>851</sup> und in Zukunft wird sogar mit 47 bis 50 %<sup>852</sup> gerechnet. Für letztere Steigerung werden aber vermutlich die Vergasung von fester Biomasse und der Einsatz in Gas- und Dampfturbinenkraftwerken notwendig sein.

Außer in Biomassekraftwerken finden Dampfturbinen aber auch in Geothermie-, Parabolrinnen- und Solarturmkraftwerken ihre Anwendung. Aufgrund geringer elektrischer Wirkungsgrade von 6 bis 11 % fand die *Geothermie* in Deutschland allerdings überwiegend in der Kraft-Wärme-Kopplung Einzug und wird deshalb unter dem Abschnitt 4.2.2.3.4. weiter erläutert.

Für solarthermische Kraftwerke besteht wiederum wie bei der Biomasse mit Dampfturbine, Gasturbine, Stirling-Motor oder Windturbine (Aufwindkraftwerk) eine Vielfalt an einsetzbaren Kraftmaschinen.<sup>853</sup> Hier wird das Arbeitsmittel durch die *Sonnenenergie* erhitzt, die mit Parabolrinnen-, Solarturm- oder Parabolspiegelkollektoren (Paraboloid) auf einen Brennpunkt gebündelt wird.<sup>854</sup> Bis auf das Parabolrinnenprinzip werden solarthermische Kraftwerke bisher jedoch kaum kommerziell eingesetzt und befinden sich in der Mehrzahl noch im Status Demonstrationsanlage.<sup>855</sup> Bezogen auf die solare Einstrahlung erzielen kommerziell eingesetzte Parabolrinnenkraftwerke mit einer Leistung von 5 bis 200 MW einen elektrischen Spitzenwirkungsgrad von 18 bis 21 % (mittlerer Wirkungsgrad 10 bis 15 %) bei einer Temperatur von 300 bis 400°C und einem Druckniveau von unter 5 bar.<sup>856</sup> An einer Steigerung des Betriebsdrucks auf 100 bis 120 bar wird jedoch bereits geforscht, um den Spitzenwirkungsgrad auf 20 bis 23 % und den mittleren Wirkungsgrad auf 14 bis 18 % zu erhöhen. Darüber hinaus existieren bereits Demonstrationsanlagen für Solarturmkraftwerk mit einer Betriebstemperatur von 600 bis 800°C bei einem Druck von unter 5 bar und einem Spitzenwirkungsgrad von 18

<sup>849</sup> Vgl. Rouvel / Schaefer (1993), S. 264.

<sup>850</sup> Einen Überblick sowie weitere Angaben zu Biomassekraftwerken können Dreher (2001), S. 119 f. entnommen werden.

<sup>851</sup> Vgl. Fleury (2005), S. 120 und Dreher (2001), S. 119 f.

<sup>852</sup> Vgl. UK MARKAL (2010), Appendix EH-III.

<sup>853</sup> Dementsprechend wird die von den Kollektoren übertragene Sonnenenergie in Ein-, Zwei- oder Dreikreisprozessen in Strom umgewandelt. Vgl. Tressner (2007), S. 15.

<sup>854</sup> Parabolrinnenkraftwerke bündeln das Sonnenlicht mit Hilfe von bis zu 100 m langen, trogförmigen Spiegeln, um so Thermoöl oder Wasserdampf in einem Absorberrohr zu erhitzen.

Beim Solarturmkonzept wird die Solarstrahlung hingegen durch ein großes Feld einzelner und der Sonne nachgeführter Spiegel (Heliostaten) auf ein Rohrbündel oder volumetrische Receiver in der Spitze eines Solarturms gebündelt.

Parabolspiegelkollektoren verwenden ein Rohrbündel oder eine Heat Pipe direkt im Brennpunkt des Parabolspiegels. Vgl. BMU (2004), S. 56.

<sup>855</sup> Vgl. BMU (2004), S. 56.

<sup>856</sup> Vgl. BMU (2004), S. 56 und Tressner (2007), S. 25.

bis 23 %. Eine weitere Steigerung der Temperatur auf 800 bis 1.200°C bei einem Druck von 15 bis 20 bar soll eine Verwendung von Gasturbinen und GuD-Kraftwerken ermöglichen, was zu einem Spitzenwirkungsgrad von etwa 30 % führen soll.<sup>857</sup>

Die Unterscheidung zwischen Spitzen- und mittlerem Wirkungsgrad bei der Solarthermie begründet sich darin, dass bereits leichte Verschattung der Sonne (z.B. durch Wolken) zu Schwankungen führen, was ihr Einsatzpotential in Deutschland deutlich herabsetzt. Die aus den Leistungsschwankungen resultierenden regeltechnischen Probleme lassen die Stromnetze nur eine begrenzte Zahl an reinen solarthermischen Kraftwerken ohne Speicher verkraften. Um Schwankungen des solartypisch stark ausgeprägten Tages- und Jahresganges<sup>858</sup> zu glätten und für eine ständige Verfügbarkeit sowie bessere Abstimmung mit Nachfrageprofilen zu sorgen, werden oft *Hybridkraftwerk* gebaut. So stehen bspw. in Kalifornien neun Anlagen mit Leistungen zwischen 14 und 80 MW, die im Jahresdurchschnitt mit einem Anteil von 75 % aus Sonnenenergie und 25 % aus Erdgaszuführung arbeiten und damit etwa 800 GWh/a Solarstrom bei etwa 3.000 Volllaststunden pro Jahr liefern.<sup>859</sup> Eine Alternative zur Zuführung stellen *Speichertechnologien* (z.B. Salzschmelze, Beton, Keramik oder Phasenwechselspeicher) dar, deren Bedeutung in Zukunft zunehmen wird.<sup>860</sup> Auch Solarstromimporte aus Regionen wie der Sahara mit einer konstanteren und intensiveren Sonneneinstrahlung erscheinen per Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ) mit relativ geringen Übertragungsverlusten von insgesamt 10 bis 15 % machbar.<sup>861</sup> Bei einer stärkeren Verbreitung der Solarenergie-nutzung wird deshalb mit einer Verdrängung von Mittel- und Spitzenlastkraftwerken gerechnet.<sup>862</sup>

---

<sup>857</sup> Vgl. BMU (2004), S. 56, Konstantin (2009), S. 305 und Tressner (2007), S. 49.

<sup>858</sup> Der Tagesgang korreliert im Gegensatz zum Jahresgang stark mit dem Tagesverlauf der Netzlast. Der Jahresgang weist in Deutschland dagegen die Problematik auf, dass in den Wintermonaten einer hohen Stromnachfrage eine geringe Erzeugungsleistung gegenübersteht. Vgl. Geiger / Hardi / Brückl / Roth / Tzscheuschler (2004), S. 65.

<sup>859</sup> Vgl. BMU (2004), S. 56.

<sup>860</sup> Vgl. BMU (2004), S. 55 und Tressner (2007), S. 14.

<sup>861</sup> Vgl. Angaben zum Projekt Desertec.

<sup>862</sup> Vgl. Geiger / Hardi / Brückl / Roth / Tzscheuschler (2004), S. 65.

In Tabelle 23 werden die technischen Daten der erläuterten Dampfkraftprozesse zum Vergleich noch einmal wiedergegeben und ergänzende Angaben hinzugefügt.

Technische Daten	Einheit	Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Biomasse	Parabolrinnen Solarturm
<b>Elektrische Leistung</b>	MW	806 - 1.480	650 - 1.100	150 - 700	20	5 - 200
<b>Verfügbarkeit</b>	%	82 - 96	83 - 95	83 - 91	83 - 91	k.A.
<b>Ausnutzungsdauer in Volllaststunden</b>	h / a	7.790	7.030	4.810	7.989	< 2.200
<b>Elektrischer Wirkungsgrad</b>	%	33 - 35	37 - 45	38 - 46	26 - 44	10 - 23
<b>Brennstoffbez. Emissionsfaktor</b>	t CO <sub>2</sub> /TJ	0	91 - 115	95 - 101	0	0
<b>Produktbezogener Emissionsfaktor</b>	t CO <sub>2</sub> /GWh <sub>el</sub>	0	808 - 983	767 - 928	0	0
<b>Lastgang</b>		Grundlast	Grundlast	Grund- bis Mittellast	Grundlast	Gesetzte Leistung
<b>Potentieller Beitrag zu Peakload</b>	%	70	70	90	90	k.A.
<b>Lebensdauer</b>	a	40 - 50	35 - 45	30 - 40	20 - 35	25
<b>Spezifischer Personalbedarf</b>	Personen / MW	0, 15	0,073	0,1	0,04	k.A.

Tabelle 23: Technische Daten Dampfkraftwerke<sup>863</sup>

#### 4.2.2.3.2. Joule-Prozess und in Kombination mit dem Clausius-Rankine-Prozess

##### *Gasturbinenkraftwerke*

Im Gegensatz zu Dampfkraftwerken wird in Gasturbinenkraftwerken das Prinzip des Joule-Prozesses angewandt, welches eine direkte Einleitung der Primärenergie (und nicht in einem erhitzten Kessel gewonnener Dampf) von der Brennkammer in die Turbine erlaubt. Als Primärenergie eignen sich neben Erdgas auch Mineralöl, Biogas, Klärgas, Gichtgas oder Generatorgas und sogar vergaste Feststoffe wie z.B. Steinkohle.<sup>864</sup> Darüber hinaus lassen Gasturbinenanlagen eine Ausrichtung auf eine bivalente Feuerung zu.

Die hohe Flexibilität dieses Kraftwerkstyps zeigt sich außerdem in den sehr geringen Anfahrzeiten von 3 bis 15 Minuten.<sup>865</sup> Unter Teillastbetrieb fällt der Wirkungsgrad allerdings so stark wie bei kaum einer anderen Kraftwerksart ab, weshalb Gasturbinenkraftwerke nur unter Volllast betrieben<sup>866</sup> und als kleinere Anlagen in Kompaktbauweise von unter 500 MW und

<sup>863</sup> Eigene Darstellung nach Daten aus Destatis 066K (2009), BDEW (2008), Konstantin (2009), Geiger / Hardi / Brückl / Roth / Tzschentschler (2004), Aacken / Ellmer / Frometa (2001), Schneider (1998), Wagner (1997), EWI / EEFA (2005), S. 7, Jensch (1987), S. 118, Hirschhausen / Weigt / Zachmann (2007), S. 68, Borgmann (2004), S. 16, BDEW (2008), S. 13 und UK MARKAL (2010), Appendix EH-III.

<sup>864</sup> Vgl. Konstantin (2009), S. 282 und Schneider (1998), S. 6.

<sup>865</sup> Vgl. Wagner (1997), S. 68.

<sup>866</sup> Vgl. Konstantin (2009), S. 283.

in der Regel 100-150 MW gebaut werden. Aus diesen Gründen werden Gasturbinenkraftwerke nur zur Deckung der Lastspitzen oder als Reserve eingesetzt. Neben den genannten technischen Argumenten ist dieses Lastprofil auch ökonomisch begründet, da Gasturbinenkraftwerke trotz hoher thermodynamischer Parameter von bis zu 1200°C und 45 bar<sup>867</sup> einen niedrigen Wirkungsgrad von 35 bis 39 %<sup>868</sup> und hohe Brennstoffkosten aufweisen.

### *Gas- und Dampfturbinenkraftwerke*

Eine Verbesserung des Wirkungsgrades von Gaskraftwerken auf 59 %<sup>869</sup> konnte jedoch durch die Entwicklung von Gas- und Dampfturbinenkraftwerken (GuD-Kraftwerken) erzielt werden, die den Joule- mit dem Clausius-Rankine-Prozess kombinieren. Wie beim Gasturbinenkraftwerk wird das Brenngas zunächst auf hohem Temperaturniveau in einem Joule-Prozess eingesetzt. Im Anschluss wird die Restwärme des entspannten Abgases, die immer noch 550°C betragen kann,<sup>870</sup> in einem Abhitzeessel für die Erzeugung von Wasserdampf genutzt.<sup>871</sup> Auf diese Weise werden mit der Gasturbine zwei Drittel des Stroms und mit der Nutzung der Abwärme über einen Wärmetauscher<sup>872</sup> nochmals ein Drittel im nachgeschalteten konventionellen Dampfturbinenkraftwerk produziert.<sup>873</sup>

Das Leistungsverhältnis der beiden Prozesse sollte jedoch von der Einsatzart bestimmt sein, da es Laständerungsverhalten und Verfügbarkeit beeinflusst. So lassen sich die meist guten Teillastverhalten und schnellen Anfahrtszeiten von GuD-Kraftwerken durch die Anzahl der auf einen Kessel einer Dampfkraftanlage arbeitenden Gasturbinen weiter erhöhen. Dementsprechend eignen sich GuD-Kraftwerke sowohl für eine kostengünstige Abdeckung des Spitzenlastbedarfs als auch für Mittel- und Grundlast. In der Regel werden sie aber im oberen Mittellastbetrieb gefahren<sup>874</sup>, liegen zwischen 400 und 990 MW und benötigen bis zum Erreichen der Vollast (Frischdampf 515°C, 77 bar) nach einem Kaltstart etwa eine Stunde.<sup>875</sup>

Zukünftig werden in der großtechnischen Stromerzeugung reine Gasturbinenkraftwerke von der modernen GuD-Technik verdrängt<sup>876</sup> und konventionelle Dampfkraftwerke für eine Erhö-

---

<sup>867</sup> Vgl. Konstantin (2009), S. 284.

<sup>868</sup> Vgl. Schneider (1998), S. 21.

<sup>869</sup> Bis 2020 wird die Realisation eines Wirkungsgrades von 63 % unter der Bedingung angemessener Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen prognostiziert. Vgl. BMWi (2007), S. 9.

<sup>870</sup> Vgl. Wagner (1997), S. 73.

<sup>871</sup> Vgl. Schneider (1998), S. 5.

<sup>872</sup> Vgl. Borgmann (2004), S. 10.

<sup>873</sup> Vgl. Heinzow / Tol / Brümmer (2005), S. 11 und BMWi (2007), S. 8.

<sup>874</sup> Vgl. Heinzow / Tol / Brümmer (2005), S. 11, Konstantin (2009), S. 290, Geiger / Hardi / Brückl / Roth / Tzscheuschler (2004), S. 33. ordnen GuD-Kraftwerke hingegen der unteren Mittellast zu.

<sup>875</sup> Vgl. Heinzow / Tol / Brümmer (2005), S. 17.

<sup>876</sup> Vgl. Heinzow / Tol / Brümmer (2005), S. 11.

hung des Gesamtwirkungsgrads um bis zu 7 % umgerüstet werden.<sup>877</sup> Unter anhaltenden Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen wird der GuD-Technik bis 2020 sogar eine Realisation eines Wirkungsgrades von 63 % prognostiziert.<sup>878</sup>

In Tabelle 24 werden die technischen Daten und weitere Angaben von Gasturbinen- und GuD-Kraftwerken gegenübergestellt.

Technische Daten	Einheit	Gasturbine	Gas GuD
<b>Elektrische Leistung</b>	MW	100 - 500	250 - 1.300
<b>Verfügbarkeit</b>	%	57 - 79	83 - 91
<b>Ausnutzungsdauer in Volllaststunden</b>	h / a	1.300	3.450 - 7.989
<b>Elektrischer Wirkungsgrad</b>	%	35 - 39	53 - 63
<b>Brennstoffbezogener Emissionsfaktor</b>	t CO <sub>2</sub> / TJ	54 - 58	54 - 58
<b>Produktbezogener Emissionsfaktor</b>	t CO <sub>2</sub> / GWh <sub>el</sub>	517 - 576	320 - 380
<b>Lastgang</b>		Spitzenlast / Regelenergie	Grund- bis Mittellast
<b>Potentieller Beitrag zu Peakload</b>	%	95	95
<b>Lebensdauer</b>	a	20 - 25	25 - 40
<b>Spezifischer Personalbedarf</b>	Personen / MW	0,04	0,075

Tabelle 24: Technische Daten Gasturbinen- und GuD-Kraftwerke<sup>879</sup>

#### 4.2.2.3.3. Geschlossene Kreisprozesse und motorische Verbrennung

##### *Dezentrale Kleinkraftwerke*

Gasturbinen können außerdem in geschlossenen Kreisprozessen, wie sie auch Stirling- und Dampfmotor nutzen, ihre Verwendung finden.<sup>880</sup> Der geschlossene Kreisprozess zeichnet sich wie auch der Verbrennungsmotor durch ein nicht im Austausch stehendes Arbeitsmittel aus, das alle Zustandsänderungen im Arbeitsraum vollzieht. Bei dem Arbeitsmittel handelt es sich üblicherweise um Luft, Gas (Stickstoff, Kohlenstoffdioxid, Helium oder Wasserstoff), Dampf,<sup>881</sup> verflüssigte Salze oder synthetisches Thermoöl.<sup>882</sup> Das Arbeitsmittel strömt im

<sup>877</sup> Bei einer mittleren Auslastung liegt die Amortisationszeit der Umrüstkosten, welche ca. 20 % der Investitionskosten einer Neuanlage betragen, bei vier Jahren. Vgl. Wagner (1997), S. 77.

<sup>878</sup> Vgl. BMWi (2007), S. 9.

<sup>879</sup> Eigene Darstellung nach Daten aus Destatis 066K (2009), Konstantin (2009), Geiger / Hardi / Brückl / Roth / Tzscheutschler (2004), Aacken / Ellmer / Frometa (2001), Schneider (1998), Wagner (1997), Angaben von Siemens, Jensch (1987), S. 118, Hirschhausen / Weigt / Zachmann (2007), S. 68 und UK MARKAL (2010), Appendix EH-III.

<sup>880</sup> Der geschlossene Kreislauf konnte sich unter den Gasturbinenanlagen bislang wegen höherer Anlagekosten und technischer Schwierigkeiten bei Luft-Rauchgas-Wärmetauscher jedoch weniger als der offene Kreisprozess durchsetzen. Vgl. Wagner (1997), S. 67 und 69.

<sup>881</sup> Der Dampfmotor unterscheidet sich vom Stirlingmotor, der überwiegend Luft, Gase oder Thermoöle als Wärmeträger verwendet, durch die Erhitzung von Wasser als Arbeitsmittel.

<sup>882</sup> Vgl. Konstantin (2009), S. 305, BMU (2004), S. 56 und Tressner (2007), S. 15.

Gegensatz zur Turbine jedoch nicht kontinuierlich, sondern ventilgesteuert durch die Kraftmaschine.<sup>883</sup>

Im Gegensatz zum Verbrennungsmotor sind Gasturbinen mit geschlossenem Kreisprozess, Stirling- und Dampfmotor aufgrund einer externen Verbrennung flexibel im Brennstoffeinsatz<sup>884</sup>, und durch eine kontinuierliche Flamme entwickeln sich geringe Schwingungen, wenig Lärm und vergleichsweise geringe Abgasemissionen. Außerdem verlangt die interne Verbrennung eines Verbrennungsmotors regelmäßige Ölwechsel und hat damit höhere Wartungskosten. Trotzdem fanden Verbrennungsmotoren, die im Fall des Ottomotors in der Regel eine Leistung von 4 MW und im Fall des Dieselmotors von 8 MW erreichen,<sup>885</sup> eine weit größere Verbreitung als die selten angewandten Stirling- oder Dampfmotoren. Das liegt daran, dass dank Forschungs- und Entwicklungsarbeit der Automobilbranche eine ausgereifte Technologie mit vergleichsweise hohen Wirkungsgraden und kleine Abmessungen die Verbrennungsmotoren für die dezentrale Energieversorgung z.B. von Industrieanlagen interessant macht. So schafft der Stirlingmotor bspw. nur einen elektrischen Wirkungsgrad von 8 bis 15 %, während es Otto- und Dieselmotoren auf 28 bis 43 % bzw. 40 bis 46 % bringen.<sup>886</sup>

Dennoch ergeben sich für den Stirlingmotor in sogenannten Dish-Stirling-Systemen sowie für die Gasturbine in Dish-Brayton-Systemen neue Einsatzgebiete direkt im Brennpunkt des Spiegels von Paraboloidkraftwerken. So konnte in Demonstrationsanlagen von 10 bis 100 kW bei einer Temperatur zwischen 900 und 1.200°C und einem Druck von bis zu 15 bar ein Spitzenwirkungsgrad von 20 bis 29 % (mittlerer Wirkungsgrad 16 bis 23 %) erzielt werden.<sup>887</sup> Paraboloidsysteme konnten sich in Deutschland bislang aber kaum durchsetzen,<sup>888</sup> da diese kleinen Anlagen der dezentralen Erzeugung dienen und somit in Konkurrenz zu photovoltaischen Anlagen stehen, welche die Vorteile aufweisen, weniger Platz zu beanspruchen und nicht von direkter Sonneneinstrahlung abhängig zu sein.

### *Blockheizkraftwerke*

Allgemein lässt sich für Motorkraftwerke feststellen, dass sie aufgrund niedrigerer elektrischer Wirkungsgrade und Leistung in der großtechnischen Stromerzeugung eine untergeordnete Rolle spielen. Häufig dezentral in Kommunen, Industrie und Gebäudetechnik eingesetzt,

<sup>883</sup> Vgl. Wagner (1997), S. 45.

<sup>884</sup> Für die Funktionstüchtigkeit eines Verbrennungsmotors sind Otto- und Dieselmotoren notwendig, aber auch der Einsatz von Erdgas, Flüssiggas, Biogas, Gichtgas, Heizöl, Pflanzenöl oder Ethanol ist möglich. Vgl. Hofer (1994), S. 27.

<sup>885</sup> Es sind aber auch Leistungen unter 10 kW und bis zu 50 MW verfügbar. Vgl. Angaben von Siemens, Hofer (1994), S. 26 und Konstantin (2006), S. 374.

<sup>886</sup> Vgl. Angaben von Siemens, Hofer (1994), S. 26 und Konstantin (2006), S. 374.

<sup>887</sup> Vgl. BMU (2004), S. 56.

<sup>888</sup> Vgl. BMU (2004), S. 57.

eignen sie sich jedoch für einen Grundversorgungsbedarf bis 200 MW. Der dezentrale Einsatz ermöglicht außerdem eine Verwertung der Abwärme und somit eine Erhöhung des Gesamtwirkungsgrads auf 80 bis 95 %. Für Blockheizkraftwerke (BHKWs), die sich von großen Heizkraftwerken durch die Modulbauweise und eine geringere Leistung unterscheiden,<sup>889</sup> erscheinen die Motoren auch aufgrund ihrer kleinen Abmessung und aus dem Grund, dass sich Turbinen erst ab 2 MW wirtschaftlich einsetzen lassen, als besonders geeignet.<sup>890</sup>

Um den Betrieb eines BHKWs auf die Nachfrage (v.a. nach Wärme) abzustimmen und die Zuverlässigkeit der Stromerzeugung zu gewährleisten,<sup>891</sup> werden meist mehrere gleichartige, aber nach Leistung abgestufte Motoren parallelgeschaltet.<sup>892</sup> Mehrere kleine Module erweisen sich auch zur Vermeidung von Teillast und damit einhergehenden elektrischen Wirkungsgradverlusten als vorteilhaft.<sup>893</sup> Das Vermeiden von Nachteilen aus Teillast durch Zu- und Abschalten kleinerer Einheiten erfordert allerdings eine kurze Anfahrzeit. So erreicht ein Aggregat nach einem Kaltstart in weniger als 5 Sekunden seine elektrische Nennleistung, den thermischen Nennwert dagegen in ca. einer halben Stunde. Aufgrund höherer Reibungsverluste z.B. durch noch zähe Schmiermittel im kalten Betriebszustand steigt aber der Brennstoffverbrauch in der Anfahrphase um 2,5 % und aus Rücksicht auf die thermische Wechselbeanspruchung sollte eine Mindestlaufzeit von 1 bis 3 Stunden eingehalten werden.<sup>894</sup>

---

<sup>889</sup> Bspw. besteht das Blockheizkraftwerk Westbad der Stadtwerke München aus zwei Gasmotoren mit je 53 Liter Hubraum und beläuft sich damit auf eine elektrische Leistung von 1,94 MW und eine thermische Gesamtleistung von 9,36 MW. Vgl. eigene Angaben der Stadtwerke München.

<sup>890</sup> Vgl. zu diesen Abschnitt Wagner (1997), S. 40, 45 und Konstantin (2009), S. 287.

<sup>891</sup> BHKWs werden meist wärmegeführt gefahren, die mit nachwachsenden Rohstoffen betriebenen jedoch häufig stromgeführt, da wegen höherer Einspeisetarife nach dem EEG eine maximale Stromproduktion ökonomisch sinnvoll ist.

<sup>892</sup> Vgl. Hofer (1994), S. 27.

<sup>893</sup> Während bei den meisten Motoren mit Teillast der prozentuale Anteil der Wärme zu Lasten des Stroms am Output zunimmt, zeigt sich nur die Stromausbeute großer Dieselmotoren als relativ lastunabhängig. Vgl. Hofer (1994), S. 30.

<sup>894</sup> Vgl. Hofer (1994), S. 30-32.

Nach zusammenfassender Tabelle 25, die sich auf ausgewählte Kraftwerke beschränkt und seltene Anwendungsarten nicht weiter vertieft, soll im Weiteren nun detaillierter auf Parameter der Wärmeauskopplung aus Großkraftwerken eingegangen werden.

Technische Daten	Einheit	Gas BHKW	Heizöl BHKW	Dieselmotor BHKW	Ottomotor BHKW	Biomasse BHKW	Paraboloid
<b>Elektrische Leistung</b>	MW	0,05 - 10	2 - 10	2 - 10	0,01 - 10	1,5 - 2,5	0,01 - 0,1
<b>Verfügbarkeit</b>	%	98	95	70 - 95	95	95	k.A.
<b>Ausnutzungsdauer in Volllaststunden</b>	h / a	1.170 - 2.730	1.170	1.170	1.170	3.000 - 4.000	< 2.200
<b>Elektrischer Wirkungsgrad</b>	%	27 - 44	22 - 46	33 - 46	28 - 43	15 - 39	16 - 29
<b>Gesamtwirkungsgrad</b>	%	80 - 95	69 - 80	80 - 84	75 - 84	51 - 86	16 - 29
<b>Brennstoffbez. Emissionsfaktor</b>	t CO <sub>2</sub> / TJ	54 - 58	76 - 79	73 - 75	68 - 73	0	0
<b>Produktbez. Emissionsfaktor</b>	t CO <sub>2</sub> / GWh <sub>el</sub>	458 - 747	603 - 1260	579 - 807	578 - 887	0	0
<b>Stromkennzahl</b>	kW <sub>el</sub> / kW <sub>th</sub>	0,5 - 1	0,46 - 0,9	0,7 - 0,9	0,7 - 0,85	0,41	-
<b>Stromanteil</b>	%	33 - 50	32 - 47	41- 47	41- 46	29	100
<b>Lastgang</b>		Dezentral / wärmegeführt	Dezentral / wärmegeführt	Dezentral / wärmegeführt	Dezentral / wärmegeführt	Dezentral / Mittellast	Gesetzte Leistung
<b>Freiheitsgrade</b>		1	1	1	1	1	-
<b>Potentieller Beitrag zu Peakload</b>	%	50 - 90	50 - 90	50 - 90	50 - 90	50 - 90	k.A.
<b>Lebensdauer</b>	a	15 - 20	15 - 20	15 - 20	15 - 20	15 - 20	25
<b>Spezifischer Personalbedarf</b>	Personen / MW	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	k.A.

Tabelle 25: Technische Daten von BHKWs und Paraboloid-Kraftwerken<sup>895</sup>

#### 4.2.2.3.4. Wärmeauskopplung aus Großkraftwerken

Auch bei den mit Dampf- und Gasturbinen betriebenen Großkraftwerken können die Energieverluste reduziert werden, indem mit der in Abgas und Kühlwasser enthaltenen Wärme Fernwärmenetze und energieintensive Industriebetriebe v.a. Papier-, Chemie- und Stahlfabriken in Form von Heißwasser oder Prozessdampf versorgt werden.<sup>896</sup> Damit kann der Gesamtwirkungsgrad von um die 40 % auf über 80 % gesteigert werden.<sup>897</sup> Im Fall der Geothermie mit einem geringen elektrischen Wirkungsgrad von 6 bis 11 % wird sogar ein Gesamtwirkungs-

<sup>895</sup> Eigene Darstellung nach Daten aus Destatis 066K (2009), BDEW (2008), S. 13, Konstantin (2009), Geiger / Hardi / Brückl / Roth / Tzscheuschler (2004), Aacken / Ellmer / Frometa (2001), Schneider (1998), Wagner (1997), Jensch (1986), S. 135, Dreher (2001), S. 119 f., BDEW (2008), S. 13 und UK MARKAL (2010), Appendix EH-III.

<sup>896</sup> Vgl. Wagner (1997), S. 78.

<sup>897</sup> Die hohe Primärenergieausnutzung von Heizkraftwerken ermöglicht Gesamtwirkungsgrade bis zu 80 %, dennoch können auch hier wegen Eigenbedarf des Kraftwerks, Rauchgaswärme oder Abstrahlung keine 100 % erreicht werden. Vgl. Wagner (1997), S. 80.



grad von 93 % erreicht, weshalb erst die zusätzliche Wärmegewinnung Geothermieranlagen in Deutschland rentabel macht.

Die Auskopplung von Nutzwärme erfordert andererseits jedoch ein höheres Temperaturniveau der Abwärme, was die Betriebsweise der Anlage beeinflusst und nicht die volle Abarbeitung z.B. des Dampfes in der Turbine zulässt.<sup>898</sup> So würde beispielsweise bei einem Kraftwerk von 700 MW elektrischer Leistung die Auskopplung von 100 MW Wärme, die für die Grundlastwärme von 30.000 Wohnungen ausreichend wäre, zu einer elektrischen Leistungseinbuße von ca. 15 bis 20 MW führen.<sup>899</sup> Die Stromverlust-Kennziffer (electricity-loss-ratio)<sup>900</sup>, die für diese Berechnung das entscheidende Maß ist, hängt von Druck und Temperatur des ausgekoppelten Dampfes ab, beläuft sich aber in der Regel auf 0,2 bis 0,3.

Zwar spielen Stromverlust-Kennziffern bei Blockheizkraftwerken, Gasturbinenkraftwerken ohne Bypassbetrieb und Dampfturbinenkraftwerken mit Gegendruckturbine (Anlagen mit nur einem Freiheitsgrad) keine Rolle,<sup>901</sup> Kondensationsturbinen, Bypasskanäle zum Abhitzeessel und zusatzbefeuerte Abhitzeessel weisen aber den Vorteil einer ungekoppelten Anpassung der Strom- und Wärmeproduktion auf die jeweilige Energienachfrage auf.<sup>902</sup> Betreiber von Anlagen mit nur einem Freiheitsgrad behelfen sich jedoch, mit der Aufladung von Wärmespeichern oder mit Hilfskondensatoren auf Stromspitzen bei niedrigem Wärmebedarf und im umgekehrten Fall mit Verkauf über die Strombörse zu reagieren. Um teure Investitionen in Wärmespeicher, Speicherverluste und den Betrieb von Hilfskondensatoren zu vermeiden, werden die Leistung und der Betrieb größtenteils am lokalen Bedarf an Grundlastwärme ausgerichtet. Eine Ausnahme stellen mit Biomasse befeuerte Heizkraftwerke dar, deren Betreiber aufgrund der Preisgarantie und der Stromabnahmepflicht nach § 3 (1) EEG eine Produktion höchstmöglicher Strommengen anstreben. Deshalb werden Benutzungsdauern von bis zu 8.000 Stunden in einem Jahr erreicht.<sup>903</sup>

Grundsätzlich lässt sich jedoch festhalten, dass eine sinnvolle Investition sowohl in Heizkraftwerke mit einem als auch mit zwei Freiheitsgraden nur bei einer möglichst gleichzeitigen und konstanten Strom- und Wärmenachfrage gewährleistet ist, da Heizkraftwerke in der In-

---

<sup>898</sup> Vgl. Wagner (1997), S. 78.

<sup>899</sup> Vgl. Konstantin (2009), S. 360.

<sup>900</sup> Quotient aus der durch Wärmeauskopplung verursachten Stromeinbuße gegenüber Kondensationsbetrieb und der ausgekoppelten Wärmemenge. Vgl. Konstantin (2009), S. 365.

<sup>901</sup> Da Stromkennzahl und Stromanteil keine Entscheidungsvariable darstellen, kann der Stromverlust nicht gemessen werden. Vgl. dazu Definition in Kapitel 4.2.2.2. und Konstantin (2009), S. 366.

<sup>902</sup> Vgl. Hofer (1994), S. 9.

<sup>903</sup> Vgl. Wagner (2007), S. 5 f.

stallation teurer aber durch den hohen Gesamtwirkungsgrad in den Erzeugungskosten günstiger sind und deshalb möglichst lange Ausnutzungsdauern angestrebt werden sollten.<sup>904</sup>

Die Gegenüberstellung verschiedener Großheizkraftwerke findet sich in Tabelle 26.

Technische Daten	Einheit	Braunkohle HKW	Steinkohle HKW	GuD HKW	Gasturbinen HKW	Biomasse HKW	Geothermie HKW
<b>Elektrische Leistung</b>	MW	650 - 1.100	150 - 680	200 - 990	1 - 50	0,1 - 20	4 - 5
<b>Verfügbarkeit</b>	%	83 - 95	83 - 91	83 - 91	57 - 79	83 - 91	64 - 90
<b>Ausnutzungsdauer in Volllaststunden</b>	h / a	8.340	2.935	7.989	1.300	7.500 - 7.989	5.000 - 8.760
<b>Elektrischer Wirkungsgrad</b>	%	11 - 21	11 - 23	40 - 53	21 - 31	20 - 35	6 - 11
<b>Gesamtwirkungsgrad</b>	%	76 - 80	82	71 - 87	80	69 - 80	76 - 94
<b>Brennstoffbez. Emissionsfaktor</b>	t CO <sub>2</sub> / TJ	91 - 115	95 - 101	54 - 58	54 - 58	0	0
<b>Produktbezogener Emissionsfaktor</b>	t CO <sub>2</sub> / GWh <sub>el</sub>	1.731 - 3.305	1.534 - 3.207	395 - 504	650 - 960	0	0
<b>Stromkennzahl</b>	kW <sub>el</sub> / kW <sub>th</sub>	0,12 - 0,38	0,12 - 0,39	0,69 - 0,85	0,36 - 0,6	0,41 - 0,78	0,13
<b>Stromanteil</b>	%	11 - 28	11 - 28	41 - 46	26 - 38	29 - 44	12
<b>Stromverlust</b>	kW <sub>el</sub> / kW <sub>th</sub>	0,15 - 0,4 Abhängig von Auskopplungs- und Kondensationsdruck					
<b>Lastgang</b>		Grundlast	Grund- bis Mittellast	Strom- mittellast / Wärme- grundlast	Wärme- geführt	Grundlast	Grund- bis untere Mittellast
<b>Freiheitsgrade</b>		meist 2	meist 2	meist 2	meist 1	meist 2	meist 2
<b>Potentieller Beitrag zu Peakload</b>	%	70	90	90	50	50	63
<b>Lebensdauer</b>	a	35 - 45	30 - 40	25 - 40	20 - 25	20 - 25	40 - 50
<b>Spezifischer Personalbedarf</b>	Personen / MW	0,073	0,1	0,075	0,04	0,04	0,08 - 0,17

Tabelle 26: Technische Daten von großen Heizkraftwerken<sup>905</sup>

#### 4.2.2.4. Prozessbeschreibung nicht-thermischer Kraftwerke

##### 4.2.2.4.1. Wasserkraftwerke

Im Gegensatz zu thermischen eignen sich die nicht-thermischen Prozesse, die mit Ausnahme des Pumpspeicherkraftwerks<sup>906</sup> nur in regenerativen Kraftwerken vorkommen, ausschließlich zur reinen Stromerzeugung. Sie weisen allerdings die Vorteile auf, keine Anfahrtszeiten zu

<sup>904</sup> Vgl. Konstantin (2009), S. 350.

<sup>905</sup> Eigene Darstellung nach Daten aus Destatis 066K (2009), Konstantin (2009), Geiger / Hardi / Brückl / Roth / Tzscheutschler (2004), Aacken / Ellmer / Frometa (2001), Schneider (1998), Wagner (1997), Jensch (1986), S. 135, Fleury (2005), S. 120 und UK MARKAL (2010), Appendix EH-III.

<sup>906</sup> Pumpspeicherkraftwerke meistens nicht zu den Erneuerbaren Energien gezählt.

brauchen und keine Primärenergiekosten zu verursachen. Darüber hinaus sind Wasserkraftanlagen technisch ausgereift, zuverlässig (Verlässlichkeit von 97 %) und langlebig. Die Lebensdauer erreicht 80 bis 100 Jahre, wobei in der Regel ein Austausch der Maschinensätze, also der Turbinen, Getriebe und Generatoren, nach 20 bis 40 Jahren notwendig wird.<sup>907</sup>

Bei Wasserkraftwerken existieren vier Gruppen von Anlagen, Laufwasser-, Speicher- (einschließlich Pumpspeicher-), Wellen- und Gezeitenkraftwerke, die sich hinsichtlich der Darbietung der Wasserenergie unterscheiden. So nutzen die einen den (natürlichen) Wasserabzug und die anderen Meeresenergie. Es handelt sich bei der Energiegewinnung aber immer um die Nutzung eines Höhenunterschieds, der zu einem Massenstrom des Wassers führt.<sup>908</sup> Hinsichtlich der Berechnung der verfügbaren Leistung gleichen sich deshalb die Anlagentypen. Für die Bestimmung der Leistung ( $P_{el}$ ) einer Anlage sind v. a. die Fallhöhe ( $f$ )<sup>909</sup> und der Turbinendurchfluss ( $Q_T$ ) aber auch der Kraftwerkswirkungsgrad ( $\eta$ )<sup>910</sup> entscheidend; multipliziert mit der Dichte des Wassers ( $\rho$ )<sup>911</sup> und der Erdbeschleunigung ( $g$ ) erhält man Formel 31:

$$P_{el} = \eta_{el} \cdot \rho_w \cdot Q_T \cdot g \cdot f \quad (31)$$

$g$	Erdbeschleunigung
$f$	Fallhöhe
$\eta_{el}$	Wirkungsgrad
$P_{el}$	Elektrische Leistung
$Q_T$	Turbinendurchfluss
$\rho_w$	Dichte des Wassers

Je nach Fallhöhe aber auch Wassermenge werden unterschiedliche Turbinen eingesetzt, die sich neben der Bauweise auch durch Wirkungsgrad und Teillastverhalten differenzieren. Im Laufe der Zeit konnten sich vier robuste und langlebige Typen durchsetzen: die Durchströmerturbine für Kleinwasserkraftwerke, die Kaplan-turbine für Laufwasserkraftwerke mit einer

<sup>907</sup> Vgl. BMU (2004), S. 25.

<sup>908</sup> Die Rohleistung die ein Gewässer zur Verfügung stellt, berechnet sich aus Formel:  $P_{Roh} = \frac{W}{t} = \frac{m \cdot g \cdot f}{t} = \frac{\rho \cdot V \cdot g \cdot f}{t}$ .  $Q$  ist dabei das Wasserangebot, dass sich aus dem Volumendurchsatz  $V$  pro Zeiteinheit  $t$  bestimmt.  $W$  und  $m$  sind die allgemein üblichen Bezeichnungen von Arbeit (hier: potentielle Energie des Wassers) und Masse (hier: Masse des Wassers). Vgl. Rouvel / Schaefer (1993), S. 190 und Konstantin (2009), S. 323.

<sup>909</sup> Erwähnenswert ist, dass es sich bei der Fallhöhe ( $f$ ) nicht um die Ausbaufallhöhe ( $f_A$ ,  $f = 0,5 \cdot f_A$ ) handelt, die den Höhenunterschied zwischen Anfang und Ende der Ausbaustrecke definiert. Vgl. Rouvel / Schaefer (1993), S. 191.

<sup>910</sup> Die vom Kraftwerk genutzte Leistung im Verhältnis zur Leistung des dargebotenen und durch die Turbine strömenden Wassers ergibt den Kraftwerkswirkungsgrad  $\eta = \frac{P}{\rho \cdot Q_T \cdot g \cdot f}$

<sup>911</sup> Wasser weist verglichen mit Wasserdampf eine höhere Dichte und eine geringere Expandibilität auf, was zu einer größeren Leistungsdichte und bis zu doppelten Nenndrehzahlen gegenüber einer Dampfturbine führt. Vgl. Rouvel / Schaefer (1993), S. 184.

Fallhöhe zwischen 1,5 und 50 m (max. 100 m), die Francisturbine für den universellen Einsatz bei einer Fallhöhe zwischen 30 und 500 m und die Pelton-turbine für Speicherkraftwerke mit einer Fallhöhe zwischen 600 und 2.000 m.<sup>912</sup> Während die Kaplan- und vor allem die Pelton-turbine einen nahezu flach verlaufenden Wirkungsgrad in Abhängigkeit des Wasserdurchflusses besitzen, weist die Francisturbine im Vergleich ein ungünstigeres Teillastverhalten auf.<sup>913</sup>

Charakteristisch für Laufwasserkraftwerke, die in Deutschland die größte Bedeutung unter den Wasserkraftwerken besitzen, ist eine kontinuierliche Nutzung eines Wasserzuflusses bei niedriger Fallhöhe eines Ober- und Unterlaufs.<sup>914</sup> Laufwasserkraftwerke sind deshalb in der Regel Niederdruckanlagen<sup>915</sup>, die in Flussläufen außerhalb der Hochgebirge errichtet werden.<sup>916</sup> Die unmittelbare Nutzung des Wasserdargebots führt zu einem Einsatz im Grundlastbereich mit durchschnittlich 4.000 bis 6.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr.<sup>917</sup> Trotz jahreszeitlich schwankender Wassermenge lässt sich die Stromerzeugung dennoch relativ sicher prognostizieren. So ergibt sich im Frühjahr durch Schneeschmelze und hohe Niederschlagsmengen im Gegensatz zu Sommer und Winter ein hohes Wasseraufkommen und folglich eine hohe Stromerzeugung.<sup>918</sup>

Flexibler lässt sich die Stromproduktion in Speicherkraftwerken an die Stromnachfrage anpassen,<sup>919</sup> weshalb sie je nach Speichergröße für die Deckung von Tages-, Wochen- oder saisonalen Lastspitzen geeignet sind. Zwar ist auch bei schwellbetriebsfähigen Laufwasserkraftwerken das Auf- und Abstauen des Wasserzuflusses möglich, was aber nur für den Ausgleich innerhalb eines Tagesrhythmus reicht und deshalb nicht mit den Speicherkapazitäten von Tal-

<sup>912</sup> Vgl. Konstantin (2009), S. 326 und Rouvel / Schaefer (1993), S. 186-188.

<sup>913</sup> Die doppeltgeregelte Kaplanturbine erreicht bei ca. 40 % der Nennleistung ihren maximalen Wirkungsgrad von 85 % bis 91 %. Bei der Francisturbine fällt der Wirkungsgrad von 85% bis 90% hingegen im Teillastbetrieb so stark ab, dass sie unter 40% der Nennleistung gar nicht mehr betrieben wird. Das beste Teillastverhalten weist die Pelton-turbine auf, die einen Nennwirkungsgrad von 85% bis 90% bereits bei etwa 20 % bis 30% Nenndurchfluss erreicht. Vgl. Piot (2006), S. 4 f und Rouvel / Schaefer (1993), S. 188.

<sup>914</sup> Die Anlagen werden aus wirtschaftlichen Gründen oft in Verbindung mit Schiffsschleusen gebaut.

<sup>915</sup> Neben einer technologischen Typologisierung nach Turbinentyp werden Wasserkraftwerke außerdem nach Nutzgefälle unterschieden. Bei Niederdruckkraftwerken (Fallhöhe < 40 m) handelt es sich um Laufwasserkraftwerke, die vorwiegend Grundlast produzieren. Mitteldruckkraftwerke (Fallhöhe 40 - 200 m) werden sowohl für Grundlast (Laufwasserkraftwerke) als auch für Mittellast bzw. Spitzenlast (Speicherkraftwerke) eingesetzt. Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke, die in der Spitzenlast ihr Verwendungsgebiet finden, sind hingegen meist Hochdruckkraftwerke (Fallhöhe > 200 m). Vgl. Piot (2006), S. 3.

<sup>916</sup> Vgl. Rouvel / Schaefer (1993), S. 192.

<sup>917</sup> Vgl. Borgmann (2004), S. 16, BDEW (2008), S. 13, Binder (2007), S. 5 und Konstantin (2009), S. 324.

<sup>918</sup> Hochwässer können die Stromerzeugung stark negativ bis zu einem gänzlichen Ausfall beeinflussen, da mit Rückstau eine Verminderung der Fallhöhen entsteht. Vgl. Wagner (2007), S. 5.

<sup>919</sup> Solange sie nicht neben der Stromerzeugung weiteren Zwecken wie z.B. dem Hochwasserschutz, der Trinkwasserversorgung, der Schiffbarmachung oder der Bewässerung dienen. Vgl. BMU (2004), S. 108.

sperren und Bergseen vergleichbar ist.<sup>920</sup> Andererseits liegt die Verfügbarkeit der Laufwasserkraftwerke mit 61 % wiederum über der der Speicherkraftwerke mit 56 %.<sup>921</sup>

Pumpspeicherkraftwerke ermöglichen sogar die Zwischenspeicherung einer Stromüberproduktion<sup>922</sup> in Schwachlastzeiten (z.B. nachts) und bezwecken weniger (im Fall von Pumpspeicherkraftwerken ohne natürlichen Zufluss sogar gar nicht) eine Stromerzeugung aus regenerativen Energien. Die potenzielle Energie des zuvor hochgepumpten Wassers kann dann durch Änderung der Drehrichtung der Turbine und damit einem Übergang von Pump- in Erzeugungsbetrieb in Spitzenlastzeiten wieder abgerufen werden. Die Speicherkapazität der in Deutschland installierten Pumpspeicherkraftwerke, die eine Maschinenleistung von 14 bis 980 MW und einen Gesamtwirkungsgrad von 75 % aufweisen, beläuft sich auf 400 bis 62.000 MWh.<sup>923</sup> Im Jahr 2007 kamen Pumpspeicherkraftwerke auf eine Ausnutzungsdauer von 1.180 Stunden.<sup>924</sup>

Gezeiten- und Wellenkraftwerke, die Ebbe und Flut bzw. den Wellengang direkt oder davon komprimierte Luft für die Grundlastversorgung nutzen, wurden wegen hoher Investitionen, aus dem salzhaltigen Meerwasser resultierenden starken Verschleiß und enormer Verbauung der Küsten weltweit bislang kaum und wenn, dann meist erst zu Demonstrationszwecken gebaut. Dazu kommen bedingt durch Tidendauer sowie ungleichmäßigen Seegang keine kontinuierlichen Betriebszeiten (viele An- und Abfahrten) und niedrige Wirkungsgrade der kaum ausgereiften, jungen Technologien. So erreichen Gezeitenkraftwerke bedingt durch Stillstandzeiten nur in etwa 2.000 Volllaststunden jährlich, und Wellenkraftwerke können nur 35 % der Wellenenergie nutzen.<sup>925</sup> In beschränktem Umfang können Gezeitenkraftwerke jedoch auch als Pumpspeicherwerke eingesetzt werden, indem mit Überschussenergie Meerwasser ins Staubecken für die Erzeugung von Spitzenenergie bei Bedarf gepumpt wird.

Zwar zeichnen sich Fortschritte wie z.B. durch beidseitig wirksame Turbinen, die die Betriebszeit von Gezeitenkraftwerken verdoppeln, oder signifikante Kostenreduktionen durch Integration von Wellenkraftwerken in Hafentmolen oder Betonkonstruktionen zum Küstenschutz<sup>926</sup> ab; und auch neuartige Entwicklungen wie bspw. Gezeitenkraftwerke, die nach dem Prinzip von Windkraftwerken die kinetische Energie der Strömung anstelle der Stauhöhe des

<sup>920</sup> Bei Speicherkraftwerken handelt es sich häufig um Hochdruckanlagen mit Fallhöhen über 50 m, da sich bei einem Talsperren-Kraftwerk die Turbinen am Fuß der Staumauer befinden und bei einem Bergspeicherkraftwerk ein in der Höhe liegender See über Druckrohrleitungen mit der im Tal liegenden Kraftwerksanlage verbunden wird.

<sup>921</sup> Vgl. Hirschhausen / Weigt / Zachmann (2007), S. 68.

<sup>922</sup> Überschussstrom wird häufig in thermischen Kraftwerken erzeugt, die aus unterschiedlichen Gründen nicht jederzeit auf Teillast oder ganz heruntergefahren werden können. Vgl. Konstantin (2009), S. 325.

<sup>923</sup> Vgl. Rouvel / Schaefer (1993), S. 198-199.

<sup>924</sup> Vgl. BDEW (2008), S. 13.

<sup>925</sup> Vgl. Rouvel / Schaefer (1993), S. 202 f.

<sup>926</sup> Vgl. Angaben von Voith AG - Konzernbereiche Voith Hydro.

Wassers ausnutzen und damit keine unmittelbar an der Küste gelegenen Speicherbecken mehr benötigen, sondern völlig unter Wasser betrieben werden können.<sup>927</sup> Trotzdem werden sowohl Gezeiten- als auch Wellenkraftwerke in Deutschland auch zukünftig eine geringe Bedeutung haben. Bislang existiert in Deutschland wegen den Erfordernissen großen Tidenhubs in Flussmündungen oder Meeresbecken (über 5 m, z.B. Frankreich bis zu 13 m) und hohen Wellengangs (z.B. in Schottland 30 m) noch gar keine Anlage mit Meerwassernutzung, weshalb diese Techniken nicht weiter vertieft werden.

Insgesamt lässt sich jedoch festhalten und Tabelle 27 entnehmen, dass die Wasserkraft durch ihre relativ stetige Verfügbarkeit, ihre vergleichsweise geringen Betriebskosten und den höchsten Wirkungsgrad aller heute bekannten Energieerzeugungssysteme große Vorteile aufweist. Ihre Fähigkeit, Energie zu speichern, leistet außerdem einen wichtigen Beitrag zur Netzstabilität.

Technische Daten	Einheit	Laufwasser- kraftwerk	Speicher- kraftwerk	Pump- speicher- kraftwerk	Wellen- kraftwerk	Gezeiten- kraftwerk
<b>Maximale elektrische Leistung</b>	MW	10-100	15 - 800	980	(15-30 kW/m Wellenfront) 0,15 - 0,9	20 - 240
<b>Verfügbarkeit</b>	%	Abhängig von Turbinendurchfluss bzw. Speicherzufluss		80 - 100	23 - 39	23 - 39
		58 - 70	56 - 60			
<b>Ausnutzungsdauer in Volllaststunden</b>	h / a	4.000 - 6.000	3.950	1.130	7.790	2.000
<b>Elektrischer Wirkungsgrad</b>	%	80 - 90	80 - 90	75 - 77	35	k.A.
<b>Lastgang</b>		Gesetzte Leistung	Gesetzte Leistung	Spitzenlast / Regelenergie	Gesetzte Leistung	Gesetzte Leistung / z.T. Spitzenlast
<b>Potentieller Beitrag zu Peakload</b>	%	70	70	95 - 100	9 - 33	9 - 33
<b>Lebensdauer</b>	a	40 - 50	40 - 50	50	30	30
<b>Spezifischer Personalbedarf</b>	Personen / MW	0,1 - 0,02	0,07 - 0,015	0,07 - 0,015	k.A.	k.A.

Tabelle 27: Technische Daten von Großwasserkraftwerken<sup>928</sup>

<sup>927</sup> Vgl. Angaben von Voith AG - Konzernbereiche Voith Hydro und Borgmann (2004), S. 8-13.

<sup>928</sup> Eigene Darstellung nach Daten aus Destatis 066K (2009), Konstantin (2009), Geiger / Hardi / Brückl / Roth / Tzscheuschler (2004), Aacken / Ellmer / Frometa (2001), Schneider (1998), Wagner (1997), Jensch (1986), S. 135 und BDEW (2008), S. 13, Borgmann (2004) und UK MARKAL (2010), Appendix EH-III.

#### 4.2.2.4.2. Windkraftanlagen

Wie die Wasserkraftwerke nutzen auch Windkraftanlagen eine Strömungsenergie zur Stromerzeugung. Allerdings verwenden sie die horizontale Windströmung, die durch unterschiedliche Luftdruckverhältnisse infolge von Temperaturgefällen in der Nähe der Erdoberfläche entsteht, zum Antrieb von Rotoren. Die entstehende Drehbewegung wird anschließend von einem Generator in der Gondel in Elektrizität umgewandelt. Moderne Anlagen basieren nicht mehr auf dem Widerstandsprinzip (wie Wasserkraftwerke), sondern dem aerodynamischen Auftrieb nach dem Prinzip eines Flugzeugflügels, da dieses Prinzip hinsichtlich der Ausnutzung der Windenergie überlegen ist, und der Wirkungsgrad (hier: realer Leistungsbeiwert<sup>929</sup>) näher an den theoretischen Leistungsbeiwert nach dem Betzchen Gesetz von 59 % herankommt.<sup>930</sup> Neben dem Grundprinzip üben auch die Bauart (Schnelllaufzahl, Anzahl der Rotorenblätter, Achse, Modell etc.) und analog dem Teillastverhalten die Betriebsbedingungen (Windgeschwindigkeit, Turbulenzintensität) einen Einfluss auf den Leistungsbeiwert aus. Der Leistungsbeiwert fließt wiederum in die Leistungskurve (oder Leistungskennlinie) einer Windkraftanlage ein, die die abgegebene verfügbare Leistung als Funktion der Windgeschwindigkeit beschreibt und ab der Anhaltgeschwindigkeit von 3 m/s sehr schnell zunimmt, ihr Maximum ab einer Windgeschwindigkeit von 13 bis 15 m/s erreicht und danach bis zur Abschaltgeschwindigkeit von 25 m/s<sup>931</sup> auf die installierte Generatorleistung weggeregelt ist.<sup>932</sup> Neben Leistungsbeiwert ( $c_p$ ) und Windgeschwindigkeit ( $v_0$ ) spielen außerdem die senkrechte Anströmfläche der Rotoren ( $A$ ) und die Dichte der Luft ( $\rho$ )<sup>933</sup> für die Berechnung der Leistung ( $P_{el}$ ) einer Windkraftanlage nach Formel 32 eine Rolle:

---

<sup>929</sup> Der Leistungsbeiwert  $c_p$  entspricht dem Wirkungsgrad und beschreibt mit dem Verhältnis zwischen der Primärenergie (der Wind der durch die Rotorfläche durchweht) und der produzierten Endenergie (die Elektrizität) im Nennpunkt die Effizienz einer Windkraftanlage. Vgl. Rouvel / Schaefer (1993), S. 215.

<sup>930</sup> Leistungsbeiwert: Das Betzsche Gesetz besagt, dass der Wind mit einem Drittel seiner ursprünglichen Geschwindigkeit hinter den Rotorblättern weiterströmen muss, um die maximale Leistung zu erreichen. Die darauf folgende Berechnung ergibt, dass eine Windkraftanlage maximal 16/27 der in der Windströmung enthaltenen kinetischen Energie in mechanische Energie umwandeln kann. Vgl. Konstantin (2009), S. 329 oder zur Herleitung auch Rouvel / Schaefer (1993), S. 215.

<sup>931</sup> Zur Vermeidung einer mechanischen Zerstörung werden Windkraftanlagen ab einer Windgeschwindigkeit von 25 m/s abgeschaltet, indem die Rotorblätter in Fahnenstellung gebracht werden.

<sup>932</sup> Vgl. Konstantin (2009), S. 331 f.

<sup>933</sup> Im Jahresmittel beläuft sich die Luftdichte näherungsweise auf einen Wert von rund 1,25 kg/m<sup>3</sup>. Vgl. Rouvel / Schaefer (1993), S. 211 f.

$$P_{el} = \frac{1}{2} \cdot c_p \cdot A \cdot \rho_L \cdot v_0^3 \quad (32)$$

A	Senkrechte Anströmfläche der Rotoren
$c_p$	Leistungsbeiwert
$P_{el}$	Elektrische Leistung
$\rho_L$	Dichte der Luft
$v_0$	Windgeschwindigkeit

Um geeignete Standorte besser zu erschließen, zeichnete sich in den letzten Jahren eine dynamische Steigerung der Leistung von einer durchschnittlichen Neuanlagengröße mit 160 kW in 1990 über 1,1 MW im Jahr 2000 bis über 1,5 MW 2004 ab. Bereits installierte Prototypen erzielen sogar eine Leistung von 4,5 MW.<sup>934</sup> Die Leistungssteigerungen werden hauptsächlich durch immer größere Rotoren, die aber auch eine höhere Einschaltgeschwindigkeit zur Überwindung von Trägheits- und Reibungsverlusten erfordern,<sup>935</sup> und höhere Türme erreicht. Höhere Türme bewirken ein stärkeres und gleichmäßigeres Windangebot auf Nabenhöhe des Rotors, weil die Windgeschwindigkeit in der Höhe zunimmt (logarithmischer Anstieg der Windgeschwindigkeit).<sup>936</sup> Eine hohe Windgeschwindigkeit ist von so großer Bedeutung, da sie mit der dritten Potenz in die Formel eingehend einen besonders starken Einfluss auf die Leistung ausübt.<sup>937</sup>

Die Gleichmäßigkeit des Winds ist wegen der Erfordernis einer konstanten Drehzahl für die Erzeugung von Wechselstrom und für die Einspeisung ins Netz (starre Netzfrequenz) bedeutend.<sup>938</sup> Neben der Netzstabilität ergeben sich aus der Fluktuation des Winds außerdem Herausforderungen für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Da der Wind im Unterschied zum Wasser nicht speicherbar ist und somit sofort genutzt werden muss, richtet sich die Energieerzeugung nach dem Windangebot und nicht nach dem Strombedarf. Eine Zuordnung zu einem Lastprofil ist demnach nicht sinnvoll.<sup>939</sup>

<sup>934</sup> Vgl. BMU (2004), S. 27.

<sup>935</sup> Vgl. Konstantin (2009), S. 331 und auch Angaben von Siemens zu höherer Energieausbeute durch ertragsoptimierte Wirkungsgradkennlinie bei erhöhtem Leistungsfaktor.

<sup>936</sup> Die Windgeschwindigkeit ( $v_h$ ) in bestimmter Höhe ( $h$ ) kann mit einer Windkarte ( $v_{10m}$ ) und einem Parameter ( $0,15 < a < 0,4$ ; je höher die Rauigkeit desto kleiner ist  $a$ ) für die Bodenrauigkeit und die atmosphärischen Eigenschaften mit der Formel  $v_h = v_{10m} \cdot \left(\frac{h}{10}\right)^a$  geschätzt werden. Vgl. Rouvel / Schaefer (1993), S. 209.

<sup>937</sup> Hohe Türme mit großem Rotor führen aber dazu, dass jeder Flügel bei jedem Umlauf unterschiedliche Windgeschwindigkeitsbereiche durchläuft und während eines Umlaufs der Anströmwinkel angepasst werden muss. Vgl. Rouvel / Schaefer (1993), S. 223.

<sup>938</sup> Kleine Schwankungen in der Leistungsdarbietung des Windes können allerdings durch die Trägheit der rotierenden Turbine und des Generators, durch Variieren der Drehmoment-Drehkennzahl-Kennlinie oder durch Anpassung der Blatteinstellung korrigiert werden. Bei größeren Windänderungen stellt die Erzeugung von Gleichstrom mit anschließender Speicherung in Akkumulatoren oder Einspeisung ins Netz nach Zwischenschaltung von Wechselrichtern einen Ausweg dar. Vgl. Rouvel / Schaefer (1993), S. 225 und 228.

<sup>939</sup> Vgl. Rouvel / Schaefer (1993), S. 210.



Für die Erzeugung einer Strommenge (hier: Energieertrag) spielt somit das Windangebot eine große Rolle. Die Kenntnis der mittleren Jahresgeschwindigkeit ist dabei nicht allein ausreichend, da in die Ermittlung der Ausnutzungsdauer die jährliche Windgeschwindigkeitsverteilung einfließt. Sie lässt sich mit einer Weibull- oder Rayleigh-Verteilung statistisch abbilden.<sup>940</sup> In Küstennähe lassen sich mit 6 bis 6,5 m/s jahresmittlerer Windgeschwindigkeit und einer Häufigkeit von nur 25 % mit Windgeschwindigkeiten unter 3 m/s (zum Vergleich: 60 % im Alpenvorland) besonders günstige Verhältnisse auffinden. Die für eine wirtschaftliche Nutzung erforderliche mittlere jährliche Windgeschwindigkeit von 5 m/s kann laut Windkarte<sup>941</sup> in Deutschland landeinwärts seltener erreicht werden.<sup>942</sup> Die landeinwärts zunehmende Oberflächenrauigkeit lässt sich nur durch exponierte Standorte oder Höhen über Grund ausgleichen.

Auf dem Meer sind die Windverhältnisse sogar noch günstiger als an der Küste; so erzielen Offshore-Windkraftwerke pro Einheit installierter Leistung etwa doppelt so hohe Erträge wie Onshore-Anlagen.<sup>943</sup> Das liegt u.a. auch daran, dass der Wind auf dem Meer konstanter mit weniger Turbulenzen ist, weil die Temperaturdifferenz zwischen oberer Schicht und der Luft im Meer kleiner als an Land ist.<sup>944</sup> Gefürchtet sind allerdings schlechte Wetterbedingungen und raue See, die aus Sicherheitsgründen zu Stillstand von Anlagen führen können. Während Onshore-Anlagen im Jahr 2007 in Deutschland gemäß BDEW auf 1.840 Volllaststunden kamen, erreichen Anlagen auf dem Meer Ausnutzungsdauern von bis zu 3.300 Volllaststunden.<sup>945</sup> Das entspricht einer Verfügbarkeit der maximalen Leistung von 15 bis 21 % bei Onshore-Anlagen und von 38 bis 40 % bei Offshore-Anlagen.<sup>946</sup> Neben besseren Offshore-Windverhältnissen begünstigen auch höhere Türme von bis zu 70 m und längere Rotorblätter von bis zu 41 m (z.B. Nysted Offshore-Windpark in Dänemark) die Energieerträge von Offshore-Anlagen. Darüber hinaus können diese Anlagen mit einer um 10 % höheren Drehzahl als die Landversion laufen und so die Energieproduktion um ca. 5 % steigern, weil die Schallentwicklung auf dem Meer keine Rolle spielt.

---

<sup>940</sup> Vgl. Heinzow / Tol / Brümmer (2005), S. 7.

<sup>941</sup> In Windkarten kann die Windgeschwindigkeiten in der Standardmeßhöhe von 10 m entnommen werden.

<sup>942</sup> Vgl. Rouvel / Schaefer (1993), S. 205.

<sup>943</sup> Vgl. BMU (2004), S. 28.

<sup>944</sup> An Land wird nur die oberste Erdschicht von der Sonne erwärmt, während das Sonnenlicht im Wasser bis einige Meter tief unter die Wasseroberfläche absorbiert wird.

<sup>945</sup> Vgl. BDEW (2008), S. 13.

<sup>946</sup> Vgl. Fleury (2005), S. 120.

Tabelle 28 stellt zusammenfassend wichtige technische Daten von On- und Offshore-Windkraftwerken gegenüber.

Technische Daten	Einheit	Wind onshore	Wind offshore
<b>Maximale elektrische Leistung</b>	MW	0,02-5	2 - 6
<b>Verfügbarkeit</b>	%	Abhängig von Windverteilung / Saisonale Schwankungen	
		13 - 30	22 - 50
<b>Ausnutzungsdauer in Volllaststunden</b>	h / a	1.840	3.300
<b>Elektrischer Wirkungsgrad</b>	%	90 - 96	90 - 96
<b>Lastgang</b>		Gesetzte Leistung	Gesetzte Leistung
<b>Potentieller Beitrag zu Peakload</b>	%	18 - 28	9 - 28
<b>Lebensdauer</b>	a	20 - 25	25
<b>Spezifischer Personalbedarf</b>	Personen / MW	0,04 - 0,17	0,04 - 0,07

Tabelle 28: Technische Daten von Windkraftwerksanlagen<sup>947</sup>

#### 4.2.2.4.3. Photovoltaik

Anders als bei den bisher genannten Technologien wandelt die Photovoltaik die Primärenergie direkt und nicht über den Umweg der Erzeugung mechanischer Energie in Strom um. Wenn ein Photon des Sonnenlichts auf den Halbleiter in einer Solarzelle trifft, werden Elektronen frei und am p-n-Übergang<sup>948</sup> baut sich ein internes elektrisches Feld auf, das zu einer Ladungstrennung, somit einer Spannung und letztendlich zu Gleichstrom führt.<sup>949</sup> Um für eine praktische Verwertbarkeit die Spannung zu erhöhen, bedarf es einer Verschaltung mehrere Solarzellen zu einem Modul.

Dabei gibt es verschiedene Typen von Solarzellen, die sich hinsichtlich Materialdicke (Dünnschichtzellen mit 200 bis 300 µm und Dünnschichtzellen mit 1 bis 2 µm)<sup>950</sup>, dem Halbleitermaterial (weltweit am häufigsten Silicium), der Kristallstruktur (mono-, polykristallin oder amorph) und dem Installationsort (Gebäude integrierte Anlagen, Dachflächen-, Fassaden- und Freiflächenanlagen) unterscheiden lassen. Die polykristalline Zelle stellt bisher die gängigste Technologie dar, da ihre Herstellungskosten nicht so hoch wie bei der monokristallinen Zelle sind, ihr Wirkungsgrad jedoch besser als bei herkömmlichen Dünnschichtzellen aus amorphen

<sup>947</sup> Eigene Darstellung nach Daten aus Destatis 066K (2009), Konstantin (2009), Geiger / Hardi / Brückl / Roth / Tzscheutschler (2004), Aacken / Ellmer / Frometa (2001), Schneider (1998), Dena, BDEW, BMU (2004), Rouvel / Schaefer (1993), Fleury (2005), S. 120 und UK MARKAL (2010), Appendix EH-III.

<sup>948</sup> Bei einem p-n-Übergang handelt es sich um einen Bereich, indem Halbleitermaterialien positiver und negativer Dotierung als Elektronen-Akzeptoren bzw. Elektronen-Donatoren aufeinander stoßen. Vgl. Konstantin (2009), S. 313.

<sup>949</sup> Vgl. Konstantin (2009), S. 313.

<sup>950</sup> Vgl. Rouvel / Schaefer (1993), S. 115 und 118.

Silizium ist.<sup>951</sup> So beläuft sich der Wirkungsgrad von Solarzellen und -modulen aus monokristallinem Silizium auf 21,5 % bzw. 17 %, von polykristallinem Silizium auf 16,5 % bzw. 14,5 % und von amorphem Silizium auf 10,5 % bzw. 8-9 %.<sup>952</sup>

Die maximale Leistung einer Photovoltaik-Anlage wird vom Hersteller mit der Nennleistung (Peakleistung)  $P_N$  in Watt<sub>peak</sub> ( $W_p$ ) bzw. kW<sub>p</sub> angegeben.<sup>953</sup> Da die Leistung einer Solaranlage stark von der durch Strahlungsangebot und Temperatur bestimmten Betriebsspannung abhängt,<sup>954</sup> wird die Nennleistung unter Standard-Testbedingungen (*Standard-Test-Conditions* - STC) von 25 °C Modultemperatur, 1000 W/m<sup>2</sup> Einstrahlung und einer Luftmasse von 1,5 Air Mass (AM)<sup>955</sup> gemessen.<sup>956</sup> So erreicht eine 100 cm<sup>2</sup> große Siliziumzelle unter Standard-Testbedingungen in etwa eine Stromstärke von 2 A oder eine Leistung von 1 W.<sup>957</sup> In Deutschland kommen die Standard-Testbedingungen jedoch selten vor, weshalb Solaranlagen die meiste Zeit in Teillast arbeiten. So liegt die Betriebstemperatur der Module meist über 25 °C und wirkt sich mit -0,4 %/K negativ auf den Wirkungsgrad und damit auf die Nennleistung aus.<sup>958</sup> Außerdem kann ein Wolkendurchzug, obwohl die Photovoltaik im Gegensatz zu solarthermischen Kraftwerken in der Lage ist, die Globalstrahlung - also auch die indirekte, diffuse Strahlung - zu nutzen, bereits einen Abfall der Einstrahlung von 1.000 auf 200 W/m<sup>2</sup> bedeuten.<sup>959</sup> Hinzu kommt die jahres- und tageszeitabhängige Schwankung des Air Mass, was in Deutschland zu einer jährlichen Globalstrahlung zwischen 1.000 und 1.200 kWh/m<sup>2</sup> (zum Vergleich: Äquator 2.300 kWh/m<sup>2</sup>, Freiburg 1150 bis 1200 kWh/m<sup>2</sup>, Hamburg 900 bis 950 kWh/m<sup>2</sup>) führt, wovon zwei Drittel in die Monate April bis September fallen.<sup>960</sup> Während in den Sommermonaten eine Sonneneinstrahlung von bis zu 5.000 Wh/m<sup>2</sup> am Tag erzielt werden

---

<sup>951</sup> Amorphe Siliziumzellen eignen sich aufgrund eines zu geringen Wirkungsgrads nicht für die Photovoltaik, sondern nur für bspw. Uhren oder Taschenrechner. Vgl. Konstantin (2009), S. 314.

<sup>952</sup> Vgl. Konstantin (2009), S. 315.

<sup>953</sup> Vgl. Konstantin (2009), S. 315.

<sup>954</sup> Vgl. Rouvel / Schaefer (1993), S. 138.

<sup>955</sup> Air Mass ist eine Kennzahl für die Relation der Strecke des Sonnenlichts durch die Erdatmosphäre zu ihrer Dicke und dient der Bestimmung der Reduktion der Sonnenleistung durch Reflexion, Absorption und Streuung auf ihrem Weg durch die Erdatmosphäre. Bei senkrechtem Lichteinfall beträgt der Air Mass 1 und vergrößert sich bei schräg stehender Sonne wegen der Wegverlängerung und ist damit jahres- und tageszeitabhängig. Vgl. Rouvel / Schaefer (1993), S. 126 f.

<sup>956</sup> Vgl. Konstantin (2009), S. 315.

<sup>957</sup> Für eine Nennleistung von 1 MW bedarf es demnach einer Fläche an Solarzellen von ungefähr 1 ha. Aufgrund des enormen Platzbedarfs aber auch der hohen Investitionskosten setzte sich die Photovoltaik bisher in der industriellen Stromerzeugung kaum durch. Vielversprechend könnten jedoch die neuentwickelten Dünnschichtzellen aus Kupfer-Indium-(Gallium)-Schwefel-Selen-Verbindungen (CIS- bzw. CIGS-Solarzellen) sein, da sie durch Aufdampfen direkt auf ein Trägermaterial aufgebracht werden, deutlich weniger Materialaufwand und Herstellungskosten bedürfen und trotzdem über einen relativ hohen Wirkungsgrad von 14 % (bzw. 11 % bei Modulen) verfügen. Vgl. Konstantin (2009), S. 313 und 315.

<sup>958</sup> Vgl. Konstantin (2009), S. 316.

<sup>959</sup> Vgl. Rouvel / Schaefer (1993), S. 126.

<sup>960</sup> Vgl. Rouvel / Schaefer (1993), S. 154 f.

kann, reicht im Winter die Globalstrahlung oft nur bis 500 Wh/m<sup>2</sup>.<sup>961</sup> Zwar kann die jährliche Einstrahlung durch Nachführung und Anpassung des Neigungswinkels der Solarzelle um 25 % auf 1.600 kWh/m<sup>2</sup> gesteigert werden.<sup>962</sup> Dennoch erreichen die in Deutschland mit Photovoltaik-Anlagen erzielbaren Ausnutzungsdauern im Mittel selten 1.000 h/a<sup>963</sup> und betragen bspw. im Jahr 2007 laut BDEW 940 h/a.<sup>964</sup> Verbände und Hersteller geben für eine Photovoltaik-Anlagen mit 9 bis 10 m<sup>2</sup> Fläche (1 kW<sub>p</sub>) Energieerträge<sup>965</sup> von 700 bis 1.000 kWh an. Da keine konstante Strommenge erzeugt werden kann, stellt die Fluktuation der Sonneneinstrahlung die Anbindung der Photovoltaik an das Stromnetz vor eine Herausforderung. Häufig finden Solarzellen deshalb dezentral und seltener in der industriellen Stromerzeugung Verwendung. Für die Abstimmung von Energieangebot und -bedarf werden Batterien eingesetzt. Speisen Photovoltaik-Anlagen dennoch in das Netz ein, dienen sie zwar der Brennstoffersparnis in konventionellen Kraftwerken. Konventionelle Erzeugerleistung kann aber wie bei der Windkraft nicht ersetzt werden, sondern muss weiterhin als Reserve vorgehalten werden.<sup>966</sup> Auch hier ist eine Zuordnung zu einem Lastprofil nicht sinnvoll, da die Photovoltaik, sobald sie zur Verfügung steht, erzeugt und einspeist.

Als galvanisches Element wandelt eine Brennstoffzelle in einem Brennstoff (meist Wasserstoff) chemisch gebundene Energien mit Hilfe eines Oxidationsmittels direkt in Elektrizität um.<sup>967</sup> Da der Brennstoff meist unter Elektrizitätseinsatz zunächst gewonnen werden muss und weil die Infrastruktur für Lagerung sowie Transport von Wasserstoff eine hohe technische und ökonomische Herausforderung darstellt, spielen Brennstoffzellen, die ursprünglich für Militär und Raumfahrt wegen ihres im Vergleich zu Akkumulatoren und Generatoren geringeren Gewichts entwickelt wurden, in der großtechnischen Stromerzeugung keine Rolle.<sup>968</sup>

---

<sup>961</sup> Vgl. zu Werten zur Globalstrahlung in Europa auch Konstantin (2009), S. 321.

<sup>962</sup> Vgl. Rouvel / Schaefer (1993), S. 153 f.

<sup>963</sup> Vgl. Geiger / Hardi / Brückl / Roth / Tzscheutschler (2004), S. 65.

<sup>964</sup> Vgl. BDEW (2008), S. 13.

<sup>965</sup> Für fluktuierende Energiequellen wird häufig der Begriff Energieertrag für die Energieausbeute in einem bestimmten Zeitraum (meist ein Jahr) verwendet. Der normierte spezifische Energieertrag ( $Y_f$ ) in kWh pro kW<sub>p</sub> bezieht den Energieertrag auf die Nennleistung des Photovoltaik-Generators.

<sup>966</sup> Vgl. Rouvel / Schaefer (1993), S. 129.

<sup>967</sup> Vgl. Wagner (1997), S. 3 ff.

<sup>968</sup> Vgl. Wagner (1997), S. 90.

Dennoch wurden zum Vergleich die technischen Daten von Brennstoffzellen neben den der Photovoltaikzellen in Tabelle 29 aufgeführt.

Technische Daten	Einheit	Monokristalline Zelle	Polykristalline Zelle	Amorphe Zelle	Brennstoffzelle
Elektrische Leistung	MW	1	0,001 - 1	< 0,001	< 0,001 - 100
Verfügbarkeit	%	Abhängig von Modultemperatur, Einstrahlung und Air Mass / Saisonale Schwankungen			50 - 90
		5 - 25	5 - 25	5 - 25	
Ausnutzungsdauer in Volllaststunden	h / a	940	940	940	k.A.
Elektrischer Wirkungsgrad	%	22 (bzw. 17)	17 (bzw. 15)	11 (bzw. 8 - 9)	30 - 49
Lastgang		Gesetzte Leistung / Dezentral	Gesetzte Leistung / Dezentral	Gesetzte Leistung / Dezentral	k.A.
Potentieller Beitrag zu Peakload	%	0	0	0	50 - 90
Lebensdauer	a	25 - 30	25 - 30	25 - 30	15 - 20
Spezifischer Personalbedarf	Personen / MW	0,25 - 0,7	0,25 - 0,7	0,25 - 0,7	k.A.

Tabelle 29: Technische Daten von Photovoltaik- und Brennstoffzellen<sup>969</sup>

### 4.3. Instrumente zur Entscheidungsunterstützung bei der Verfahrenswahl

#### 4.3.1. Hierarchische Gliederung der Planungsebenen in der Energiewirtschaft

Nachdem nun die Vielfalt an alternativen Verfahren der Strom- und Wärmeerzeugung aufgezeigt wurde, stellt sich die Frage, welche Anlagen unter welchen Bedingungen (z.B. bei welchen Zertifikat- und Primärenergiepreisen) eingesetzt werden sollen. Für eine solche Entscheidung bedarf es eines effizienten Planungsmodells und einer unterstützenden Entscheidungsrechnung. Aufgrund zu hoher Komplexität, zu langer Rechnerzeiten,<sup>970</sup> unsicherer Daten und prohibitiv hoher Planungskosten wären die Abbildung der Realität in einem Totalmodell und die Suche nach einer geschlossenen Lösung nicht zielführend,<sup>971</sup> weshalb die Erfordernis der Problemreduktion auf eine ökonomische Modellgenauigkeit mit optimalem Komplexionsgrad besteht.<sup>972</sup> Eine Gliederung der Planungsprobleme erfolgt meist gemäß Pla-

<sup>969</sup> Eigene Darstellung nach Daten aus Destatis 066K (2009), Konstantin (2009), Geiger / Hardi / Brückl / Roth / Tzscheutschler (2004), BDEW, BMU (2004), Rouvel / Schaefer (1993) und UK MARKAL (2010), Appendix EH-III.

<sup>970</sup> So können Rechenzeiten verschiedener Planungsmodelle bspw. der Stadtwerke München je nach Aufgabenstellung zwischen 15 Minuten, mehreren Stunden und mehreren Tagen liegen. Vgl. Kohlmeier / Ressenig (2002), S. 4 und 10.

<sup>971</sup> Vgl. Fichtner (2005), S. 49.

<sup>972</sup> Vgl. Ewert / Wagenhofer (2008), S. 57 f.

nungsgegenstand, Zielorientierung, Fristigkeit, Detailliertheit und Planungsumfang.<sup>973</sup> Trotz der möglichen Existenz zeitlicher Interdependenzen kann deshalb eine Aufteilung von kurzfristig wirksamen und mehrperiodigen Entscheidungsproblemen in verschiedene Planungsebenen nötig sein.<sup>974</sup> Üblicherweise sind langfristige Überlegungen über Erfolgspotentiale und Investitionsentscheidungen Teil der strategischen und taktischen Planung.<sup>975</sup> Kurzfristige Periodenbetrachtungen für spätere Anpassungsentscheidungen werden hingegen der operativen Planung zugeordnet.<sup>976</sup>

So ist in der Energiewirtschaft eine hierarchische Gliederung der Optimierungsaufgaben in folgende Planungsebenen üblich.<sup>977</sup> Die strategische Planung, in der Energiewirtschaft auch langfristige Systemplanung genannt,<sup>978</sup> beschäftigt sich mit Zukunftsszenarien über 5 bis 30 Jahre und berücksichtigt dabei unter Verwendung langfristiger Prognosen politische und wirtschaftliche Entwicklungen.<sup>979</sup> Ergebnisse können Vorgaben hinsichtlich einer sinnvollen Zusammensetzung des Kraftwerksparks sein. Aus der Portfolio-Optimierung sind wiederum unter Einbeziehung der Nutzungsdauer von Anlagen sowie von Investitionskosten, Betriebskosten und Erlösen z.B. mit der Kapitalwertanalyse Pläne für Zeitpunkte und Standorte von Kraftwerksneubauten und -rückbauten abzuleiten.<sup>980</sup>

Im kurzfristigen und Mehrjahres-Horizont von bis zu 5 Jahren geht es um die Nutzung der verfügbaren Potenzialfaktoren im Querverbund. Gemäß technischen Vorgaben werden zunächst in der Revisionsplanung im Zeithorizont von 3 bis 5 Jahren für die vorhandenen Anlagen kostenoptimale Revisionstermine für Wartungsabschaltungen ermittelt.<sup>981</sup> Für die verfügbaren Kapazitäten werden anschließend mittelfristige Anlageneinsatzpläne (in einer Jahreseinsatzplanung)<sup>982</sup> für einzelne Monate und Jahre konkretisiert.<sup>983</sup> Dafür werden einerseits Prognosen bspw. für die zu deckende Last und die Ergebnisse aus der langfristigen Systemplanung übernommen<sup>984</sup> und andererseits die Kraft-, Heizkraft- und Heizwerke unter Verwendung von Eckpunkten des Leistungskennfeldes, dem dazugehörigen Brennstoffbedarf und den Emissionen als Blöcke modelliert. Um angemessene Rechenzeiten für die Lösung der Planungsmodelle zu garantieren, werden in der mittelfristigen Anlageneinsatzplanung typischer-

<sup>973</sup> Vgl. Schweitzer / Küpper (2011), S. 210.

<sup>974</sup> Vgl. Schweitzer / Küpper (2011), S. 211, 233 und 487 sowie Ewert / Wagenhofer (2008), S. 57 f.

<sup>975</sup> Vgl. Schweitzer / Küpper (2011), S. 210 f.

<sup>976</sup> Vgl. Ewert / Wagenhofer (2008), S. 57.

<sup>977</sup> Vgl. Krasenbrink (2002), S. 3 und Filter (2001), S. 3.

<sup>978</sup> Vgl. Lüth (1997), S. 9.

<sup>979</sup> Vgl. Stock / Ressenig (2007), S. 45.

<sup>980</sup> Vgl. Filter (2001), S. 2.

<sup>981</sup> Vgl. Krasenbrink (2002), S. 3.

<sup>982</sup> Vgl. Lüth (1997), S. 10.

<sup>983</sup> Vgl. Krasenbrink (2002), S. 3 und Filter (2001), S. 3.

<sup>984</sup> Vgl. Lüth (1997), S. 18.

weise die Leistungsabhängigkeit der stationären Betriebskosten (z.B. Anfahrkosten, verändertes Teillastverhalten oder sonstige zustandsbedingte Wirkungsgradverluste), die Verschiebung des Stromanteils bei Anlagen mit zwei Freiheitsgraden und kurzfristige Nebenbedingungen (z.B. Mindeststillstandzeiten nach Abfahrt) vernachlässigt.<sup>985</sup> Die Optimierung dieser Aspekte erfolgt in den kurzfristigen Planungssystemen,<sup>986</sup> deren Lösungen in die mittelfristige Anlageneinsatzplanung als exogene Parameter einfließen. Ergebnisse der mittelfristigen Einsatzplanung sind hingegen voraussichtliche Laufzeiten und Erzeugungsmengen der Einzelanlagen, woraus Brennstoff-, Emissionsberechtigungs- und Stromhandelsmengen für Mengendispositionen sowie langfristige Handelsstrategien und Bezugsverträge abgeleitet werden.<sup>987</sup> Mit Hilfe von Sensitivitätsrechnungen und Simulationen werden für verschiedene Lastgänge für Strom- und Fernwärme sowie Preisprognosen für Strom, Brennstoffe und Emissionsberechtigungen die Geschäftsentwicklungen ermittelt.<sup>988</sup> Daraus ergeben sich zum einen einzuhaltende Nebenbedingungen (z.B. Vorgaben aus beschafften Primärenergiemengen) für nachgelagerte Planungsstufen und andererseits eine Rückkopplung für Kapazitätserweiterungen und -rückbauten bspw. über Schattenpreise (dual values).<sup>989</sup> Denn der Kapitalwert einer Anlage wird unter anderem von ihren Erzeugungsmengen bestimmt, die sich aus den Einsatzzeiten im bestehenden Querverbundsystem ergeben; die Anlageneinsatzplanung hängt aber wiederum von den verfügbaren Kapazitäten ab.

In der anschließenden kurzfristigen Anlagenbelegung (Tageseinsatzplanung) und der kontinuierlichen Momentanoptimierung (Planungszeitraum von 15 Minuten) werden nun mit Hilfe rechnergestützter Optimierungsverfahren<sup>990</sup> des Operation Research Fahrpläne ausgearbeitet und Anpassungen an kurzfristige Datenänderungen vorgenommen.<sup>991</sup> Bei der Bestimmung von Handelsstrommengen und der Garantie der Fernwärmelastdeckung spielen aktuelle Erkenntnisse bzgl. momentanem Anlagenzustand und -verfügbarkeit, aktueller Netzlast, Wetter- und Lastprognosen, mit dem Handel vereinbarte Fahrpläne und Anfragen oder Angebote des Intraday-Marktes an der Börse eine wichtige Rolle.<sup>992</sup> Während im Tageshorizont (Day

---

<sup>985</sup> Vgl. Lüth (1997), S. 21 und Kohlmeier / Ressenig / Stock (2003), S. 10.

<sup>986</sup> Vgl. Fichtner (2005), S. 49.

<sup>987</sup> Vgl. Kohlmeier / Ressenig / Stock (2003), S. 10.

<sup>988</sup> Vgl. Kohlmeier / Ressenig / Stock (2003), S. 33 und Stock / Ressenig (2007), S. 45.

<sup>989</sup> Vgl. Kohlmeier / Ressenig / Stock (2003), S. 10.

<sup>990</sup> Zur Planung der Anlagenauslegung dienen verfahrenstechnische Prozesssimulationen, die mit Simulationsmodellen, Online-Betriebsdatenerfassung und Mitlaufkalkulation die tägliche Ablaufplanung (Fertigungssteuerung), Strategien der Störungs-/Ausfallbeseitigungen und die technische Investitionsplanung unterstützen. Vgl. Schweitzer / Küpper (2011), S. 518-529 und in Anwendung auf die Energiebranche Fichtner (2005), S. 243 und 249.

<sup>991</sup> Vgl. Lüth (1997), S. 10 und Krasenbrink (2002), S. 2.

<sup>992</sup> Auf der Basis der aktuellen Strompreise (Base-/Peak-/Offpeak-Strukturen oder Stundenpreise), der Brennstoffpreise und der Verfügbarkeiten der Kraftwerksblöcke wird in einer Optimierungsrechnung ein Grenzfahr-

Ahead bis zu 10 Tage im Voraus) die Blockauswahl und Lastaufteilung in Koordination mit den Handelsgeschäften (Pre Spot) zur Minimierung der Betriebs- und Anfahrtkosten im Vordergrund stehen,<sup>993</sup> müssen in der Intraday-Planung des Stromflusstages für die nächsten Viertelstunden (After Spot) für alle Erzeugungsanlagen im aktuellen Verbund optimale Fahrpläne unter Berücksichtigung von Lastprognoseabweichungen, Prozesswerten und Anlagenausfällen errechnet werden.<sup>994</sup> Anschließend erfolgt die Fahrplananmeldung (Offline-Plan) an den Übertragungsnetzbetreiber.<sup>995</sup> Die Bestimmung blockspezifischer Leistungserhöhungen oder -absenkungen sowie eventueller Haltepunkte erfordert eine möglichst detaillierte Modellierung des zur Verfügung stehenden Kraftwerksparks bis in die Ebene der Einzelkomponenten (Turbinstufen, Kessel, Reduzierstationen, Vorwärmer etc.) samt Kennwerten oder Kennlinien sowie die Abbildung der Sammelschienen mit ihren Druckstufen.<sup>996</sup> Die ermittelten Sollwerte werden anschließend als Online-Plan den Blöcken aufgeschaltet.<sup>997</sup>

Als Bindeglied zwischen kurz- und langfristiger Planung liegt im Weiteren der Fokus insbesondere auf der mittelfristigen Anlageneinsatzplanung, da sie für die Beschaffung und Disposition der Emissionsberechtigungen Mengen und Preise festlegt bzw. ermittelt. Um neben einer Jahresperspektive, die im Reglement des Emissionshandels einer Berichts- und Abrechnungsperiode entspricht, auch langfristige Auswirkungen des Emissionshandels aufzuzeigen, werden im Anschluss an eine Betrachtung der mittelfristigen Anlageneinsatzplanung im Übergang zu einer langfristigen Systemplanung Kapazitätsaus- und -rückbauten in der Analyse zugelassen.

#### **4.3.2. Kosten- und Erlösrechnung als geeignetes Teilsystem der erfolgszielorientierten Unternehmensrechnung für die mittelfristige Anlageneinsatzplanung**

Bei der Bestimmung der Verfahrenswahl in der mittelfristigen Anlageneinsatzplanung stehen aufgrund der Zerlegung des Gesamtproblems nach der Fristigkeit weniger Potenzialziele oder technische Machbarkeiten bzw. Versorgungs-/Systemsicherheiten, sondern insbesondere die jährliche Geschäftsentwicklung also das Erfolgsziel im Vordergrund. Da von einem weitestgehend unveränderten Potenzialfaktorbestand, der nur durch Zu- und Rückbauten angepasst wird, und einer festgelegten Periode ausgegangen wird, bietet sich die Kosten- und Erlösrech-

---

plan erstellt, der Aufschluss über Zu- und Verkauf von Strommengen über den Strommarkt gibt, um die Strom- und Fernwärmelastprognose zu decken. Vgl. Kohlmeier / Ressenig / Stock (2003), S. 3 und 35.

<sup>993</sup> Vgl. Lüth (1997), S. 10 und Kohlmeier / Ressenig / Stock (2003), S. 32 f.

<sup>994</sup> Vgl. Kohlmeier / Ressenig / Stock (2003), S. 33.

<sup>995</sup> Vgl. Kohlmeier / Ressenig / Stock (2003), S. 35.

<sup>996</sup> Vgl. Lüth (1997), S. 10 und Kohlmeier / Ressenig / Stock (2003), S. 1-3.

<sup>997</sup> Vgl. Lüth (1997), S. 10 und Kohlmeier / Ressenig / Stock (2003), S. 35.



nung als geeignetes Teilsystem der erfolgszielorientierten Unternehmensrechnung zur Bestimmung der Zielgröße Jahresgewinn für die Entscheidungsunterstützung bezüglich der mittelfristigen Anlagenbelegung an.<sup>998</sup>

Zwar weist sie den Nachteil auf, zeitliche Interdependenzen von Zahlungsströmen nicht abbilden zu können, aber die überwiegende Mehrheit der entscheidungsrelevanten Zahlungswirkungen aller Beschaffungs-<sup>999</sup>, Produktions-<sup>1000</sup> und Absatzvorgänge<sup>1001</sup> der Energieerzeugung (Wertschöpfungsstufe Upstream) fällt in einer Periode an.<sup>1002</sup> Zwar könnte eine Kapitalwertberechnung von Anlagen zeitliche Interdependenzen von Zahlungsströmen berücksichtigen, die Verwendung des Kapitalwerts weist allerdings die Probleme auf, einerseits keine Optimierung im Querverbund unter Berücksichtigung von bspw. Nachfrage- und Netzrestriktionen durchzuführen und andererseits die Rückwirkungen von Anlageneinsatzentscheidungen sowie Zu- und Rückbauten von Kraftwerkskapazitäten auf den Elektrizitätsmarkt (z.B. auf Strom- und Zertifikatpreise) nicht abbilden zu können.<sup>1003</sup> Der Genauigkeitsgewinn durch eine mehrperiodige oder dynamische Betrachtung wird aus den genannten Gründen im Weiteren für das mittelfristige Entscheidungsproblem für vernachlässigbar gering gehalten.<sup>1004</sup>

Da man in der Kosten- und Erlösrechnung außerdem konstante Mengengerüste für die Kalkulation von bspw. Deckungsbeiträgen erhalten möchte,<sup>1005</sup> behilft man sich bei der Erfassung zeitlicher Interdependenzen innerhalb einer Periode mit Annahmen und Näherungen. So er-

<sup>998</sup> Vgl. Ewert / Wagenhofer (2008), S. 57 und zu Teilsysteme der Unternehmensrechnung mit ihren jeweiligen Entscheidungszielen und zeitlichen Reichweiten Schweitzer / Küpper (2011), S. 7-11.

<sup>999</sup> Eine mehrperiodige Lagerung von Primärenergien stellt den Energiesektor entweder vor ungelöste technische Herausforderungen (z.B. bei Wind und Sonne) oder ist nur eingeschränkt möglich und sehr teuer (z.B. Erdgas-speicher), weshalb Primärenergien (z.B. per Pipeline) meist in der Periode, in der sie verbraucht werden, bezogen werden.

<sup>1000</sup> Eine mehrjährige Optimierung der Produktionsmenge (Produktion auf Lager zum Ausgleich von Saisonalitäten oder Preisschwankungen) ist aufgrund der eingeschränkten Speicherfähigkeit von Strom und Wärme und den geringen Kapazitäten an Speicherkraftwerken vernachlässigbar, da die produzierte und abgesetzte Menge weitestgehend übereinstimmen müssen. Das Absatz- und Produktionsprogramm ist deshalb durch die Nachfrage der aktuellen Periode definiert und hat somit keinerlei Einfluss auf die optimale Produktionsmenge in späteren Perioden. Vgl. Ewert / Wagenhofer (2008), S. 46 f.

<sup>1001</sup> Die eher preisunelastische Gesamtnachfrage (Vgl. Gulli (2008), S. 37 und 38.) ist von Konsumverhalten sowie Konjunktur bestimmt und kann auch durch strategische Preisgestaltung oder mehrperiodige Marktbearbeitungskonzepte kaum gesteigert werden. Darüber hinaus ist die Produktqualität aus Gründen der Versorgungssicherheit und Netzstabilität standardisiert und streng reguliert (vgl. Kapitel 3.2.2.2.3.), was keine langfristige Beeinflussung der Nachfrage durch Produktdifferenzierungen oder -innovationen zulässt. Es lassen sich lediglich Marktanteile über die Vertragsgestaltung sichern. Langfristige Kundenbeziehungen und -verträge sind jedoch für den Vertrieb, aber nicht für die seit Unbundling separierte Wertschöpfungsstufe der Erzeugung bedeutend. Für die Bestimmung der Erlöse der Erzeugung sind nicht die Endkundenpreise, sondern die Großhandelspreise relevant, bei denen es sich um Auktionspreise (vgl. Kapitel 3.3.4.5.) handelt.

<sup>1002</sup> Vgl. Ewert / Wagenhofer (2008), S. 57.

<sup>1003</sup> Fichtner (2005) beschreibt, dass gerade diese Rückwirkung eine Besonderheit des Elektrizitätsmarkts darstellt und deshalb eine Systemoptimierung im Umfeld des gesamten Energiemarktes erforderlich ist. Vgl. Fichtner (2005), S. 50.

<sup>1004</sup> Vgl. Ewert / Wagenhofer (2008), S. 57. Auch Schweitzer / Küpper (2011), S. 487 halten die Separation von Entscheidungsproblemen für unumgänglich, weil Totalmodelle aus Gründen der Praktikabilität nicht einsetzbar sind.

<sup>1005</sup> Vgl. Ewert / Wagenhofer (2008), S. 659.

folgt in der mittelfristigen Anlageneinsatzplanung eine teilweise Erfassung bspw. über durchschnittliche tatsächliche Wirkungsgrade aus Erfahrungswerten anstelle von Wirkungsgraden im technischen Nennpunkt. Außerdem wird in der Praxis durch Einhaltung von Mindestlaufzeiten eine Vermeidung von Sonderkosten für Teillastverluste, Anfahrkosten, Bereitschaftskosten und Revisionskosten sowie Sonderabschreibungen für zustandsbedingte also von der Fahrweise abhängige Verschleißeffekte versucht.<sup>1006</sup> Wie bereits erwähnt, erfolgt die detaillierte Berechnung von verschiedenen Fertigungsintensitäten und diversen Prozessbedingungen (z.B. Teillastverluste, Kombinationen aus Druck und Temperatur oder variable Stromanteile bei Anlagen mit zwei Freiheitsgraden) anschließend in der nachgelagerten kurzfristigen Anlagenbelegung und kontinuierlichen Momentanoptimierung (vgl. Kapitel 4.3.1.), um damit dynamische und verfahrenstechnische Prozessplanungsprobleme zu berücksichtigen.<sup>1007</sup>

Neben zeitlichen Interdependenzen werden aufgrund einer Unterstellung deterministischer und linearer Kostenfunktionen<sup>1008</sup> auch unsichere Erwartungen in den gängigen Systemen der Kosten- und Erlösrechnung selten oder nur begrenzt berücksichtigt.<sup>1009</sup> Sollen Unsicherheiten in Plandaten (z.B. tägliche, wöchentliche und jahreszeitliche Schwankungen der Energiepreise, der Last (vgl. Kapitel 3.3.4.3.) und der Verfügbarkeit von Technologien) dennoch erfasst werden und möchte man trotzdem einwertige Größen und lineare Kostenfunktionen erhalten, kann man sich mit Erwartungswerten, wahrscheinlichsten (Modal-)Werten<sup>1010</sup> oder sonstigen Formen von Mittelwerten unter der Annahme von Risikoneutralität behelfen.<sup>1011</sup> So dienen gewichtete Durchschnittswerte aus historischen Daten der Prognose der Verfügbarkeit von Anlagen und auch bei der jährlichen Strom- und Wärmenachfrage werden Erwartungswerte mit Hilfe von Standardlastprofilen aus Vergangenheitswerten (vgl. Kapitel 3.3.4.3.) ermittelt.<sup>1012</sup> Um Trends zu berücksichtigen eignen sich für die Schätzung der im Jahresdurch-

---

<sup>1006</sup> So auch Gulli (2008), S. 39 f.

<sup>1007</sup> Vgl. Fichtner (2005), S. 49, 243 und 249.

<sup>1008</sup> So geht bspw. die Grenzplankostenrechnung von linearen Kostenfunktionen aus. Vgl. Schweitzer / Küpper (2011), S. 481.

<sup>1009</sup> Vgl. Schweitzer / Küpper (2011), S. 483. Des Weiteren wird auch in Modellen häufig Risikoneutralität unterstellt. Vgl. Gulli (2008), S. 40. Die Kosten- und Erlösrechnung kann bei Bekanntheit von Verteilungsfunktionen jedoch als Basis für eine stochastische Programmierung dienen. Vgl. Fichtner (2005), S. 249.

<sup>1010</sup> Vgl. Schweitzer / Küpper (2011), S. 483. Darüber hinaus wäre eine Abbildung von Unsicherheit über Wagniskosten, in Extremszenarien, mit einer Monte-Carlo-Simulation oder Break-Even-Analysen möglich.

<sup>1011</sup> Vgl. Schweitzer / Küpper (2011), S. 481-493 zur Problematik der Verwendung der Kosten- und Erlösrechnung zur Planung bei unvollkommener Information und der Bestimmung entscheidungsrelevanter Kosten bei unsicheren Erwartungen.

<sup>1012</sup> Hier wird mit Jahresdurchschnittswerten gearbeitet. Für eine exaktere Anlageneinsatzplanung besteht jedoch auch die Möglichkeit, das Jahr in Zeiträume gleicher Anlagenverfügbarkeiten zu zerlegen und in diesen Zeiträumen charakteristische Tage oder sogar Viertelstunden bezüglich des Lastgangs zu suchen. Diese Zeiteinheiten werden anschließend einzeln optimiert und wieder mit Gewichtung zum Gesamtjahr zusammengesetzt. Vgl. Kohlmeier / Ressenig / Stock (2003), S. 10.

schnitt zu erwartenden Energiepreise<sup>1013</sup> indessen bspw. statistische Prognoseverfahren aus der ökonometrischen Zeitreihenanalyse wie der in Kapitel 3.3.2.2.3. erwähnte Doppelt Exponentiell Gleitende Mittelwert (Double Exponential Moving Average (EMA)) oder die Erweiterung um einen Auto-Regressionsteil auf ein Autoregressive integrated moving average - Modell (ARIMA).<sup>1014</sup>

Da wie beschrieben in der Kosten- und Erlösrechnung Zeit- und Sicherheitspräferenzen vernachlässigt werden,<sup>1015</sup> liegt eine reine Höhenpräferenz<sup>1016</sup> bezüglich des Erfolgsziels vor. Die optimale Laufzeit der verschiedenen Anlagen in einem Jahr (Bestimmungsfaktor, Entscheidungsvariable oder auch Aktionsparameter) ist demnach diejenige, die den Periodengewinn unter Einhaltung der Nebenbedingungen maximiert.<sup>1017</sup> Dabei gilt es gemäß dem Grundsatz der relevanten Kosten und Erlöse<sup>1018</sup> für die Entscheidungsunterstützung nur Erfolgsgrößen entsprechend dem Bestimmungsfaktor der jährlichen Kosten- und Erlösentstehung<sup>1019</sup> anzusetzen (Teilkostenrechnung).<sup>1020</sup> Eine Verrechnung von Fixkosten, die gemäß Definition bei Anlagenstillstand weiterhin anfallen,<sup>1021</sup> über Bezugsobjekte also eine Orientierung an Stück-Vollkosten kann für die Anlageneinsatzplanung hingegen zu falschen Entscheidungen führen.<sup>1022</sup> Im Gegensatz zu einer Vollkostenrechnung erweist sich deshalb eine Deckungsbeitragsrechnung<sup>1023</sup> für das Entscheidungsproblem der Anlagenbelegung als geeignet.<sup>1024</sup> Bei einer Entscheidung über Anlagenzu- und -rückbauten sind anlagenfixe Kosten jedoch von Bedeutung. Bildet man deshalb die periodisierten und von variablen Gewinnanteilen getrennten fixen Kosten und Erlöse mehrstufig nach ihrer Abbaufähigkeit und Bindungsdauer in Blöcken ab, lässt sich die Deckungsbeitragsrechnung außerdem um die Betrachtung der Profitabi-

---

<sup>1013</sup> „Der relevante Planpreis ist dann der durchschnittlich für diese Planungsperiode zu erwartende Preis. Für dessen Schätzung kann einerseits auf Erfahrungen der Einkäufer zurückgegriffen werden; andererseits können auch statistische Prognoseverfahren zur Anwendung kommen.“ Vgl. Ewert / Wagenhofer (2008), S. 651.

<sup>1014</sup> Für Ausführungen vgl. Stock / Watson (2006), S. 523-590.

<sup>1015</sup> Dennoch besteht bei gegebener Kapazität keine Gefahr, das mehrperiodige Gesamtoptimum zu verfehlen. Vgl. Ewert / Wagenhofer (2008), S. 47.

<sup>1016</sup> Darüber hinaus existieren Arten-, Zeit- und Sicherheitspräferenzen. Vgl. zur Definition der verschiedenen Präferenzsysteme Ewert / Wagenhofer (2008), S. 35 f.

<sup>1017</sup> „Da die Höhenpräferenz streng monoton steigend bezüglich des Periodengewinns ist, kennzeichnet diejenige Politik mit dem maximalen Periodengewinn die optimale Unternehmenspolitik.“ Ewert / Wagenhofer (2008), S. 81.

<sup>1018</sup> Vgl. Schweitzer / Küpper (2011), S. 482.

<sup>1019</sup> Vgl. Ewert / Wagenhofer (2008), S. 659.

<sup>1020</sup> Vgl. zum Unterschied von Voll- und Teilkosten in der Erfolgsrechnung Friedl / Hofmann / Pedell (2010), S. 258 f.

<sup>1021</sup> Vgl. Ewert / Wagenhofer (2008), S. 656.

<sup>1022</sup> Vgl. Ewert / Wagenhofer (2008), S. 122.

<sup>1023</sup> Vgl. zur Deckungsbeitragsrechnung Friedl / Hofmann / Pedell (2010), S. 267 f.

<sup>1024</sup> Vgl. Ewert / Wagenhofer (2008), S. 82 f und Schweitzer / Küpper (2011), S. 471.

lität einzelner Anlagen und Unternehmensbereiche sowie für Informationen zu Investitionspolitik und Stilllegungsmaßnahmen erweitern.<sup>1025</sup>

### **4.3.3. Deckungsbeitragsrechnung zur Unterstützung der Anlageneinsatzplanung**

#### **4.3.3.1. Trennung verursachungsgemäßer und fixer Gewinnanteile in den Verantwortungsbereichen**

Aufgrund der verfahrensbedingten Heterogenität der Anlagen gilt es nun für jede Alternative den die Einsatzdauer bestimmenden Deckungsbeitrag<sup>1026</sup> zu berechnen. Eine Anlage entspricht als betrieblicher Teilbereich mit relativ homogener Kosten- und Erlösverursachung einem selbstständigen Verantwortungsbereich. Deshalb sollten jedes Kraft-, Heizkraft- und Heizwerk in separate Abrechnungseinheiten gegliedert sein<sup>1027</sup> und die Produkte Strom und Wärme gemäß der Anlagenanzahl in (virtuelle) Quasiprodukte aufgefächert werden.<sup>1028</sup> Die Summe der mit dieser Verfahrenskombination gefertigten Mengen ergibt die Gesamtmenge aller Endprodukte und muss zuzüglich dem Saldo aus Stromzu- und -verkäufen (Stromhandel) der produktspezifischen Nachfrage entsprechen.<sup>1029</sup> Dafür stehen im deutschen Energiesektor laut Angaben des statistischen Bundesamts mit 24.430 Anlagen (100.309,88 MW<sub>el</sub> und 38.941,1 MW<sub>th</sub>) zur Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung ausreichend Kapazitäten zur Verfügung.

Für jede Anlage erfolgt anschließend eine Erfassung bzw. Prognose aller Kosten- und Erlösarten, die gemäß dem Verursachungsprinzip in beschäftigungsproportionale und fixe Gewinnanteile differenziert werden. Während die fixen, leistungsabhängigen Kosten in kapitalgebundene Kosten und sonstige unabhängig von der produzierten Energiemenge anfallende Kosten unterteilt werden, handelt es sich bei den arbeitsabhängigen Kosten um beschäftigungsproportionale Betriebskosten.<sup>1030</sup> Die wesentlichen Kosten- und Erlösarten, die bei einer jährlichen Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von Kraft-, Heizkraft- und Heizwerken eine Rolle spielen, können der Gruppierung aus Tabelle 30 entnommen werden.

<sup>1025</sup> Vgl. Schweitzer / Küpper (2011), S. 471 und Friedl / Hofmann / Pedell (2010), S. 431 f.

<sup>1026</sup> Vgl. zur Deckungsbeitragsrechnung Friedl / Hofmann / Pedell (2010), S. 267 f.

<sup>1027</sup> Vgl. Ewert / Wagenhofer (2008), S. 657 f.

<sup>1028</sup> Vgl. Ewert / Wagenhofer (2008), S. 111.

<sup>1029</sup> Vgl. Ewert / Wagenhofer (2008), S. 111.

<sup>1030</sup> Im Energiesektor werden anstelle von variablen und fixen Kosten auch häufig die Begriffe arbeits- und leistungsabhängige Kosten verwendet. Vgl. Lüth (1997), S. 94.

Fixe und variable Gewinnanteile eines Kraft-, Heizkraft- und Heizwerks		
Fixe Kosten		Variable Kosten
Kapitalgebundene Kosten	Sonstige nicht verursachungsgemäße Kosten	Beschäftigungsproportionale Kosten
Zeitabhängige Abschreibungen	Wagniskosten	Energiekosten
	Personalkosten	Kosten für Entsorgungsprodukte
Fremdkapitalzinsen	Fixe Instandhaltungskosten	Variable Instandhaltungs- und sonstige variable Betriebskosten
Eigenkapitalrendite	Sonstige fixe Betriebskosten	
Kapitaldienst	Betriebskosten	
Fixe Erlöse		Variable Erlöse
Kostenlose Zertifikate		Erlöse aus Strom- und Wärmeverkauf
Investitionszuschüsse des Marktanzreizprogramms		Erlöse nach EEG und KWKG
Sonstige fixe Erlöse		Sonstige variable Erlöse

Tabelle 30: Kosten- und Erlösarten von Anlagen der Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung<sup>1031</sup>

#### 4.3.3.2. Fixe Gewinnanteile

Nicht verursachungsgemäße Erlöse (z.B. kostenlos zugeteilte Zertifikate und Investitionszuschüsse), Anlagen-/Kostenstellenfixkosten (z.B. Kapital- und fixe Betriebskosten) und Unternehmensfixkosten (z.B. Verwaltungs- und Vertriebskosten) stellen in einer Alternativkalkulation zur Verfahrenswahl Konstanten dar, die keinen Einfluss auf das Optimum haben.<sup>1032</sup> Erweitert man die Fragestellung hingegen, in dem man die Nebenbedingung gegebener Kapazitäten aufweicht und somit Kapazitätsaus- und -rückbauten zulässt, fließen neben arbeits- auch leistungsabhängige Kosten<sup>1033</sup>, wie z.B. (kalkulatorische) Abschreibungen, (kalkulatorische) Zinsen, Wagniskosten, fixe Instandhaltungskosten und Personalkosten,<sup>1034</sup> in den Entscheidungskalkül mit ein. Das in Erwägung ziehen von Kapazitätsanpassungen verlangt im Folgenden die Verwendung von spezifischen Fixkosten<sup>1035</sup> also Kosten je Kapazitätseinheit (Trennung von Mengen- und Wertrechnung)<sup>1036</sup>.

<sup>1031</sup> Eigene und erweiterte Darstellung in Anlehnung an Konstantin (2009), S. 182 und Friedl / Hofmann / Pedell (2010), S. 197.

<sup>1032</sup> Vgl. Ewert / Wagenhofer (2008), S. 81 f.

<sup>1033</sup> In der Energiewirtschaft werden Kosten, die durch Produktion von Endenergie (z.B. eine kWh Strom) entstehen als Arbeitskosten und die für die Bereitstellung von Kapazitäten (z.B. ein MW) anfallen als Leistungskosten bezeichnet.

<sup>1034</sup> Darüber hinaus fallen Steuern (z.B. Grundsteuer) an. Allerdings sind sie nicht immer einem Investitionsprojekt zuordenbar (vgl. Lüth (1997), S. 95) oder ihr Kostencharakter ist, wie z.B. bei der Einkommens-, Körperschafts- und Gewerbeertragssteuern, umstritten, da sie aus dem Gewinn zu tragen sind. Verbrauchs- und Verkehrssteuern, wie z.B. die Energiesteuer oder die abgeschaffte Mineralölsteuer (vgl. Kapitel 3.2.2.3.6.), würden hingegen variable Kosten darstellen und meist gleich als Sondereinzelkosten für den einzelnen Kostenträger erfasst oder dem Einsatzgut prozentual zugeschlagen werden. Vgl. Schweitzer / Küpper (2011), S. 117 f.

<sup>1035</sup> Bei der Verwendung von spezifischen Kosten muss man sich der Vernachlässigung von Größendegressions-effekten bewusst sein. Schätzungen für Größendegressionskoeffizienten von Großkraftwerken können Lüth (1997), S. 87 und 100 entnommen werden.

<sup>1036</sup> Vgl. Ewert / Wagenhofer (2008), S. 651.

### Kapitalgebundene Kosten

Die (kalkulatorischen) Abschreibungen und (kalkulatorischen) Zinsen auf das gebundene Kapital (kapitalgebundene Kosten) erfüllen den Zweck der Periodisierung der Investitions- und Stilllegungskosten.<sup>1037</sup> Um dabei die zeitliche Struktur der Zahlungsströme (im Gegensatz zur traditionellen Kostenrechnung) nicht zu vernachlässigen und die Vereinbarkeit mit der Investitionstheorie zu gewährleisten, trifft man in der Literatur im Zusammenhang mit Kraftwerksinvestitionen anstelle zeitabhängiger Abschreibungen und kalkulatorischer Zinsen auf das gebundene Kapital jedoch häufig die Verwendung der Annuitätenmethode an.<sup>1038</sup> Die Annuitätenmethode verteilt gemäß Formel 33 nach finanzmathematischen Verfahren die Gesamtinvestitionen entsprechend einer Rente auf die Nutzungsjahre (n).

$$ANF_{n,r} = \frac{(1+r)^n \cdot i}{(1+r)^n - 1} \quad (33)$$

$ANF_{n,r}$	Annuitätenfaktor
n	Nutzungsjahre
r	Zinssatz

Dabei kommt der Bestimmung des durchschnittlichen Kapitalkostensatzes (r) eine hohe Bedeutung zu. Häufig wird der Weighted Average Cost of Capital (WACC) verwendet; dieser setzt sich, wie Formel 34 zeigt, aus dem Fremdkapitalkostensatz ( $k_{FK}$ ) nach Steuern (st - steuerliche Abzugsfähigkeit) gewichtet mit dem Anteil des Fremdkapitals (FK) am gesamten Investitionsvolumen und der Renditeerwartung ( $k_{EK}$  - Eigenkapitalkostensatz) der Anteilseigner auf ihren Anteil der Investitionssumme (Anteil Eigenkapital - EK) zusammen.<sup>1039</sup>

$$WACC = (1 - st) \cdot k_{FK} \cdot \frac{FK}{FK+EK} + k_{EK} \cdot \frac{EK}{FK+EK} \quad (34)$$

EK	Eigenkapital
FK	Fremdkapital
$k_{EK}$	Eigenkapitalkostensatz
$k_{FK}$	Fremdkapitalkostensatz
st	Steuersatz
WACC	Weighted Average Cost of Capital

<sup>1037</sup> Vgl. Lüth (1997), S. 18.

<sup>1038</sup> Vgl. bspw. Dreher (2001), S. 141, Fleury (2005), S. 35, Schneider (1998), S. 49, Konstantin (2009), S. 168. Die Annuitätenmethode findet außerdem im dynamischen Verfahren der Stromgestehungskosten (levelised cost methodology) ihre Anwendung, das von der OECD (1993), dem Electric Power Research Institute (EPRI) (1996) und der IEA empfohlen wird und in einer Vielzahl an Studien (Vgl. Aacken / Ellmer / Frometa (2001), Hardi (2003), Geiger / Hardi / Brückl / Roth / Tzscheutschler (2004), Dreher (2001), Roth (2008) und Schneider (1998)) verwendet wird. Darüber hinaus bestimmten die Regulierungsbehörden vor der Liberalisierung von 1998 auf Grundlage der Stromgestehungskosten die Höhe der Strompreise, und die Preisgarantien des EEG basieren noch heute auf dieser Entscheidungsgröße.

<sup>1039</sup> Vgl. Schweitzer / Küpper (2011), S. 115 f, Copeland / Weston / Shastri (2008), S. 190 ff und Friedl / Hofmann / Pedell (2010), S. 192 f.

Die durchschnittlichen Kapitalkosten hängen somit von der Finanzierungsstruktur ab. Auf relativ einfache Weise lässt sich die durchschnittliche Höhe des Fremdkapitalkostensatzes mit einem gewichteten Zinssatz für kurz- und langfristige Geldanleihen aus den Verbindlichkeiten ableiten.<sup>1040</sup> Dabei kann das Marktanreizprogramm (vgl. z.B. Förderprogramm der KfW Bankengruppe, Finanzierung von Umweltinvestitionen, Programm Erneuerbare Energien, KP-Nr. 270-272 und 281-282) sowohl die Finanzierungsstruktur in Richtung Fremdkapital verschieben als auch die Fremdkapitalkosten von Erneuerbaren Energien senken.

Der Eigenkapitalkostensatz, bei dessen Bestimmung meist auf das Capital Asset Pricing Model (CAPM)<sup>1041</sup> zurückgegriffen wird, reflektiert hingegen neben Erwartungen des Eigenkapitalgebers auch das individuelle Risiko des Investitionsprojekts.<sup>1042</sup> Folglich müssen projektspezifische Kapitalkostensätze individuell geschätzt werden. Da sowohl projektspezifische Renditeerwartungen als auch Risikoaufschläge unveröffentlicht sind, dienen unternehmensspezifische Kapitalkostenangaben der Quelle Bloomberg für die E.ON AG mit einem WACC in Höhe von 8,40 %<sup>1043</sup> und für die PNE Wind AG mit einem WACC in Höhe von 7,66 %<sup>1044</sup> der Orientierung. Des Weiteren ergibt die Literaturrecherche branchenspezifische Kapitalkostensätze, die in der traditionellen Kostenrechnung häufigen Eingang finden,<sup>1045</sup> in Höhe von 7,00 %<sup>1046</sup> bis 7,10 %<sup>1047</sup>. In Szenariorechnungen wird außerdem der Ansatz eines kalkulatorischen Zinssatzes von 8,90 % für den Referenzfall, 12,20 % für den hohen Zinssatz und 5,70 % für den niedrigen Zinssatz in der Literatur gefunden.<sup>1048</sup>

Letztlich fehlt zur vollständigen Ermittlung der Kapitalkosten noch die Bestimmung der Höhe der Investitions- und Stilllegungskosten ( $I_{ges}$ ). Die Investitionskosten ( $I_{spez}$ ) setzen sich aus dem Preis für eine schlüsselfertige Anlage zuzüglich der Bauherreneigenleistung (Investiti-

<sup>1040</sup> Vgl. dazu Thommen / Achleitner (2009), S. 629.

<sup>1041</sup> Zum Konzept des CAPM vgl. z.B. Schweitzer / Küpper (2011), S. 116 und Copeland / Weston / Shastri (2008), S. 190 ff.

<sup>1042</sup> Vgl. Laurikka (2006), S. 144-145.

<sup>1043</sup> Die E.ON AG wies am 12. Oktober 2010 einen WACC von 8,40% auf. Die Fremdkapitalkosten lagen bei 2,19% und die Eigenkapitalkosten bei 13,90%. Das Raw Beta lag bei 1,208, das Adjusted Beta bei 0,926. Vgl. Angaben von Bloomberg.

<sup>1044</sup> Die in Cuxhaven angesiedelte PNE Wind AG führt Windpark-Projekte von der Planung über Realisierung bis hin zum Betrieb und anschließenden Service durch und kann auf eine Erfahrung von 96 gebauten Windparks mit einer Leistung von 792 MW sowohl im Onshore- als auch im Offshore-Bereich zurückgreifen. Beim WACC der PNE Wind AG von 7,66% wurden 3,14% für den Fremdkapitalkostensatz und 11,39% für den Eigenkapitalkostensatz angesetzt. Der Eigenkapitalkostensatz wurde mit dem CAPM-Ansatz hergeleitet, wobei der risikolose Zins bei 2,51%, die erwartete Marktrendite bei 16,12% und der Beta-Faktor mit 0,65 angesetzt wurden. Vgl. Angaben von Bloomberg am 26. Oktober 2010.

<sup>1045</sup> Landes- oder branchenspezifische Zinssätze sind auch in der traditionellen Kostenrechnung weit verbreitet. Vgl. Schweitzer / Küpper (2011), S. 115.

<sup>1046</sup> Vgl. Lang / Madlener (2010), S. 17.

<sup>1047</sup> Vgl. Drukarczyk / Schüller, (2003), S. 345.

<sup>1048</sup> Vgl. Schneider (1998), S. 51

onsnebenkosten - NK) zusammen und können Tabelle 31<sup>1049</sup> entnommen werden. Zur Bauherreneigenleistung, die bis zu 7,5 bis 15 % des Anlagenpreises betragen können,<sup>1050</sup> zählen beispielsweise Kosten für den Erwerb des Grundstückes, für die Netzanbindung und Geländeerschließung, für die Qualitätskontrolle der Materialien, für die Genehmigungen, Planungen sowie Steuer- und Rechtsberatung.<sup>1051</sup>

Anlagentyp	Investitionskosten in Mio. €/MW
Kernkraftwerk	2,2 – 3,3
Braunkohlekraftwerk	1,0 – 2,2
Steinkohlekraftwerk	0,8 – 1,4
Gas-GuD-Kraftwerk	0,5 – 1,0
Gasturbine	0,4 – 0,6
BHKW	0,7 – 1,3
Biomassekraftwerk	0,8 – 2,7
Laufwasserkraftwerk	1,8 – 6,2
Speicher- / Pumpspeicherkraftwerk	2,7 – 3,7
Wellen- / Gezeitenkraftwerk	1,8 – 4,9
Wind onshore	0,8 – 1,2
Wind offshore	1,5 – 2,5
Geothermieheizkraftwerk	2,5 – 10,8
Photovoltaik	3,5 – 7,3
Parabolrinnen-/Solarturmkraftwerk	1,9 – 4,0
Paraboloid	6,2
Brennstoffzelle	1,4 – 3,4

Tabelle 31: Investitionskosten verschiedener Anlagentypen<sup>1052</sup>

Stilllegungskosten ( $S_{spez}$ ) entstehen bei Demontage einer Anlage und Wiederherstellung des ursprünglichen Landschaftsbildes.<sup>1053</sup> Dafür werden bereits ab Inbetriebnahme jährlich Rücklagen gebildet, die sich im Fall eines Kernkraftwerkes auf 260 bis 320 Mio. € belaufen können.<sup>1054</sup> Für eine ex ante Schätzung von Investitions- und Stilllegungskosten existieren mit den Umschlagkoeffizienten des Anlagekapitals, spezifischen Kapitalbedarfsziffern, der globalen und differenzierten Faktormethode und der Einzelermittlung der gesamten Materialkosten oder aller Kapitalbedarfspositionen verschiedene Methoden.<sup>1055</sup> Für fossile Anlagen gibt Konstantin (2009) 0,5 %, bei Onshore-Windparks 0,8 % und bei Parabolrinnenkraftwerken 1,5 %

<sup>1049</sup> Bei der Verwendung von spezifischen Kosten muss man sich der Vernachlässigung von Größendegressions-effekten bewusst sein. Schätzungen für Größendegressionskoeffizienten von Großkraftwerken können Lüth (1997), S. 87 und 100 entnommen werden.

<sup>1050</sup> Konstantin (2009) geht auf S. 293 von 7,5 % Bauherreneigenleistung, Geiger / Hardi / Brückl / Roth / Tzscheutschler (2004) auf S. 112 ff von 12 % und Schneider (1998) auf S. 96 ff von 15 % aus.

<sup>1051</sup> Vgl. Wissel / Rath-Nagel / Blesl / Fahl / Voß (2008), S. 13. Bei einem Windkraftwerk fallen darüber hinaus noch Kosten für den Transport, die Montage und das Fundament an. Vgl. Sontow (2000), S. 159.

<sup>1052</sup> Eigene Darstellung nach Daten von Konstantin (2009), Geiger / Hardi / Brückl / Roth / Tzscheutschler (2004), Schneider (1998), Lüth (1997) und UK MARKAL (2010), Appendix EH-III.

<sup>1053</sup> Vgl. Lüth (1997), S. 95.

<sup>1054</sup> Vgl. Konstantin (2009), S. 302.

<sup>1055</sup> Für eine detailliertere Beschreibung der Schätzmethoden siehe Lüth (1997), S. 81.



(allerdings inkl. Versicherungen und Overhead) der Investitionssumme an.<sup>1056</sup> Schneider (1998) geht von Abrisskosten in Höhe von 8,9 % der Anlagenkosten und Geiger / Hardi / Brückl / Roth / Tzscheuschler (2004) von 38 €/kW aus.<sup>1057</sup>

Den Ausführungen entsprechend berechnen sich die gesamten kapitalgebundenen Kosten nach Formel 35.<sup>1058</sup>

$$I_{ges} = P_{el,i} \cdot I_{spez} \cdot (1 + NK) + \frac{P_{el,i} \cdot S_{spez}}{(1 + WACC)^n} \quad (35)$$

$I_{ges}$	Gesamte Investitionskosten (€)
$I_{spez}$	Spezifische Investitionskosten (€/MW)
$n$	Nutzungsjahre
$NK$	Investitionsnebenkosten (%)
$P_{el,i}$	Elektrische Leistung der Anlage $i$ (MW)
$S_{spez}$	Spezifische Stilllegungskosten (€/MW)
$WACC$	Weighted Average Cost of Capital

#### *Sonstige nicht verursachungsgemäße Kosten*

Instandhaltungsleistungen und Revisionen werden aufgrund von Verschleiß<sup>1059</sup> erforderlich, der je nach Zeit- oder Verbrauchsverschleiß zu fixen oder variablen Instandhaltungskosten und Abschreibungen führen kann. In Wartungsverträgen werden üblicherweise die fixen Anteile in festen Prozentsätzen auf Basis der Investition und die variablen Instandhaltungskosten je erzeugte MWh Strom oder Wärme angegeben.<sup>1060</sup> Dabei lassen sich planmäßige Revisionen und lineare Abschreibungen über die Nutzungsdauer einer Anlage leichter prognostizieren als beschäftigungsabhängige Abschreibungen oder Kosten für unvorhergesehene Reparaturen.<sup>1061</sup> Dennoch schätzt Lüth (1997) nach umfangreicher Literaturrecherche die jährlichen Kosten für Instandhaltung und Reparaturen (IuR) je Anlagentyp auf 1 bis 3 % der Investitionskosten.<sup>1062</sup>

Katastrophenverschleiß wird hingegen meist nicht durch kalkulatorische Abschreibungen, sondern durch Wagniskosten (Wk) erfasst.<sup>1063</sup> Unter die Kategorie Wagniskosten fallen bspw. Versicherungsprämien zur Absicherung von Schäden an der Anlage oder deren Folgen, die

<sup>1056</sup> Vgl. Konstantin (2009), S. 293, 340 und 311.

<sup>1057</sup> Vgl. Schneider (1998), S. 97 und Geiger / Hardi / Brückl / Roth / Tzscheuschler (2004), S. 112 ff.

<sup>1058</sup> In der Realität können Bau- und Rückbauzeiten allerdings mehrere Jahre dauern, was hier nicht vertieft wurde.

<sup>1059</sup> Vgl. Schweitzer / Küpper (2011), S. 294 und für Ursachen von Wertminderungen S. 97 f.

<sup>1060</sup> Vgl. Konstantin (2009), S. 184.

<sup>1061</sup> Vgl. Schweitzer / Küpper (2011), S. 294.

<sup>1062</sup> Vgl. Lüth (1997), S. 100.

<sup>1063</sup> Vgl. Schweitzer / Küpper (2011), S. 99.

üblicherweise in Abhängigkeit der Leistung (in €/kW) oder wie in Lüth (1997) mit ca. 0,2 % der Investitionssumme einer Anlage angegeben werden.<sup>1064</sup> Konstantin (2009) gibt hingegen Versicherungskosten in Höhe von 1,0 % für Kernkraftwerke, 0,5 % für fossile Kraftwerke, 0,5 bis 0,8 % für Windkraftanlagen und 0,75 % für Photovoltaikanlagen an.<sup>1065</sup> Wesentliche freiwillige und verpflichtende Versicherungen des Energiesektors decken Feuerschäden, Haftpflichtfälle, Maschinenschäden, Umweltschäden (vgl. Umwelthaftungsrecht Kapitel 2.2.4.3.) oder Konventionalstrafen und Mehraufwendungen bei Strombezug von Dritten in Folge von Produktionsausfällen ab.<sup>1066</sup>

Über die kapitalgebundenen Kosten, die fixen Instandhaltungskosten und die Wagniskosten hinaus stellen außerdem die Personalkosten einen großen Kostenblock dar. Da Betriebs-, Instandhaltungs- und Wartungspersonal unabhängig vom Betriebszustand einer Anlage anwesend sind und Gehälter beziehen, handelt es sich im Kraftwerksbereich beim überwiegenden Anteil der Personalkosten um Fixkosten.<sup>1067</sup> Sie berechnen sich aus der Personalstärke je Qualifikation und Tätigkeitsbereich ( $A_{\text{spez}}$ ) und den dazugehörigen Gehältern ( $k_A$ ) (ca. 70 bis 90 T€ pro Jahr)<sup>1068</sup>. Der Personalbedarf kann bei verschiedenen Technologien große Unterschiede aufweisen, weshalb häufig spezifische Personalkosten angegeben werden.<sup>1069</sup> Allerdings muss man sich bei der Verwendung von spezifischen Personalkosten sowie auch bereits von spezifischen Investitionskosten der Vernachlässigung von Größendegressionseffekten bewusst sein. Schätzungen für Größendegressionskoeffizienten von Großkraftwerken können jedoch bei Lüth (1997)<sup>1070</sup> gefunden werden.

---

<sup>1064</sup> Vgl. Lüth (1997), S. 100.

<sup>1065</sup> Vgl. Konstantin (2009), S. 293, 302, 322 und 340.

<sup>1066</sup> Vgl. Lüth (1997), S. 95.

<sup>1067</sup> Vgl. Lüth (1997), S. 95.

<sup>1068</sup> Vgl. Konstantin (2009), S. 293, 302, 322 und 340.

<sup>1069</sup> So weisen Braunkohlekraftwerke den höchsten Bedarf auf, gefolgt von Steinkohlekraftwerken und GuD-Kraftwerken. Vgl. Konstantin (2009), S. 293.

<sup>1070</sup> Vgl. Lüth (1997), S. 87 und 100.

Formel 36 und 37 stellen die Zusammensetzung der fixen Kosten summarisch dar.

$$K_F = K_{spezF} \cdot P_{el,i} \quad (36)$$

$$K_{spezF} = \left\{ I_{spez} \cdot (1 + NK) + \frac{S_{spez}}{(1 + WACC)^n} \right\} \cdot ANF_{n,WACC} + I_{spez} \cdot (IuR + Wk) \\ + A_{spez} \cdot k_A + k_{F,sonst} \quad (37)$$

$A_{spez}$	Spezifische Personalstärke (Personen/MW)
$ANF_{n,WACC}$	Annuitätenfaktor mit WACC als Zinssatz
$I_{spez}$	Spezifische Investitionskosten (€/MW)
$IuR$	Instandhaltungs- und Reparaturkosten (%)
$k_A$	Personalkostensatz
$k_{F,sonst}$	Sonstige spezifische anlagenfixe Kosten (€/MW)
$K_F$	Anlagenfixe Kosten
$K_{spezF}$	Spezifische Fixkosten einer Anlage (€/MW)
$n$	Nutzungsjahre
$NK$	Investitionsnebenkosten (%)
$P_{el,i}$	Elektrische Leistung der Anlage i (MW)
$S_{spez}$	Spezifische Stilllegungskosten (€/MW)
$WACC$	Weighted Average Cost of Capital
$Wk$	Wagniskosten (%)

#### 4.3.3.3. Arbeitsabhängige variable Kosten

Die arbeitsabhängigen Kosten setzen sich aus Energie-, Entsorgungs- sowie variablen Instandhaltungs- und sonstigen variablen Betriebskosten zusammen.<sup>1071</sup> Energiekosten umfassen den großen Block der Primärenergiekosten zuzüglich Brennstoffnebenkosten (vgl. Kapitel 3.3.2.2.). Darüber hinaus können bei Fremdbezug<sup>1072</sup> auch Beschaffungskosten für Elektrizität anfallen. Bei Entsorgungsprodukten handelt es sich um Nebenprodukte der Energieumwandlung wie bspw. Asche, Gips, abgebrannte Brennelemente und Emissionen, die entweder separat als Kosten der Reststoffentsorgung bzw. als Emissionskosten erfasst oder als Brennstoffnebenkosten den Primärenergiekosten (vgl. Entsorgungskosten für Brennelemente in Kapitel 3.3.2.2.1.) zugeschlagen werden.<sup>1073</sup>

Variable Instandhaltungs- und sonstige variable Betriebskosten umfassen die beschäftigungsabhängigen Reparatur- und Revisionskosten, Hilfs- und Betriebsstoffe (z.B. Kühlwasser,

<sup>1071</sup> Vgl. Schneider (1998), S. 57.

<sup>1072</sup> Entscheidet man sich in der Fragestellung nach Make-or-Buy für einen Fremdbezug von Elektrizität über den Außenhandel, fallen dann außer den Beschaffungskosten für die erworbene Strommenge alle anderen variablen Produktionskosten weg.

<sup>1073</sup> Vgl. Lüth (1997), S. 97.

Schmieröle, Kalk und Chemikalien<sup>1074</sup>) sowie sonstige Ressourcenverbräuche. Da es sich bei den verwendeten Energieträgern von mit Erneuerbaren Energien betriebenen Anlagen (Ausnahme: Biomasse) um öffentliche Güter handelt und meist keine Entsorgungsprodukte entstehen, stellen variable Instandhaltungs- und sonstige variable Betriebskosten bei diesen Verfahren die einzigen variablen Kosten dar.

Die Trennung von Mengen- und Wertrechnung bei der Bestimmung der beschäftigungsabhängigen Kosten weist den Vorteil auf, dass bei Berechnung der optimalen Endproduktmengen je Anlage nicht auch die Bewertung angepasst werden muss.<sup>1075</sup> Da sich ein Teil der variablen Kosten, z.B. Primärenergie- ( $k_p$ ) und Emissionskosten ( $k_E$ ), originär auf den Verbrauch an Primärenergie bzw. den Ausstoß an Emissionen beziehen, müssen sie ins Verhältnis zur produzierten Strom- oder Wärmemenge gesetzt werden. Es soll deshalb im Weiteren zwischen stromproduzierenden Anlagen  $i$  mit einem Stromanteil  $\sigma_i = 1$  (Kraftwerk) oder  $0 < \sigma_i < 1$  (Heizkraftwerk) und  $\sigma_h = 0$  (reines Heizwerk) unterschieden werden. Die durchschnittlichen Wirkungsgrade ( $\eta_{el,i}$ ,  $\eta_{th,h}$ )<sup>1076</sup> dienen, wie in Kapitel 4.1.2.2. für den Emissionsfaktor ( $EF_{el} = 3,6 \cdot 10^{-6} \cdot EF_{Br} / \eta_{el,i}$ ) bereits geschehen, der Überführung auf die neue Bezugsbasis ( $kWh_{el}$  bzw.  $kWh_{th}$ ).<sup>1077</sup> Des Weiteren wurden in Kapitel 3.3.2.2. die Primärenergiepreise bereits von der Handelseinheit auf die Energieeinheit kWh umgerechnet.

Während bei Kraft- und Heizwerken keine Wahl besteht, kann für den technisch verbundenen Produktionsprozess in Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung sowohl der elektrische, der thermische als auch der Gesamtwirkungsgrad verwendet werden. Mit dem Stromäquivalenzverfahren (Arbeitswertverfahren), dem Exergie-Verfahren, dem kalorischen Verfahren und dem Restwertverfahren stehen für die Kostenaufteilung von Heizkraftwerken mehrere Methoden zur Verfügung.<sup>1078</sup> Da in Energie-Umwelt-Modellen das gesamte Energiesystem unter Berücksichtigung verschiedener Technologien untersucht wird, steht hier die Aufteilung von Kostenbestandteilen auf in Kuppelproduktion erzeugte Strom- und Wärmemengen nicht im

<sup>1074</sup> Einen Großteil der Hilfs- und Betriebsstoffkosten machen Kosten für die Rauchgasentschwefelung und Entstickung (Ammoniak) aus. Vgl. Konstantin (2009), S. 291.

<sup>1075</sup> Vgl. Ewert / Wagenhofer (2008), S. 651.

<sup>1076</sup> Um ein konstantes Mengengerüst für die Kalkulation der Deckungsbeiträge zu erhalten, werden verschiedene Fertigungsintensitäten und diverse Prozessbedingungen (hier z.B. Teillastverluste, Kombinationen aus Druck und Temperatur oder variable Stromanteile bei Anlagen mit zwei Freiheitsgraden) vernachlässigt. Vgl. Ewert / Wagenhofer (2008), S. 659.

<sup>1077</sup> Um aus den Primärenergiekosten und den Emissionskosten je Primärenergieeinheit spezifische Kosten ( $k_p / \eta_{el,i}$  bzw.  $k_E \cdot EF_{el}$ ) zu berechnen, wird der Preis für eine Primärenergieeinheit in kWh ( $k_p$ ) und der Preis für eine Emissionsberechtigung ( $k_E$ ) multipliziert mit dem brennstoffbezogenen Emissionsfaktor ( $3,6 \cdot 10^{-6} \cdot EF_{Br}$ ) durch den Wirkungsgrad der Anlage ( $\eta_{el,i}$ ) geteilt.

<sup>1078</sup> Vgl. Konstantin (2009), S. 376-390 für eine detailliertere Beschreibung der Kostenaufteilungsverfahren.

Mittelpunkt der Analyse.<sup>1079</sup> Meist steht die Elektrizitätserzeugung im Vordergrund, weshalb für den Fall der Kuppelproduktion üblicherweise Strom zum Bezugsobjekt bestimmt und sich für den elektrischen Wirkungsgrad entschieden wird.<sup>1080</sup>

Nachdem die Mengengerüste für die variablen Kosten feststehen, gilt es diese mit Planpreisen zu bewerten. Dabei ist darauf zu achten, dass die Zeitspanne zur Bestimmung der Preise mit der Länge der Planungsperiode übereinstimmt.<sup>1081</sup> Um bspw. saisonale Effekte aus temperaturbedingten Nachfrageschwankungen zu eliminieren, erweisen sich gewichtete Jahresdurchschnittspreise als geeignet. Für die Bewertung des Primärenergieverbrauchs können deshalb die Einstandspreise zuzüglich der Beschaffungsnebenkosten (z.B. für Transport, Transaktionskosten) aus Kapitel 3.3.2.2. verwendet werden.<sup>1082</sup>

Im Gegensatz zu einer Emissionssteuer sind in einem Emissionshandelssystem die Kosten für eine Emissionseinheit nicht durch den Staat fixiert. Stattdessen ergeben sie sich auf dem Markt durch das Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage (vgl. Kapitel 2.3.7.). Der Preis für eine Emissionsberechtigung hängt folglich von der Nachfrage ab. Die Nachfrage nach Zertifikaten ergibt sich aus der produzierten Emissionsmenge, die je nach Verfahrenswahl in unterschiedlicher Höhe als Abfallprodukt im Produktionsprozess entsteht. Die Verfahrenswahl hängt aber wiederum unter anderem vom Zertifikatpreis ab. Es existieren somit Interdependenzen, die möglichst in einer simultanen Planung berücksichtigt werden sollten und im folgenden Modell eine endogene Abbildung des Zertifikatpreises erfordern. Das Problem kann mit einer Sensitivitätsanalyse in mehreren Iterationen gelöst werden. Eine genauere Beschreibung der Anwendung findet sich im Kapitel 5.1.3.

---

<sup>1079</sup> Auch in vergleichbaren Untersuchungen des gesamten Energiesystems werden Kostenaufteilungen in Kuppelprozessen vernachlässigbar eingeschätzt. Vgl. Lüth (1997), S. 98.

<sup>1080</sup> Für eine Reduzierung des Entscheidungsproblems auf ein Produkt wird die Wärmeproduktion in Abhängigkeit der Stromerzeugung betrachtet, indem der Stromanteil auch bei Anlagen mit zwei Freiheitsgraden als gegeben angesehen wird.

<sup>1081</sup> Vgl. Ewert / Wagenhofer (2008), S. 651.

<sup>1082</sup> Vgl. Ewert / Wagenhofer (2008), S. 652.

Formel 38 zeigt die Zusammensetzung der variablen Kosten für ein Kraft- oder Heizkraftwerk (i) und Formel 39 für ein reines Heizwerk (h).

$$K_{var,i} = \left( \frac{k_p}{\eta_{el,i}} + k_E \cdot EF_{el} + k_{OM,i} \right) \cdot P_{el,i} \cdot t_i + p_{el,Al} \cdot FB \quad (38)$$

$$K_{var,h} = \left( \frac{k_p}{\eta_{th,h}} + k_E \cdot EF_{th} + k_{OM,h} \right) \cdot P_{th,h} \cdot t_h \quad (39)$$

$EF_{el}, EF_{th}$	Strom- und wärmebasierter Emissionsfaktor
FB	Fremdbezogene Strommenge
h	Heizwerk h (h = 1, 2, ..., H)
i	Kraft- oder Heizkraftwerk i (i = 1, 2, ..., I)
$k_E$	Emissionskosten pro Outputeinheit
$k_p$	Preis für Primärenergien in €/kWh
$k_{OM,i}, k_{OM,h}$	Restliche variable Betriebskosten der Anlage i und Anlage h
$K_{var,i}, K_{var,h}$	Variable Kosten der Anlage i und Anlage h
$P_{el,i}, P_{th,h}$	Elektrische Leistung der Anlage i und thermische Leistung der Anlage h
$p_{el,Al}$	Strompreis im Ausland
$t_i, t_h$	Ausnutzungsdauer der Anlage i und Anlage h in Volllaststunden
$\eta_{el,i}, \eta_{th,h}$	Elektrischer Wirkungsgrad der Anlage i und thermischer Wirkungsgrad der Anlage h

#### 4.3.3.4. Variable Erlöse

Zwar konzentrieren sich viele Modelle und Studien bei der Optimierung des Anlageneinsatzes nur auf Grenzkosten als Entscheidungskriterium. Dies ist jedoch kritisch zu sehen, da sich trotz eines einheitlichen inländischen Marktpreises für das homogene Gut auch die Erlösstruktur der verschiedenen Produktions- und Handlungsalternativen bspw. aufgrund von Fördermitteln und zusätzlichen Absatzprodukten erheblich unterscheiden kann. Deshalb soll hier auch auf die Berechnung des variablen Erlösanteils eingegangen werden.

Seit Inkrafttreten von § 7 EnWG (Gesellschaftsrechtliche Entflechtung – legal Unbundling) im Jahr 2007 in Verbindung mit der Einführung eines aktiven Stromhandels (Börse und OTC) (vgl. Kapitel 3.2.2.2.2. und 3.2.2.2.5.) spielen nur die Erlöse der Erzeugung in der Anlageneinsatzplanung eine Rolle. Erlöse der Wertschöpfungsstufen Netzbetrieb und Vertrieb üben keinen Einfluss mehr auf die Produktionsentscheidung aus.<sup>1083</sup> Demnach bietet sich zur Bestimmung der Stromvergütung der Großhandelspreis (vgl. Kapitel 3.3.4.5.) an, der im Gegensatz zum Endverbraucherpreis (vgl. Kapitel 3.3.4.6.) weder Anteile der Wertschöpfungsstufen Netzbetrieb und Vertrieb noch Steuern, Konzessionen, etc. enthält und damit nur die tatsächlichen Einnahmen des Anlagenbetreibers beziffert. Diese Bewertung zu einem anlagenunab-

<sup>1083</sup> Für ein Produktionsplanungsmodell unter Stromverteilungsaspekten siehe Fichtner (2005).

hängigen Marktpreis ( $p_{el}$ ) ist zulässig, da Demarkationsverträge aufgehoben (vgl. Kapitel 3.2.2.2.1.), organisierte Strommärkte eingeführt wurden (vgl. Kapitel 3.2.2.2.5.) und gemäß Kapitel 3.2.3. bei den Marktteilnehmern von Preisnehmern ausgegangen wird.<sup>1084</sup> Aufgrund fehlender Kapazitäten im grenzüberschreitenden Verbundnetz und damit einer mangelnden Öffnung der nationalen Energiemärkte (vgl. Kapitel 3.2.2.2.6.) kann jedoch der Strompreis in anderen Ländern vom deutschen Marktpreis abweichen, wodurch der Stromhandel mit dem Ausland attraktiv sein kann.

Zwar liegt, mit Ausnahme der reinen Heizwerke, die größte Bedeutung im Absatz des Stroms. Heizkraftwerke erhalten jedoch zusätzliche Einnahmen aus dem Wärmeverkauf. Für die Berechnung der Erlöse aus der Wärmeerzeugung ist die erzeugte Wärmemenge je produzierter Stromeinheit ( $(1-\sigma_i) / \sigma_i$ ) relevant, die anschließend mit dem Preis für Wärme ( $p_{th}$ ) bewertet wird, da letztendlich über die zu produzierende Strommenge (Bezugsgröße: 1 kWh<sub>el</sub>) optimiert wird. Da Wärme an keiner Börse gehandelt wird, besteht hier nicht die Möglichkeit der Verwendung eines Großhandelspreises. Von den Endverbraucherpreisen aus Kapitel 3.3.4.6. müssen Komponenten wie Steuern, Konzessionen und sonstige Gebühren abgezogen werden. So kann der Produktmix der verschiedenen Anlagen variieren. Außerdem können sich aus umweltpolitisch motivierter Differenzierung mittels EEG- und KWKG-Förderungen verschiedene Vergütungen des eigentlich homogenen Guts Strom ergeben. Bei den mit Erneuerbaren Energien betriebenen Anlagen besitzt der Anlagenbetreiber die Wahl zwischen dem Marktpreis für Strom und der Preisgarantie aus dem EEG ( $p_{EEG,i}$ ) (vgl. Kapitel 3.2.2.3.3.). Der Marktpreis fungiert als Mindestvergütung. Im Fall einer KWK-Anlage bekommt ein Anlagenbetreiber zuzüglich zum Strommarktpreis Zuschüsse aus dem KWKG ( $p_{KWKG,i}$ ). Falls es sich um eine mit Erneuerbaren Energien betriebene KWK-Anlage handelt, kann er sich alternativ für die Vergütung aus dem EEG entscheiden. EEG und KWKG (vgl. Tabellen 10 und 11) sind, wie in Kapitel 3.2.2.3.4. bereits erläutert, jedoch nicht kumulierbar. Konventionelle Kraftwerke und Heizwerke erhalten weder Förderungen aus EEG noch KWKG.

Dementsprechend können die Erlöse einer Anlage einerseits die Verkaufserlöse aus Strom und Wärme und andererseits die Förderungen aus EEG und KWKG umfassen. Kostenlos zugewiesene Emissionsberechtigungen der ersten und zweiten Handelsperiode stellen hingegen keine beschäftigungsabhängigen Erlöse dar, weil sie sich auf Basis von produzierten Emissionsmengen der Basisperiode 2000-2005 bzw. Kapazität einer Anlage und einem Standardauslastungsfaktor bestimmen (vgl. Kapitel 2.3.4.). Sie fallen deshalb unter entscheidungsirrelevante Gewinnbestandteile.

---

<sup>1084</sup>In einer Vielzahl von Studien und Modellen (vgl. bspw. Gulli (2008), S. 40) wird von einem Markt ohne Marktmacht (z.B. keine Kapazitätszurückhaltung, Netzengpässe und Kontraktmärkte) ausgegangen.

Die Komponenten der variablen Erlöse beschreibt Formel 40 für ein Kraft- oder Heizkraftwerk (i) und Formel 41 für ein reines Heizwerk (h).

$$Er_i = \left\{ \text{Max} (p_{EEG,i}, p_{el} + p_{KWKG,i}, p_{el,Al}) + p_{th} \cdot \frac{(1-\sigma_i)}{\sigma_i} \right\} \cdot P_{el,i} \cdot t_i \quad (40)$$

$$Er_h = p_{th} \cdot P_{th,h} \cdot t_h \quad (41)$$

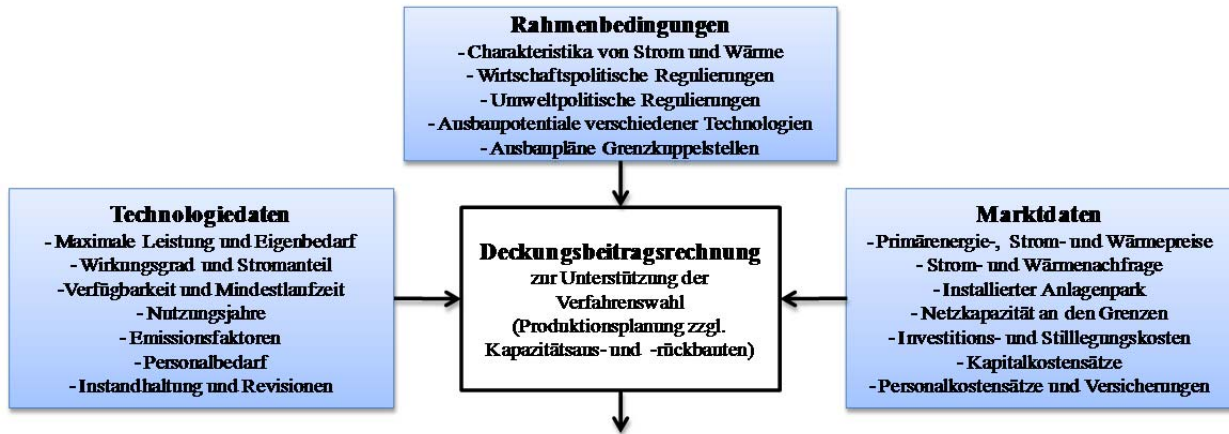
$Er_i, Er_h$	Variable Erlös aus Anlagen i und Anlagen h
h	Heizwerk h (h = 1, 2, ..., H)
i	Kraft- oder Heizkraftwerk i (i = 1, 2, ..., I)
$p_{el}$	Strompreis (Großhandelspreis ohne Steuern, Konzessionen, Vertriebskosten, etc.)
$p_{el,Al}$	Ausländischer Strompreis
$p_{EEG,i}$	EEG-Strompreisgarantie der Anlage i
$p_{KWKG,i}$	KWKG-Zuschlag der Anlage i
$p_{th}$	Wärmepreis (ohne Steuern, Konzessionen, Vertriebskosten, etc.)
$P_{el,i}, P_{th,h}$	Elektrische Leistung der Anlage i und thermische Leistung der Anlage h
$t_i, t_h$	Ausnutzungsdauer der Anlage i und Anlage h in Volllaststunden
$\sigma_i$	Stromanteil der Anlage i

#### 4.3.3.5. Deckungsbeitragsrechnung

Aus den ermittelten fixen Gewinnanteilen sowie variablen Kosten und Erlösen lässt sich in Abbildung 36 eine Deckungsbeitragsrechnung<sup>1085</sup> aufstellen, die die nötigen Informationen für ein Produktionsplanungsmodell zuzüglich Kapazitätserweiterungsentscheidungen bereitstellt.

<sup>1085</sup> Vgl. zur Deckungsbeitragsrechnung Friedl / Hofmann / Pedell (2010), S. 267 f.





Anlage	Konventionelle Anlagen	Anlagen KWKG	Anlagen EEG	Heizwerke	Stromhandel
Fixe Erlöse	Kostenlose Zertifikate und sonstige fixe Erlöse				
Erlöse / kWh	Großhandelstropmpreis	Großhandelstropmpreis + Aufschlag nach KWKG + Wärmeerlös/kWh <sub>el</sub>	Strompreis nach EEG	Wärmepreis	Stromverkaufspreis (in- oder ausländischer Großhandelspreis)
Variable Kosten / kWh	Primärenergiekosten/kWh <sub>el</sub>	Primärenergiekosten/kWh <sub>el</sub>	Variable Betriebskosten/ kWh <sub>el</sub>	Primärenergiekosten/kWh <sub>th</sub>	Stromeinkaufspreis (aus- oder inländischer Großhandelspreis)
	Emissionskosten/kWh <sub>el</sub>	Emissionskosten/kWh <sub>el</sub>		Emissionskosten/kWh <sub>th</sub>	
	Variable Betriebskosten/kWh <sub>el</sub>	Variable Betriebskosten/kWh <sub>el</sub>		Variable Betriebskosten/kWh <sub>th</sub>	
DB / kWh	Erlös/kWh <sub>el</sub> - Variable Kosten/kWh <sub>el</sub>	Erlös/kWh <sub>el</sub> - Variable Kosten/kWh <sub>el</sub>	Erlös/kWh <sub>el</sub> - Variable Kosten/kWh <sub>el</sub>	Erlös/kWh <sub>th</sub> - Variable Kosten/kWh <sub>th</sub>	Erlös/kWh <sub>el</sub> - Variable Kosten/kWh <sub>el</sub>
DB I	DB/kWh · Strommenge	DB/kWh · Strommenge	DB/kWh · Strommenge	DB/kWh · Wärmemenge	DB/kWh · Strommenge
Anlagenfixe Kosten / MW und Kostenstellenfixe Kosten	Kapitalkosten/MW <sub>el</sub>	Kapitalkosten abzgl. Investitionszuschüsse/MW <sub>el</sub>	Kapitalkosten abzgl. Investitionszuschüsse/MW <sub>el</sub>	Kapitalkosten/MW <sub>th</sub>	Fixe Betriebskosten
	Fixe Betriebskosten/MW <sub>el</sub>	Fixe Betriebskosten/MW <sub>el</sub>	Fixe Betriebskosten/MW <sub>el</sub>	Fixe Betriebskosten/MW <sub>th</sub>	
DB II	DB I - Anlagenfixe Kosten/MW · Leistung	DB I - Anlagenfixe Kosten/MW · Leistung	DB I - Anlagenfixe Kosten/MW · Leistung	DB I - Anlagenfixe Kosten/MW · Leistung	DB I - Kostenstellenfixe Kosten
Unternehmensfixe Kosten	Verwaltungs- und Vertriebskosten				
Unternehmenserfolg	DB II - Unternehmensfixe Kosten				

Abbildung 36: Deckungsbeitragsrechnung des Energiesektors

Der Deckungsbeitrag ( $DB_i$ ) eines konventionellen Kraftwerks, eines Heizkraftwerks oder einer mit Erneuerbaren Energien betriebenen Anlage ( $i$ ) bezieht sich auf eine Stromeinheit und bestimmt sich nach Formel 42 aus der Subtraktion der variablen Kosten je Stromeinheit von den variablen Erlösen je Stromeinheit.

$$DB_i = \text{Max} (p_{EEG,i}, p_{el} + p_{KWKG,i}) + p_{th} \cdot \frac{(1-\sigma_i)}{\sigma_i} - \frac{k_P}{\eta_{el,i}} - k_E \cdot EF_{el} - k_{OM,i} \quad (42)$$

$DB_i$	Deckungsbeitrag der Anlage $i$
$EF_{el}$	Strombasierter Emissionsfaktor
$k_E$	Emissionskosten pro Outputeinheit
$k_{OM,i}$	Variable Betriebskosten der Anlage $i$
$k_P$	Preis für Primärenergien in €/kWh
$\eta_{el,i}$	Elektrischer Wirkungsgrad der Anlage $i$
$p_{EEG,i}$	EEG-Strompreisgarantie der Anlage $i$
$p_{el}$	Strompreis Großhandel
$p_{KWKG,i}$	KWKG-Zuschlag der Anlage $i$
$p_{th}$	Wärmepreis
$\sigma_i$	Stromanteil der Anlage $i$

Ein Heizwerk ( $h$ ) hingegen produziert nur Wärme, weshalb in Formel 43 bei der Berechnung des Deckungsbeitrags ( $DB_h$ ) eine Wärmeeinheit die Bezugsbasis darstellt. Der Deckungsbeitrag je Wärmeeinheit ist die Differenz aus dem Wärmepreis und der Summe aus Brennstoffkosten ( $k_P / \eta_{th,h}$ ), Emissionskosten ( $k_E \cdot EF_{th}$ ) und variablen Betriebskosten ( $k_{OM,h}$ ).

$$DB_h = p_{th} - \frac{k_P}{\eta_{th,h}} - k_E \cdot EF_{th} - k_{OM,h} \quad (43)$$

$DB_h$	Deckungsbeitrag der Anlage $h$
$EF_{th}$	Wärmebasierter Emissionsfaktor
$k_E$	Emissionskosten pro Outputeinheit
$k_{OM,h}$	Variable Betriebskosten der Anlage $h$
$k_P$	Preis für Primärenergien in €/kWh
$\eta_{th,h}$	Thermischer Wirkungsgrad der Anlage $h$
$p_{th}$	Wärmepreis

Der Erfolg einer Anlage ( $DB_{II}$ ) besteht nun aus dem Deckungsbeitrag je Strom- oder Wärmeeinheit multipliziert mit der jeweils produzierten Energiemenge abzüglich der fixen Kosten, die sich wiederum aus der Multiplikation der anlagenbezogenen Fixkosten je MW mit der jeweiligen Kapazität der Anlage ergeben ( $K_F = K_{spezF,i} \cdot P_{el,i}$  bzw.  $K_{spezF,h} \cdot P_{th,h}$ ).

Da nach der Liberalisierung (Auflösung von Demarkationsverträgen, Einführung organisierter Strommärkte und schrittweise Erweiterung des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes – vgl.

Kapitel 3.2.2.2.) nicht mehr die Nachfrage im eigenen Versorgungsgebiet mit dem eigenen Anlagenpark befriedigt werden muss, besteht die zusätzliche Möglichkeit überschüssige oder fehlende Strommengen am Markt abzusetzen oder zu beschaffen.<sup>1086</sup> Der Stromhandel soll hier als Alternative zu eigenen Produktionskapazitäten mit Formel 44 gesondert betrachtet werden, weshalb Energiekosten für Fremdbezug oder Strompreise im Ausland nicht in die Deckungsbeiträge der Anlagen  $i$  und  $h$  einfließen. Die Deckungsbeiträge aus dem Stromhandel, bei denen die Differenzen zwischen unterschiedlichen Preisniveaus eine entscheidende Rolle spielen, beziehen sich auf die gehandelten Strommengen. Des Weiteren können zwar keine anlagenfixen Kosten aber andere kostenstellenfixe Kosten anfallen. Ein Wärmehandel ist in der Deckungsbeitragsrechnung nicht zu berücksichtigen, da die nötige Infrastruktur (Verbundnetz) fehlt und Transportverluste zu hoch wären (siehe Kapitel 3.3.3.).

$$DB_{NIm} = (p_{el} - p_{el,AI}) \cdot W_{NIm} \quad (44)$$

$DB_{NIm}$	Deckungsbeitrag aus Stromhandel in UCTE
$p_{el}$	Strompreis im Inland
$p_{el,AI}$	Strompreis im Ausland
$W_{NIm}$	Gehandelte Strommenge ( $W_{NIm} > 0 \rightarrow$ Nettostromimport, $W_{NIm} < 0 \rightarrow$ Nettostromexport)

Die Summe der Deckungsbeiträge II aus den Handlungsalternativen zuzüglich unternehmensfixer Gewinnanteile ergibt schließlich den Unternehmenserfolg bzw. in aggregierter Betrachtung den Erfolg des Energiesektors in Deutschland.<sup>1087</sup> Die Aggregation erscheint deshalb sinnvoll, weil mit der Liberalisierung die Grenzen zwischen unternehmensinterner Systemoptimierung und der des Gesamtmarkts fließend sind.<sup>1088</sup> Entscheidungen zum Anlageneinsatz und zu Anpassungen des Anlagenportfolios lassen sich einerseits nur im Umfeld des gesamten Energie- und Emissionsmarkts treffen und besitzen andererseits wiederum Rückwirkungen auf den Gesamtmarkt (z.B. auf Strom- und Zertifikatpreise).<sup>1089</sup>

<sup>1086</sup> Im regulierten Umfeld wurde hingegen das Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage gesucht, das eine Minimalkostenkombination von Inputs zur Erreichung gegebener Outputs bei überwiegender Betrachtung eigener Versorgungsgebiete und eigener Kraftwerke darstellt. Vgl. Fichtner (2005), S. 49 ff.

<sup>1087</sup> Unter der Annahme, dass sich alle Unternehmen in dieser Hinsicht rational verhalten und keine Marktmacht herrscht, führt eine mikroökonomische Optimierung der Anlageneinsatzplanung durch Strombörse und OTC-Stromhandel auch zu einer makroökonomischen Optimierung des Anlageneinsatzes. Auf Ebene des deutschen Energiesektors gleichen sich Gewinne aus dem Stromhandel zwischen Betreibern deutscher Anlagen zwar nach ihrer Aggregation aus, darüber hinaus existiert jedoch ein Stromhandel innerhalb der Union for the Coordination of the Transmission of Electricity (UCTE). Stromfehlmengen oder -überschüsse für die lokale Nachfrage werden über das Stromnetz ausgeglichen.

<sup>1088</sup> Vgl. Fichtner (2005), S. 50.

<sup>1089</sup> Vgl. Fichtner (2005), S. 49 f.

## 5. Modellierung der Einflüsse des Emissionshandels auf den Energiesektor

### 5.1. Analysemodell und Lösungsverfahren

#### 5.1.1. Planungsmodell zur Optimierung der Verfahrenswahl

##### 5.1.1.1. Zielfunktion

Eine weit verbreitete Art der Kraftwerkseinsatzplanung war bislang die Methode des Einsatzes nach Merit-Order.<sup>1090</sup> Dabei werden nacheinander so viele Kraftwerksblöcke beginnend bei dem mit den niedrigsten Grenzkosten eingeplant, bis die anstehende Last gedeckt ist. Die Reduktion der Betrachtung auf die Arbeitskosten ist, wie bereits in Kapitel 4.3.3.4. erläutert, jedoch inzwischen wegen anlagentypabhängigen Erlösstrukturen nicht mehr ausreichend. Die zu optimierende Zielgröße der Produktionsplanung im jährlichen Planungshorizont ist deshalb der in Abbildung 36 im vorangehenden Kapitel 4.3.3.5. ermittelte Jahresgewinn ( $G_a$ ). Er setzt sich, wie in Formel 45 dargestellt, aus dem jährlichen Gewinn der Strom- und Wärmeerzeugung ( $G_{i,a}$ ,  $G_{h,a}$ ) sowie den Gewinnen aus dem Stromhandel ( $G_{b,a}$ ) zusammen.

$$\text{Max } G_a = \sum_{i=1}^I G_{i,a} + \sum_{h=1}^H G_{h,a} + \sum_{b=1}^B G_{b,a} \quad (45)$$

a	Aktuelle Planungsperiode
b	Grenzkuppelstelle b ( $b = 1, 2, \dots, B$ )
h	Heizwerk h ( $h = 1, 2, \dots, H$ )
i	Kraft- oder Heizkraftwerk i ( $i = 1, 2, \dots, I$ )
$G_{i,a}$ , $G_{h,a}$	Gewinn der Anlage i bzw. h in Planungsperiode a
$G_{b,a}$	Gewinn aus dem Stromhandel in UCTE in Planungsperiode a

Die wesentlichen Entscheidungsgrößen zur Maximierung des Gewinns sind die Ausnutzungsdauer einer Anlage und bei Zulassen von Anlagenzu- und -rückbauten eine begrenzte Kapazitätserweiterung. In der Produktions- und Investitionsplanung sind unternehmensfixe Gewinnanteile irrelevant. Anlagenfixe Gewinnanteile ( $K_{F,i,a}$ ), die sich gemäß Formel 36 und 37 in Kapitel 4.3.3.2. berechnen, finden zwar bei reinen Produktionsentscheidungen ebenfalls keine Berücksichtigung, jedoch bei der Entscheidung über Anlagenzu- und -rückbauten. Nach Ab-

<sup>1090</sup> Begriffsdefinitionen finden sich bei Roth (2008), S. 19 oder Bhattacharyya (2011), S. 234.

leitung der Zielgröße nach den Entscheidungsvariablen spielt demzufolge der in Abbildung 36 im Kapitel 4.3.3.5. beschriebene Deckungsbeitrag I bzw. II eine entscheidende Rolle.<sup>1091</sup>

Um die Entscheidungsgrößen Ausnutzungsdauer und Kapazitätserweiterung einer Optimierung im Modell zugänglich zu machen, werden sowohl die Strommenge als auch die Leistung, wie in Formel 46 geschehen, zerlegt. Folglich berechnet sich die Strommenge aus der Multiplikation der Ausnutzungsdauer einer Anlage ( $t_{i,a}$ ) gemessen in Volllaststunden mit ihrer Kapazität. Die Kapazität setzt sich aus bereits bestehender installierter elektrischer Leistung ( $P_{el,i,a}$ ) und Kapazitätserweiterung ( $Z_{el,i,a}$ ) zusammen. Dabei wird zur Vereinfachung die Annahme getroffen, dass neue Kapazitäten immer zu Jahresbeginn in Betrieb genommen werden.

$$G_{i,a} = (DB_{i,a} \cdot t_{i,a} - K_{spezF,i,a}) \cdot (P_{el,i,a} + Z_{el,i,a}) \quad (46)$$

$DB_{i,a}$	Deckungsbeitrag der Anlage i in Periode a
$G_{i,a}$	Gewinn der Anlage i in Periode a
$K_{spezF,i,a}$	Spezifische Fixkosten der Anlage i in Periode a
$P_{el,i,a}$	Elektrische Leistung der Anlage i in Periode a
$t_{i,a}$	Ausnutzungsdauer der Anlage i in Volllaststunden in Periode a
$Z_{el,i,a}$	Elektrische Kapazitätserweiterung der Anlage i in Periode a

Da aus Gründen der Versorgungssicherheit und Netzstabilität (vgl. Kapitel 3.3.3.2.) die Strom- ( $D_{el,a}$ ) und Wärmenachfrage ( $D_{th,a}$ ) exakt befriedigt werden muss, eine Speicherung von Produktionsüberschüssen aber nicht im größeren Stil möglich ist (vgl. Kapitel 3.2.1.), ist eine dynamische Betrachtung der Nachfragebefriedigung und somit eine periodenübergreifende Produktionsoptimierung nicht zielführend. Darüber hinaus kommt bei der Deckung der Wärmelast aufgrund hoher Leitungsverluste auch kein Import in Frage, weshalb die Wärmemenge, die nicht bereits in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ( $D_{th,a} - \sum_{i=1}^I \frac{1-\sigma_i}{\sigma_i} \cdot (P_{el,i,a} + Z_{el,i,a}) \cdot t_{i,a}$ ) erzeugt wird, von Heizwerken sichergestellt werden muss. Die Gewinne, die sich dabei gemäß Formel 47 und 48 mit den Heizwerken erwirtschaften lassen, berechnen sich analog zu den Kraft- und Heizkraftwerken mit den in Abbildung 36 im Kapitel 4.3.3.5. berechneten Deckungsbeitrag I bzw. II.

<sup>1091</sup> Zwar geht die Deckungsbeitragsrechnung von linearen Beziehungen für die Endprodukte aus. Unter Annahme konstanter Absatzpreise und konstanter variabler Stückkosten können die Deckungsbeiträge jedoch als Grenzgewinn behandelt werden. Vgl. Ewert / Wagenhofer (2008), S. 85 f.

$$G_{h,a} = DB_{h,a} \cdot P_{th,h,a} \cdot t_{h,a} - K_{F,h,a} \quad (47)$$

$$G_{h,a} = DB_{h,a} \cdot \left\{ D_{th,a} - \sum_{i=1}^I \frac{1-\sigma_i}{\sigma_i} \cdot (P_{el,i,a} + Z_{el,i,a}) \cdot t_{i,a} \right\} - K_{spezF,h,a} \cdot (P_{th,h,a} + Z_{th,h,a}) \quad (48)$$

$D_{th,a}$	Wärmenachfrage in Periode a
$DB_{h,a}$	Deckungsbeitrag der Anlage h in Periode a
$G_{h,a}$	Gewinn der Anlage h in Periode a
$K_{F,h,a}$	Fixe Kosten der Anlage h in Periode a
$K_{spezF,h,a}$	Spezifische Fixkosten der Anlage h in Periode a
$P_{el,i,a}$	Elektrische Leistung der Anlage i in Periode a
$P_{th,h,a}$	Thermische Leistung der Anlage h in Periode a
$\sigma_i$	Stromanteil der Anlage i
$t_{i,a}; t_{h,a}$	Ausnutzungsdauer der Anlage i bzw. h in Volllaststunden in Periode a
$Z_{el,i,a}$	Elektrische Kapazitätserweiterung der Anlage i in Periode a
$Z_{th,h,a}$	Thermische Kapazitätserweiterung der Anlage h in Periode a

Die Verluste beim Stromtransport sind dagegen niedriger, deshalb existiert mit dem UCTE für Strom ein europäisches Übertragungsnetz, das die Möglichkeit des Stromhandels innerhalb der EU eröffnet (vgl. Kapitel 3.3.3.1.). Damit muss die lokale Nachfrage nach Strom ( $D_{el,a}$ ) nicht exakt erfüllt werden, weil eine Über- oder Unterproduktion durch Zu- oder Verkauf von Strom aus dem europäischen Ausland ausgeglichen werden kann. Ob ein Export oder Import von Strom von Vorteil ist, hängt vom Preisunterschied des in- ( $p_{el,a}$ ) und ausländischen ( $p_{el,Al,a}$ ) Marktpreises ab. Formel 49 beschreibt Gewinne aus dem Stromhandel.

$$G_{b,a} = (p_{el,a} - p_{el,Al,a}) \cdot \left\{ D_{el,a} - \sum_{i=1}^I (P_{el,i,a} + Z_{el,i,a}) \cdot t_{i,a} \right\} \quad (49)$$

$D_{el,a}$	Stromnachfrage in Periode a
$G_{b,a}$	Gewinn aus Stromhandel in UCTE in Periode a
$p_{el,a}$	Strompreis Großhandel in Periode a
$p_{el,Al,a}$	Ausländischer Strompreis in Periode a
$P_{el,i,a}$	Elektrische Leistung der Anlage i in Periode a
$t_{i,a}$	Ausnutzungsdauer der Anlage i in Volllaststunden in Periode a
$Z_{el,i,a}$	Elektrische Kapazitätserweiterung der Anlage i in Periode a

### 5.1.1.2. Nebenbedingungen

Die maximale Menge an Stromimport und -export hängt von den verfügbaren Netzkapazitäten an den Grenzkuppelstellen ( $P_{el,b,a} + Z_{el,b,a}$ ) ab. Da die Kapazitäten der Grenzkuppelstellen zu den Nachbarländern, wie in Kapitel 3.2.2.2.6. beschrieben, einen Engpassfaktor darstellen, ist

der Stromimport und -export nur innerhalb einer beschränkten und in Formel 50 definierten Bandbreite möglich. Trotzdem ist auch hier aus Gründen der Netzstabilität und Versorgungssicherheit zu beachten, dass die produzierte Strommenge zuzüglich des Saldos aus Stromimport und -export (Nettostromimport) die inländische Stromnachfrage exakt befriedigt.

$$| D_{el,a} - \sum_{i=1}^I (P_{el,i,a} + Z_{el,i,a}) \cdot t_{i,a} | \leq 8.760 \cdot \sum_{b=1}^B v_{b,a} \cdot (P_{el,b,a} + Z_{el,b,a}) \quad (50)$$

$D_{el,a}$	Stromnachfrage in Periode a
$P_{el,b,a}$	Elektrische Leistung der Grenzkuppelstelle b in Periode a
$P_{el,i,a}$	Elektrische Leistung der Anlage i in Periode a
$t_{i,a}$	Ausnutzungsdauer der Anlage i in Volllaststunden in Periode a
$v_{b,a}$	Verfügbarkeit der Grenzkuppelstelle in Periode a
$Z_{el,b,a}$	Elektrische Kapazitätserweiterung der Grenzkuppelstelle b in Periode a
$Z_{el,i,a}$	Elektrische Kapazitätserweiterung der Anlage i in Periode a

Des Weiteren darf auch die verfügbare Kapazitätsobergrenze der Heizwerke ( $v_{h,a} \cdot (P_{th,h,a} + Z_{th,h,a})$ ) nicht überschritten werden, da sie – wie bereits erläutert – Reservekapazitäten für die Deckung des Teils der Wärmenachfrage, der nicht bereits in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen produziert wird, zur Verfügung stellen. Formel 51 beschreibt die Kapazitätsrestriktion.

$$0 \leq D_{th,a} - \sum_{i=1}^I \frac{1-\sigma_i}{\sigma_i} \cdot (P_{el,i,a} + Z_{el,i,a}) \cdot t_{i,a} \leq v_{h,a} \cdot (P_{th,h,a} + Z_{th,h,a}) \cdot 8.760 \quad (51)$$

$D_{th,a}$	Wärmenachfrage in Periode a
$P_{el,i,a}$	Elektrische Leistung der Anlage i in Periode a
$P_{th,h,a}$	Thermische Leistung der Anlage h in Periode a
$\sigma_i$	Stromanteil der Anlage i
$t_{i,a}$	Ausnutzungsdauer der Anlage i in Volllaststunden in Periode a
$v_{h,a}$	Verfügbarkeit der Anlage h in Periode a
$Z_{el,i,a}$	Elektrische Kapazitätserweiterung der Anlage i in Periode a
$Z_{th,h,a}$	Thermische Kapazitätserweiterung der Anlage h in Periode a

Im Übrigen resultiert die bestehende installierte Leistung ( $P_{el,i,a}$ ,  $P_{th,h,a}$  bzw.  $P_{el,b,a}$ ), wie Formeln 52, 53 und 54 für Kraft- und Heizkraftwerke, für Heizwerke und für Grenzkuppelstellen definieren, in einer Planungsperiode aus Zu- und Rückbauaktivitäten ( $Z_{el,i,\alpha}$ ,  $Z_{el,h,\alpha}$  bzw.  $Z_{th,b,\alpha}$ ) in der Vergangenheit ( $\alpha$ ). Der Begriff Rückbau kann außerdem Verschleiß umfassen. Bei einer Periode handelt es sich, wie eingangs erwähnt, um ein Jahr.

$$P_{el,i,a} = \sum_{\alpha=0}^{a-1} Z_{el,i,\alpha} \quad \forall i \quad (52)$$

$$P_{th,h,a} = \sum_{\alpha=0}^{a-1} Z_{th,h,\alpha} \quad \forall h \quad (53)$$

$$P_{el,b,a} = \sum_{\alpha=0}^{a-1} Z_{el,b,\alpha} \quad \forall b \quad (54)$$

$\alpha$	Vergangene Perioden
$P_{el,b,a}$	Elektrische Leistung der Grenzkuppelstelle b
$P_{el,i,a}$	Elektrische Leistung der Anlage i
$P_{th,h,a}$	Thermische Leistung der Anlage h
$Z_{el,b,\alpha}$	Elektrische Kapazitätserweiterung der Grenzkuppelstelle b in den vergangenen Perioden $\alpha$
$Z_{el,i,\alpha}$	Elektrische Kapazitätserweiterung der Anlage i in den vergangenen Perioden $\alpha$
$Z_{th,h,\alpha}$	Thermische Kapazitätserweiterung der Anlage h in den vergangenen Perioden $\alpha$

Eine unbeschränkte Erweiterung der Kapazitäten ist insbesondere bei Erneuerbaren Energien nicht möglich, da natürliche meist geographische Restriktionen existieren. Ausbaupotentiale und -obergrenzen ( $\bar{P}_{el,i}$  bzw.  $\bar{P}_{th,h}$ ) können Kapitel 3.3.2.3. entnommen werden. Im Gegensatz dazu ist der Ausbau von Kernkraftwerken durch politische Instrumente verhindert (vgl. Kapitel 3.2.2.3.1.). Aber auch die Standortwahl von neuen fossilen Kraftwerken kann aufgrund von Bürgerinitiativen und nicht erteilten Genehmigungen erschwert sein. Darüber hinaus können Probleme beim Zugang zu fossilen Primärenergien die Ausbaupotentiale einschränken. Der Ausbau der Technologien wird entsprechend ihren Potentialen mit Formel 55 und 56 begrenzt. Der Rückbau von Anlagen kann nach Formel 57 und 58 die bereits vorhandene Leistung nicht überschreiten, da negative Kapazitäten keinen Sinn machen.

$$0 \leq \sum_{i=1}^I (P_{el,i,a} + Z_{el,i,a}) \leq \bar{P}_{el,i} \quad (55)$$

$$0 \leq \sum_{h=1}^H (P_{th,h,a} + Z_{th,h,a}) \leq \bar{P}_{th,h} \quad (56)$$

$$0 \leq P_{el,i,a} + Z_{el,i,a} \quad \forall i \quad (57)$$

$$0 \leq P_{th,h,a} + Z_{th,h,a} \quad \forall h \quad (58)$$

$P_{el,i,a}$	Elektrische Leistung der Anlage i in Periode a
$P_{th,h,a}$	Thermische Leistung der Anlage h in Periode a
$\bar{P}_{el,i}$	Maximales elektrisches Leistungspotential der Technologie i
$\bar{P}_{th,h}$	Maximales thermisches Leistungspotential der Technologie h
$Z_{el,i,a}$	Elektrische Kapazitätserweiterung der Anlage i in Periode a
$Z_{th,h,a}$	Thermische Kapazitätserweiterung der Anlage h in Periode a



Der Ausbau der Grenzkuppelstellen wird hingegen von Übertragungsnetzbetreibern unter Einhaltung von Auflagen der EU (vgl. Verordnung 1228/2003/EG<sup>1092</sup> und Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie 2003/54/EG<sup>1093</sup>) und nationaler Regulierungsbehörden vorgenommen (vgl. Kapitel 3.2.2.2.6.). Die Preisdifferenz zwischen in- und ausländischen Marktpreisen bestimmt die mit den Nachbarländern gewünschte Stromhandelsmenge und damit den Kapazitätsbedarf der jeweiligen grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen maßgeblich. Demnach besitzt das Stromhandelspotential an den jeweiligen Ländergrenzen einen Einfluss auf die Priorität beim Ausbau der Grenzkuppelstellen (vgl. Formel 59). Von einem Rückbau kann aufgrund der von der Monopolkommission zahlreich ermittelten Kapazitätsengpässe<sup>1094</sup> und der Forderungen der EU nicht ausgegangen werden. Die Nichtnegativitätsbedingung in Formel 60 schließt diesen deshalb aus.

$$0 \leq \sum_{b=1}^B Z_{el,b,a} \leq \bar{Z}_{el,b,a} \quad (59)$$

$$0 \leq Z_{el,b,a} \quad \forall b \quad (60)$$

$Z_{el,b,a}$  Elektrische Kapazitätserweiterung der Grenzkuppelstelle b in Periode a  
 $\bar{Z}_{el,b,a}$  Gesamte Kapazitätserweiterung von Grenzkuppelstellen in Periode a

Da der Planungshorizont ein Jahr beträgt, beläuft sich die maximale Ausnutzungsdauer einer Anlage oder der Grenzkuppelstellen 8.760 h multipliziert mit ihrer Verfügbarkeit ( $v_{i,a}$ ,  $v_{h,a}$  bzw.  $v_{b,a}$ ). Die Verfügbarkeit der Anlage hängt wiederum von Ausfallzeiten, Revisionen und im Fall von Erneuerbaren Energien von der Verfügbarkeit der Primärenergie (vgl. Kapitel 4.2.2.2.) ab und berechnet sich aus dem Quotient aus verfügbaren jährlichen Volllaststunden einer Anlage und den 8.760 h eines Jahres. Sie liegt somit wie auch der Parameter Stromanteil<sup>1095</sup> ( $\sigma_i$  bzw.  $\sigma_h$ ) gemäß den Formeln 61 bis 63 bzw. 64 bis 65 zwischen Null und Eins.

<sup>1092</sup> Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel (ABl. L 176 vom 15.7.2003, S. 1).

<sup>1093</sup> Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG, ABl. L 176/37 vom 15.7.2003.

<sup>1094</sup> Vgl. Monopolkommission (2009), Zusammenfassung.

<sup>1095</sup> Bei einem Stromanteil von Null handelt es sich um Heizwerke und bei Eins um reine Kraftwerke. Heizkraftwerke liegen definitionsgemäß zwischen Null und Eins.

$$0 \leq v_{i,a} \leq 1 \quad \forall i \quad (61)$$

$$0 \leq v_{h,a} \leq 1 \quad \forall h \quad (62)$$

$$0 \leq v_{b,a} \leq 1 \quad \forall b \quad (63)$$

$v_{b,a}$     Verfügbarkeit der Grenzkuppelstelle b in Periode a  
 $v_{h,a}$     Verfügbarkeit der Anlage h in Periode a  
 $v_{i,a}$     Verfügbarkeit der Anlage i in Periode a

$$0 < \sigma_i \leq 1 \quad \forall i \quad (64)$$

$$\sigma_h = 0 \quad \forall h \quad (65)$$

$\sigma_h$             Stromanteil der Anlage h  
 $\sigma_i$             Stromanteil der Anlage i

Grundlastkraftwerke verfügen über ein schlechtes Teillastverhalten, bedürfen nach dem Abschalten einer Einhaltung von Mindeststillstandsdauern und haben insbesondere nach einem Kaltstart lange Anfahrtszeiten.<sup>1096</sup> Darüber hinaus werden nach dem Abfahren eines Grundlastkraftwerkes Revisionen erforderlich. Um die hohen Kosten für Ausfallzeiten, Revisionen und Anfahrten zu vermeiden, werden Grundlastkraftwerke in der Praxis nur in unbedingt erforderlichen Fällen heruntergefahren. Im Modell wurde dies mit Formel 66 berücksichtigt. Demnach laufen Grundlastkraftwerke mit einer bestimmten Mindestanzahl an jährlichen Volllaststunden. Um eine Unterschätzung der teureren Spitzenlastkraftwerke, deren Einsatz aus Gründen der Volatilität der Nachfrage und der Einsatzbereitschaft der Erneuerbaren Energien jedoch erforderlich ist, in diesem Modell zu vermeiden, trifft die Annahme einer Mindestlaufzeit ( $\underline{t}_i$ ) auch für diese zu.

$$\underline{t}_i \leq t_{i,a} \leq 8.760 \cdot v_{i,a} \quad \forall i \quad (66)$$

$\underline{t}_i$             Minimale Ausnutzungsdauer der Anlage i  
 $t_i$             Ausnutzungsdauer der Anlage i in Volllaststunden in Periode a  
 $v_{i,a}$             Verfügbarkeit der Anlage i in Periode a

<sup>1096</sup> Vgl. Geiger / Hardi / Brückl / Roth / Tzscheutschler (2004), S. 60.

### 5.1.2. Verwendung des Simplex Algorithmus als Lösungsverfahren

Nachdem mit dem Emissionshandel ein neuer Kostenfaktor in die Produktionsfunktion des Energiesektors eingeführt wurde, reagieren die Energieversorgungsunternehmen mit einer zertifikatpreisabhängigen Neuordnung ihres Anlageneinsatzes. Wie bereits erläutert ist das Ziel der Produktionsplanung, den Gewinn zu maximieren. Somit wird die optimale Menge an Emissionen indirekt über die Optimierung der Zielgröße Gewinn durch Ableitung des Produktionsplanungsmodells nach den Ausnutzungsdauern der verschiedenen Anlagen bestimmt. Abbildung 37 stellt die Vorgehensweise schematisch dar.

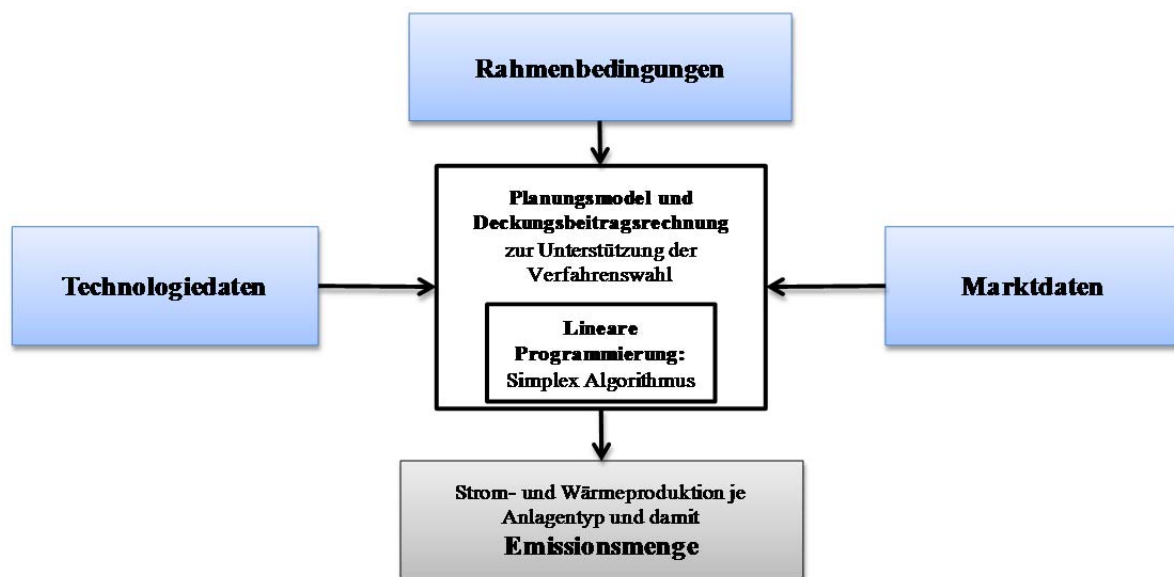


Abbildung 37: Lösungsverfahren zur Bestimmung der Emissionsmenge<sup>1097</sup>

Die Gewinnmaximierung erfolgt mit der Multiplikatorenregel von Lagrange, um bindende Restriktionen bei der Bestimmung des Lösungsraums zu berücksichtigen. Da, wie in Kapitel 4.3.2. erörtert, von stationären Betriebskosten und konstanten Zuwachskosten<sup>1098</sup> und somit linearen Relationen zwischen ausgebrachten Produkten und eingesetzten Produktionsfaktoren ausgegangen wird,<sup>1099</sup> kann ein konstanter Deckungsbeitrag als Grenzgewinn behandelt werden.<sup>1100</sup> Darüber hinaus tritt bei der Betrachtung überregionaler Verbundnetzen im Gegensatz zu lokalen Energiesystemen aufgrund der Vielzahl an Anlagen und des hohen Aggregationsniveaus eine Verstetigung ganzzahliger Probleme<sup>1101</sup> auf.<sup>1102</sup> Angesichts der Vielzahl an

<sup>1097</sup> Eigene Darstellung.

<sup>1098</sup> Vgl. Lüth (1997), S. 15.

<sup>1099</sup> Die Deckungsbeitragsrechnung geht von linearen Beziehungen, also konstanten Absatzpreisen und konstanten variablen Stückkosten für die Endprodukte aus. Vgl. Ewert / Wagenhofer (2008), S. 85.

<sup>1100</sup> Vgl. Ewert / Wagenhofer (2008), S. 86.

<sup>1101</sup> Vgl. für ein ganzzahliges Investitionsproblem im Energiesektor unter Emissionsauflagen Sirikum / Techanitisawad / Kachitvichyanukul (2007) und Sirikum / Techanitisawad (2006).

Strukturvariablen und damit der Anzahl an Kombinationsmöglichkeiten ist die Annahme der Linearität eine akzeptierte Vorgehensweise, um mit hinreichender Genauigkeit eine Reduktion auf die maßgeblichen Variablen herbeizuführen und dennoch wichtige Beziehungen nicht zu vernachlässigen.<sup>1103</sup>

Diese Approximation der Realität erlaubt somit eine lineare Programmierung des Gleichungssystems und die Anwendung des Simplex Algorithmus als Lösungsverfahren. In linearen Problemen sind Randlösungen des von den Restriktionen aufgespannten Raums, auch Polytope oder Convex Hull genannt, für die Erfüllung der Zielfunktion zulässig und optimal,<sup>1104</sup> weshalb die Simplex-Methode die Eckpunkte des Lösungsraums (hier nach dem maximalen Gewinn) absucht. In diesem Problem definiert ein Eckpunkt eine zulässige Kombination an Anlagen (Verfahrenswahl), mit deren Einsatz die Strom- und Wärmenachfrage befriedigt werden könnte. Aufgrund der hohen Anzahl an Anlagen (aber auch mehreren Produkten und bindenden Restriktionen) existiert eine große Anzahl an Eckpunkten, was das Finden der optimalen Lösung erschwert.<sup>1105</sup> Mittelgroße Probleme (5 bis 100 oder sogar 1000 Variablen) lassen sich nicht mehr per Hand lösen, sondern bedürfen mathematischer Software-Programme.<sup>1106</sup> Um aus den vielen zulässigen Kombinationsmöglichkeiten dennoch das globale Optimum zu finden, wurde das Produktionsplanungsmodell in ILOG OPL programmiert und mit dem Solver CPLEX gelöst. Aus der optimalen Anlageneinsatzplanung lassen sich anschließend die erzeugten Strom- und Wärmemengen je Anlagentyp sowie die gesamte Emissionsmenge für einen bestimmten Zertifikatpreis ableiten.

### **5.1.3. Iteratives Verfahren und Sensitivitätsanalyse zur Ermittlung des Zertifikatpreises und kurzfristiger volkswirtschaftlicher Konsequenzen**

Im Gegensatz zu anderen ökonomischen Umweltinstrumenten (z.B. einer Emissionssteuer oder Fördermitteln) ist, wie in Kapitel 2.2.4.4. erläutert, beim Emissionshandel mit dem Angebot an Zertifikaten die Emissionsmenge und nicht der Preis bekannt. Der Preis für ein Zertifikat bestimmt sich am Markt eben aus diesem Angebot und der Nachfrage nach Emissionsberechtigungen. Während mit dem CAP 2005-2007 und dem CAP 2008-2012 das preisunelastische Angebot an Zertifikaten in Höhe von 495,5 und 453,07 Mio. t pro Jahr festgelegt ist (vgl. Kapitel 2.3.2. und 2.3.3.), muss die Nachfrage nach Zertifikaten erst in Abhängigkeit des

<sup>1102</sup> Vgl. Hable (2004), S. 15 ff für die Erläuterung, warum ein Verbundnetz gut mit linearen Modellen abgebildet werden kann.

<sup>1103</sup> Vgl. Ewert / Wagenhofer (2008), S. 111 und Küpper (2008), S. 135 und 137.

<sup>1104</sup> „Bei linearen Abhängigkeiten befindet sich das Optimum stets auf dem Rand des zulässigen Bereichs und ist darüber hinaus ein Eckpunkt.“ Ewert / Wagenhofer (2008), S. 122.

<sup>1105</sup> Vgl. Ewert / Wagenhofer (2008), S. 105.

<sup>1106</sup> Vgl. Luenberger / Ye (2008), S. 5.

Preises berechnet werden, um anschließend den Schnittpunkt aus Angebots- und Nachfragekurve zu finden.

Die Nachfrage nach Zertifikaten hängt jedoch von den im Produktionsprozess produzierten Emissionen und deren Höhe wiederum von den eingesetzten Anlagen und verfeuerten Primärenergien ab. Da die Anlageneinsatzplanung im Gegenzug aber auch vom Zertifikatpreis beeinflusst wird, entsteht hier eine Interdependenz. Die Optimierung des Produktionsplanungsmodells muss deshalb in einem Iterationsverfahren für eine Vielzahl an Zertifikatpreisen durchgeführt werden, bis die Emissionshöhe das Zertifikatangebot erreicht.

Da sich bei Variation des Zertifikatpreises sprunghafte Veränderungen der Lösung beobachten lassen, die in diesem Kontext auch *switch load effect* genannt werden, bietet sich für die Suche nach kritischen Zertifikatpreisen die Anwendung einer Sensitivitätsanalyse an. Diese Art der Untersuchung von Grenzbereichen eines Faktors unter *Ceteris-paribus*-Klausel erweist sich deshalb als besonders geeignet,<sup>1107</sup> da es sich im vorliegenden Energie- und Stoffflussmodell um ein komplexes System mit eindeutigen mengen- und wertmäßigen Relationen zwischen ausgebrachten Produkten und eingesetzten Produktionsfaktoren handelt.<sup>1108</sup> Die Sensitivitätsanalyse leistet hier somit einen Beitrag zur Ermittlung der Preiselastizität der Zertifikatnachfrage und damit zur Ableitung der Nachfragefunktion nach Emissionsberechtigungen. Simultan lässt sich damit der optimale Anlageneinsatzplan bei unsicheren Zertifikatpreisen bestimmen.<sup>1109</sup> Anschließend kann der Gleichgewichtspreis für Emissionsrechte aus Angebot und Nachfrage abgeleitet werden. Abbildung 38 erläutert nochmals die Vorgehensweise.

---

<sup>1107</sup> Eine Sensitivitätsanalyse sucht den kritischen Wert eines Faktors, der nicht mehr innerhalb der Bandbreite liegt, in der eine Variation keine Veränderung der Lösung zur Folge hat. Vgl. Schweitzer / Küpper (2008), S. 495.

<sup>1108</sup> Bei Energie- und Stoffflussmodellen stehen mengen- und wertmäßige Relationen zwischen ausgebrachten Produkten und eingesetzten Produktionsfaktoren im Vordergrund. Vgl. Fichtner (2005), S. 51.

<sup>1109</sup> Darüber hinaus könnte auch eine Sensitivitätsanalyse für verschiedene Konstellationen von Energiepreisen durchgeführt werden. Vgl. für einen Ausbau zu einem Simulationsmodell Schweitzer / Küpper (2008), S. 518.

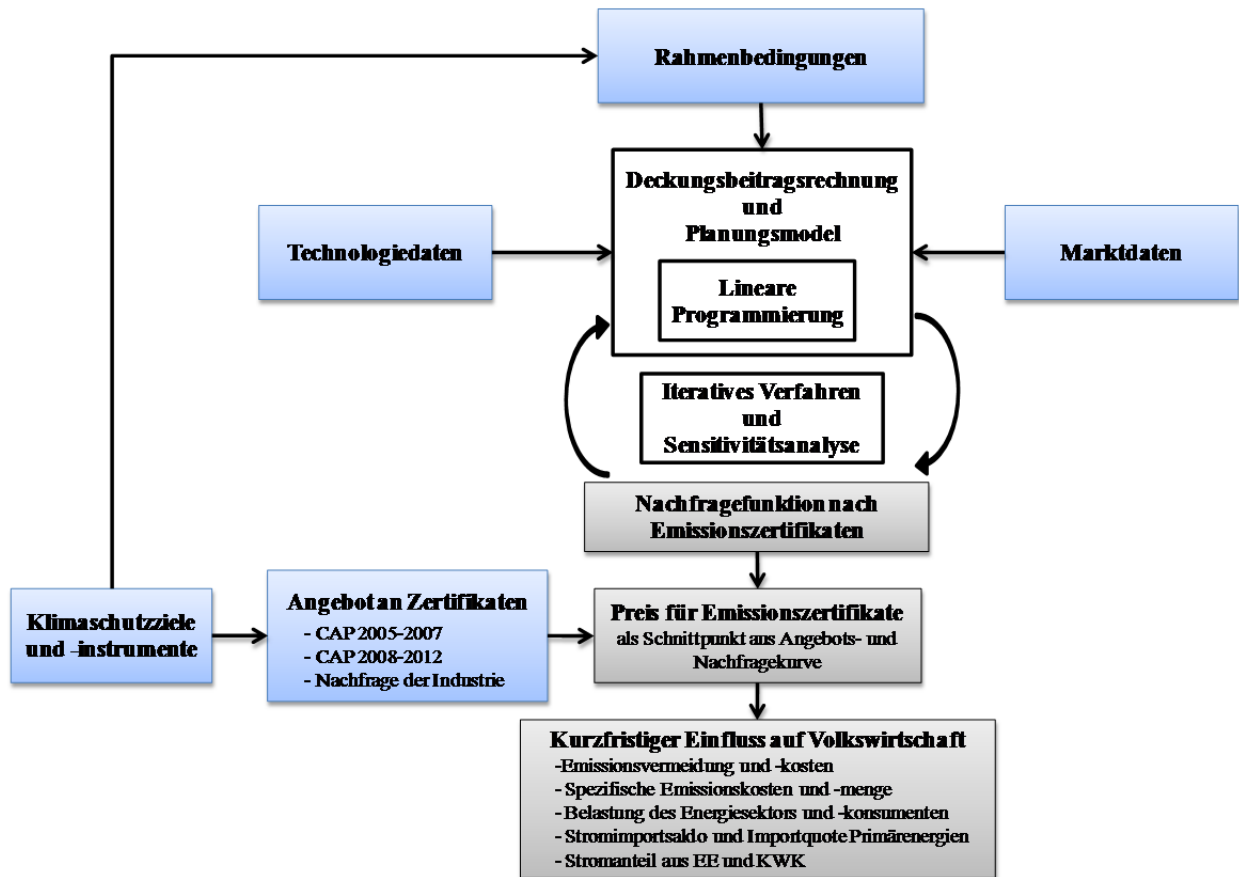


Abbildung 38: Vorgehensweise zur Ableitung des Zertifikatpreises und volkswirtschaftlicher Auswirkungen im kurzfristigen Planungshorizont<sup>1110</sup>

Für den ermittelten Marktpreis lassen sich anschließend Kosten und Nutzen des Emissionshandelssystems im kurzfristigen Horizont analysieren. Dabei spielen insbesondere die Emissionsvermeidung, Emissionskosten und Vermeidungskosten eine Rolle. Des Weiteren werden der Anteil der Emissionskosten am Strompreis und die Entwicklung der Deckungsbeiträge des Energiesektors untersucht. Für die deutsche Volkswirtschaft ist außerdem der Einfluss des Emissionshandels auf den Stromimportsaldo, auf den Einsatz der Erneuerbare Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung sowie die Entwicklung der Quote des Primärenergieimports von Interesse.

#### 5.1.4. Prognose langfristiger Auswirkungen des Emissionshandels mittels Szenarioanalyse

Die meisten energie- und umweltpolitischen Ziele sind für das Jahr 2020 definiert. Um deren langfristige Erreichung zu prognostizieren, kann nicht von einem unveränderten Kraftwerks-

<sup>1110</sup> Eigene Darstellung.

park ausgegangen werden, weshalb nach der Ermittlung kurzfristiger Auswirkungen des Emissionshandels neben der Ausnutzungsdauer auch Anlagenzu- und -rückbauten als Entscheidungsvariablen im Modell zugelassen werden. Da sich über einen Zeitraum von einem Jahrzehnt außer der Anpassung des Anlagenportfolios auch – wie man mit den Entscheidungen zum Atomausstieg (vgl. Kapitel 3.2.2.3.1.) gesehen hat – die politischen Rahmenbedingungen und Marktgegebenheiten ändern können, wird die Analyse in den zehn verschiedenen und in Tabelle 32 dargestellten Szenarien durchgeführt.

Szenario	a) Konstante Primärenergiepreise	b) Steigende Primärenergiepreise
0 Referenzszenario: Ohne Emissionshandel	0a – stabil	0b – steigend
1 Basisszenario: Mit Emissionshandel	1a – stabil	1b – steigend
2 Ausbau Grenzkuppelstellen	2a – stabil	2b – steigend
3 Ohne Kernkraftausstieg	3a – stabil	3b – steigend
4 Mit Marktanzreizprogramm	4a – stabil	4b – steigend

Tabelle 32: Szenarien der Szenarioanalyse<sup>1111</sup>

Szenario 1 stellt das Basisszenario dar. Das Referenzszenario 0 ohne Emissionshandelssystem dient im Vergleich mit dem Basisszenario der Extraktion der eigentlichen Effekte des Emissionshandels. Die Szenarien 2 bis 4 ergänzen den Emissionshandel um weitere politische Maßnahmen. Diese stellen den Ausbau des europäischen Binnenmarkts, die Rücknahme des Ausstiegs aus dem Kernenergieprogramm und die Schaffung von Investitionsanreizen durch Förderprogramme dar. Die Analyse wird jeweils bei stabilen und steigenden Primärenergiepreisen durchgeführt. Von sinkenden Brennstoffpreisen kann gemäß den Ausführungen in Kapitel 3.3.2.2.2. und 3.3.2.2.3. nicht ausgegangen werden. Je nach Szenario werden sich das Anlagenportfolio, die Zertifikatpreise und die Endenergiepreise unterschiedlich entwickeln, was in der Produktionsplanung zu neuen Inputdaten führt und im Modell, wie Abbildung 39 zeigt, durch Rückkopplung berücksichtigt wird.

<sup>1111</sup> Eigene Darstellung.

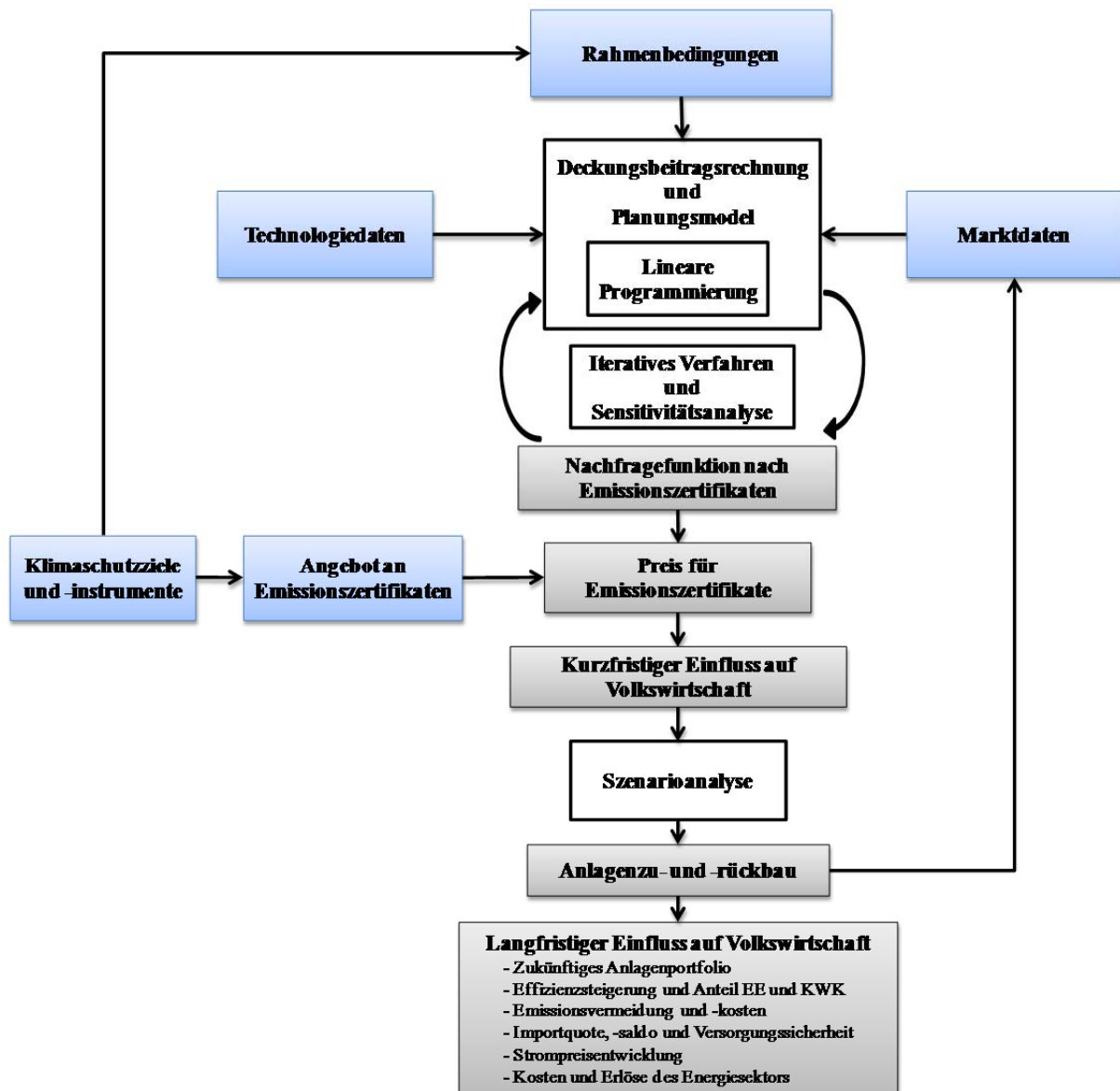


Abbildung 39: Vorgehensweise zur Ermittlung des Umbaus des Anlagenportfolios und langfristiger Auswirkungen<sup>1112</sup>

## 5.2. Ergebnisse der Modellierung

### 5.2.1. Optimierte Verfahrenswahl

#### 5.2.1.1. Ausnutzungsdauern und Produktionsmengen verschiedener Technologien

##### *Ausnutzungsdauern*

Nach Lösung des Modells für einen Zertifikatpreis von 15 € im Jahr 2009 ergeben sich folgende Ausnutzungsdauern für die verschiedenen in Deutschland installierten Anlagentypen.

<sup>1112</sup> Eigene Darstellung.



Zum Vergleich befinden sich in Abbildung 40 zusätzlich, wie die Anlagen ohne Einführung des Emissionshandels, was einem EUA von 0 € entspricht, gefahren worden wären.

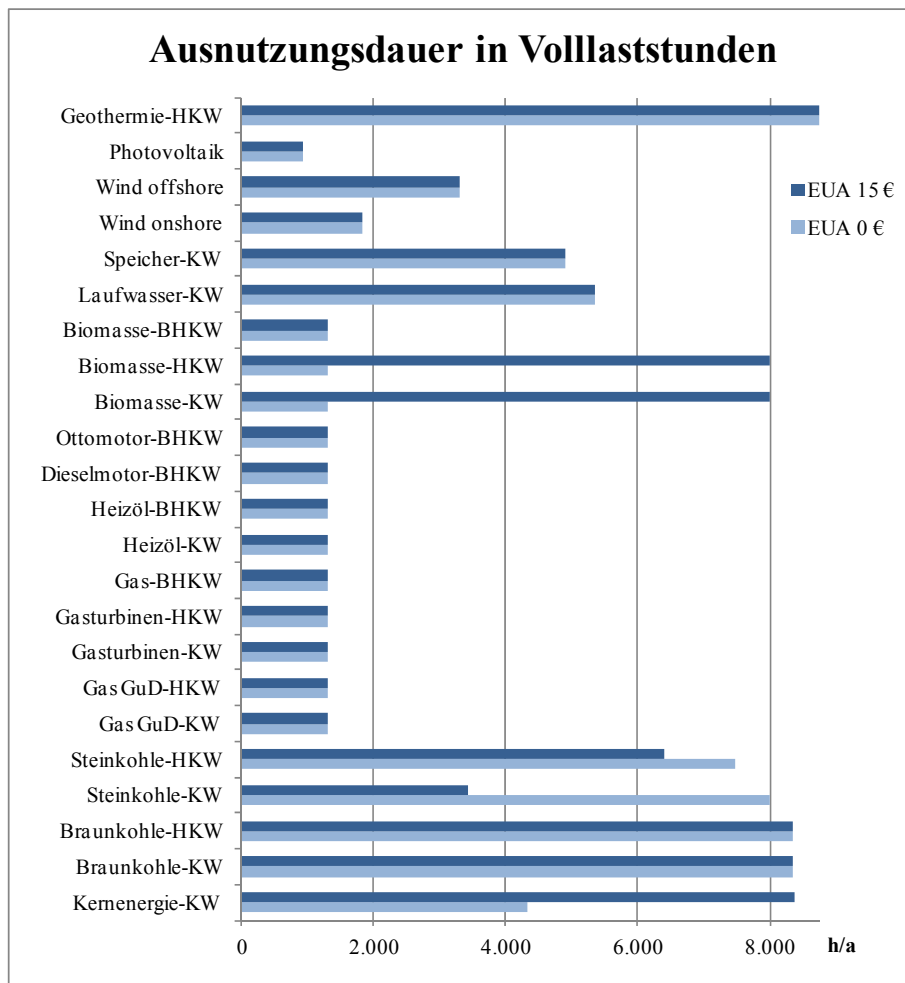


Abbildung 40: Ausnutzungsdauer nach Anlageneinsatzoptimierung im Szenario: 2009 mit Zertifikatpreis (EUA) von 15 € und 0 €<sup>1113</sup>

Bei über 7.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr spricht man von Grundlastkraftwerken. Bei einem Zertifikatpreis von 15 € werden Kern- und Braunkohlekraftwerke im Jahr 2009 mit ihrer maximalen Verfügbarkeit eingesetzt. Dabei zeigen sie sich gegenüber dem Emissionshandel in einer Spannweite von 5 bis 39 € je Emissionsberechtigung als robust.

Mittellastkraftwerke (z.B. Steinkohle- und Biomassekraftwerke) liegen mit der Anzahl der Vollbenutzungsstunden aber auch hinsichtlich Größe und Anfahrtszeiten zwischen Grund- und Spitzenlastkraftwerken.<sup>1114</sup> Steinkohlekraftwerke und -heizkraftwerke, die von den Biomassekraftwerken und -heizkraftwerken bereits ab einem Zertifikatpreis von 11,50 € in der

<sup>1113</sup> Eigene Darstellung.

<sup>1114</sup> Vgl. Borgmann (2004), S. 30 f.

Einsatzreihenfolge verdrängt werden, stellen bei einem Preis von 15 € Grenzkraftwerke<sup>1115</sup> dar.

Die mit flüssigen Brennstoffen befeuerten Anlagen werden dagegen nicht mehr als nötig eingesetzt. Gas und Mineralölprodukte erzielen hohe Weltmarktpreise, weshalb die Arbeitskosten bei diesen Anlagen hoch sind. Die emissionsärmeren Gas-GuD-Kraftwerke und -Heizkraftwerke wären erst ab einem Zertifikatpreis von 39,50 € konkurrenzfähig. Gas- und mineralölbefeuerte Anlagen werden dennoch für die Abdeckung der Spitzennachfrage, fehlprognostizierter Nachfrage und zur Versorgungsgewährleistung bei Ausfall bzw. Fehlprognosen von Windkraftwerken benötigt.<sup>1116</sup> Insbesondere bei Gasturbinen- und motorbetriebenen Kraftwerken handelt es sich nämlich um Technologien mit hoher Lastwechselgeschwindigkeit (Gasturbine  $\pm 10$  % pro Minute; zum Vergleich Braunkohlekraftwerk  $\pm 2$  % pro Minute), mit geringen Anfahrtszeiten von wenigen Minuten aus dem Kaltstart und mit niedrigen An- und Abfahrkosten.<sup>1117</sup> Üblicherweise laufen die sogenannten Spitzenlastkraftwerke jährlich unter 1.300 Vollbenutzungsstunden.<sup>1118</sup>

Die Geothermie-Heizkraftwerke wie auch die nicht-thermischen Kraftwerke bedürfen keiner Brennstoffe und zeichnen sich deshalb durch sehr geringe variable Kosten aus. Die geringen Arbeitskosten sollten zu einem hohen Anlageneinsatz führen. In den optimierten Ausnutzungsdauern spiegelt sich jedoch auch das Dargebot der Primärenergien wider, weshalb die nicht-thermischen Kraftwerke weit unter den maximal möglichen 8.760 Volllaststunden laufen.<sup>1119</sup>

Da es für die Wärmeerzeugung weniger Varianten gibt, beeinflusst der Anlageneinsatz zur Befriedigung der Wärmenachfrage den der Stromnachfrage. In anderen Worten reduziert das Stromangebot aus Kraft-Wärme-Kopplung die Ausnutzungsdauern der reinen Kraftwerke. Insofern stehen die Ergebnisse des Modells nicht im Widerspruch zur Realität, da wie in Kapitel 4.2.2.3.3. beschrieben Heizkraftwerke meist auf hohe Auslastungsdauern ausgelegt sind und wärmegeführt eingesetzt werden. Stromfehlmengen oder -überschüsse für die lokale Nachfrage werden hingegen über das Stromnetz ausgeglichen. In diesem Szenario ist bei einem Zertifikatpreis von 15 € zu beobachten, dass Steinkohle-Heizkraftwerke die Stromproduktion in reinen Steinkohlekraftwerken verdrängen, da zusätzliche Erlöse aus dem Wärme-

---

<sup>1115</sup> Bei einem Grenzkraftwerk handelt es sich um das zuletzt einspeisende Kraftwerk, das für den Großhandelspreis bestimmend ist.

<sup>1116</sup> Zu Erzeugungsverlagerung in Mittel- und Spitzenlastkraftwerke aufgrund von Windprognosefehlern siehe auch Geiger / Hardi / Brückl / Roth / Tzscheutschler (2004).

<sup>1117</sup> Vgl. Heinzow / Tol / Brümmer (2005), S. 17.

<sup>1118</sup> Vgl. Borgmann (2004), S. 30 f.

<sup>1119</sup> Vgl. Geiger / Hardi / Brückl / Roth / Tzscheutschler (2004), S. 53 und Borgmann (2004), S. 8-13.

verkauf den Stromverlust mehr als kompensieren. Darüber hinaus kommen vor allem Braunkohle-, Biomasse- und Geothermie-Heizkraftwerke für die Wärmeproduktion zum Einsatz.

*Strom- und Wärmemengen*

Leitet man aus dem Anlageneinsatz nun die auf den verschiedenen Anlagentypen produzierten Strom- und Wärmemengen durch Multiplikation der Volllaststunden mit der installierten Leistung ab, ergeben sich bei einem Zertifikatpreis von 15 € für das Jahr 2009 folgende Ergebnisse.

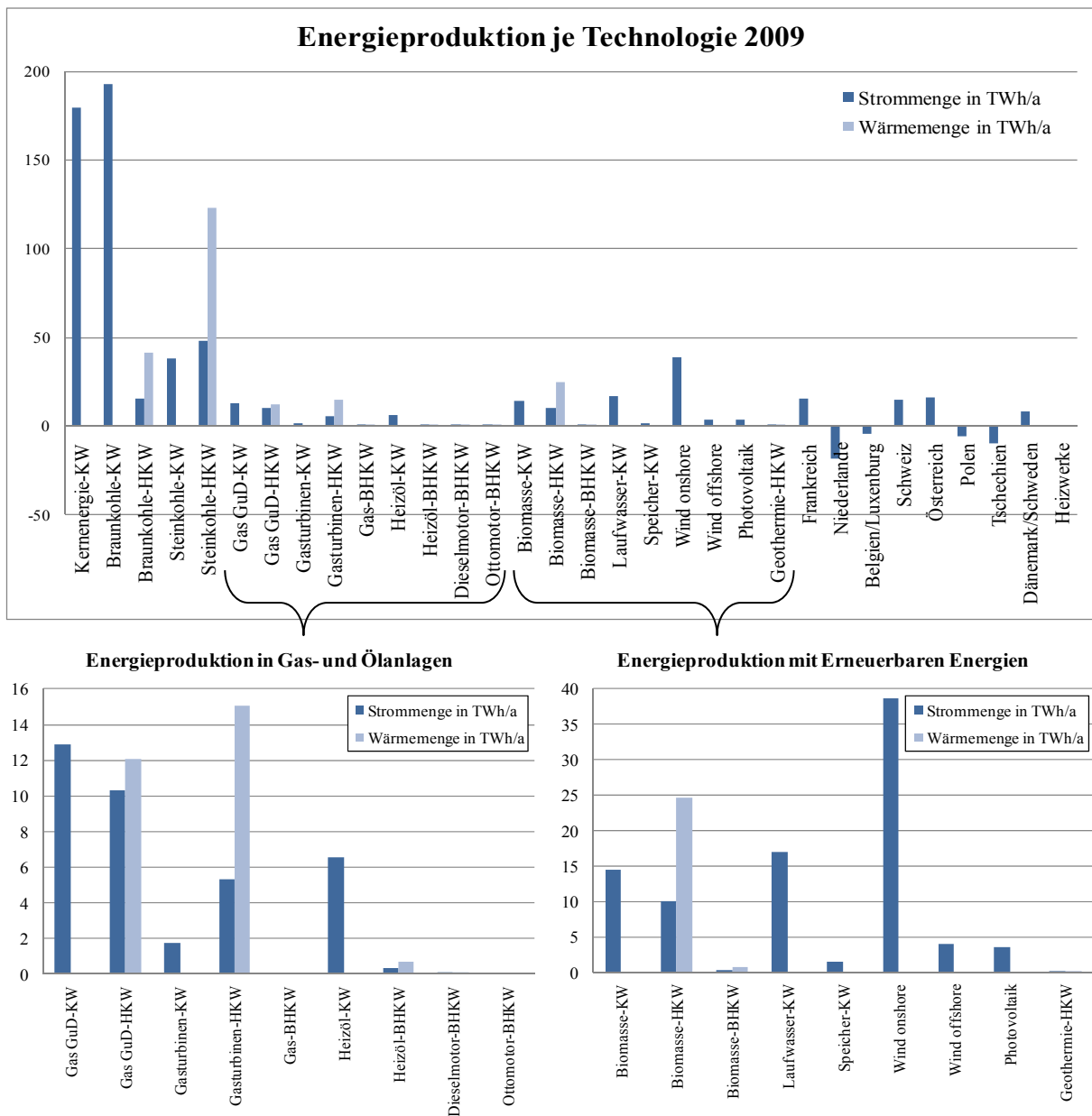


Abbildung 41: Strom- und Wärmeproduktion für Zertifikatpreis von 15 € im Jahr 2009<sup>1120</sup>

<sup>1120</sup> Eigene Darstellung.

Vergleicht man Abbildung 41 mit den Ausnutzungsdauern der Anlagentypen, lassen sich die unterschiedlichen Anteile der verschiedenen Technologien im deutschen Kraftwerksportfolio (vgl. Kapitel 3.3.2.3.) zum Teil deutlich erkennen. Eine große Menge an Strom wird in Kern-, Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken<sup>1121</sup> aber auch Steinkohleheizkraftwerken und Windkraftanlagen produziert.

Wärme wird hingegen überwiegend in Steinkohle-, Braunkohle-, aber auch in Biomasseheizkraftwerken erzeugt. Während Gasturbinen- und GuD-Heizkraftwerke auch einen Beitrag leisten, ist die Strom- und Wärmemenge aus Geothermie-Heizkraftwerken aufgrund der sehr geringen installierten Leistung in Deutschland verschwindend gering. Blockheizkraftwerke zeigen sich hingegen gegenüber der Kraft-Wärme-Kopplung in Großanlagen als weniger rentabel.

Zu einem Zertifikatpreis von 15 € wird im Jahr 2009 außerdem ein Stromsaldo in Höhe von 19 TWh importiert. Während Niederlande, Belgien/Luxenburg, Polen und Tschechien zu den Stromempfängern zählen, wird aus Frankreich, Schweiz, Österreich und Dänemark/Schweden Strom nach Deutschland geliefert. Erstere zeichnen sich durch überwiegend fossil geprägte Kraftwerksportfolios aus (vgl. Tabelle 15 in Kapitel 3.3.3.1.), weshalb sich ein steigender Zertifikatpreis auf ihre Produktionskosten stärker auswirkt. Demgegenüber verfügt die zweite Gruppe über einen relativ hohen Anteil an emissionsarmen Technologien in ihrem Anlagenpark (vgl. Tabelle 15 in Kapitel 3.3.3.1.). Der Strompreis dieser Länder ist deshalb verhältnismäßig robust gegenüber Variationen des Zertifikatpreises. Mit Anstieg des Zertifikatpreises kommt es folglich zu Veränderungen der in Formel 39 und 44 (vgl. Kapitel 4.3.3.5. und 5.1.1.1.) erläuterten Differenz zwischen in- und ausländischen Strompreis mit Konsequenzen für den Stromimportsaldo.

### **5.2.1.2. Sensitivitätsanalyse bezüglich des Zertifikatpreises**

Zwar wurden nun die Anlageneinsatzplanung sowie die erzeugten Strom- und Wärmemengen je Anlagentyp für einen wahrscheinlichen Zertifikatpreis von 15 € für die gesamte erste und zweite Handelsperiode<sup>1122</sup> ermittelt, jedoch bestimmt sich der Preis für eine Emissionsberechtigung endogen, weshalb für die Jahre 2005 bis 2012 eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt wurde. Die Abbildungen 42 und 43 zeigen den switch load effect für die Jahre 2005 und

---

<sup>1121</sup> Aus politisch-strategischem Erfordernis, dass der komplette Ausfall eines Primärenergieträgers nicht zu Einschränkungen der Stromversorgung führen darf, resultiert in etwa ein Drittmix aus Kern-, Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken. Vgl. Heinzow / Tol / Brümmer (2005), S. 11.

<sup>1122</sup> Es ist an dieser Stelle anzumerken, dass es sich bei Ergebnissen für die Jahre 2010 bis 2012 um Prognosen handelt, da zum Zeitpunkt der Analyse benötigte Daten (z.B. Primärenergiepreise) noch nicht vorlagen.

2008, die ausgewählt wurden, da die Ergebnisse in diesen beiden Jahren die größten Unterschiede aufweisen.

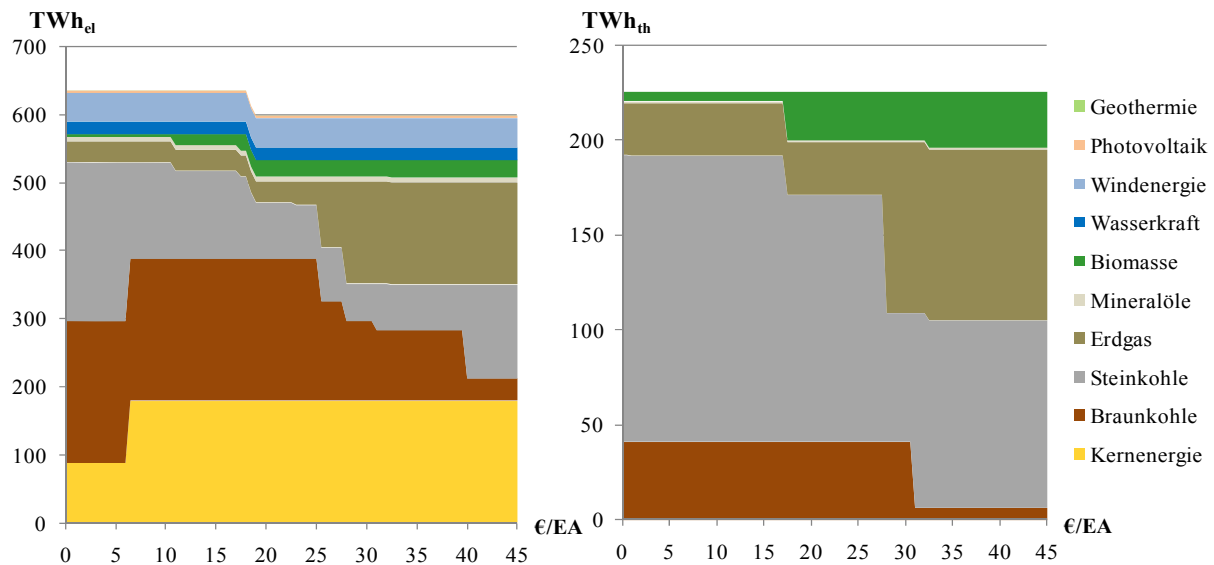


Abbildung 42: Strom- und Wärmeproduktion in Abhängigkeit des Zertifikatpreises 2005<sup>1123</sup>

Im Jahr 2005 führt eine Anhebung des Zertifikatpreises von Null auf 45 € zu einer Vielzahl an Anlagenwechseln in der Produktionsplanung. Der erste kritische Wert wird bei 6 € erreicht. Davor werden die Anlagen auf die gleiche Weise gefahren, als gäbe es kein Emissionshandelssystem.<sup>1124</sup> Anschließend zeigt der Emissionshandel seine erste Steuerungswirkung, indem Steinkohlekraftwerke von Kernkraftwerken verdrängt werden. Bereits ab einem Zertifikatpreis von 11 € sind Biomassekraftwerke vorteilhafter als Steinkohlekraftwerke und ab einem Preis von 17,50 € sind auch Biomasseheizkraftwerke Steinkohleheizkraftwerken überlegen. Mit Ausnahme des Biomasse-BHKW, das einen Preis von 32,50 € braucht, reicht somit ein Zertifikatpreis von 17,50 € aus, um alle mit Erneuerbaren Energien betriebenen Anlagen entsprechend ihrer Verfügbarkeit voll auszulasten. Die restlichen Steinkohlekraftwerke und -heizkraftwerke werden schließlich ab einem Preis von 23 € durch Gas GuD-Kraftwerke und ab 28 € durch Gas GuD-Heizkraftwerke ersetzt, bis sie schließlich ab einem Zertifikatpreis von 31 € und 40 € wieder anstelle von Braunkohleheizkraftwerken und -kraftwerken hochgefahren werden. Das liegt daran, dass Gas GuD-Kraftwerke und -Heizkraftwerke, die bereits ab 25,50 € und 28 € vorteilhafter als Braunkohlekraftwerke sind, längst an der Kapazitätsgrenze fahren. Die Gasturbinenkraftwerke und -heizkraftwerke, die schlechtere Wirkungsgrade als die GuD-Anlagen besitzen, werden hingegen nach wie vor nur für die Spitzenlast eingesetzt.

<sup>1123</sup> Eigene Darstellung.

<sup>1124</sup> Mit Ausnahme des nicht ins Gewicht fallenden Gas-BHKWs, das ab 1 € Zertifikatpreis hochgefahren wird.

Schlussendlich lässt sich ab 18,50 € noch ein Rückgang der gesamten Stromproduktion beobachten, indem von Stromexport auf -import übergegangen wird.

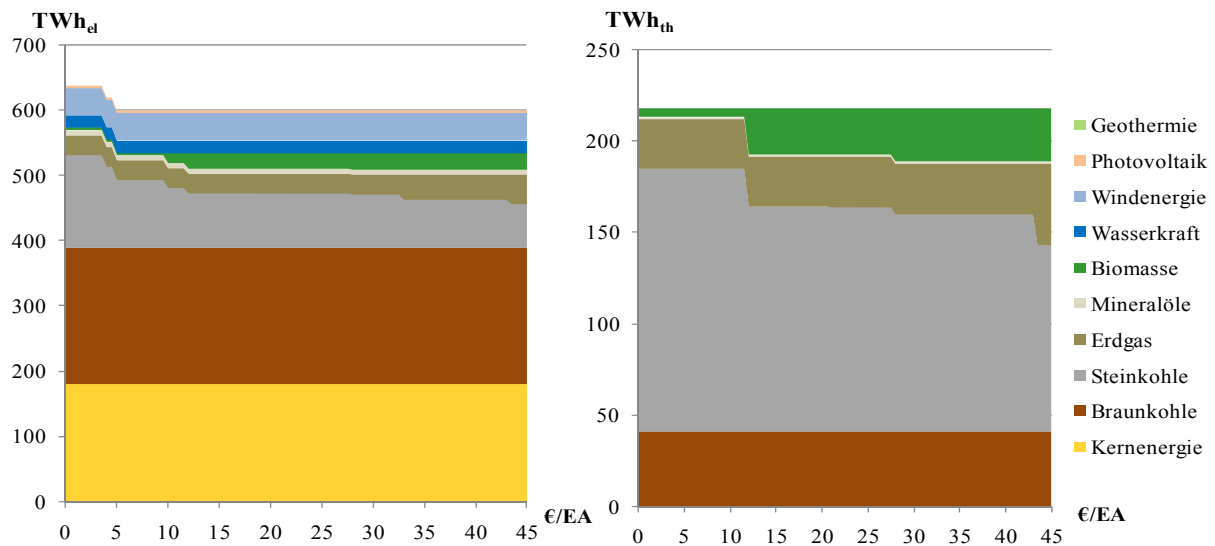


Abbildung 43: Strom- und Wärmeproduktion in Abhängigkeit des Zertifikatpreises 2008<sup>1125</sup>

Im Gegensatz zum Jahr 2005 ist der switch load effect im Jahre 2008 weniger stark ausgeprägt. Die unterschiedlichen Sensitivitäten auf den Zertifikatpreis lassen sich durch die Preisentwicklungen der Primärenergien (vgl. Kapitel 3.3.2.2.3.) in den letzten Jahren erklären. Mit dem starken Anstieg der Weltmarktpreise für Rohstoffe von 2005 bis 2008 nahmen vor allem die Preise für die bereits teureren Mineralölprodukte, Erdgas und auch Steinkohle zu, während die Erneuerbaren Energien (einschließlich Biomasse) und die heimische Braunkohle von dem Preisanstieg kaum betroffen waren. Auch der Uranpreis blieb vergleichsweise konstant. Damit nahm die Preisdifferenz zwischen den verschiedenen Primärenergien stark zu. Der Emissionshandel zeigt folglich einen schwächeren Einfluss auf die Produktionsentscheidungen und kann deshalb bei diesen großen Preisunterschieden seine Wirkung kaum entfalten.

<sup>1125</sup> Eigene Darstellung.

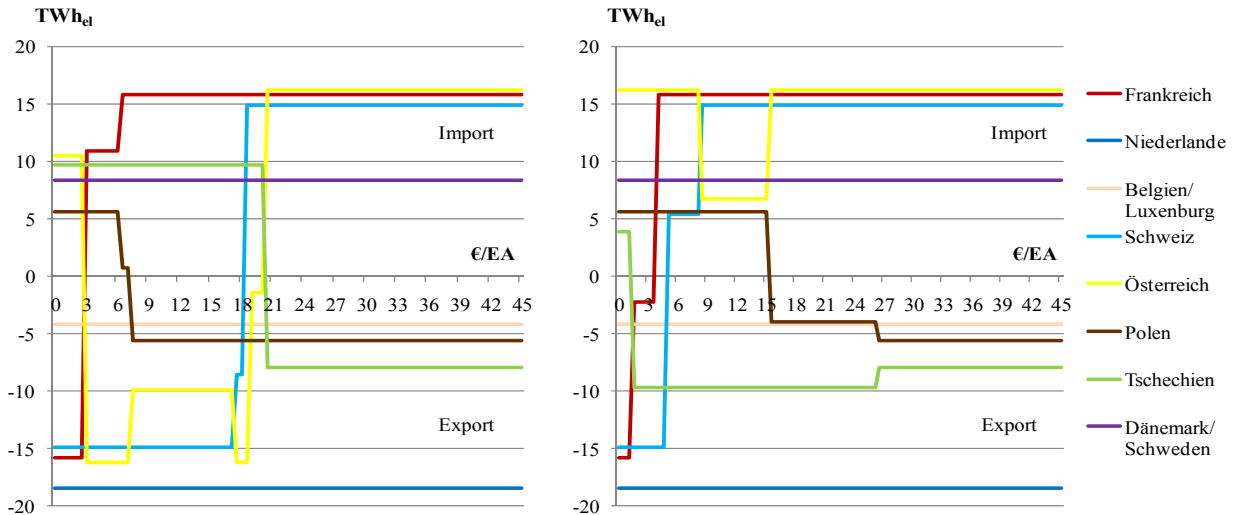


Abbildung 44: Stromhandel in Abhängigkeit des Zertifikatpreises 2005 und 2008<sup>1126</sup>

Vergleicht man in Abbildung 44 das Jahr 2005 und 2008, stellt man außerdem fest, dass der Rückgang des Stromexportsaldos im Jahr 2008 bereits bei 4 € anstelle von 18,50 € einsetzt. Während erst der Stromexport nach Frankreich und dann der in die Schweiz 2005 ab einem Zertifikatpreis von 3 und 18,50 € und 2008 ab 4 und 5 € in Import übergeht, lässt sich Österreich, das zwar überwiegend emissionsfreie Wasserkraftwerke aber auch einen großen Anteil fossiler Anlagen im Portfolio besitzt, nicht als eindeutiger Profiteur des Emissionshandels herauskristallisieren. Polen mit 97 % fossil befeuerten Anlagen und Tschechien mit 62 % werden bei derzeitigem Portfolio durch den Emissionshandel hingegen wie Deutschland einen Rückgang der Stromproduktion erfahren. 2005 setzt dieser für Polen bereits bei 7,50 € und für Tschechien bei 20,50 €, 2008 dagegen in umgekehrter Reihenfolge erst für Tschechien bei 1,50 € und dann für Polen bei 15,50 € ein. Der Stromhandel mit den Niederlanden, Belgien/Luxemburg und Dänemark/Schweden verhält sich hingegen in beiden Jahren robust gegenüber dem Emissionshandelssystem.

## 5.2.2. Der Zertifikatpreis als Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage

### 5.2.2.1. Ermittlung der Nachfragekurve aus jährlichen Emissionsmengen

Nachdem der Anlageneinsatz zur Strom- und Wärmeproduktion in Abhängigkeit des Zertifikatpreises für alle Jahre der ersten und zweiten Handelsperiode<sup>1127</sup> bestimmt ist, werden nun die jährlichen Emissionsmengen für dieses Produktionsprogramm berechnet.

<sup>1126</sup> Eigene Darstellung.

<sup>1127</sup> Es ist an dieser Stelle anzumerken, dass es sich bei Ergebnissen für die Jahre 2010 bis 2012 um Prognosen handelt, da zum Zeitpunkt der Analyse benötigte Daten (z.B. Primärenergiepreise) noch nicht vorlagen.

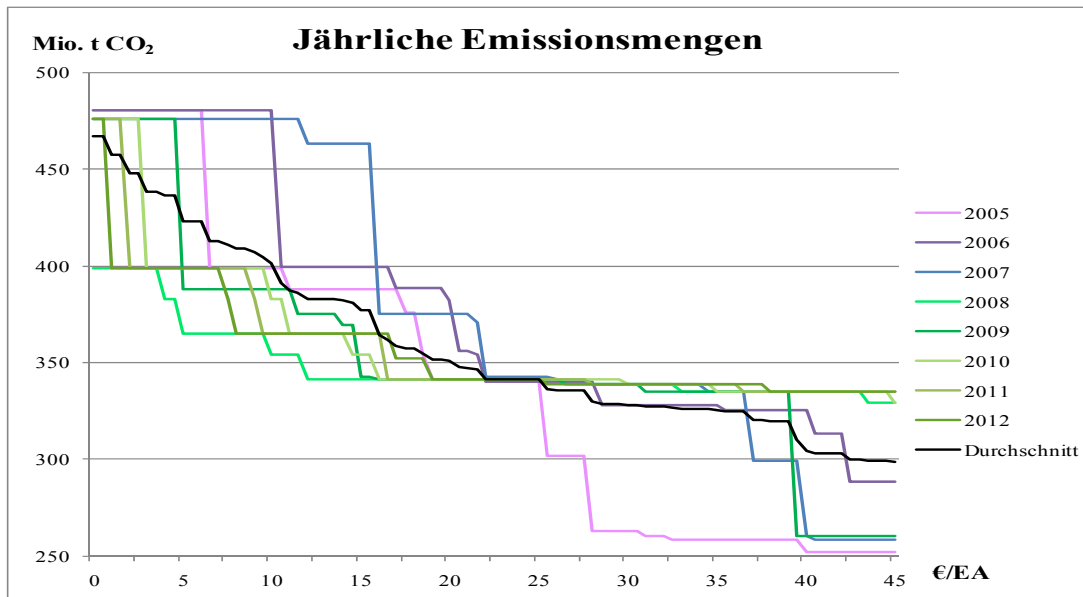


Abbildung 45: Jährl. Emissionsmengen in Abhängigkeit des Zertifikatpreises (2005-2012)<sup>1128</sup>

Dabei lässt sich in Abbildung 45 feststellen, dass die jährlichen Emissionsmengen in einer Spannweite von 480 bis 252 Mio. t CO<sub>2</sub> liegen. Eine Unterschreitung von 250 Mio. t CO<sub>2</sub> erscheint jedoch mit dem heutigen Kraftwerkspark und den Kapazitäten an Grenzkuppelstellen kaum möglich, da an diesem Punkt nur noch wenig zusätzliche emissionsarme Kapazitäten frei sind. Außerdem fällt auf, dass die unterschiedlichen Preisgefüge der Primärenergien in den verschiedenen Jahren sehr unterschiedliche Kurven hervorrufen, deren Eckdaten Tabelle 33 entnommen werden können.

Jahr	CO <sub>2</sub> -Emissionen in Millionen Tonnen			Emissionskosten in Millionen € bei Zertifikatpreis von 45 €	
	Zertifikatpreis von 0 €	Zertifikatpreis von 45 €	Differenz	Zu zahlende Emissionskosten	Eingesparte Emissionskosten
2005	480	252	228	11.354	10.260
2006	480	289	192	12.995	8.618
2007	476	258	218	11.623	9.792
2008	399	329	70	14.808	3.139
2009	476	261	215	11.731	9.684
2010	476	329	147	14.808	6.607
2011	476	335	141	15.065	6.350
2012	476	335	141	15.065	6.350

Tabelle 33: Eckdaten zu jährlichen Emissionsmengen und -kosten<sup>1129</sup>

Die verhältnismäßig geringen Preisunterschiede zwischen den Primärenergien führen im Jahr 2005 bei einem Anstieg des Zertifikatpreises auf 45 € zu den größten CO<sub>2</sub>-Einsparungen von

<sup>1128</sup> Eigene Darstellung.

<sup>1129</sup> Eigene Darstellung.



228 Mio. t, was 10,26 Mrd. € entspricht. Die geringste CO<sub>2</sub>-Vermeidung würde der Emissionshandel im Jahr 2008 mit 70 Mio. t erreichen. Die Ursache liegt darin, dass die Anlageneinsatzplanung eine geringe Sensitivität gegenüber Emissionskosten aufweist. Kern- und Braunkohlekraftwerke laufen aufgrund der sehr hohen Erdgas- und Steinkohlepreise konstant durch. Die Primärenergiepreise von Braunkohle sind sogar so viel günstiger, dass Emissionskosten in Höhe von 14,81 Mrd. € in Kauf genommen würden. Die Kurven der Prognosejahre 2010, 2011 und 2012 sowie die der Jahre 2007 und 2009 gleichen sich hingegen tendenziell aus Gründen ähnlicher Brennstoffpreisstrukturen. Allerdings tritt im Jahr 2007 der erste kritische Wert mit 12 € aufgrund des im Jahresvergleich höchsten Uranpreises erst sehr spät auf. Kernkraftwerke, die ein Vermeidungspotential von 81 Mio. t CO<sub>2</sub> besitzen, laufen 2007 sogar erst ab 16 € an ihrer Kapazitätsgrenze. Insgesamt lässt sich festhalten, dass bei einem Zertifikatspreis von 45 € in den Jahren 2005, 2006, 2007 und 2009 mit vergleichsweise moderaten Weltmarktpreisen für Primärenergien gegenüber den Jahren 2008, 2010, 2011 und 2012 auch die zu zahlenden Emissionskosten niedriger und die eingesparten höher liegen würden.

#### **5.2.2.2. Bestimmung des Angebots an Zertifikaten**

Nachdem die Nachfragefunktionen der Jahre 2005 bis 2012 ermittelt wurden, soll ihnen die Angebotskurve gegenübergestellt werden. Zwar ist das deutsche Gesamtbudget an EUA-Zertifikaten mit dem CAP 2005-2007 in Höhe von 495,5 Mio. t pro Jahr und dem CAP 2008-2012 in Höhe von 453,07 Mio. t pro Jahr bekannt (vgl. Kapitel 2.3.2. und 2.3.3.), unklar ist jedoch, wie viele der verfügbaren Emissionsberechtigungen dem Energiesektor zustehen und welchen Anteil die Industrie für sich beansprucht.

Der NAP I gibt eine durchschnittliche Emissionsmenge der Industrie von 161 Mio. t CO<sub>2</sub><sup>1130</sup> für die Jahre 2000-2002 und 162 Mio. t CO<sub>2</sub><sup>1131</sup> für das Jahr 2004 an (vgl. Kapitel 2.3.2.). Allerdings liegen diese Jahre vor der Einführung des Emissionshandels, weshalb diese Angaben eventuelle Investitionen in CO<sub>2</sub>-Vermeidungsmaßnahmen noch nicht beinhalten. Unklar ist außerdem die Abgrenzung der Industrieunternehmen in NAP I. Vermutlich wurden auch CO<sub>2</sub>-Emissionen von nicht vom Emissionshandel betroffenen Industrieprozessen erhoben.

Das Bundeswirtschaftsministerium setzt die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen des verarbeitenden Gewerbes in seiner Energiedaten-Tabelle von 2009<sup>1132</sup> hingegen in Höhe von 104 Mio.

<sup>1130</sup> Vgl. NAP 2008-2012, S. 16, 45 und 47; Ursprüngliche Quelle: Umweltbundesamt; Öko-Institut; Berechnungen des DIW Berlin.

<sup>1131</sup> Vgl. NAP 2008-2012, S. 16, 45 und 47; Ursprüngliche Quelle: Umweltbundesamt; Öko-Institut; Berechnungen des DIW Berlin.

<sup>1132</sup> Vgl. BMWi (2009b), Tabelle 9.

t CO<sub>2</sub> in 2005 und 101 Mio. t CO<sub>2</sub> in 2006 an. In seiner Energiedaten-Tabelle von 2010<sup>1133</sup> betragen die Angaben für die Jahre 2005 bis 2008 indessen 92 bis 97 Mio. t CO<sub>2</sub>. Da die DEHSt für das Jahr 2007 eine Emissionsmenge von 99.457.617 t CO<sub>2</sub><sup>1134</sup> verifizierte (Kapitel 2.3.2.) und diese Angabe auch in etwa zu den Daten der BMWi Energiedaten-Tabelle von 2010 passt, wird im Weiteren die DEHSt als Datenquelle verwendet.

Zwar könnte es als kritisch betrachtet werden, vom jeweiligen CAP unabhängig vom Zertifikatspreis 99 Mio. Zertifikate für die Industrie abzuziehen. Da in der Industrie jedoch weniger Prozessalternativen existieren, sind Industrieprozesse verhältnismäßig preisunelastisch, was auch die jährliche Kontinuität der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen des verarbeitenden Gewerbes in der BMWi Energiedaten-Tabelle von 2010<sup>1135</sup> trotz schwankender Zertifikatspreise belegt. Diese Vereinfachung der Realität gilt deshalb auch in der Literatur als akzeptabel.<sup>1136</sup>

### 5.2.2.3. Schnittpunkt aus Angebots- und durchschnittlicher Nachfragekurve

In den Abbildungen 46 und 47 kann nun der Schnittpunkt aus Angebot und Nachfrage für die erste und zweite Handelsperiode abgelesen werden.

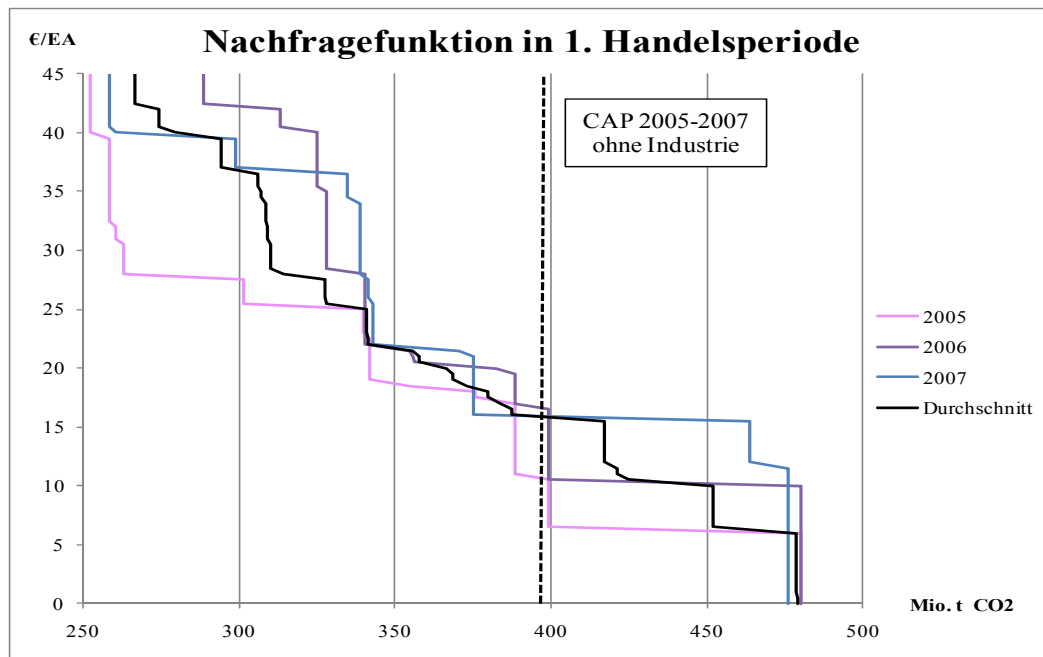


Abbildung 46: Nachfragekurven nach Emissionsberechtigungen der ersten Handelsperiode<sup>1137</sup>

<sup>1133</sup> Vgl. BMWi (2010), Tabelle 9.

<sup>1134</sup> Eigene Abbildung nach Daten aus TEHG Anhang 1, DEHSt (2009), S. 80 und DEHSt (2008b), S. 7 f.

<sup>1135</sup> Vgl. BMWi (2010), Tabelle 9.

<sup>1136</sup> „The industries further differ as only energy generators are able to adjust their fuel mix and hence CO<sub>2</sub> emissions quickly, at least within certain boundaries. The other sectors rely on processes that only allow incremental abatements.“ Veith, Werner, Zimmermann (2009), S. 16.

<sup>1137</sup> Eigene Darstellung.

Eine Angebotsmenge von 396,05 Mio. Berechtigungen führt im Jahr 2005 zu einem Preis von 11 €, im Jahr 2006 zu 17 € und im Jahr 2007 zu 16 €. Im Gegensatz zum Jahr 2007 fällt der Gleichgewichtspreis damit in den Jahren 2005 und 2006 in einen preisunelastischen Abschnitt der Nachfragefunktion.

Ein Rückgang des Gleichgewichtspreises um 4,50 € bzw. 6,50 € würde 2005 und 2006 nur einen Anstieg der Emissionsmenge um 10,8 Mio. t CO<sub>2</sub> verursachen. Andersherum betrachtet, würde eine Erhöhung des CAPs um 3,0 bzw. 3,2 Mio. Berechtigungen für eine Reduktion des Zertifikatpreises bereits auf 6,50 € bzw. 10,50 € ausreichen. Auf der anderen Seite führt aber bereits eine Zertifikatreduktion von 7,8 Mio. bzw. 7,6 Mio. zu einer Preissteigerung um 6,50 € auf 17,50 € bzw. um 3 € auf 20 €.

Im Jahr 2007 wäre hingegen eine weitere Absenkung des CAPs um 20,7 Mio. Berechtigungen ohne Konsequenzen für den Preis. Eine Preissenkung von 16 € auf 15,50 € (bzw. würde der Preis auf 12 € fallen) würde eine Erhöhung der Emissionsmenge um 67,5 Mio. t CO<sub>2</sub> erfordern.<sup>1138</sup>

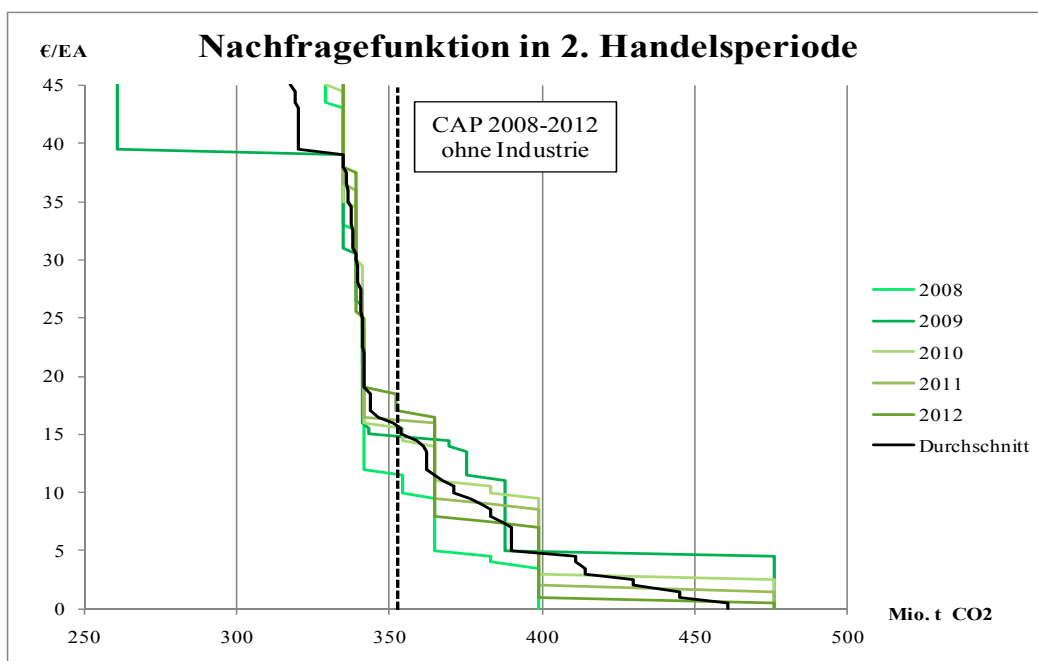


Abbildung 47: Nachfragekurven nach Emissionszertifikaten der zweiten Handelsperiode<sup>1139</sup>

Die zweite Handelsperiode weist hingegen mit Ausnahme des Jahres 2009 viel flachere also preisunelastischere Nachfragefunktionen auf. Insbesondere ab einer Emissionsmenge von 341 Mio. t CO<sub>2</sub> scheinen die Produktionsplanung und damit die Nachfrage nach Zertifikaten vom

<sup>1138</sup> Bei einem Preisanstieg von 15,50 € auf 16 € würde die Emissionsmenge von 463,5 Mio. t CO<sub>2</sub> sogar um 88,1 Mio. t CO<sub>2</sub> auf 375,4 Mio. t CO<sub>2</sub> fallen.

<sup>1139</sup> Eigene Darstellung.

Emissionshandel im kurzfristigen Horizont unbeeinflussbar zu sein. Das jährliche Angebot an Zertifikaten (ohne den Bedarf für die Industrie), das zu einem Gleichgewichtspreis von 12 € im Jahr 2008, 15 € im Jahr 2009, 16 € im Jahr 2010, 16,50 € im Jahr 2011 und 17 € im Jahr 2012 führt,<sup>1140</sup> liegt mit 353,62 Mio. Berechtigungen aber nicht in diesem unelastischen Kurvenbereichen.

Jedoch genügt im Jahr 2012 eine Reduktion des jährlichen CAPs um 14,7 Mio. Zertifikate, um den Zertifikatpreis von 17 € auf über 37,50 € ansteigen zu lassen. Bei einem Niveau von 341,5 Mio. t CO<sub>2</sub>, was einem Zertifikatpreis von 19 € entspricht, würde sogar eine Reduktion der Berechtigungen um 2,6 Mio. ausreichen. Im Jahr 2008 würde eine Reduktion des CAPs um 18,8 Mio. t CO<sub>2</sub>, das entspricht einer Senkung um 6,7 Mio. t CO<sub>2</sub> vom tatsächlichen Emissionsniveau von 341,5 Mio. t CO<sub>2</sub>, sogar zu einem Anstieg des Zertifikatpreises von 12 € auf über 43 € führen.

Um der Option von Banking & Borrowing gerecht zu werden und deren Effekte abzubilden, werden im Folgenden die durchschnittlichen Nachfragefunktionen verwendet. Da nur periodenbegrenzt Borrowing aber kein Borrowing zwischen Zuteilungsperioden und unbegrenztes Banking erst ab der zweiten Zuteilungsperiode erlaubt (vgl. Kapitel 2.3.6.) sind, ist es sinnvoll, die erste und die zweite Handelsperiode getrennt zu betrachten. Es lässt sich beobachten, dass die Möglichkeit einer Verschiebung der Nachfrage zwischen den Jahren einer Handelsperiode eine weniger unelastische Kurve hervorruft und damit Preiseffekte glättet. Der durchschnittliche Zertifikatpreis beläuft sich in Folge dessen, wie in Abbildung 48 erkennbar, in beiden Handelsperiode auf 16 €.

---

<sup>1140</sup> Einschließlich der Höchstmenge an zusätzlichen ERUs und CERs würde sich ein Preis für Emissionszertifikate zwischen 0 € und 5 € ergeben.

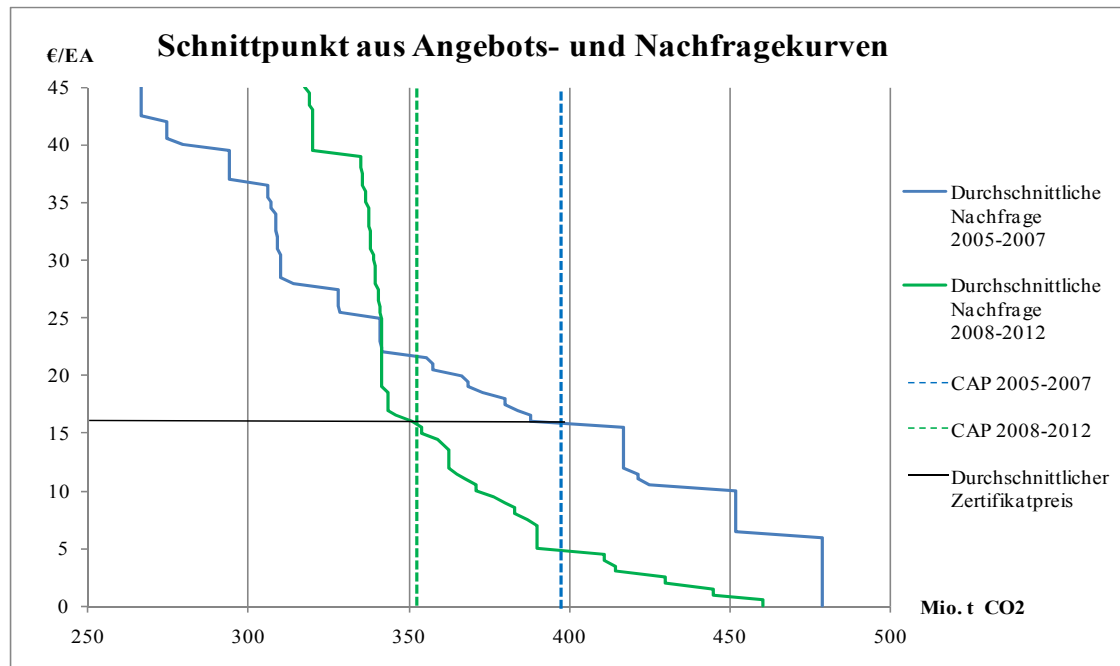


Abbildung 48: Durchschnittl. Angebots- und Nachfragekurven 1. und 2. Handelsperiode<sup>1141</sup>

Dennoch muss in Jahren mit hohen Weltmarktpreisen für Primärenergien das Angebot an Zertifikaten besonders sorgsam gewählt werden, um den Kriterien der ökologischen Effektivität und ökonomischen Effizienz für umweltpolitische Instrumente (vgl. Kapitel 2.2.1.) gerecht zu werden, d.h. um unnötige Kosten für Energiesektor und Konsumenten ohne größeren Emissionsrückgang zu vermeiden. In der praktischen Umsetzung könnte sich dies allerdings als schwierig erweisen, da das CAP auf mehrere Jahre im Voraus bestimmt wird und zu diesem Zeitpunkt nur Prognosen über zukünftige Primärenergiepreise existieren. Auf der anderen Seite erhöhen hohe Grenzkosten für Emissionen die Rentabilität von Vermeidungstechnologien und steigern somit langfristig die Investitionsbereitschaft. Neben Investitionen können auch der Handel mit Zertifikaten innerhalb Europas, die flexiblen Projektmechanismen JI und CDM und Banking & Borrowing für mehr Flexibilität und damit für eine höhere Preiselastizität sorgen.

### 5.2.3. Weitere Auswertungen im kurzfristigen Planungshorizont

Nach Bestimmung des Zertifikatpreises für die erste und zweite Handelsperiode werden die gesamten, jährlichen und spezifischen Emissionsmengen, -vermeidungen und -kosten ermittelt und in Tabelle 34 zusammengefasst.

<sup>1141</sup> Eigene Darstellung.

Volkswirtschaftliche Kennzahlen	Einheit	2005-2007 ohne ETS	1. Handels- periode	2008-2012 ohne ETS	Prognose für 2. Handels- periode
Ø Zertifikatpreis	€/ t CO <sub>2</sub>	0	16,00	0	16,00
Gesamte Emissionsmenge	Mio. t CO <sub>2</sub>	1.436,5	1.163,0	2.302,3	1.754,1
Emissionsvermeidung	Mio. t CO <sub>2</sub>	0	273,6	0	548,2
Gesamte Emissionskosten	Mio. €	0	18.607	0	28.066
Eingesparte Emissionskosten	Mio. €	0	4.377	0	8.771
Ø Jährliche Emissionsmenge	Mio. t CO <sub>2</sub>	478,8	387,6	460,5	350,8
Ø Jährliche Emissionsvermeidung	Mio. t CO <sub>2</sub>	0	91,2	0	109,6
Ø Jährliche Emissionskosten	Mio. €	0	6.202	0	5.613
Ø Jährlich eingesparte Emissionskosten	Mio. €	0	1.459	0	1.754
Spezifische Emissionsmenge	t CO <sub>2</sub> / MWh <sub>el</sub>	0,755	0,609	0,722	0,585
Spezifische Emissionsvermeidung	t CO <sub>2</sub> / MWh <sub>el</sub>	0	0,143	0	0,137
Spezifische Emissionskosten	€/ MWh <sub>el</sub>	0	9,75	0	9,36
Spezifische eingesparte Emissionskosten	€/ MWh <sub>el</sub>	0	2,29	0	2,19
Ø Anteil Emissionskosten an Strompreis	%	0	19,84	0	15,13
Ø Anteil Emissionskosten an Erlösen	%	0	13,33	0	9,87
Ø Anteil Emissionskosten an Deckungsbeitrag	%	0	26,32	0	17,87
Ø Jährlicher Deckungsbeitrag	Mio. €	30.638	23.567	37.976	31.884
Ø Jährliche Primärenergiekosten	Mio. €	15.579	16.737	19.097	18.309
Ø Jährlich produzierte Strommenge	TWh <sub>el</sub>	634,2	636,1	637,7	599,5
Ø Stromimportsaldo	%	-2,79	-3,10	-3,09	3,09
Ø Importquote Primärenergien	%	70,00	70,46	70,12	69,69
Ø Importquote inkl. Stromimportsaldo	%	57,91	58,39	58,00	58,35
Ø Anteil KWK an Stromerzeugung	%	14,45	14,43	14,07	15,01
Ø Anteil EE an Stromerzeugung	%	11,53	12,57	11,20	13,57
Ø Anteil EE an Wärmeerzeugung	%	2,21	5,37	2,26	7,94

Tabelle 34: Kennzahlen zu Auswirkungen des Emissionshandels<sup>1142</sup>

Außerdem werden von den Ergebnissen anschließend die Belastung des Energiesektors (z.B. Anteil der Emissionskosten am Branchenerlös und -deckungsbeitrag) und der Einfluss des Emissionshandels auf volkswirtschaftliche Kennzahlen, wie z.B. Anteil Emissionskosten am Strompreis, inländisch produzierte Strommenge und Stromimport, Quote der importierten Energiemengen und Primärenergiemengen sowie der Anteil KWK und Erneuerbarer Energien an der Strom- und Wärmeerzeugung, abgeleitet. Berechnet man außerdem die gleichen Kennzahlen ohne Emissionshandel (Zertifikatpreis von 0 €) und stellt diese in den Vergleich, lässt sich die Wirkung des Emissionshandels isoliert herausstellen.

<sup>1142</sup> Eigene Darstellung. Anmerkung: Durch Rundungen können Abweichungen entstehen.

### 5.2.3.1. Emissionsvermeidung, Emissionskosten und Vermeidungskosten

In der ersten Handelsperiode werden insgesamt 1.163,0 Mio. t CO<sub>2</sub> anstelle von 1.436,5 Mio. t CO<sub>2</sub> emittiert, also 273,6 Mio. t CO<sub>2</sub> (jährlich 91,2 Mio. t CO<sub>2</sub>) vermieden. Bei einem Zertifikatpreis von 16 € belaufen sich die Emissionskosten damit auf 18.607 Mio. € und die vermiedenen Kosten auf 4.377 Mio. €. In der zweiten Handelsperiode werden hingegen für 1.754,1 Mio. t emittiertes CO<sub>2</sub> Emissionskosten in Höhe von 28.066 Mio. € internalisiert. Bei einer Emissionsvermeidung von 548,2 Mio. t CO<sub>2</sub> (jährlich 109,6 Mio. t CO<sub>2</sub>) werden dementsprechend Kosten in Höhe von 8.771 Mio. € vermieden. Die jährlichen Emissionskosten in Höhe von 5.613 Mio. € gegenüber 6.202 Mio. € der ersten Handelsperiode (Differenz von 589 Mio. €) sind demnach 2008-2012 niedriger als 2005-2007. Abbildung 49 zeigt jedoch, dass diese Beobachtung vom Zertifikatpreis abhängig ist und sich bei steigendem Preis umdrehen würde.

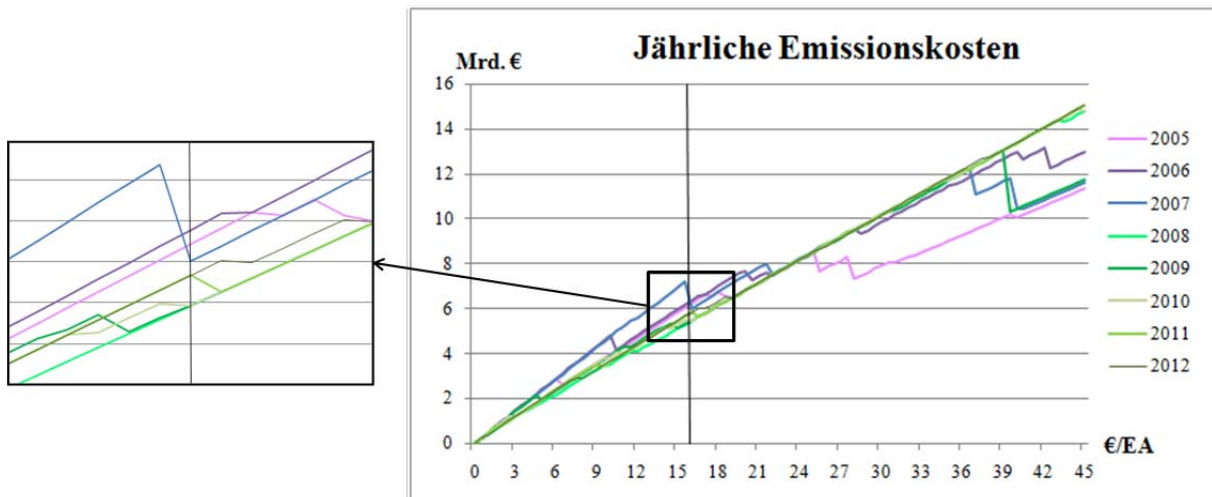


Abbildung 49: Jährliche Emissionskosten in Abhängigkeit des Zertifikatpreises<sup>1143</sup>

Die zum Marktpreis niedrigeren Emissionskosten in den Jahren 2008 bis 2012 rühren daher, dass weniger emittiert und jährlich 17,4 Mio. t CO<sub>2</sub> mehr vermieden werden. Es ist jedoch anzumerken, dass der stärkere Emissionsrückgang in der zweiten Handelsperiode nicht dem Rückgang des CAPs um 42,43 Mio. Emissionsberechtigungen von erster auf zweite Handelsperiode entspricht.<sup>1144</sup> Das liegt unter anderem daran, dass in der zweiten Handelsperiode aufgrund anderer Konstellation der Primärenergiepreise ohne Emissionshandel bereits durch-

<sup>1143</sup> Eigene Darstellung.

<sup>1144</sup> Das CAP 2005-2007 beträgt 495,5 Millionen und das CAP 2008-2012 453,07 Millionen Emissionsberechtigungen pro Jahr. Vgl. Kapitel 2.3.2.

schnittlich 18,3 Mio. t CO<sub>2</sub> pro Jahr weniger emittiert worden wären.<sup>1145</sup> Was wiederum eine Antwort auf die Frage gibt, warum trotz verknappten Angebots der Zertifikatpreis auch in der zweiten Handelsperiode bei 16 € stabil bleibt und nicht über das Niveau der ersten Periode steigt.

Darüber hinaus nehmen auch die Verläufe der jährlichen Emissionskosten, wie in Abbildung 49 zu erkennen ist, nicht im gleichen Verhältnis wie die Zertifikatpreise zu. Des Weiteren fallen die Emissionskosten an manchen Stellen sogar sprunghaft trotz steigendem Zertifikatpreis. Die Sprünge rühren aus Verfahrenswechsel (switch load) und verändern die Emissionsmenge, weshalb an solchen Stellen der Mengen- den Preiseffekt überwiegen kann. Abbildung 50 demonstriert die Einsparungen in Abhängigkeit des Zertifikatpreises durch Emissionsvermeidung. Die Flexibilität in der Produktion ermöglicht in der ersten Handelsperiode Einsparungen zwischen 1.296 Mio. € und 1.609 Mio. € und in der zweiten Periode sogar 917 Mio. € bis 2.150 Mio. €.

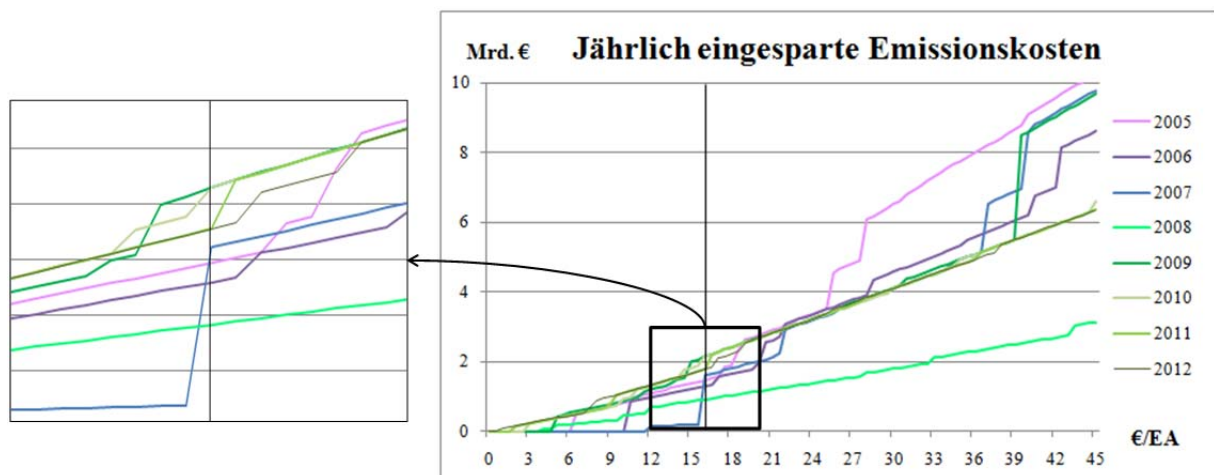


Abbildung 50: Durch Flexibilität in der Produktion eingesparte Emissionskosten<sup>1146</sup>

### 5.2.3.2. Spezifische Emissionskosten und Anteil der Emissionskosten am Strompreis

Nachdem eine Umlage der Kosten aus dem Emissionshandel auf die Endverbraucherpreise wahrscheinlich ist,<sup>1147</sup> stellt sich als nächstes die Frage wie hoch diese sein könnte.<sup>1148</sup> Teilt man die jährlichen Emissionskosten durch die produzierte Strommenge, so erhält man die

<sup>1145</sup> In erster Handelsperiode wäre ohne den Emissionshandel durchschnittlich 478,8 Millionen t CO<sub>2</sub> pro Jahr und in zweiter Periode 460,5 Millionen t CO<sub>2</sub> pro Jahr emittiert worden. Vgl. Abbildungen 48 oder Tabelle 34.

<sup>1146</sup> Eigene Darstellung.

<sup>1147</sup> Ockenfels (2007) und Gulli (2008) beobachten einen sprunghaften Anstieg der Strompreise mit Einführung des Emissionshandels im Jahr 2005. Vgl. Ockenfels (2007), S. 47 f., Gulli (2008), S. 38 und außerdem Abbildung 27 und 28 in Kapitel 3.3.4.5.

<sup>1148</sup> Vgl. Veith / Werner / Zimmermann (2009), S. 16 für Untersuchungen zur Fähigkeit verschiedener Branchen, Kosten auf die Endverbraucher umzulegen.



spezifischen Emissionskosten, die mit durchschnittlich 9,75 € / MWh<sub>el</sub> und 9,36 € / MWh<sub>el</sub> in beiden Handelsperioden nahezu gleich hoch sind.

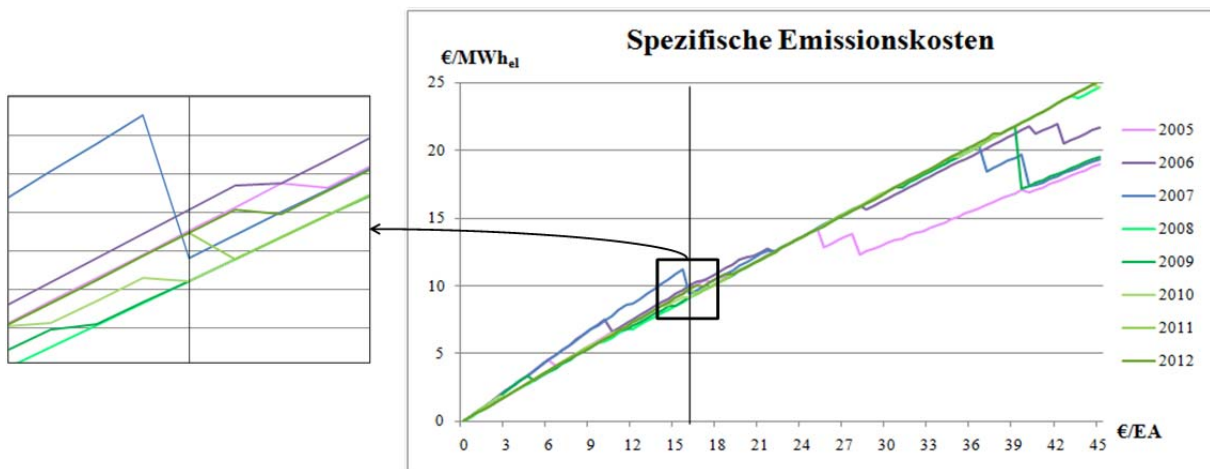


Abbildung 51: Spezifische Emissionskosten in Abhängigkeit des Zertifikatpreises<sup>1149</sup>

Setzt man, wie in Abbildung 52 geschehen, die spezifischen Emissionskosten ins Verhältnis zum gegebenen Strompreis, machen diese einen Anteil zwischen 13,72 % bis 22,42 % aus, der allerdings in der zweiten Periode mit im Durchschnitt 15,13 % unter dem Anteil der ersten Handelsperiode mit durchschnittlich 19,84 % liegt. Grund für den niedrigeren Anteil können ebenfalls im Strompreis reflektierte gestiegene Primärenergiepreise sein.

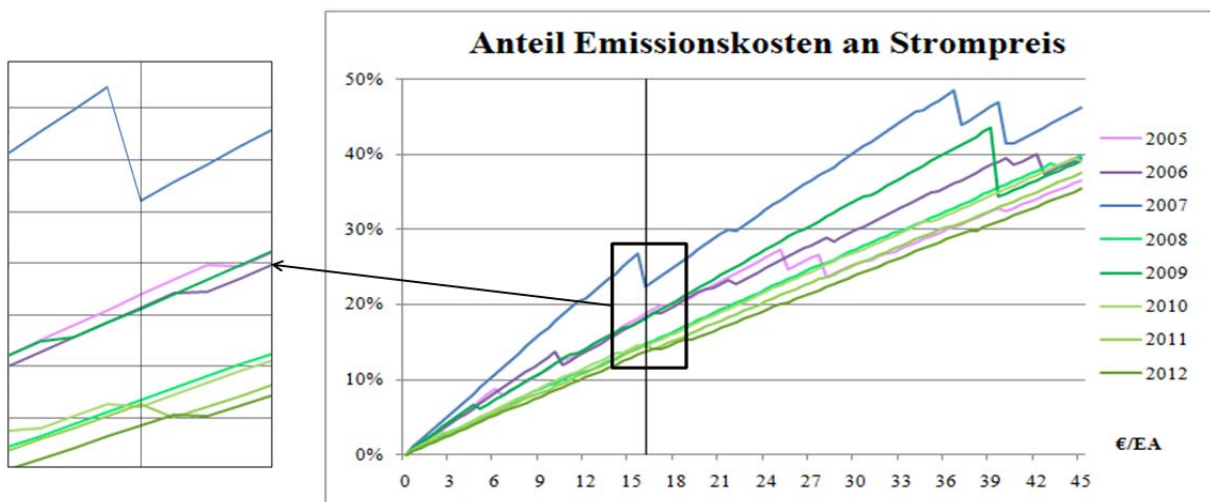


Abbildung 52: Anteil der Emissionskosten an Strompreis<sup>1150</sup>

Da ein hoher Strompreis die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie beeinträchtigt, den Lebensunterhalt der Haushalte verteuert und damit dem deutschen Standort schadet, ist es für politi-

<sup>1149</sup> Eigene Darstellung.

<sup>1150</sup> Eigene Darstellung.

sche Entscheider wichtig, die Entwicklung des Zertifikatpreises zu beobachten und das CAP sorgfältig zu wählen. Dementsprechend kann Abbildung 51 entnommen werden, zu welchem Anstieg der spezifischen Emissionskosten eine Verknappung des Angebots an Emissionsberechtigungen führen kann. Für den politischen Entscheider gilt es, dass bei kurzfristiger Inflexibilität der Produktionsprozesse (unelastische Nachfragekurve nach Emissionsberechtigungen) bereits kleine Absenkungen der Zertifikatmenge, also nur geringe ökologische Verbesserungen, schon zu starken Kostensteigerungen führen können. Allerdings lassen sich auch Stellen (z.B. von 25 € auf 25,50 € in 2005) finden, an denen ein steigender Preis bzw. ein fallendes Angebot an Emissionsberechtigungen sogar zu einem Rückgang der spezifischen Emissionskosten führt.

Der Emissionshandel sollte deshalb, wie in Kapitel 2.2.1. erläutert, unter den Kriterien der ökologischen Effektivität und der ökonomischen Effizienz betrachtet werden. Stellt man den spezifischen Kosten des Instruments Emissionshandel seine CO<sub>2</sub>-Ersparnisse gegenüber, lässt sich feststellen, dass die spezifische Emissionsmenge durch Einführung des Emissionshandels von 0,755 auf 0,609 t CO<sub>2</sub> / MWh<sub>el</sub> in der ersten Handelsperiode und von 0,722 auf 0,585 t CO<sub>2</sub> / MWh<sub>el</sub> in der zweiten Periode reduziert wird. Die spezifischen Emissionsvermeidungen betragen demzufolge 2005-2007 0,143 t CO<sub>2</sub> / MWh<sub>el</sub> und 2008-2012 0,137 t CO<sub>2</sub> / MWh<sub>el</sub>. Beim Vergleich der spezifischen mit den jährlichen Emissionsvermeidungen (2005-2007: 91,2 Mio. t CO<sub>2</sub>, 2008-2012: 109,6 Mio. t CO<sub>2</sub>) fällt auf, dass bei dieser Kennzahl der Wert der ersten Handelsperiode besser ist. Der Grund für die vergleichsweise emissionsärmere Produktion 2005-2007 trotz höherem CAPs liegt darin, dass in der zweiten Handelsperiode inländische CO<sub>2</sub>-Vermeidungen u.a. durch eine Verlagerung eines Teils der Stromerzeugung ins Ausland erreicht werden.

### **5.2.3.3. Entwicklung der Deckungsbeiträge**

Es stellt sich die Frage, ob auch der Energiesektor durch den Emissionshandel belastet wird oder ob tatsächlich eine vollkommene Abwälzung der Kosten an die Endverbraucher erfolgt. Betrachtet man die jährlichen Deckungsbeiträge in Abbildung 53 lässt sich entlang der Kurvenverläufe zwar feststellen, dass eine unerwartete Preissteigerung bei Emissionsberechtigungen zu einem Rückgang des Deckungsbeitrags führt. Der durchschnittliche jährliche Deckungsbeitrag würde bei überraschendem Fall des Zertifikatpreises auf null anstelle von 23,56 Mrd. € 30,64 Mrd. € in der ersten Handelsperiode und anstelle von 31,88 Mrd. € 37,98 Mrd. € in der zweiten Periode betragen.

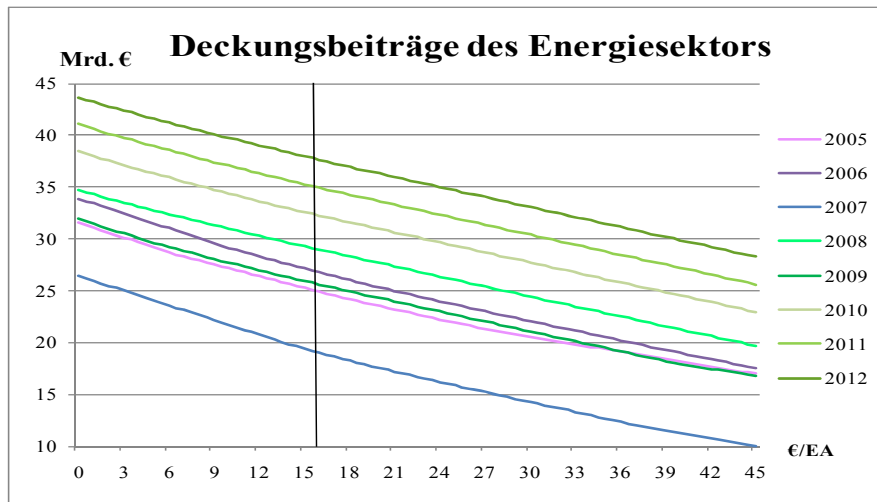


Abbildung 53: Entwicklung der Deckungsbeiträge in Abhängigkeit des Zertifikatpreises<sup>1151</sup>

Jedoch fällt ebenfalls eine annähernde Parallelverschiebung der Deckungsbeitragskurven auf. Mit Ausnahme der Jahre 2007 und 2009, in denen der Strompreis an der EEX aufgrund rückgängiger Primärenergiepreise um 24 % bzw. 21 % im Vergleich zum Vorjahr gesunken ist, steigen die jährlichen Deckungsbeiträge stetig im Vergleich zum Vorjahr, was im längerfristigen Horizont für eine Reflektion von Preisveränderungen in den Strom- und Wärmepreisen (vgl. Kapitel 3.3.4.5.) spricht.<sup>1152</sup> Da der Wert der Zertifikate aber trotz kostenloser Zuteilung bereits seit Einführung des Emissionshandels in der Strompreiskalkulation reflektiert<sup>1153</sup> und in beiden Perioden gleich hoch ist bzw. die spezifischen Emissionskosten sogar in der zweiten Handelsperiode fallen, wird kein weiterer vom Emissionshandel ausgehender Strompreiseffekt vermutet.<sup>1154</sup> Die Verhältnisse von Emissionskosten zu Erlösen (2005-2007: 13,33 %; 2008-2012: 9,87 %) und Emissionskosten zu Deckungsbeiträgen (2005-2007: 26,32 %; 2008-2012: 17,87 %) fallen sogar deutlich. Der steigende Strompreis wurde in den vergangenen Jahren vielmehr mit den ebenfalls grenzkostenrelevanten und steigenden Primärenergiepreisen gerechtfertigt. Höhere Deckungsbeiträge sprechen jedoch für eine Überkompensation

<sup>1151</sup> Eigene Darstellung.

<sup>1152</sup> So beobachtet auch Bertenrath (2009) im Betrachtungszeitraum Juli 2007 bis April 2008 eine nahezu gleichförmig verlaufende Preisentwicklung des EEX Phelix-Base- bzw. Peak-Year-Future für den Lieferzeitraum Januar 2009 zum EEX Future EUA der zweiten Handelsperiode und den Brennstoffkosten für Gas und Kohle (nachvollzogen anhand des ARA Year Future). Vgl. Bertenrath (2009), S. 48 f.

<sup>1153</sup> So konnte in Abbildung 27 und 28 (vgl. Kapitel 3.3.4.5.) ein sprunghafter Anstieg der Strompreise mit Einführung des Emissionshandels im Jahr 2005 beobachtet werden, den auch Ockenfels (2007) und Gulli (2008) bestätigen. Vgl. Ockenfels (2007), S. 47 f. und Gulli (2008), S. 38.

<sup>1154</sup> „Insbesondere die Stromversorger beziehen derzeit den Wert der kostenlos zugeteilten Zertifikate in die Strompreiskalkulation ein (Opportunitätskosteneinpreisung). Dadurch erzielen die Energieversorgungsunternehmen derzeit Zusatzgewinne in Milliardenhöhe, wohingegen Stromverbraucher zusätzliche Kosten aufgrund höherer Strompreise tragen müssen. Eine höhere Belastung der Energiewirtschaft führt somit zu einer Abschöpfung von Zusatzgewinnen. Ein weiterer Strompreiseffekt ist durch eine Differenzierung zwischen Industrie und Energiewirtschaft nicht zu erwarten, da bereits jetzt der Wert der (kostenlos zugeteilten) Zertifikate in den Strompreis weitgehend eingepreist wird.“ NAP 2008-2012, S. 24.

gestiegener variabler Kosten (Erlöse steigen stärker als die Kosten, vgl. dazu auch Kapitel 5.2.4.4.) oder den Verdacht, dass steigende Kosten stärker als fallende berücksichtigt und an die Endverbraucher weitergegeben werden.

Folglich würde nur ein überraschender Anstieg des Zertifikatpreises zu einem Rückgang der Deckungsbeiträge führen. Eine kurzfristige Kostenveränderung wäre nämlich nicht in den Preisen des Endproduktes reflektiert und würde deshalb zu einem Abwärtswandern auf der Deckungsbeitragskurve anstelle zu ihrer Verschiebung (Sprung auf die nächste Ebene) führen. Interessant ist an den Deckungsbeitragskurven außerdem das kontinuierliche Absinken in Abhängigkeit des Zertifikatpreises, obwohl die Anlageneinsatzplanung, der Stromimportsaldo sowie die Kurven der jährlichen Emissionskosten und der eingesparten Emissionskosten Sprünge aufweisen. Das kann nur bedeuten, dass sich verschiedene Effekte kompensieren, also z.B. höhere Primärenergiekosten nur durch einen Rückgang der Emissionskosten in Kauf genommen werden. Abbildung 54 stellt deshalb die Entwicklung der Primärenergiekosten in Abhängigkeit des Zertifikatpreises dar.

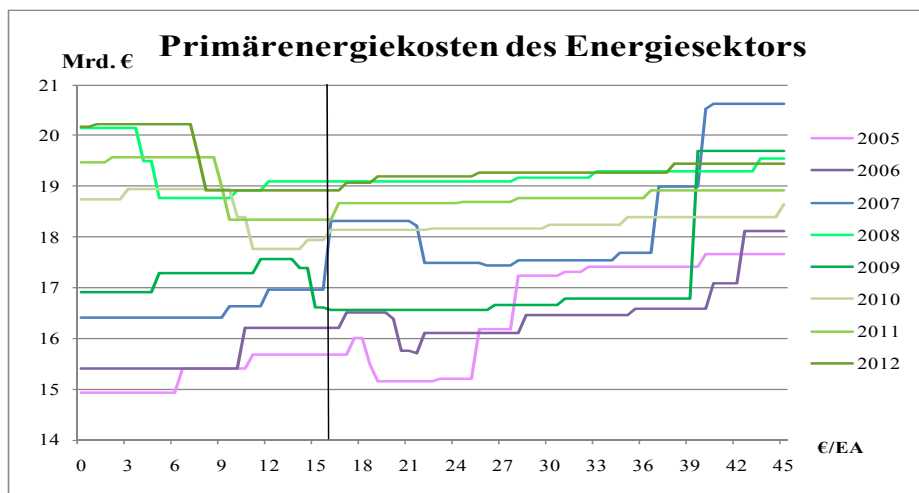


Abbildung 54: Entwicklung der Primärkosten in Abhängigkeit des Zertifikatpreises<sup>1155</sup>

Bei einem Zertifikatspreis von 16 € reicht die Spannweite der jährlichen Primärenergiekosten von 15,68 Mrd. € bis 19,09 Mrd. €. In den Jahren 2005-2007 und 2009 steigen diese in Abhängigkeit des Zertifikatspreises, da die Energieumwandlungsanlagen zunehmend mit teurem Gas anstelle von Braun- und Steinkohle befeuert werden. In der zweiten Handelsperiode, in der das Preisniveau und damit auch die Primärenergiekosten insgesamt höher liegen, nehmen letztere zunächst ab, um dann stabil zu bleiben. So betragen die spezifischen Primärenergiekosten bspw. 2008 31,92 €/kWh<sub>el</sub> gegenüber 24,65 €/kWh<sub>el</sub> im Jahr 2005. Ein Wechsel von Kohle auf Gas kann 2008, 2010, 2011 und 2012 bei Zertifikatspreisen zwischen 0 und 45 €

<sup>1155</sup> Eigene Darstellung.

noch nicht beobachtet werden. Der anfängliche Rückgang der Primärenergiekosten resultiert aus der Drosselung der Stromproduktion.

#### 5.2.3.4. Einfluss des Emissionshandels auf den Stromimportsaldo

Neben einem angepassten Anlageneinsatz wird insbesondere in der zweiten Handelsperiode, in der das Preisniveau für Mineralöl, Steinkohle und Erdgas höher ist, eine Emissionsvermeidung auch durch einen Rückgang der Stromproduktion im Inland erzielt. Es sind zwar alle an das UCTE angebundenen Länder vom Emissionshandel und von Preissteigerungen für fossile Primärenergien erfasst,<sup>1156</sup> aber aufgrund unterschiedlicher Konstellationen des Kraftwerksparks (vgl. Tabelle 15 in Kapitel 3.3.3.1.), z.B. Frankreich<sup>1157</sup> mit 75 % Gesamtstromerzeugung aus Kernenergie, Schweiz<sup>1158</sup> mit 39 % der Stromerzeugung aus Kernenergie sowie 56 % aus Wasserkraft und Österreich<sup>1159</sup> mit 70 % der Gesamtstromerzeugung aus Wasserkraft, nicht im gleichen Maße betroffen. Deshalb spiegeln sich Preissteigerungen für Emissionsberechtigungen in länderspezifischen Strompreisen in unterschiedlicher Höhe wider, was die Differenz zwischen aus- und inländischen Strompreisen verändern und somit Verschiebungen bei Stromexport und -import attraktiv machen kann. Dieser Effekt, der jedoch durch die knappen Kapazitäten an den Grenzkuppelstellen beschränkt wird,<sup>1160</sup> tritt, wie Abbildung 55 zeigt, 2008-2012 bereits ab einem Zertifikatpreis von 5 € und 2005-2007 erst ab 18,50 € ein.

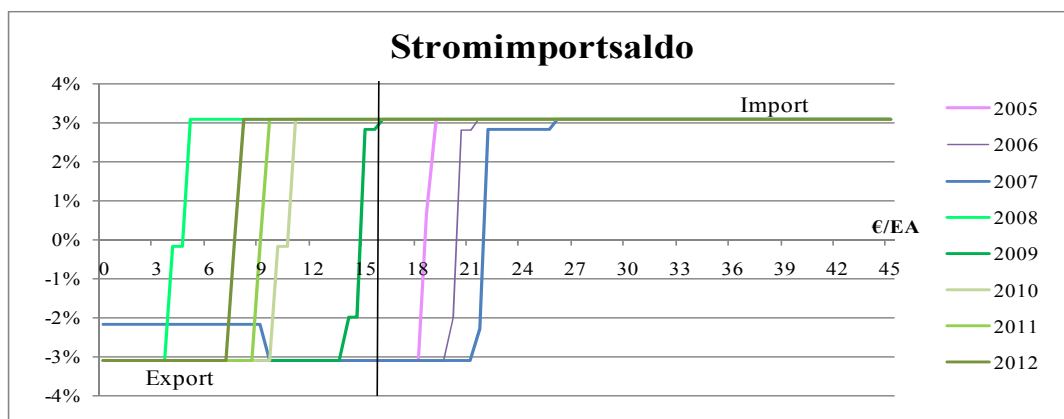


Abbildung 55: Inländische Produktionsverdrängung durch Emissionshandel<sup>1161</sup>

<sup>1156</sup> In der EU tätige und mit deutschen Stromproduzenten konkurrierende Energieversorgungsunternehmen sind ebenfalls in den Emissionshandel eingebunden und preisen ebenfalls kostenlos zugeteilte Emissionsberechtigungen ein. Vgl. NAP 2008-2012, S. 24.

<sup>1157</sup> Vgl. IEA (2010), S. 13.

<sup>1158</sup> Vgl. IEA (2010), S. 32.

<sup>1159</sup> Vgl. BMwf (2009), S. 33 und IEA (2009), S. 7 mit 70 % für das Jahr 2008 bzw. 61 % im Jahr 2009 gemäß IEA (2010), S. 7.

<sup>1160</sup> Auf dem europäischen Elektrizitätsmarkt besteht noch ein beschränkter Wettbewerb für das überwiegend national gehandelte Produkt Strom. Vgl. NAP 2008-2012, S. 24.

<sup>1161</sup> Eigene Darstellung.

Die jährlichen Stromproduktionsmengen des deutschen Energiesektors liegen somit bei einem Zertifikatpreis von 16 € in der zweiten niedriger als in der ersten Handelsperiode. 2008-2012 tritt folglich ein Leakage (Produktionsverlagerung ins Ausland aufgrund von Regulierung) auf, der für die deutsche Volkswirtschaft einen Rückgang des Bruttoinlandsprodukts und eine Veränderung der Außenhandelsbilanz bedeutet. Eine stärkere Abschottung des deutschen Strommarktes wäre jedoch keine Lösung, da in der zweiten Handelsperiode zwar die Produktionsmenge besser stabilisiert würde, in der ersten Handelsperiode aber auf den Stromexport verzichtet würde. Darüber hinaus stellt der Außenhandel eine Option dar, die die Flexibilität der Produktion erhöht und somit zu preiselastischeren Nachfragefunktionen nach Emissionsberechtigungen führt. Ohne die Möglichkeit zur Produktionsverlagerung würden demnach in der zweiten Handelsperiode höhere Zertifikatpreise und damit Emissionskosten entstehen.

### 5.2.3.5. Erlössteigerung durch stärkeren Einsatz von KWK und Anhebung der Verbraucherpreise

Eine Produktionsverlagerung könnte jedoch das Ziel der Steigerung der Marktanteile von KWK-Anlagen und Erneuerbarer Energien in Deutschland konterkarieren, da die Benachteiligung fossil befeuerter Großanlagen durch den Emissionshandel bei niedrigen Zertifikatpreisen eventuell nicht ausreichend hoch ist.

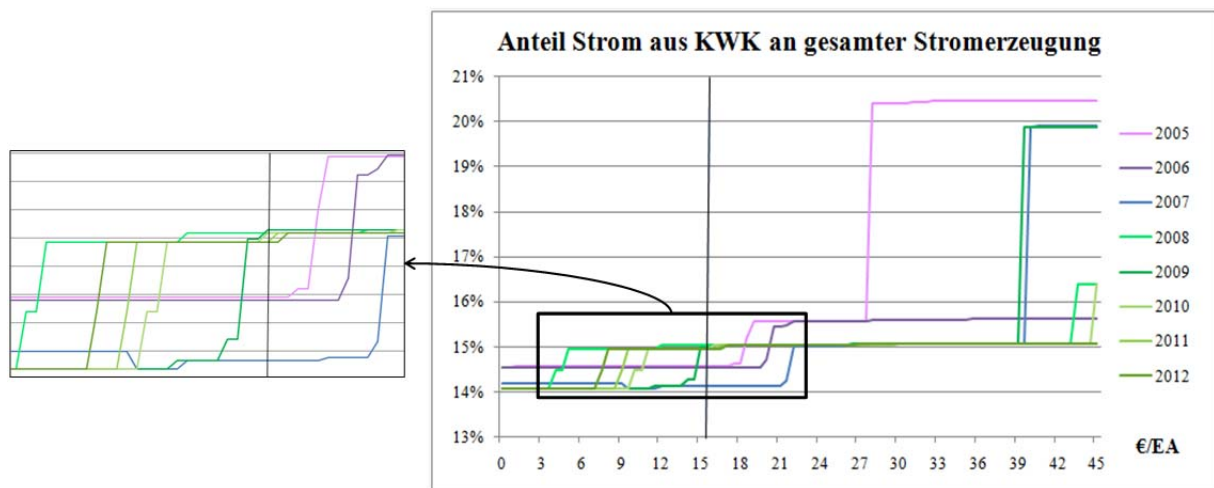


Abbildung 56: Einfluss des Emissionshandels auf die Stromerzeugung in KWK-Anlagen<sup>1162</sup>

Abbildung 56 zeigt den mit zunehmendem Zertifikatpreis wachsenden Anteil der Stromproduktion in den energieeffizienten KWK-Anlagen. Im Jahr 2005 hätten ab einem Zertifikatpreis von 28 € aus KWK-Anlagen 121,89 TWh also 20,39 % zur Stromerzeugung beigetragen

<sup>1162</sup> Eigene Darstellung.

werden können. Vor allem in den Jahren 2005, 2007 und 2009 hätte der Emissionshandel demzufolge den Beitrag aus Kraft-Wärme-Kopplung an der Stromproduktion um bis zu 6 %-Punkte steigern können, was 29,38 bis 29,66 TWh entsprechen hätte. Der tatsächlich zustande gekommene Zertifikatpreis von 16 € reichte jedoch noch nicht zu einer befriedigenden Erhöhung des Anteils der Kraft-Wärme-Kopplung aus. Der Emissionshandel leistet somit überhaupt nur in der zweiten Handelsperiode einen geringen Beitrag zur Steigerung von 14,07 % auf 15,01 %.

Der Anteil Erneuerbarer Energien an der gesamten Stromerzeugung wird in der ersten Handelsperiode durch den Emissionshandel um durchschnittlich 1,04 %-Punkte auf 12,57 % und 2008-2012 um 2,37 %-Punkte auf 13,57 % angehoben (vgl. Abbildung 57). Das Potential von bis zu 14,78 % also eine maximale Steigerung um 91 TWh ist bei einem Zertifikatpreis von 16 € somit bereits relativ gut ausgeschöpft.

In der Wärmeerzeugung wäre durch den Emissionshandel sogar eine Steigerung des Anteils der Erneuerbarer Energien auf 14,50 % (29 TWh) möglich. Bei einem Zertifikatpreis von 16 € steigt der Anteil an der gesamten Wärmeproduktion um 3,16 bzw. 5,68 %-Punkte an.

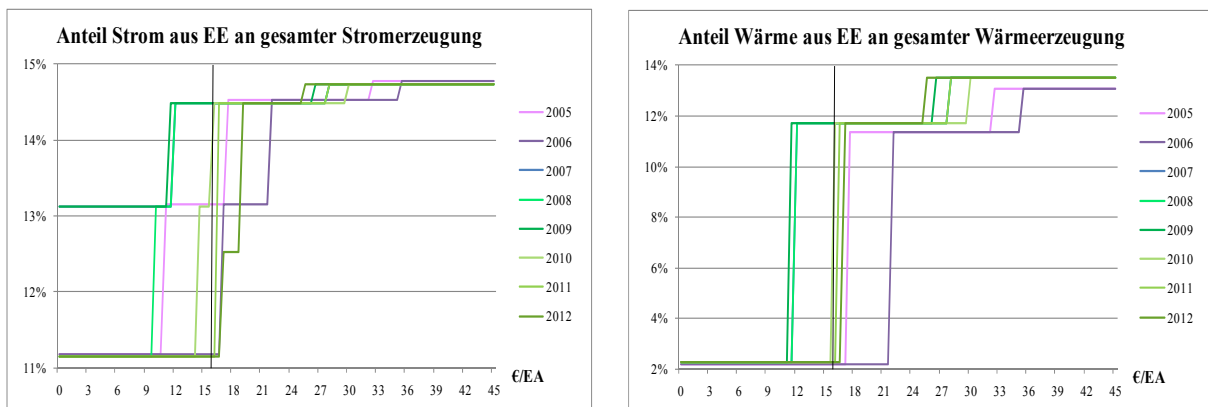


Abbildung 57: Einfluss des Emissionshandels auf den Anteil Erneuerbarer Energien in der Strom- und Wärmeerzeugung <sup>1163</sup>

Die aufgezeigten Anstiege der Marktanteile basieren überwiegend aus der Erhöhung der Strom- und Wärmeproduktion aus Biomasse und BHKWs, da die restlichen Erneuerbaren und Kraft-Wärme-Kopplungs-Technologien bereits ohne Emissionshandel einen überlegenen Deckungsbeitrag erzielen. Ein vermehrter Einsatz geförderter Anlagen erlaubt dem Energiesektor neben einer Steigerung der Erlöse durch Abschöpfung der Förderungen aus EEG und KWKG auch eine Realisierung sinkender Brennstoffkosten. Des Weiteren müsste bei einer

<sup>1163</sup> Eigene Darstellung.

zunehmenden Strom- und Wärmeproduktion aus Erneuerbaren Energien und energieeffizienteren Anlagen auch die Abhängigkeit von Primärenergieimporten zurückgehen.

### 5.2.3.6. Importabhängigkeit bei Primärenergien

Betrachtet man in Abbildung 58 die Entwicklung der Importquote von Primärenergien in Abhängigkeit des Zertifikatpreises, lässt sich 2005-2007 zunächst ein leichter Anstieg von 70,00 % auf 70,46 % bei einem Zertifikatpreis von 16 € feststellen. In der zweiten Handelsperiode ist die Importquote hingegen mit 69,69 % um 0,43 %-Punkte niedriger als ohne Emissionshandel. Der fallende Verbrauch an importierten Primärenergien ist jedoch kaum auf den zunehmenden Einsatz von Erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, sondern überwiegend auf den steigenden Stromimport und damit eine reduzierte Energieumwandlung zurückzuführen. Dieser Aspekt lässt sich durch Betrachtung der stabil verlaufenden bis steigenden Energieimportquote (inklusive Stromimport) bestätigen. Sie beläuft sich 2005-2007 als auch 2008-2012 mit 58,39 % bzw. 58,35 % in etwa auf dem gleichen Wert wie ohne Emissionshandel und liegt in beiden Perioden ca. auf gleicher Höhe.

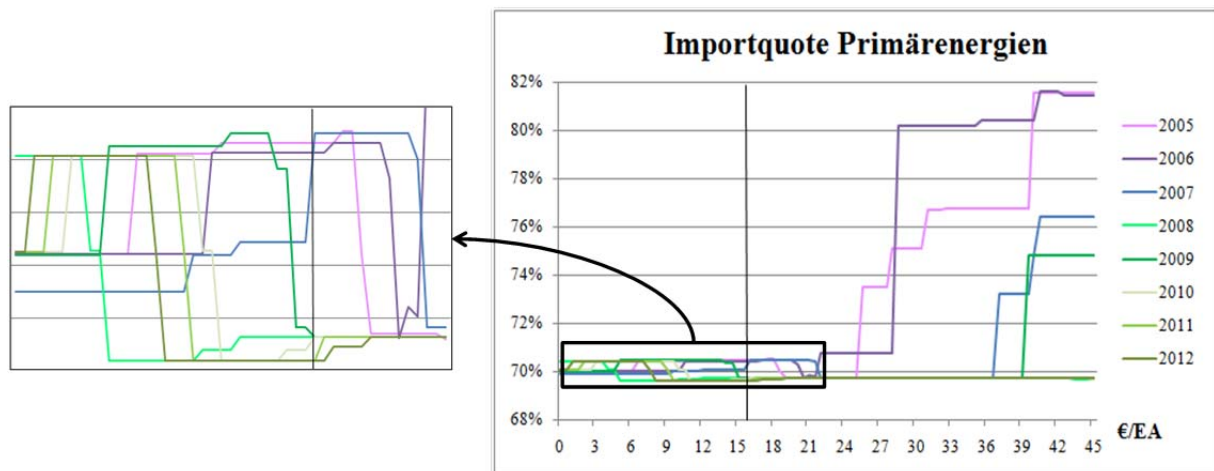


Abbildung 58: Einfluss des Emissionshandels auf die Quote der Primärenergieimporte<sup>1164</sup>

Des Weiteren vermutet man mit steigendem Zertifikatpreis einen zunehmenden Einsatz an Kernenergie und Gas in der Energieumwandlung und damit einen Anstieg der Importquote, der sich auch in der ersten Handelsperiode ab einem Zertifikatpreis von 25 € beobachten lässt und insbesondere in den Jahren 2005 und 2006 bis zu 11,5 %-Punkte ausmachen könnte. In der zweiten Handelsperiode zeigt sich die Importquote hingegen robust gegenüber dem Emissionshandel, da die hohen Weltmarktpreise für importabhängige Primärenergien zu einer In-

<sup>1164</sup> Eigene Darstellung.



sensitivität der Anlageneinsatzplanung bezüglich der Preise für Emissionsberechtigungen führen.

## **5.2.4. Langfristige Auswirkungen des Emissionshandels**

### **5.2.4.1. Erweiterung der Untersuchung um Anlagenzu- und -rückbauten**

Für eine Prognose langfristiger Effekte des Emissionshandels bis zum Jahr 2020 werden im Folgenden neben der Ausnutzungsdauer von Anlagen auch Anlagenzu- und -rückbauten in der Optimierung zugelassen. Darüber hinaus werden auch eine denkbare Veränderung der Rahmenbedingungen und mögliche Preisentwicklungen bei Primärenergien mittels Szenarioanalyse (vgl. 5.1.4.) berücksichtigt. Szenario 1 stellt das Basisszenario mit Emissionshandel dar. Szenario 2, 3 und 4 erweitern das Basisszenario um zusätzliche regulatorische Eingriffe. So kann gezeigt werden, ob ergänzende politische Maßnahmen wie der Ausbau von Grenzkuppelstellen (2), das Festhalten an der Kernenergie (3) und das Marktanzreizprogramm (4) Auswirkungen des Emissionshandelssystems verstärken oder vermindern. Um jedoch die tatsächlichen Einflüsse des Emissionshandels zu extrahieren, bedarf es außerdem eines Ergebnisvergleichs mit einem Referenzszenario 0 ohne Emissionshandel. Dementsprechend werden im Folgenden in den zehn genannten Szenarien die Entwicklung des Anlagenportfolios, die Veränderung der Strom- und Wärmeproduktion sowie die Kosten und die Effektivität des Emissionshandelssystems untersucht.

### **5.2.4.2. Entwicklung des Anlagenportfolios**

#### **5.2.4.2.1. Investitionen in Kapazitätserweiterungen**

Das mit Abstand höchste Investitionsniveau (vgl. Abbildung 59 und 60), das im Jahr 2015 bis zu 10 Mrd. € erreicht, lässt sich im Szenario 4 begünstigt durch niedrige Zinsen und damit Kapitalkosten beobachten. Wohingegen Szenario 3 ohne Kernkraftausstieg und folglich einem geringeren Bedarf an Ersatzinvestitionen gefolgt vom Szenario 2 mit einem Ausbau der Grenzkuppelstellen und damit einem größeren Potential zur Verlagerung der Stromproduktion in Nachbarländer die niedrigsten Investitionsausgaben in einer Spannbreite von 1,8 bis 3,0 Mrd. € aufweisen.

Die Entwicklung der Primärenergiepreise spielt dabei keine signifikante Rolle. Obwohl steigende Energieträgerpreise tendenziell einen höheren Anpassungsdruck auf das Kraftwerkportfolio ausüben, scheinen hier die Preissteigerung in b und damit der Anstieg der variablen Kosten nicht ausreichend hoch zu sein, um zusätzliche Investitionsausgaben zu rechtfertigen.

Lediglich in Szenario 0a und 0b sowie 3a und 3b weichen die Investitionsausgaben leicht voneinander ab.

In den Szenarien 1, 2 und 3b fällt außerdem auf, dass einem relativ kontinuierlichen Anstieg der Investitionsausgaben ein Einbruch im Jahr 2016 bzw. 2018 folgt. Der Grund dafür ist ein Wechsel der Investitionsstrategie von teuren Steinkohle- zu billigen Gaskraftwerken.<sup>1165</sup> Weshalb außerdem die Investitionsausgaben in Szenario 1 plötzlich diese in Szenario 0 trotz höherem Kapazitätszubaues relativ deutlich unterschreiten.

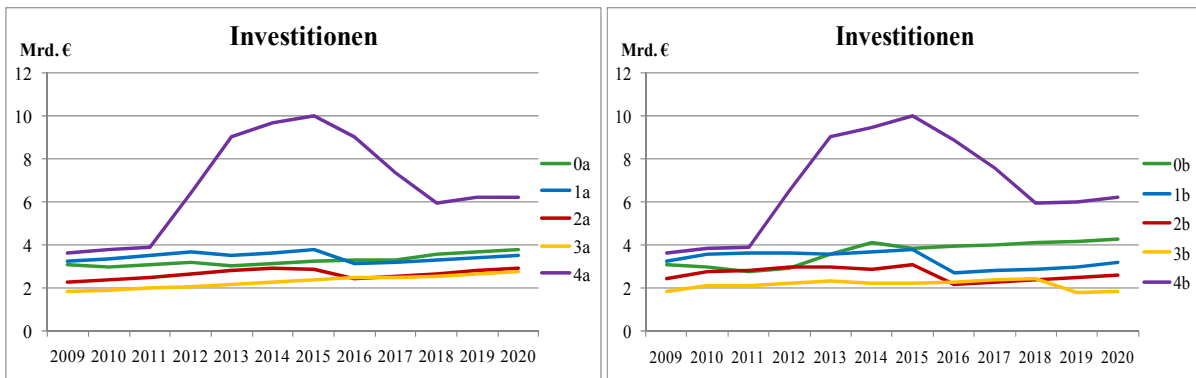


Abbildung 59: Jährl. Investitionen bei stabilen (a) und steigenden (b) Primärenergiepreisen<sup>1166</sup>

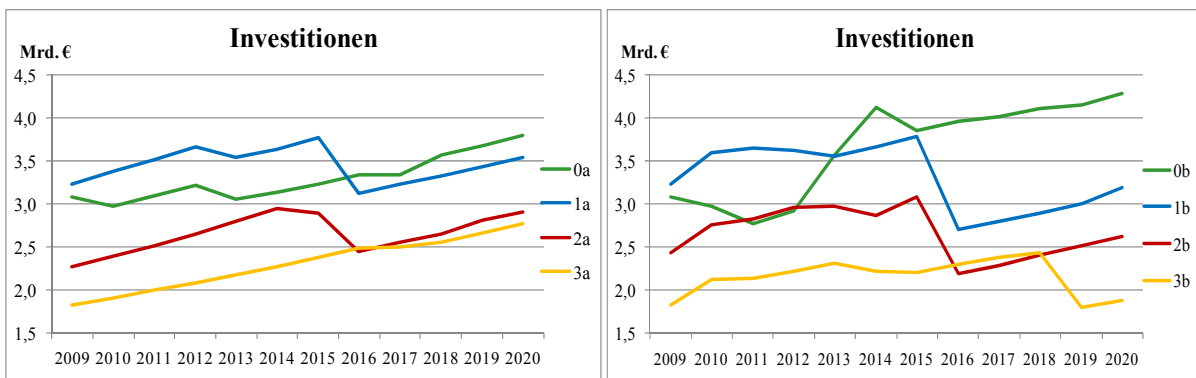


Abbildung 60: Vergrößerter Auszug (ohne Szenario 4) aus vorangehender Abbildung<sup>1167</sup>

Betrachtet man die Investitionen in Kapazitätseinheiten (vgl. Abbildung 61 und 62), zeigt sich, dass in allen Szenarien bis auf Szenario 4, das eine Spitze im Jahr 2016 aufweist, Kapazitätserweiterungen kontinuierlich steigen.<sup>1168</sup> Der Rückgang der Investitionstätigkeiten im Szenario 4 nach 2016 bzw. 2017 begründet sich darin, dass zuvor der Anlagenzubau den Ver-

<sup>1165</sup> Fichtner (2005) zeigt in Fallstudien einen zunehmenden Einsatz von Gas- und Dampfkraftwerken in Europa und spricht von einer signifikanten Entwicklung hin zum Energieträger Erdgas. Vgl. Fichtner (2005), S. 245. Roth (2008) legt außerdem dar, dass bei hohem Niveau der Investitionskosten diese Entwicklung besonders stark und schnell stattfindet. Vgl. Roth (2008), S. 106 und 114.

<sup>1166</sup> Eigene Darstellung.

<sup>1167</sup> Eigene Darstellung.

<sup>1168</sup> Abweichungen zu Abbildung 60 resultieren aus den bereits erwähnten unterschiedlichen Kapitalintensitäten verschiedener Technologien.

schleiß deutlich überschritten hat. Bei Fördermitteln wie bspw. dem Marktanzreizprogramm kann grundsätzlich die Gefahr einer Überförderung und Überhitzung des Markts bestehen. Die Szenarien 1 bis 3 zeigen im Gegensatz zu 0 und 4 eine ähnliche Technologiewahl,<sup>1169</sup> die allerdings wie im Fall 3a aufgrund des niedrigeren Ersatzbedarfs um bis zu fünf Jahre nach hinten verschoben sein kann. Das Festhalten an der „Brückentechnologie“ verspätet folglich den Umbau des Kraftwerksportfolios. Bei einem Vergleich des Szenarios 0 ohne Emissionshandel mit 1 bis 3 lässt sich feststellen, dass der Übergang vom Ausbau der Steinkohleanlagen zu Investitionen in Gaskraftwerke erst bei einer bestimmten Senkung des CAPs eintritt, die bspw. im Fall 1 mit einer Unterschreitung von 320 Mio. Zertifikaten erst ab dem Jahr 2015 erreicht ist. Ausschlaggebend sind dabei weniger die aus der Verknappung resultierenden höheren Emissionskosten in der Investitionsrechnung als die in der vorgelagerten Produktionsplanung, die zu einer Verschiebung der Ausnutzungsdauern führen und aus Gaskraftwerken Mittel- oder sogar Grundlastkraftwerke machen können. Aufgrund der hohen Gaspreise in b fällt dieser Effekt hier später und schwächer aus.<sup>1170</sup>

Nach Primärenergieträgern aufgeschlüsselt lässt sich ferner ein Ausbau von Biomasseanlagen bis zur Potentialgrenze beobachten. Auch die Geothermie, die eine hohe Verfügbarkeit aufweist und außerdem einen Beitrag zur Wärmegewinnung leistet, profitiert insbesondere in den Szenarien a mit Ausnahme von Szenario 3, in dem das gesamte Investitionsniveau niedriger liegt, von Kapazitätserweiterungen. Die schlecht verfügbaren Wind- und kapitalintensiven Wasserkraftwerke werden hingegen lediglich in Szenario 4 ausgebaut. Kernenergiekraftwerke, Braunkohlekraftwerke und Photovoltaik besitzen eine so hohe Kapitalintensität und Amortisationszeit, dass Investitionen nicht einmal in Szenario 3, 0 bzw. 4 für privatisierte Unternehmen in der zentralen Energieversorgung lukrativ erscheinen.<sup>1171</sup> Bei mineralölbetriebenen Anlagen sind dagegen eher hohe Arbeitskosten und damit verbundene niedrige Einsatzzeiten der Grund für mangelnden Anlagenzubau.

---

<sup>1169</sup> Die von EWI / Prognos (2005) prognostizierte Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks zeigt zwischen 2000 und 2030 einen Zubau von Erdgaskraftwerken und von mit Erneuerbarer Energien betriebenen Anlagen, die allerdings mit Ausnahme von Wasserkraft, deren Anteil relativ konstant bleibt, nicht weiter differenziert wurden. Vgl. EWI / Prognos (2005), S. 33 und 291-326.

<sup>1170</sup> Eine Sensitivität bezüglich des Verhältnisses Erdgas- zu Kohlepreis stellen auch die Autoren des Endberichts zum Forschungsprojekt RECCS im Auftrag des BMU in ihren Ergebnissen fest. Vgl. BMU (2007a), S. 180. Des Weiteren erhält auch Roth (2008) in einem Szenario mit höherem Brennstoffpreispfad einen geringeren Zubau an GuD-Anlagen als in seinem Standardszenario. Vgl. Roth (2008), S. 104.

<sup>1171</sup> Auch Roth (2008) stellt in seinem Standardszenario eine Unwirtschaftlichkeit von Investitionen in Braunkohlekraftwerke fest und prognostiziert stattdessen einen Zubau von Steinkohle- und Gaskraftwerken (Gasturbinen und GuD-Anlagen). Vgl. Roth (2008), S. 103.

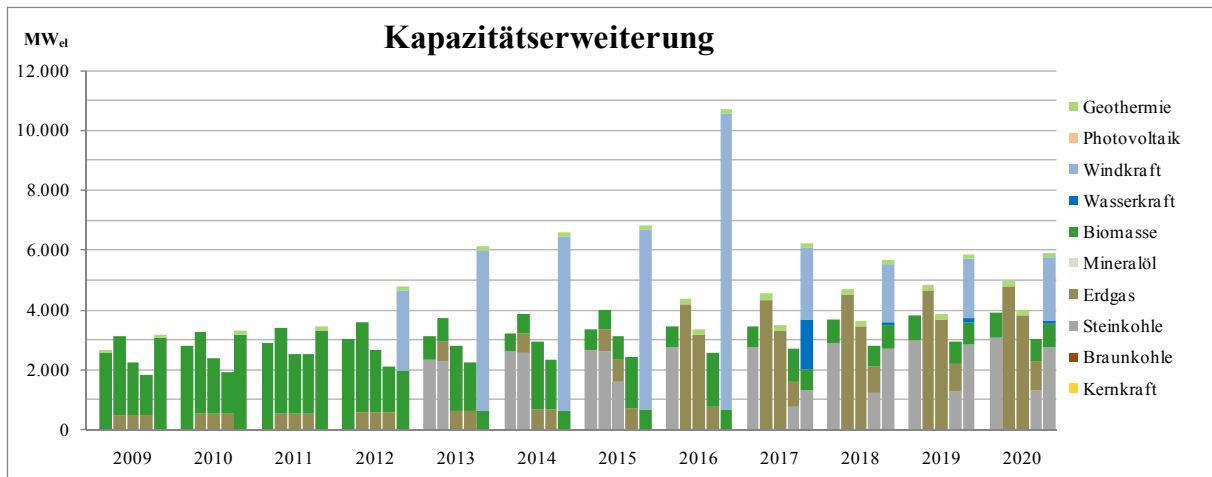


Abbildung 61: Jährliche Kapazitätserweiterungen in den 5 Szenarien bei stabilen Primärenergiepreisen (a)<sup>1172</sup>

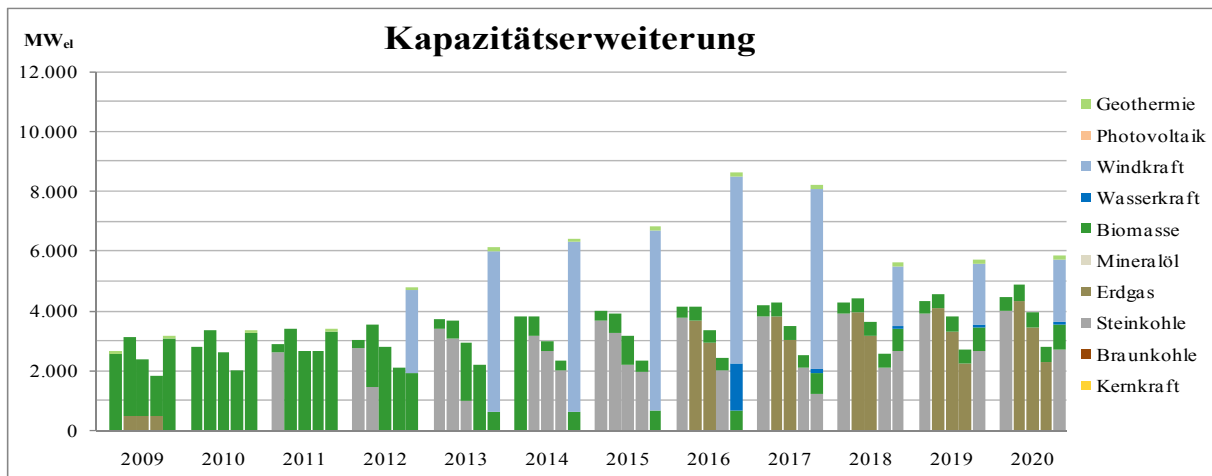


Abbildung 62: Jährliche Kapazitätserweiterungen in den 5 Szenarien bei steigenden Primärenergiepreisen (b)<sup>1173</sup>

#### 5.2.4.2.2. Zusammensetzung des deutschen Kraftwerksparks

Die kontinuierlich steigenden Kapazitätserweiterungen halten jedoch (mit Ausnahme von Szenario 4) nicht Schritt mit dem Verschleiß bestehender Anlagen. Es setzt somit ein Abbau der Gesamtkapazität im deutschen Kraftwerkspartportfolio von 136 GW auf 104 bis 113 GW ein, der besonders deutlich bei Erweiterung der Grenzkuppelstellen (Szenario 2) ausfällt und minimal höher bei konstanten Primärenergiepreisen (Szenarien a) ist. Abbildung 63 zeigt die Kapazitätsentwicklung bis zum Jahr 2020 für Szenario 2a.

<sup>1172</sup> Eigene Darstellung.

<sup>1173</sup> Eigene Darstellung.

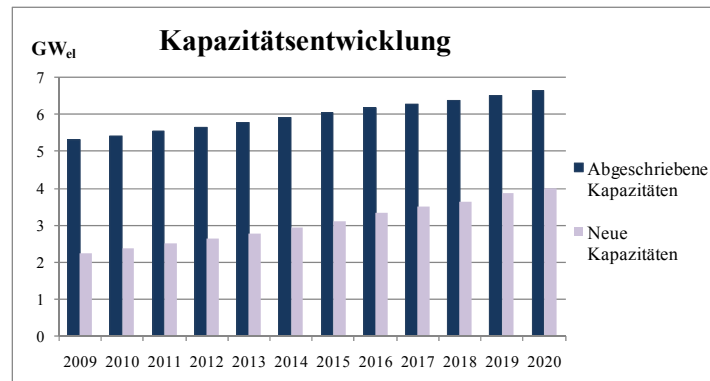


Abbildung 63: Entwicklung der abgeschriebenen und neuen Kapazitäten in Szenario 2a<sup>1174</sup>

Die mit Abstand niedrigsten Kapazitätserweiterungen im Szenario 3 wirken sich in der Betrachtung der gesamten verfügbaren Leistung (vgl. Abbildung 64 und 65) aufgrund des weiteren Einsatzes der Kernkraftwerke in geringerem Umfang aus. Der Emissionshandel hingegen dämpft den Trend des Kapazitätsrückgangs tendenziell eher (Vergleiche Szenario 0 gegenüber 1), da er einen Anreiz zum Umbau des Kraftwerksportfolios schafft und somit bei einem Übergang von Kohle- zu Gaskraftwerken höhere Investitionen in letztere fordert. Effektiver zeigt sich jedoch das Marktanzreizprogramm, das mit einer massiven Steigerung des Anteils an Windkraft die gesamte Leistung des Portfolios bei 131 GW halten kann. Zusammenfassend lässt sich somit festhalten, dass Investitionen in Höhe von vier Mrd. € weder für eine Steigerung des Anteils der Erneuerbaren Energien im Anlagenportfolio noch für genügend Ersatzinvestitionen ausreichend sind.

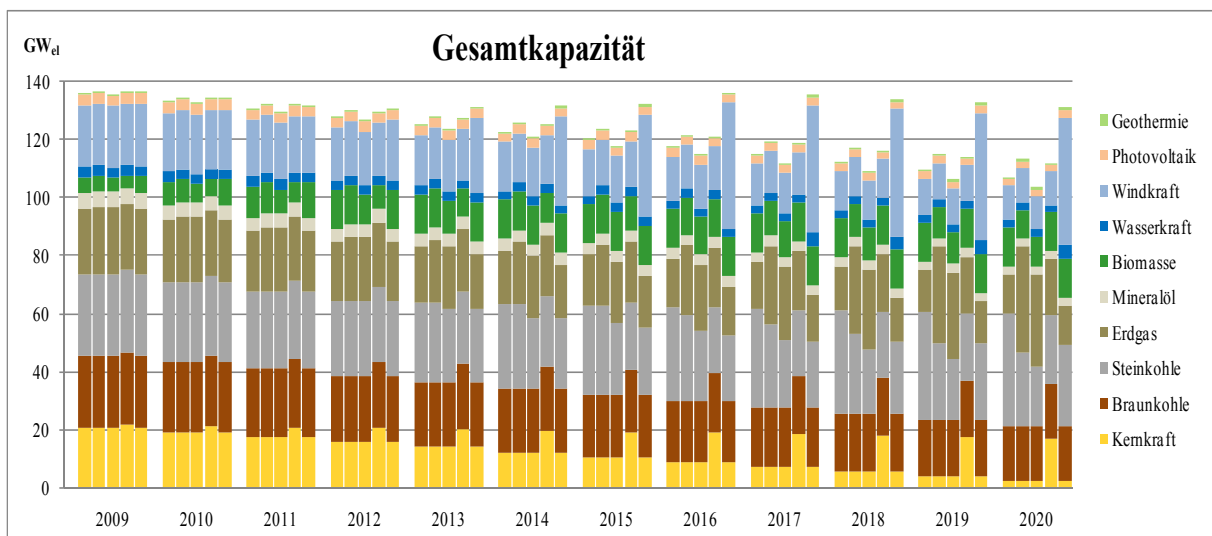


Abbildung 64: Entwicklung der Gesamtkapazität bei stabilen Primärenergiepreisen (a)<sup>1175</sup>

<sup>1174</sup> Eigene Darstellung.

<sup>1175</sup> Eigene Darstellung.

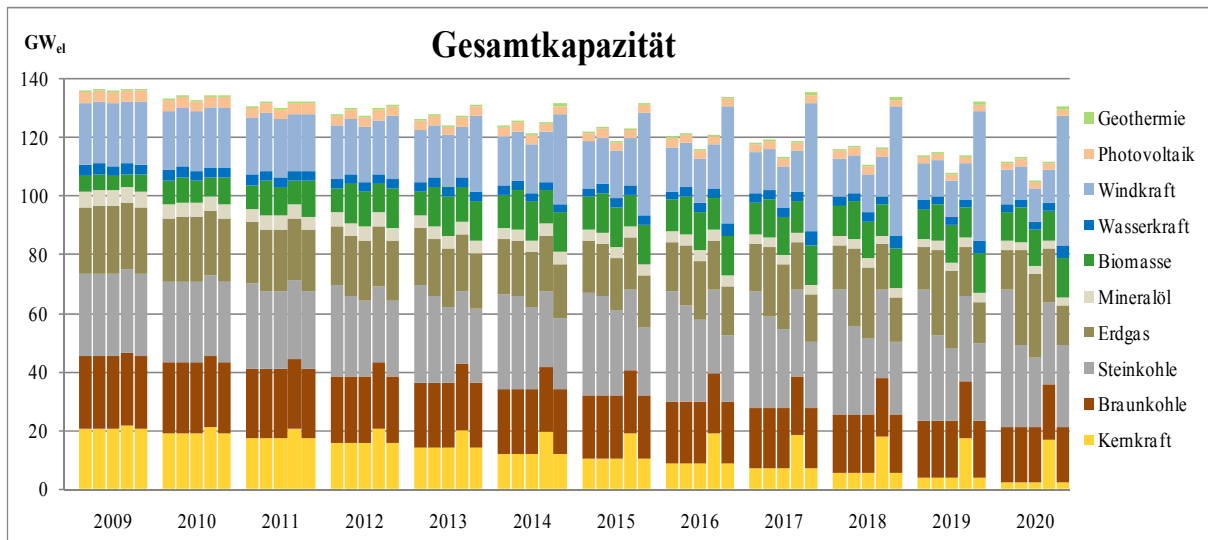


Abbildung 65: Entwicklung der Gesamtkapazität bei steigenden Primärenergiepreisen (b)<sup>1176</sup>

Darüber hinaus ziehen weniger Kapazitätseinheiten auch einen Rückgang des Personalbedarfs (vgl. Abbildung 66) in den Anlagen des Energiesektors als Konsequenz nach sich. Jedoch korreliert die Beschäftigungsentwicklung nicht vollkommen mit der Entwicklung der gesamten Leistung. In einem Vergleich der Szenarien ergeben sich Verzerrungen, die darin begründet liegen, dass neue Anlagen aufgrund von Produktivitätssteigerungen oft weniger Personal als alte und bspw. Kernkraftwerke aufgrund höherer Sicherheitsanforderungen deutlich mehr Angestellter als Gas- oder Biomasseanlagen bedürfen. Von 13.500 in 2009 geht die Beschäftigtenanzahl für den Betrieb von Kraft-, Heizkraft- und Heizwerken auf 8.794 bis 10.488 bzw. 8.969 bis 10.733 im Jahr 2020 zurück, was einer Verringerung der Personalkosten von 192 bis 301 Mio. € bzw. 141 bis 287 Mio. € entspricht. Der Wegfall von Arbeitsplätzen in Kernkraftwerken fällt dabei höher ins Gewicht, da diese im Durchschnitt mit höheren Gehältern dotiert sind. Insgesamt lässt sich festhalten, dass nicht der Emissionshandel sondern ein Ausbau des europäischen Binnenmarkts, eine Weiterführung des Kernenergieprogramms und das Marktanzreizprogramm einen signifikanten Einfluss auf die Beschäftigung ausüben.

<sup>1176</sup> Eigene Darstellung.

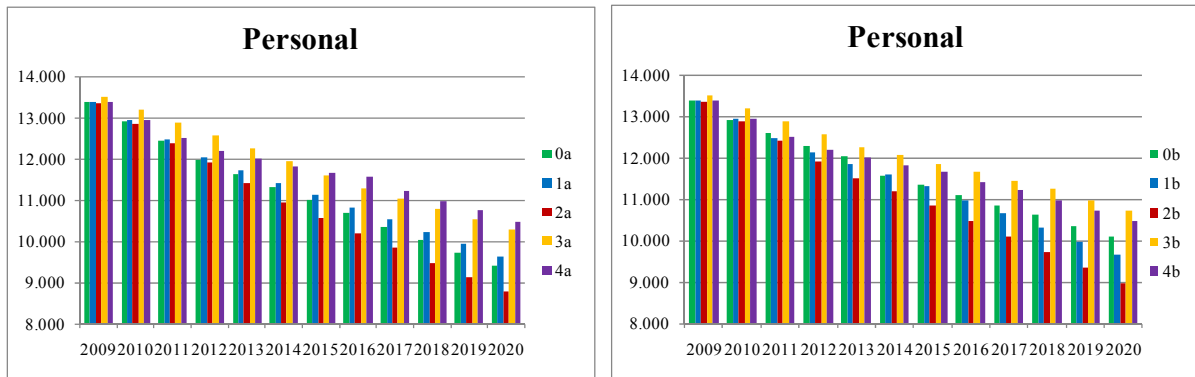


Abbildung 66: Beschäftigungsentwicklung bei stabilen (a) und steigenden (b) Primärenergiepreisen<sup>1177</sup>

#### 5.2.4.2.3. Anteile Erneuerbarer Energien und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen an der Gesamtkapazität

Im nächsten Schritt sollen die Erneuerbaren Energien, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und konventionelle Kraftwerke aggregiert werden, um ihre Anteile an der elektrischen Gesamtkapazität zu bestimmen und ihre Anteilsentwicklung bis zum Jahr 2020 zu untersuchen. Wie in den folgenden Abbildungen 67 und 68 zu sehen ist, liegt der Anteil konventioneller Anlagen in den Szenarien b tendenziell gleich oder höher als in a, was aufgrund der gegenüber a teureren konventionellen Primärenergieträger in diesen Szenarien überraschend ist. Dennoch sind diese Abweichungen aufgrund unterschiedlicher Entwicklungen der Primärenergiepreise nicht entscheidend. In Szenario 4a und 4b ist die Verteilung der Anteile sogar exakt gleich hoch.

Szenario 4 zeichnet sich mit 50 % außerdem durch den höchsten Anteil Erneuerbarer Energien im Portfolio aus. Die anderen Szenarien (1a, 0b und 3b am niedrigsten) zeigen mit 24 bis 28 % hingegen keine deutlichen Steigerungen gegenüber dem Ausgangsniveau von ca. 25 %.

Unbeeinflusst zeigt sich auch der Anteil der Heizkraftwerke, der sich in den Szenarien 0 bis 3 über die Jahre hinweg relativ konstant zwischen 15 und 18 % bewegt. Mit Ausnahme von 4 mit einem Anteil von 12 % beläuft er sich damit in allen Szenarien auf ähnlichem Niveau.

In Konsequenz lässt sich bei den konventionellen Anlagen mit Ausnahme von Szenario 4 ebenfalls keine entscheidende Veränderung gegenüber dem Ausgangsniveau von 58 % feststellen. So machen die konventionellen Anlagen im Jahr 2020 maximal einen Anteil von 61 % aus, wie in den Szenarien 1a und 0b zu sehen ist, und betragen mit Ausnahme von Szenario 4 mit 38 % minimal 55 % bzw. 56 % (3a und 2b). Darüber hinaus ist bemerkenswert, dass in Szenario 3 der Anteil konventioneller Anlagen zwar teilweise während des vorliegenden Zeitraums, aber trotz des Festhaltens an der Kernenergie nicht im Jahr 2020 am höchsten liegt.

<sup>1177</sup> Eigene Darstellung.

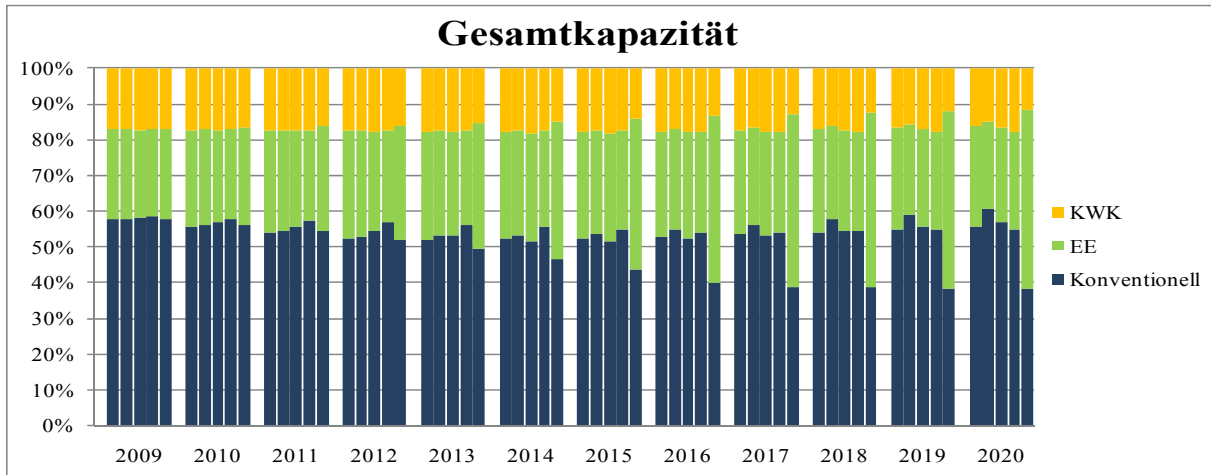


Abbildung 67: Anteil EE und KWK an elektrischer Gesamtkapazität bei stabilen Primärenergiepreisen (a)<sup>1178</sup>

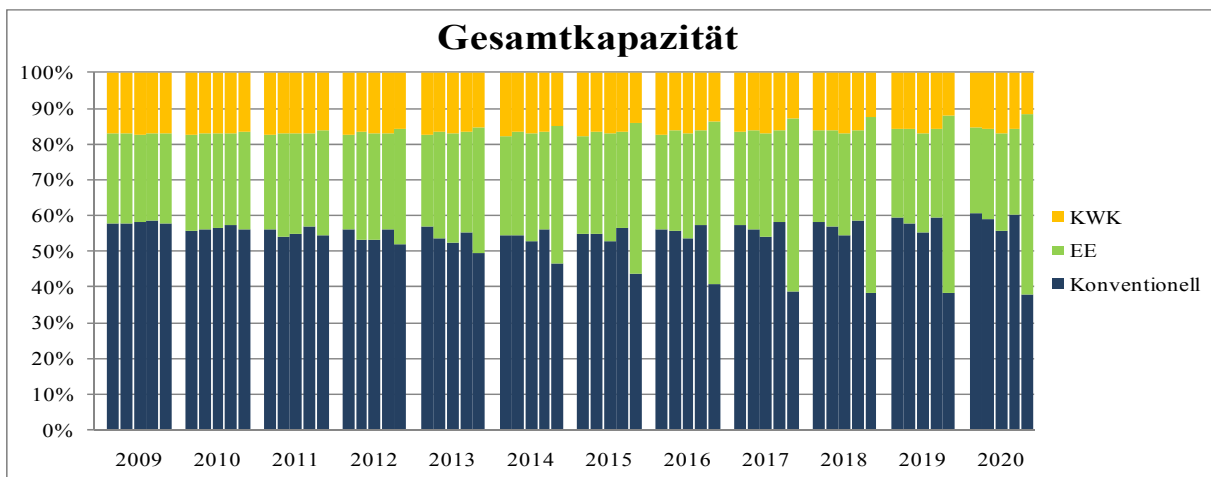


Abbildung 68: Anteil EE und KWK an elektrischer Gesamtkapazität bei steigenden Primärenergiepreisen (b)<sup>1179</sup>

Insgesamt lässt sich festhalten, dass mit Ausnahme von Szenario 4 kein entscheidender Umbau des Kraftwerksparks stattfinden wird. Der Emissionshandel eignet sich somit zwar zur Beeinflussung von Produktionsentscheidungen. Für langfristige Investitionsentscheidungen ist hingegen ein niedriger Zinssatz, wie ihn das Marktanzreizprogramm bietet, von größerer Bedeutung. Deshalb soll im nächsten Abschnitt der Einfluss des Emissionshandels auf die Strom- und Wärmeproduktion untersucht werden.

<sup>1178</sup> Eigene Darstellung.

<sup>1179</sup> Eigene Darstellung.



### 5.2.4.3. Veränderung der Energieerzeugung und -versorgung

#### 5.2.4.3.1. Analyse der Stromerzeugung nach Primärenergieträgern

Bei der Analyse des Einflusses des Emissionshandels auf die Strom- und Wärmeproduktion fällt auf, dass hier eine größere Veränderung bis zum Jahr 2020 stattfindet und dass sich die Szenarien stärker unterscheiden als bei der Betrachtung der Leistungsentwicklung. So zeigt der Vergleich der Szenarien 0 und 1 eine deutliche Verschiebung der Stromproduktion von Braun- und Steinkohle hin zu Gas<sup>1180</sup> und Biomasse. Ein ähnliches Bild zeigt sich in den Szenarien 2<sup>1181</sup> und 4, bei denen allerdings der Rückgang der mit Braunkohle produzierten Strommenge nicht so eindeutig ausfällt, da die geforderte Emissionsobergrenze entweder bereits durch eine niedrigere insgesamt erzeugte Strommenge oder durch einen höheren Anteil an Strom aus den CO<sub>2</sub>-freien Kernkraftwerken vermieden wird.<sup>1182</sup> Die nach Primärenergieträgern aufgeschlüsselte Stromproduktion in Szenario 4 spiegelt die hohen Investitionen in Windkraftwerke wider. Aufgrund des hohen Anteils an Erneuerbaren Energien im Kraftwerkspark bedarf es hier nicht des vermehrten Einsatzes der teuren Gaskraftwerke, um dennoch die CO<sub>2</sub>-Vorgaben einzuhalten.

Vergleicht man die jeweiligen Szenarien bei stabilen (a) und steigenden (b) Primärenergiepreisen, lässt sich in b ein späterer und langsamerer Wechsel von Kohle auf Gas beobachten, um im Jahr 2020 dennoch ein ähnliches Verhältnis der Primärenergieträger an der Stromerzeugung zu erreichen. Dies liegt in den geringeren Ausnutzungsdauern der Gaskraftwerke in Folge der weiter geöffneten Preisschere zwischen Kohle- und Gaspreisen sowie dem daraus resultierenden ungünstigeren Investitionspfad für Gaskraftwerke (später einsetzende Kapazitätserweiterungen vgl. Kapitel 5.2.4.2.) begründet.

<sup>1180</sup> So prognostiziert auch Fichtner (2005) einen Anstieg des Gaseinsatzes zur Verstromung, den er mit einem zunehmenden Einsatz von Gas- und Dampfkraftwerken begründet. Vgl. Fichtner (2005), S. 245.

<sup>1181</sup> Die Ergebnisse des Forschungszentrums Jülich zeigen vom Jahr 2010 auf 2020 ebenfalls einen Rückgang der Kernenergie, eine deutliche Abnahme der Steinkohle und dazu verhältnismäßig geringe Änderung bei der Braunkohle, eine signifikante Zunahme von Erdgas sowie relativ unveränderte Anteile von Wasser und Wind im Energiemix. Vgl. BMU (2007a), S. 180, Abbildung 14-5.

Des Weiteren kommen auch EWI / Prognos (2005) in ihrer Studie zur Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030 bei der Prognose der Stromerzeugung nach Primärenergieträger für das Jahr 2020 zu ähnlichen Ergebnissen wie Szenario 2b (Kernenergie: 5,2 % gegenüber 5,7 %, Braunkohle: 28,4 % gegenüber 27,4 %, Steinkohle: 18,3 % gegenüber 12,8 %, Erdgas: 24,4 % gegenüber 29,3 % und Rest 23,6 % gegenüber 24,8 %). Leichte Verschiebungen gibt es lediglich zwischen Erdgas und Steinkohle sowie zwischen Wind und Sonstige (vermutlich Biomasse). Vgl. EWI / Prognos (2005), S. 9.

<sup>1182</sup> Auch EWI / Prognos (2005) bestätigen in ihren Berechnungen, dass die Stromerzeugung mit Braunkohle im Gegensatz zu Steinkohle trotz hoher Emissionskosten konkurrenzfähig bleiben wird. Bei einer Bruttostromproduktion von 16 % aus Windenergie im Jahr 2030 ermitteln sie einen Beitrag von 29 % aus Braunkohle und 8 % aus Steinkohle. Vgl. EWI / Prognos (2005), S. 33.

Des Weiteren stellt man für alle Szenarien mit Emissionshandel eine Abnahme der Stromproduktion fest.<sup>1183</sup> Eine Rolle spielen dabei der in Kapitel 5.2.4.2. gezeigte Kapazitätsabbau sowie eine Verschlechterung des Stromimportaldos. Die Zunahme der Stromimporte als Auswirkung des Emissionshandels lässt auf eine ungünstigere Zusammensetzung des deutschen Kraftwerksparks oder ineffizientere Anlagen als in Nachbarländern schließen. Szenario 4 zeigt jedoch, dass die hohen Investitionen in Erneuerbare Energien diesen Effekt zum Teil dämpfen können.

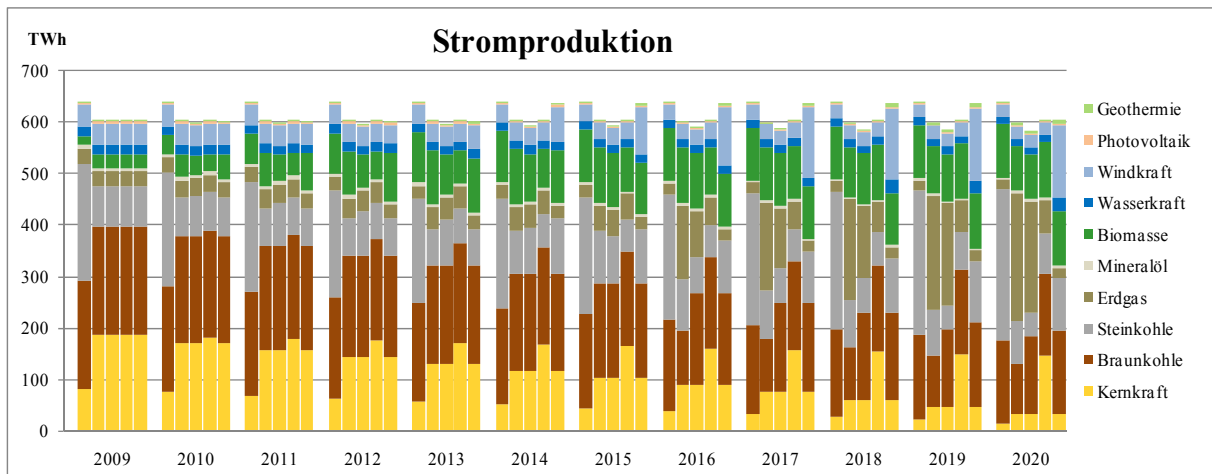


Abbildung 69: Stromproduktion nach Technologien bei stabilen Primärenergiepreisen (a)<sup>1184</sup>

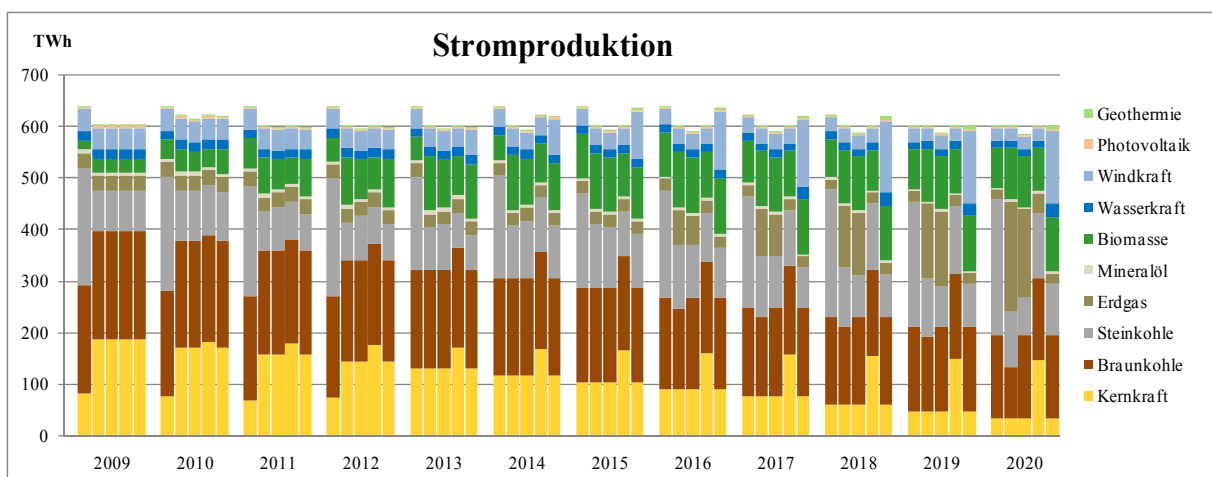


Abbildung 70: Stromproduktion nach Technologien bei steigenden Primärenergiepreisen (b)<sup>1185</sup>

Nach der Analyse der Stromproduktionsentwicklung nach Primärenergieträgern stellt sich nun die Frage, ob die nationalen und europäischen umweltpolitischen Ziele (vgl. Kapitel 2.1.7.)

<sup>1183</sup> Auch das Forschungsvorhaben RECCS des DLR, ZSW und PIK sowie das Forschungszentrum Jülich prognostizieren für das Jahr 2020 einen Rückgang der Stromerzeugung in Deutschland. Vgl. BMU (2007a), S. 180.

<sup>1184</sup> Eigene Darstellung.

<sup>1185</sup> Eigene Darstellung.

erreicht werden. Betrachtet man die Abbildungen 71 und 72, kommt man zu dem Schluss, dass nur in 4a und 4b mit 47 % der Anteil der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch im Jahr 2020 über 30 %<sup>1186</sup> in Deutschland betragen wird. Die Zielerreichung tritt hier bereits im Jahr 2014 ein. In den anderen Szenarien wird sich der Beitrag der Erneuerbaren Energien auf gerade einmal 21 bis 24 % bzw. 19 bis 23 % belaufen,<sup>1187</sup> was angesichts der Ausgangsbasis von ca. 14 bis 15 % einer Steigerung von 4 bis 10 %-Punkten entspricht. Mit 16 bis 18 % Anteil der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch im Jahre 2010 kann nicht einmal das europäische Ziel von einem 22 %-Beitrag bis 2010 gemäß EU-Richtlinie 2001/77/EG<sup>1188</sup> erfüllt werden.<sup>1189</sup> Die Stromerzeugung in Kuppelproduktion wird bis zum Jahr 2020 eine Veränderung von -2 bis 4 %-Punkte erfahren und zwischen 12 und 18 % liegen. Dabei bleibt die Produktion in Großheizkraftwerken nahezu konstant, während der Anteil der BHKWs mit Ausnahme des Szenarios 4 zunimmt.<sup>1190</sup>

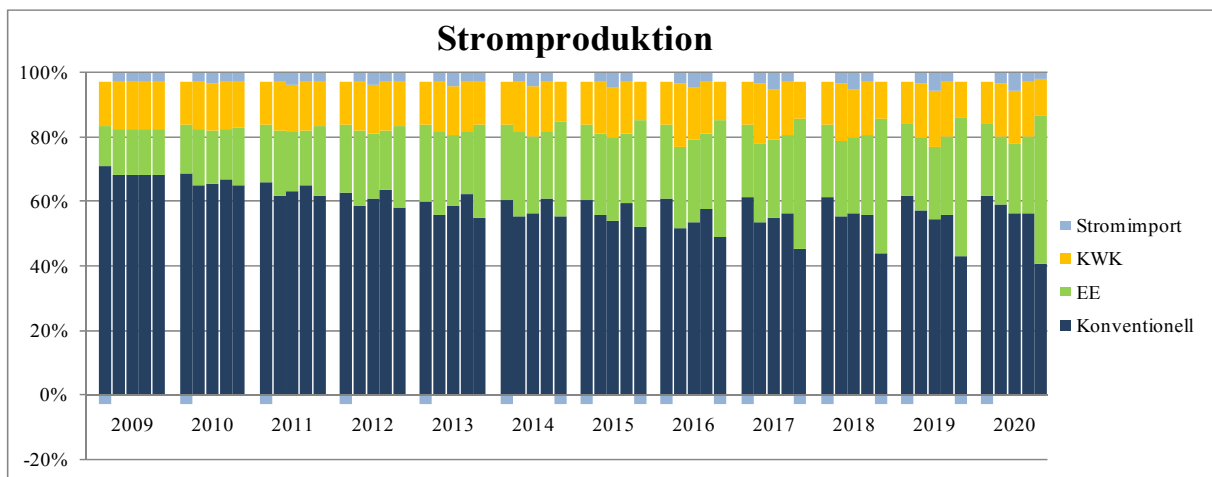


Abbildung 71: Zusammensetzung der jährlichen Stromproduktion bei stabilen Primärenergiepreisen (a)<sup>1191</sup>

<sup>1186</sup> Vgl. BMU (2008a), S. 5.

<sup>1187</sup> Auch im Endbericht zum Forschungsprojekt RECCS lassen sich in drei Szenarien Angaben zur jährlichen Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien von 112 bis 159 TWh im Jahr 2020 finden. Vgl. BMU (2007a), S. 184.

<sup>1188</sup> Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt (ABl. EG 2001 L 283/33).

<sup>1189</sup> Die Studie zum Forschungsprojekt RECCS kommt ebenfalls zu dem Schluss, dass die angestrebten Klimaschutzziele bei bestehender Energie- und Klimaschutzpolitik nicht zwangsläufig erreicht werden und schlägt neben der Fortschreibung bereits eingeführter Instrumente ergänzende Maßnahmen (z.B. Förderinstrumente für Erneuerbare Energien im Wärmemarkt und Effizienzmaßnahmen im Energieverbrauch) vor. Vgl. BMU (2007a), S. 184 f.

<sup>1190</sup> DLR, ZSW und PIK stellen eine Stagnation der KWK-Strommenge aus fossilen Energieträgern in der Vergangenheit und erst seit Einführung des Emissionshandels wieder einen leichten Anstieg fest. 10 TWh sollen dabei aus Biomasseheizkraftwerken kommen. Vgl. BMU (2007a), S. 185.

<sup>1191</sup> Eigene Darstellung.

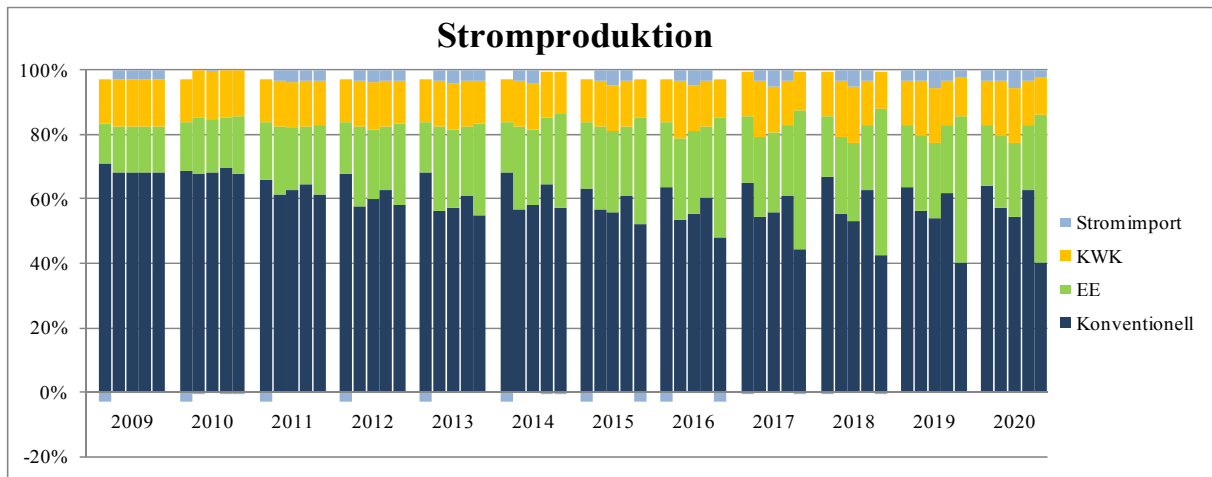


Abbildung 72: Zusammensetzung der jährlichen Stromproduktion bei steigenden Primärenergiepreisen (b) <sup>1192</sup>

#### 5.2.4.3.2. Untersuchung der Wärmeproduktion nach Primärenergieträgern

Im Gegensatz zur Stromproduktion wird in der Wärmeerzeugung, wie Abbildung 73 und 74 zeigen, in nahezu allen Szenarien, aber vor allem bei steigenden Primärenergiepreisen bis zum Jahr 2020 ein hoher Beitrag aus Erneuerbaren Energien realisiert. <sup>1193</sup> Mit Ausnahme des Szenarios 3a mit einer Abnahme von 12 % auf 5 % finden Steigerungen um bis zu 35 %-Punkte (z.B. 2 % auf 37 % im Szenario 0b) statt. Maximal wird sogar ein Anteil Erneuerbarer Energien an der Wärmeproduktion von 39 % in 1b erreicht.

Dieser Anteil teilt sich in Wärme aus Biomasse und Geothermie auf, <sup>1194</sup> da diese neben der in Deutschland unattraktiven Solarthermie (vgl. Kapitel 4.2.2.3.1.) die einzigen beiden thermischen Technologien unter den Erneuerbaren Energien darstellen. Während sich die Geothermie mit Ausnahme von 3a bei stabilen Primärenergiepreisen, aber auch in 0b und 4b durchsetzt und in 4 einen Wert von 72 TWh<sub>th</sub> im Jahr 2020 erreichen kann, steigt der Beitrag der Biomasse vor allem in 0 und b (0a, 0b, 1b, 2b und 3b) stark an und kann bis zu 84 TWh<sub>th</sub> beitragen.

Zwar wirkt sich der Emissionshandel, wie der Vergleich des Szenarios 0 zu den anderen zeigt, nicht auf den Anteil der Erneuerbaren Energien in der Wärmeproduktion aus, aber er lässt vor allem in den Szenarien 1a, 1b, 2a, 2b und 3a die Wärmebeitragshöhe aus Erdgas ansteigen. In

<sup>1192</sup> Eigene Darstellung.

<sup>1193</sup> Auch EWI / Prognos (2005) stellen zwischen 2000 und 2030 eine Verdrängung von Steinkohle und Heizöl durch Erneuerbare Energien und Erdgas in der Wärmeerzeugung fest. Vgl. EWI / Prognos (2005), S. 34 und 291-326.

<sup>1194</sup> Den steigenden Anteil der Erneuerbare Energien an der Wärmeerzeugung erklären EWI / Prognos (2005) ebenfalls mit einer zunehmenden thermischen Behandlung von Siedlungsabfällen, der Errichtung weiterer Holzheizkraftwerke und der zunehmenden Nutzung von Geothermie. Vgl. EWI / Prognos (2005), S. 34 und 291-326.

den Szenarien 1 und 2 fällt hingegen der Anteil an Steinkohleanlagen in der Wärmeproduktion besonders deutlich, so dass diese sogar ihre führende Stellung am Wärmeportfolio einbüßen. Dieser Rückgang beträgt bis zu 80 TWh<sub>th</sub> (von 116 TWh<sub>th</sub> in 2009 auf bis zu 36 TWh<sub>th</sub> 2020). Während sich die Steinkohle unabhängig vom Szenario als Verlierer von Anteilen im Wärmeportfolio zeigt, ist der Braunkohlebeitrag trotz Emissionshandel und steigenden Primärenergiepreisen relativ robust.

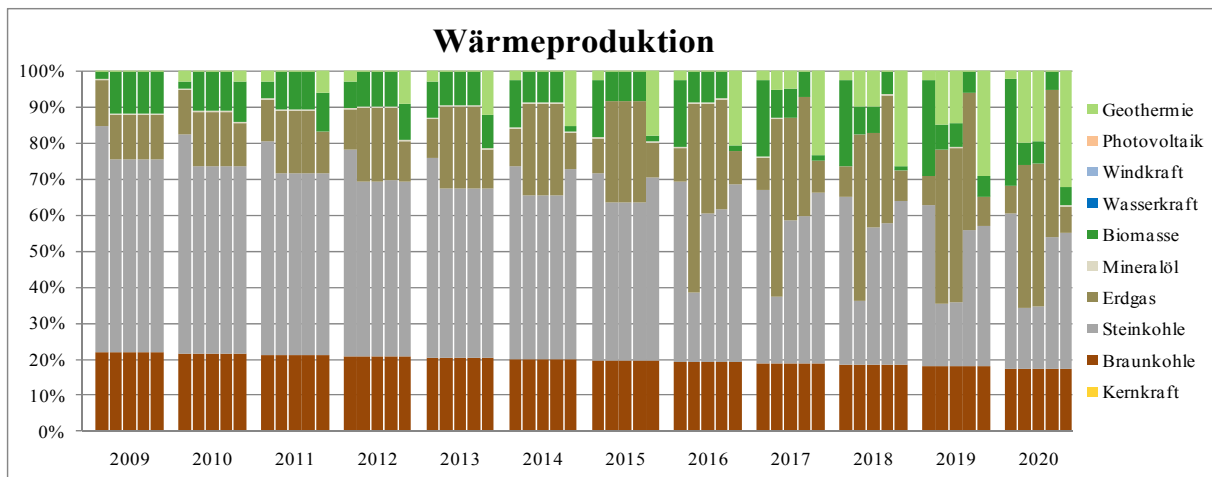


Abbildung 73: Wärmeproduktion nach Technologien bei stabilen Primärenergiepreisen (a)<sup>1195</sup>

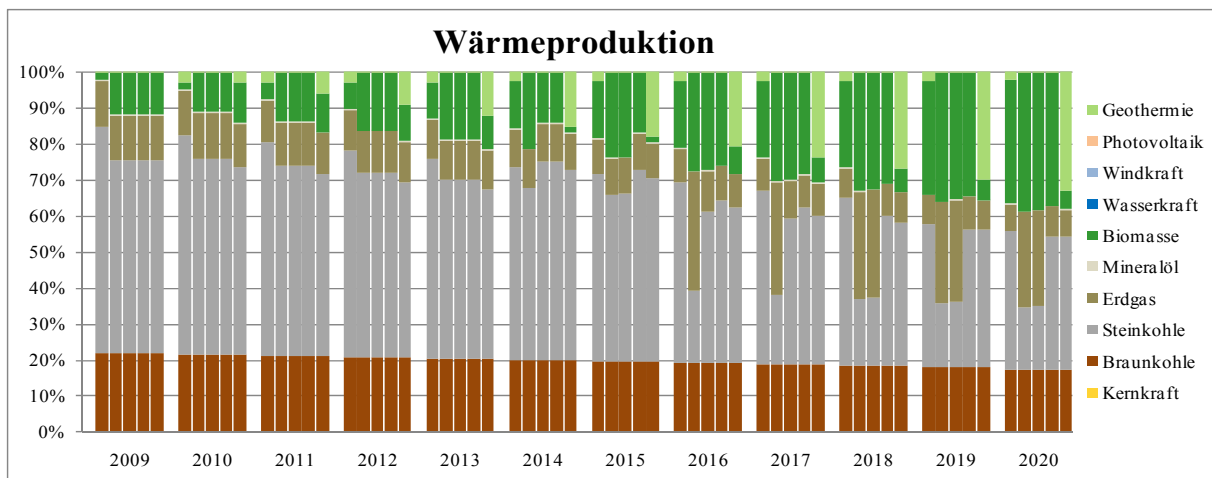


Abbildung 74: Wärmeproduktion nach Technologien bei steigenden Primärenergiepreisen (b)<sup>1196</sup>

#### 5.2.4.3.3. Primärenergieverbrauch und Effizienzsteigerung

Die Veränderungen in der Strom- und Wärmeproduktion spiegeln sich gemäß Abbildung 75 und 76 auch im Primärenergieverbrauch wider. Einen starken Rückgang um bis zu 328 TWh von 1.720 TWh in 2009 auf bis zu 1.392 TWh im Jahr 2020 verzeichnen die Szenarien 1, 2

<sup>1195</sup> Eigene Darstellung.

<sup>1196</sup> Eigene Darstellung.

und 4, während die Höhe des Ressourcenverbrauchs in den anderen beiden Fällen nur um 98 bis 123 TWh bei konstanten und um 87 bis 227 TWh bei steigenden Primärenergiepreisen abnimmt.<sup>1197</sup> Darüber hinaus fallen in Szenario 0 und 3 auch die Anteilsverschiebungen zwischen den verschiedenen Primärenergien geringer aus. So werden Energieumwandlungsanlagen weiterhin zu einem großen Teil mit Steinkohle, Braunkohle und Kernenergie befeuert.<sup>1198</sup> Betrachtet man nun ausschließlich den Verbrauch an konventionellen Energieträgern, können diese durch das Marktanzreizprogramm sowohl bei konstanten als auch bei steigenden Primärenergiepreisen am stärksten eingespart werden. Ihr Verbrauch fällt in diesem Szenario von 1.541 TWh auf 913 bzw. 905 TWh. Auch in diesem Vergleich zeigen sich die Entwicklungen der Szenarien 0 ohne Emissionshandel und vor allem 3 ohne Kernenergieausstieg als ungünstigste. Es wird nur ein Niveau von 1.298 bzw. 1.332 TWh in 0a bzw. 3a und 1.243 bzw. 1.328 TWh in 0b bzw. 3b erreicht.

Des Weiteren lässt sich bei zunehmenden Primärenergiepreisen ein effizienterer Umgang mit den Brennstoffen beobachten. So liegt der Verbrauch herkömmlicher Energieträger bei konstanten Primärenergiepreisen um 4 bis 55 TWh höher als im vergleichbaren Szenario mit steigenden Preisen.

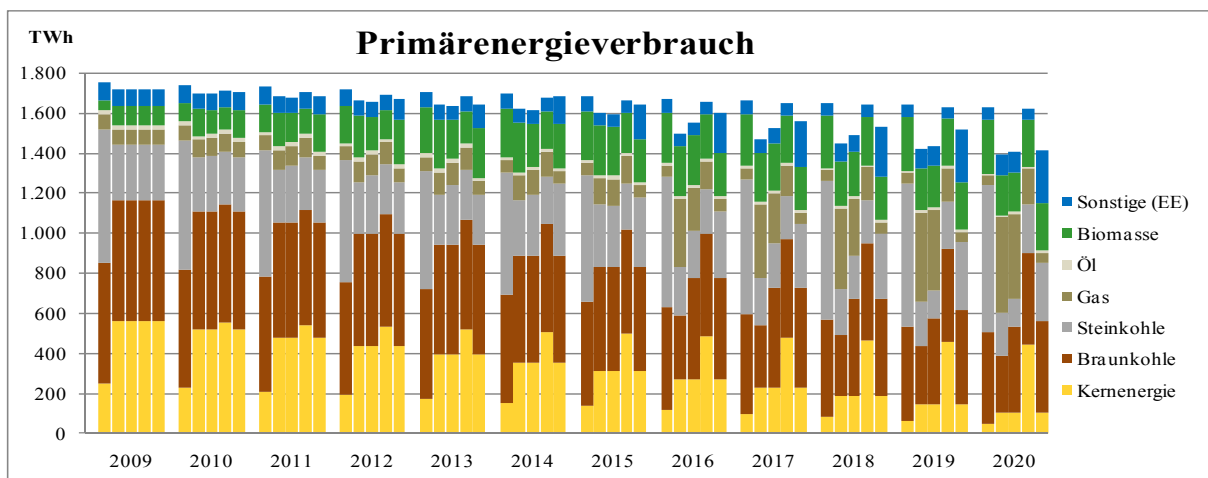


Abbildung 75: Primärenergieverbrauch bei stabilen Primärenergiepreisen (a)<sup>1199</sup>

<sup>1197</sup> Auch in den drei Szenarien des Forschungsprojekts RECCS zeigt sich der Primärenergieverbrauch rückläufig. Die Autoren begründen die sinkende Tendenz mit einer steigenden Energieproduktivität (z.B. steht bis 2020 ein Ersatz von 60 GW und bis 2030 von 90 GW an „Altkraftwerken“ an). Erwähnt wird jedoch auch ein Bevölkerungsrückgang in Deutschland bis zum Jahr 2050. Vgl. BMU (2007a), S. 185.

EWI / Prognos (2005) sprechen von einer Fortsetzung des eingesetzten Trends der Entkoppelung von Wirtschaftsleistung und Energieverbrauch in Deutschland und in Folge dessen einem langfristigen Rückgang des Primärenergieverbrauchs von mehr als 15 % zwischen 2002 und 2030. Vgl. EWI / Prognos (2005), S. 36 und 375-392.

<sup>1198</sup> EWI / Prognos (2005) gehen hingegen wie auch Szenario 1 und 2 von einem zunehmenden Ersatz von Steinkohle und Kernenergie durch Erdgas und Erneuerbare Energien zwischen 2000 und 2020 und damit einer deutlichen Veränderung der Verbrauchsstruktur von Primärenergien aus. Vgl. EWI / Prognos (2005), S. 37 und 375-392.

<sup>1199</sup> Eigene Darstellung.

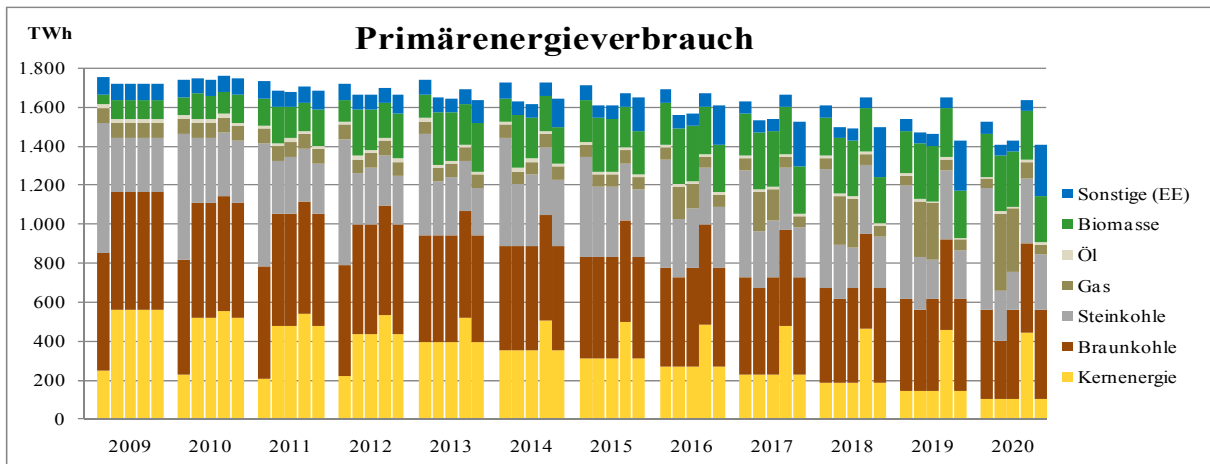


Abbildung 76: Primärenergieverbrauch bei steigenden Primärenergiepreisen (b)<sup>1200</sup>

Dennoch bedeutet in allen Szenarien die Erzeugung der gleichen Wärmemenge und abgesehen von der Veränderung des Stromimportsaldo der nahezu gleichen Strommenge mit weniger Inputgütern eine Steigerung der Effizienz (vgl. Abbildung 77), die sich mit dem Ersatz alter durch neuer Anlagen mit höheren Wirkungsgraden erklären lässt. Variationen in der Höhe der Effizienzsteigerung ergeben sich aus den in den Szenarien abweichenden Investitionsprogrammen (vgl. Abbildung 61 und 62 in Kapitel 5.2.4.2.1.). Verschiedene Technologien besitzen unterschiedliche Wirkungsgrade und Potentiale des technischen Fortschritts, die Kapitel 4.2.2. entnommen werden können. Die Verbesserung der elektrischen Effizienz fällt mit einem Anstieg von 40 % auf 55 % in 4 besonders hoch aus, während die Gesamteffizienz in Szenario 1 den stärksten Zuwachs von 57 % auf 98 % bzw. 96 % zeigt.<sup>1201</sup> Das Auseinanderfallen der beiden Kennzahlen, also dass Fall 4 nicht gleichzeitig die höchste Gesamteffizienz aufweist, liegt darin begründet, dass in diesem Szenario vorwiegend Kapazitätserweiterungen in nicht-thermische Windkraftanlagen vorgenommen werden, die folglich keinen Beitrag zur Verbesserung der thermischen Effizienz liefern.

Bei der Betrachtung von Abbildung 77 wird noch deutlicher als in der vorangehenden Analyse, dass Szenario 3 den geringsten Fortschritt aufweist. Das Festhalten an alten Kapazitäten von Kernkraftwerken verhindert einen schnelleren Umbau des Anlagenparks. Die elektrische Effizienz erfährt nur einen Anstieg um 1 bis 2 %-Punkten (von 40 % auf 41 % bzw. 42 %) und die Gesamteffizienz erreicht gerade einmal 77 % bis 78 % (Ausgangsbasis 57 % in 2009). Zur Extraktion des Einflusses des Emissionshandels dient der Vergleich der Szenarien 0 und 1. Dabei lässt sich feststellen, dass der Emissionshandel die elektrische Effizienz um 7 bis 8

<sup>1200</sup> Eigene Darstellung.

<sup>1201</sup> EWI / Prognos (2005) geben für Deutschland eine durchschnittlich um 1,9 % steigende Energieproduktivität pro Jahr an. Vgl. EWI / Prognos (2005), S. 36 und 375-392.

%-Punkte stärker erhöht (von 42 % auf 44 % in 0a und 0b gegenüber von 40 % auf 50 % in 1a und von 40 % auf 49 % in 1b) und die Gesamteffizienz anstelle um 28 bzw. 34 %-Punkte um 41 bzw. 39 %-Punkte ansteigen lässt (von 57 % auf 85 % in 0a und 91 % in 0b gegenüber auf 98 % in 1a und 96 % in 1b).

Überraschenderweise weicht die Effizienzentwicklung bei konstanten und steigenden Primärenergiepreisen kaum voneinander ab. So zeigt ein Kennzahlenvergleich der Szenarien a und b mit Ausnahme von 0a und 0b maximale Abweichungen von 1 bis 2 %-Punkten auf, obwohl sich bei größerem Kostendruck und höheren Einsparmöglichkeiten besonders verstärkte Effizienzverbesserungen erwarten ließen. Aber in Abbildung 59 war in b auch kein erhöhtes Investitionsniveau gegenüber a zu beobachten, was bedeutet, dass der Anstieg der Primärenergiepreise noch nicht für zusätzliche Investitionen in effizientere Anlagen ausreicht.

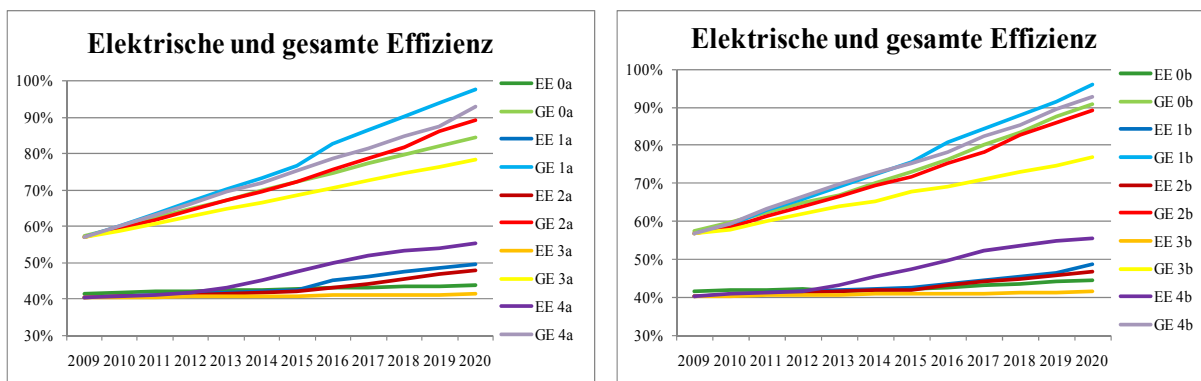


Abbildung 77: Elektrische und gesamte Effizienz bei stabilen (a) und steigenden (b) Primärenergiepreisen<sup>1202</sup>

#### 5.2.4.3.4. Entwicklung der Importquote und der Versorgungssicherheit

Trotz der zunehmenden Effizienz, des abnehmenden Primärenergieverbrauchs und des vermehrten Einsatzes an Erneuerbaren Energien steigt die Importquote jedoch um 2 bis 7 %-Punkte ohne Stromimporte und inklusive um 1 bis 5 %-Punkte (vgl. Abbildung 78). Verantwortlich für Energieimporte ist insbesondere der Einsatz der Primärenergieträger Kernenergie und Erdgas, aber auch Steinkohle in der Strom- und Wärmeerzeugung.

In Szenario 1 mit dem höchsten Anstieg erreicht die Importrate aufgrund der zunehmenden Befuerung mit Gas somit ein Niveau von 76 % im Jahr 2020 ausgehend von 69 % in 2009 und inklusive Stromimporten von einer 61 %-igen Ausgangsbasis eine Höhe von 66 %. Vergleicht man diese Quote des Jahres 2020 mit der in Szenario 0 in Höhe von 73 % bzw. 63 %,

<sup>1202</sup> Eigene Darstellung.



lässt sich nicht bestreiten, dass der Emissionshandel zu höheren Energieimporten aufgrund eines Rückgangs der heimischen Braunkohle im Energiemix führen wird.

Der Wechsel von Braunkohle auf Erdgas (und Steinkohle) zur Einhaltung der CO<sub>2</sub>-Obergrenze und der damit verbundene Anstieg der Importquote kann aber, wie die Szenarien 2 und 3 zeigen, durch den Einsatz von Kernenergie oder die Verlagerung der Stromerzeugung ins Ausland abgedämpft werden. So weisen Szenarien 2a und 2b mit einem leichten Anstieg von 69 % auf 71 % bzw. 72 % und von 61 % auf 62 % bzw. 63 % die moderatesten Veränderungen auf. Zu einer Senkung der Importrate kann jedoch nur ein intensiver Ausbau der Erneuerbaren Energien führen. In Szenario 4 wird damit ein Rückgang der Quote um 3 bzw. 4 %-Punkte erzielt, was eine Reduktion auf das Niveau von 66 % bzw. 57 % ermöglicht.

Die unterschiedlichen Preisentwicklungen in den Fällen a und b üben hingegen nur einen geringen Einfluss auf die Ergebnisse im Jahr 2020 aus. Diese weichen maximal um 1 %-Punkt ab, was jedoch bis zu 140 TWh an zusätzlichem Primärenergieimport entsprechen kann. Ferner können die unterschiedlichen Primärenergiepreise zu verschiedenen Entwicklungspfaden der Importquote führen, wie sich in Szenario 0<sup>1203</sup> und 2<sup>1204</sup> aber vor allem in 1 zeigt. So wird eine Anhebung des vergleichsweise teuren Gaseinsatzes in 1b zugunsten von Braunkohle und Biomasse bis zum Jahr 2019 gegenüber 2016 in 1a hinaus gezögert.

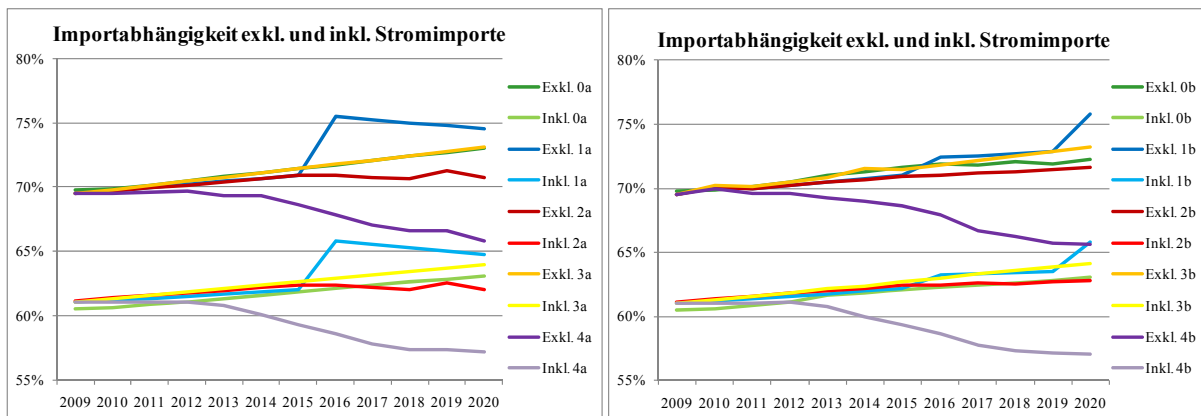


Abbildung 78: Entwicklung der Importquote exklusive und inklusive Stromimporte bei stabilen (a) und steigenden (b) Primärenergiepreisen<sup>1205</sup>

Die Kehrseite des intensiven Einstiegs in Erneuerbare Energien insbesondere Wind zeigt sich jedoch in Abbildung 79 bei der Untersuchung der Versorgungssicherheit. Während in allen anderen Szenarien die Verfügbarkeit um 4 bis 5 %-Punkte von 78 % auf 82 bis 83 % und der

<sup>1203</sup> Szenario 0a unterscheidet sich von 0b durch einen höheren Einsatz von Steinkohle und einem geringeren an Kernenergie.

<sup>1204</sup> Der Knick in der Kurve in Szenario 2a erklärt sich mit einem plötzlichen Rückgang von Braunkohle und Steinkohle sowie dem Ersatz durch Erdgas im Jahr 2019 und dem kontinuierlich weiter abnehmenden Anteil an Kernenergie im Energiemix.

<sup>1205</sup> Eigene Darstellung.

Beitrag zur Befriedigung der Peakload-Nachfrage um 5 bis 8 %-Punkte von 68 % auf 73 bis 76 % ansteigt, verzeichnet sich nur im Fall 4 ein abnehmender Trend um -7 und -8 %-Punkte auf ein Niveau von 71 % und 60 %.

Dem Beitrag zu Peakload kommt in den Szenarien 0 bis 3 vor allem ein Übergang von großen trägen Kernkraft- und Braunkohlekraftwerken hin zu kleineren und schneller startbaren GuD-Gaskraftwerken und Biomasseanlagen zu gute. Der Verbesserung der Verfügbarkeit liegt vorwiegend der Ersatz alter und inzwischen störungsanfälligerer Anlagen durch neuere Technologien zugrunde. Die Entwicklung der Primärenergiepreise zeigt sich hingegen für das Ergebnis von nachrangiger Bedeutung.

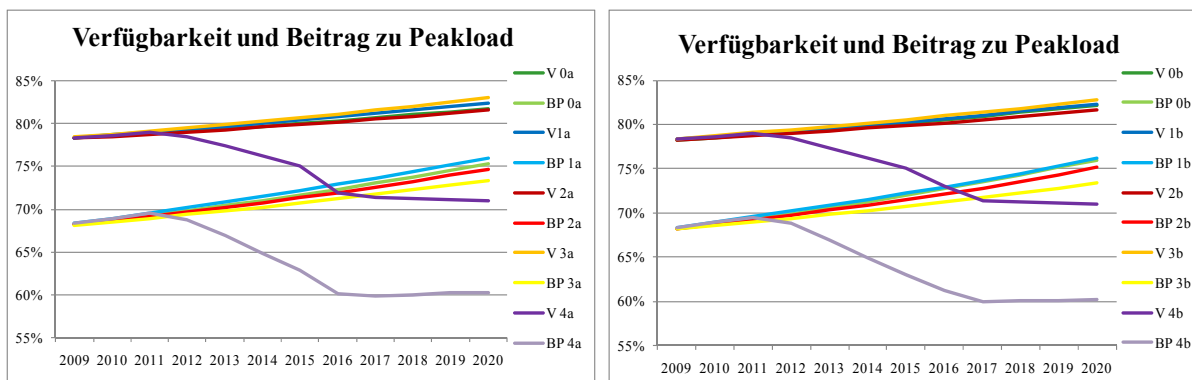


Abbildung 79: Versorgungssicherheit bei stabilen (a) und steigenden (b) Primärenergiepreisen<sup>1206</sup>

#### 5.2.4.4. Ökologische Effektivität und ökonomische Effizienz des Emissionshandels

##### 5.2.4.4.1. Zertifikatpreisentwicklung und Emissionsvermeidung

Eine auffällig unterschiedliche Entwicklung bei stabilen (a) und steigenden (b) Primärenergiepreisen ergibt sich jedoch bei den Zertifikatpreisen (vgl. Abbildung 80), die die Aufgabe besitzen, insbesondere die Preisdifferenz zwischen Kohle und dem teureren aber emissionsärmeren Gas für die Ermöglichung eines Produktionswechsel auszugleichen.

Während in a der Preis für eine Berechtigung in der 2. Handelsperiode zunächst konstant auf 15 € verweilt und dann einerseits in 4a auf 5 € abfällt, um sich zwischen 2018 und 2020 wieder auf 15 € zu erholen und andererseits in den Szenarien 1a und 2a auf 40 € ab 2016 ansteigt, sinkt der Zertifikatpreis in b zunächst direkt auf 10 € und in den Szenarien 2b bis 4b ab 2014 sogar weiter auf 5 €, um in 4b schließlich auf 0 € zu fallen. Die Fälle 1b und 2b verzeichnen hingegen von 2015 bzw. 2014 auf 2016 einen sprunghaften Anstieg auf 65 € bzw. 45 € und anschließend einen kontinuierlichen Anstieg auf 85 € bzw. 65 €. 3b folgt verzögert ab dem

<sup>1206</sup> Eigene Darstellung.

Jahr 2018 und erreicht im Jahr 2020 einen Wert von 50 €. Bei stabilen Primärenergiepreisen erzielt der Preis für ein Emissionsrecht somit maximal 40 € und minimal 5 €, während bei steigenden Primärenergiepreisen die Spannweite der verschiedenen Szenarien von 0 € bis 85 € reicht.<sup>1207</sup>

Die höchsten Preise werden in 1, gefolgt von 2, auf den Energiesektor zukommen. Eine kritische Menge an Emissionsberechtigungen scheint dabei im Jahr 2016 mit 321 bis 328 Mio. t CO<sub>2</sub> erreicht zu sein. Die Anzahl an verfügbaren Emissionszertifikaten ist dann nach einer konstanten Menge in der 2. Handelsperiode (2008-2012) soweit abgesenkt, dass der sprunghafte Anstieg des Zertifikatpreises ab 2016 sogar einen plötzlichen Kurswechsel in den Kapazitätserweiterungen (vgl. Wechsel von Kohle zu Gasinvestitionen in Abbildung 61 und 62) hervorruft. Deutlicher als durch die Kapazitätserweiterung der Grenzkuppelstellen (2) können hingegen der weitere Betrieb der Kernkraftwerke (3) und der Ausbau der Erneuerbaren Energien (4) den Preisanstieg bremsen bzw. sogar vermeiden.

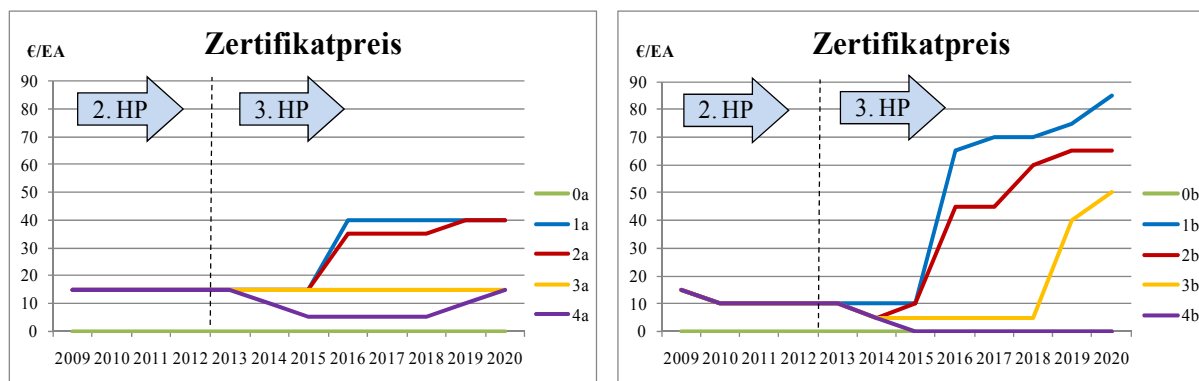


Abbildung 80: Entwicklung des Zertifikatpreises bei stabilen (a) und steigenden (b) Primärenergiepreisen<sup>1208</sup>

Es stellt sich nun die Frage, ob zur Erreichung der geforderten Reduktionsziele der EU von 15 bis 30 % weniger Treibhausgasen bis 2020 und Deutschlands von -40 % gegenüber dem jeweiligen Emissionsniveau von 1990 (3.357 Mio. t CO<sub>2</sub> in EU und 1.032 Mio. t CO<sub>2</sub> in BRD) ausreichend beigetragen werden kann (vgl. Kapitel 2.1.7.) und ob der Emissionshandel erforderlich gewesen wäre. Diese Ziele entsprechen einer Reduktion in Höhe von 412,8 Mio. t CO<sub>2</sub> in Deutschland und im Jahr 2020 einer erlaubten CO<sub>2</sub>-Menge von 619,2 Mio. t CO<sub>2</sub> über alle Sektoren. Erfolgt die Aufteilung der Emissionsmenge nach wie vor wie im Makroplan 2008-2012 würden Energie und Industrie 61 % also 376,5 Mio. t CO<sub>2</sub> und davon wiederum der Energieumwandlung drei Viertel also 294 Mio. t CO<sub>2</sub> (290-304 Mio. t CO<sub>2</sub>) zustehen.

<sup>1207</sup> Der in den drei Szenarien von Roth (2008) ermittelte Zertifikatpreis liegt 2020 in etwa zwischen 40 und 60 € und kann auch hier bei teureren ein höheres Niveau als bei vergleichsweise billigeren Primärenergien erreichen. Vgl. Roth (2008), S. 116 f.

<sup>1208</sup> Eigene Darstellung.

Abbildung 81 zeigt deutlich, dass diese Emissionsmenge ohne den Emissionshandel nicht erreichbar wäre. Das Emissionsniveau sinkt jedoch nicht unter die CO<sub>2</sub>-Obergrenze. Die Anzahl an Emissionsberechtigungen wird in allen Szenarien mit Emissionshandel (1 bis 4) vollkommen ausgeschöpft.

Die Differenz zwischen der Emissionsmenge in Szenario 0 zu der der anderen Szenarien stellt die auf den Emissionshandel zurückzuführende langfristige Vermeidung an CO<sub>2</sub> dar und beträgt bei konstanten Primärenergiepreisen 145 bis 160 Mio. t CO<sub>2</sub> und bei steigenden 96 bis 119 Mio. t CO<sub>2</sub>. In b ist der Effekt des Emissionshandels somit geringer, da insgesamt höhere Primärenergiekosten auch ihrerseits zu einem Rückgang des fossilen Primärenergieverbrauchs und damit der Emissionen beitragen (vgl. Abbildung 81 und 82).

Auffällig ist auch, dass die hohen Investitionen in Erneuerbare Energien in Szenario 4 nicht unbedingt zu den niedrigsten Emissionen führen müssen (vgl. 4a). Der Grund dafür ist, dass die bereits durch den Einsatz von Erneuerbaren Energien vermiedenen Emissionen ein weiteres Betreiben an Kohlekraftwerken erlauben und trotzdem die CO<sub>2</sub>-Obergrenze eingehalten werden kann. Das Marktanzreizprogramm dient folglich nur dem Ausbau der Erneuerbaren Energien aber nicht primär dem Zweck der Einhaltung von Emissionsvorgaben.

Die Emissionsvermeidungskurven in Abbildung 81 stellen die Vermeidung aufgrund von Produktionsveränderungen innerhalb eines Jahres (nicht aufgrund der längerfristigen Verschiebungen im Anlagenportfolio) dar und liegen in a zwischen 42 und 175 Mio. t CO<sub>2</sub> und in b zwischen 0 und 147 Mio. t CO<sub>2</sub>. Bemerkenswert ist, dass trotz niedrigeren Zertifikatpreisen die Vermeidung in 1a und 2a gegenüber steigenden Primärenergiepreisen und in 3a gegenüber 2a größer ist. Der Grund für geringere Vermeidungsmengen trotz hoher Zertifikatpreise könnte in einem kurzfristig preisunelastischerem Produktionsplan aufgrund der vorliegenden Kraftwerkspark- und Energiepreiskonstellation liegen.

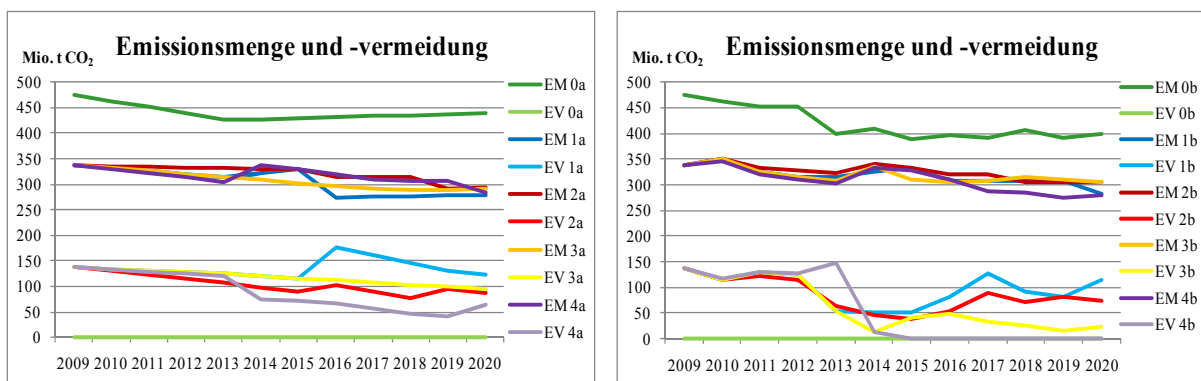


Abbildung 81: Jährliche Emissionsmenge und -vermeidung bei stabilen (a) und steigenden (b) Primärenergiepreisen<sup>1209</sup>

<sup>1209</sup> Eigene Darstellung.

Betrachtet man nun die spezifischen Emissionsmengen, um mit der Höhe des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes per inländisch erzeugter MWh<sub>el</sub> den Effekt von Produktions- und damit Emissionsverlagerungen ins Ausland heraus zu rechnen, reduziert sich die auf den Emissionshandel zurückzuführende CO<sub>2</sub>-Vermeidung, da mit Ausnahme von 0a im Jahr 2020 Strom importiert wird. Bei konstanten Primärenergiepreisen würde die spezifische Emissionsmenge bereits ohne Emissionshandel von 0,746 t CO<sub>2</sub> / MWh<sub>el</sub> in 2009 auf 0,688 t CO<sub>2</sub> / MWh<sub>el</sub> und in Szenario 0b auf 0,666 t CO<sub>2</sub> / MWh<sub>el</sub> im Jahr 2020 sinken, während sie mit Emissionshandel in 1a bis 4a zwischen 0,465 und 0,504 t CO<sub>2</sub> / MWh<sub>el</sub> und in 1b bis 4b bei 0,465 bis 0,520 t CO<sub>2</sub> / MWh<sub>el</sub> liegen würde.

Die Differenz zwischen der spezifischen Emissionsmenge in Szenario 0 zu der der anderen Szenarien, die die eigentliche auf den Emissionshandel zurückzuführende CO<sub>2</sub>-Vermeidung je Outputeneinheit darstellt, fällt aber dennoch besser als in der ersten und zweiten Handelsperiode aus. Die durchschnittlichen spezifischen Emissionsmengen betragen hier 0,609 und 0,585 t CO<sub>2</sub> / MWh<sub>el</sub>, was einer Differenz von 0,146 und 0,137 t CO<sub>2</sub> / MWh<sub>el</sub> entspricht. In beiden Fällen ist jedoch die geringste Reduktion der spezifischen Emissionsmenge mit 0,184 und 0,146 t CO<sub>2</sub> / MWh<sub>el</sub> gegenüber Szenario 0 und 0,059 und 0,043 t CO<sub>2</sub> / MWh<sub>el</sub> gegenüber dem Jahr 2009 bei Erweiterung der Grenzkuppelstellen zu beobachten.

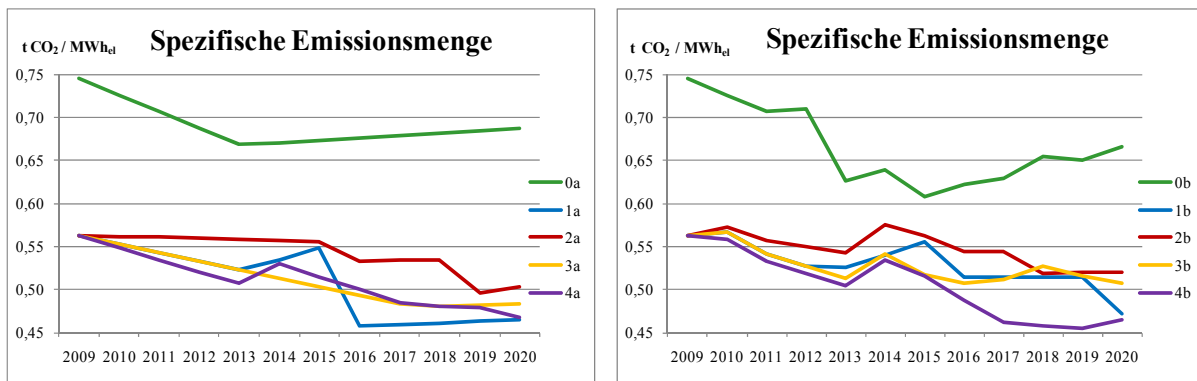


Abbildung 82: Spezifische Emissionsmenge bei stabilen (a) und steigenden (b) Primärenergiepreisen<sup>1210</sup>

#### 5.2.4.4.2. Konsequenzen für die Kostenentwicklung und -zusammensetzung

Multipliziert man nun die jährliche Emissionsmenge mit dem Zertifikatpreis, erhält man 2020 Emissionskosten in Höhe zwischen 0 und 24 Mrd. €, was spezifischen Emissionskosten in Höhe von 0,701 bis 2,014 ct/kWh<sub>el</sub> bei konstanten und 0 bis 4,010 ct/kWh<sub>el</sub> bei steigenden Primärenergiepreisen entspricht (in erster und zweiter Handelsperiode: 0,975 und 0,936

<sup>1210</sup> Eigene Darstellung.

ct/kWh<sub>el</sub> vgl. Kapitel 5.2.3.2.). Da sich die Emissionsmenge in allen Szenarien auf einen ähnlichen Wert nahe der CO<sub>2</sub>-Obergrenze beläuft, spiegeln die unterschiedlichen Kurvenverläufe in Abbildung 83 hauptsächlich die Zertifikatpreisentwicklung wider. Demnach vergrößert sich auch hier die Spannweite zwischen den verschiedenen Szenarien vor allem ab den Jahren 2015 und 2016 und ist bei steigenden Primärenergiepreisen besonders groß. Es lässt sich ferner beobachten, dass der Ausbau der Erneuerbaren Energien ein Senkungspotential der Emissionskosten je nach Primärenergiepreisentwicklung in Höhe von 7,6 bis 9,5 Mrd. € oder 24 Mrd. € besitzt und auch die Kernenergie einen Kostenanstieg dämpfen und hinauszögern kann.

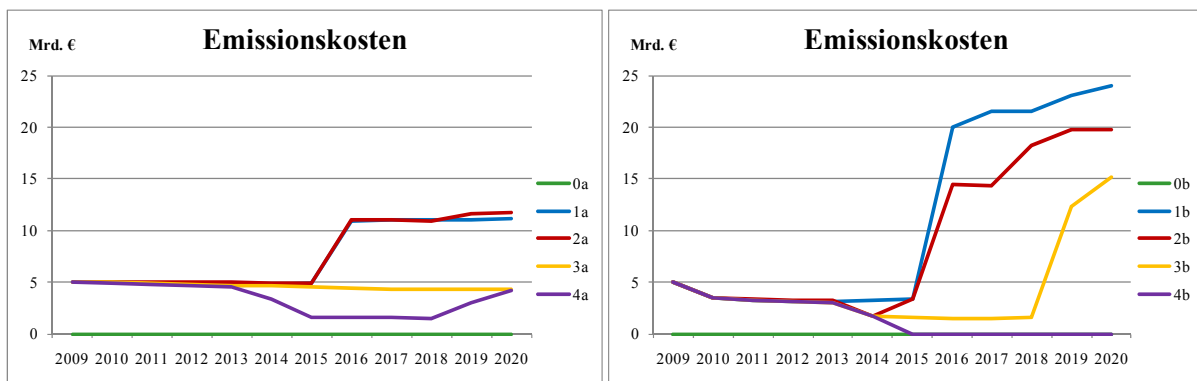


Abbildung 83: Jährliche Emissionskosten bei stabilen (a) und steigenden (b) Primärenergiepreisen<sup>1211</sup>

Von Relevanz ist aber vor allem die Höhe der gesamten variablen Kosten, da, wie bereits in Kapitel 5.2.3.3. festgestellt wurde, sich die Entwicklung der Emissionskosten und der Primärenergiekosten wechselseitig beeinflussen. Während der Anstieg der variablen Kosten in Abbildung 84 mit -4 Mrd. € bis 11 Mrd. € (-15 % bis 40 %) von 2009 auf ein Niveau von 22 bis 37 Mrd. € im Jahr 2020 vergleichsweise moderat verläuft, steigen die variablen Kosten in Abbildung 85 von 2009 bis 2020 um -4 Mrd. € bis 37 Mrd. € (-15 % bis 138 %) auf eine Höhe von 23 bis 64 Mrd. €. Nach zunächst geringen Kostenzuwächsen verzeichnet dabei sowohl bei konstanten als auch bei steigenden Primärenergiepreisen vor allem das Jahr 2016 eine sprunghafte Steigerung und in beiden Fällen weist das Szenario 1 die höchsten variablen Kosten auf. Durch Vergleich mit Szenario 0 lässt sich feststellen, dass der Emissionshandel höhere variable Kosten von 15,5 Mrd. € in a und 34,9 Mrd. € in b verursacht. Dabei entfallen 11,1 Mrd. € bzw. 24,0 Mrd. € auf die Emissionskosten, aber auch die Primärenergiekosten weisen aufgrund des vermehrten Einsatzes von Erdgas trotz sinkendem Primärenergieverbrauch (vgl.

<sup>1211</sup> Eigene Darstellung.

Abbildung 75 und 76) einen höheren Wert von 3,0 Mrd. € bzw. 7,1 Mrd. € auf.<sup>1212</sup> Auch hier kann durch Erweiterung der Grenzkuppelstellen, durch Kernenergie aber insbesondere durch Ausbau der Erneuerbaren Energien eine Senkung der Kosten erreicht werden.<sup>1213</sup>

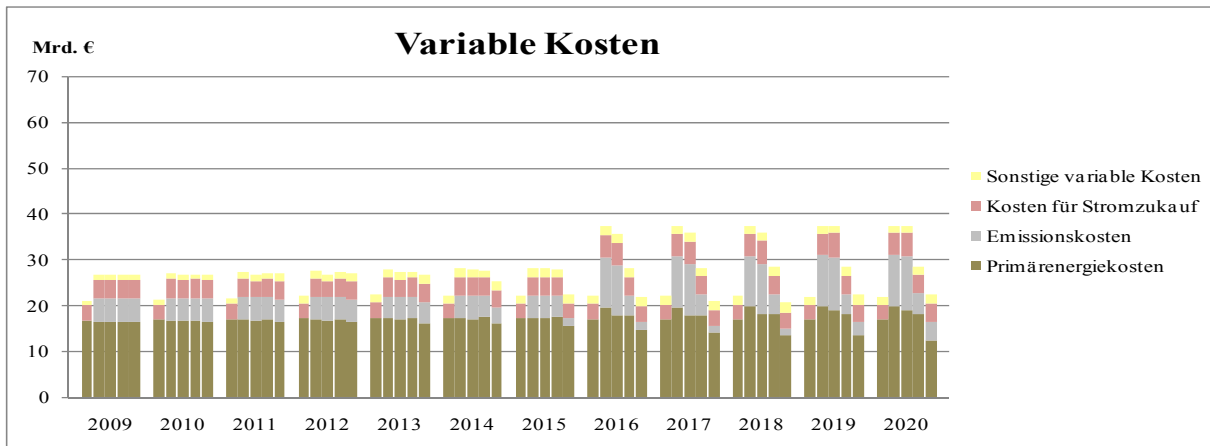


Abbildung 84: Zusammensetzung der var. Kosten bei stabilen Primärenergiepreisen (a)<sup>1214</sup>

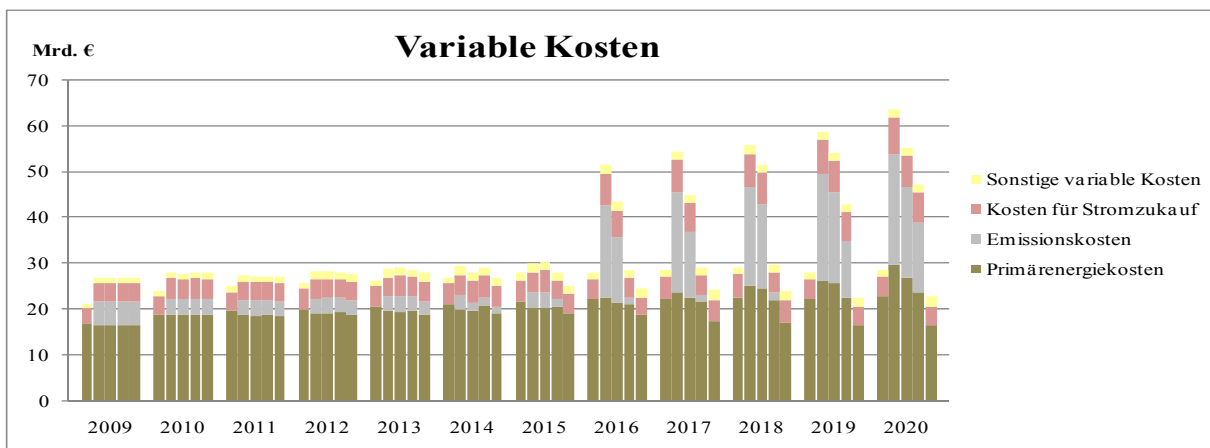


Abbildung 85: Zusammensetzung der var. Kosten bei steigenden Primärenergiepreisen (b)<sup>1215</sup>

#### 5.2.4.4.3. Resultierender Strompreis

Für Verbraucher ist insbesondere von Interesse, wie sich die Entwicklung der variablen Kosten auf die Strompreise auswirkt. Dabei bedarf es einer Prognose der Grenzkosten<sup>1216</sup> für die

<sup>1212</sup> Nach Prognosen von EWI / Prognos (2005) verdoppeln sich die gesamten Primärenergieausgaben in Deutschland vom Jahr 1999 auf 2030, obwohl der Primärenergieverbrauch um -15 % sinkt. Vgl. EWI / Prognos (2005), S. 41.

<sup>1213</sup> Ein niedrigerer Zertifikatspreis in den Szenarien 2, 3 und 4 im Vergleich zu 1 führt zu einem höheren Einsatz von Kohle anstatt Erdgas und damit nicht nur zu niedrigeren Emissions- sondern auch Primärenergiekosten. Folglich liegen die variablen Kosten in den Fällen 2, 3 und 4 unter denen von Szenario 0.

<sup>1214</sup> Eigene Darstellung.

<sup>1215</sup> Eigene Darstellung.

<sup>1216</sup> Viele Studien ermitteln und prognostizieren die Stromgestehungskosten, die allerdings in einem liberalisierten Markt für die Bildung des Strompreises keine Rolle mehr spielen. So bspw. die Arbeitsgemeinschaft DLR / IFEU / WI (vgl. BMU (2004), S. 192 ff), das Forschungsvorhaben RECCS (vgl. BMU (2007a), S. 152 ff), Roth (2008) S. 107 ff und Geiger / Hardi / Brückl / Roth / Tzscheutschler (2004), S. 27 ff. Ein Vergleich der Ergebnisse wäre deshalb nicht zielführend.

Befriedigung der Base- und Peaknachfrage, um anschließend, wie in Abbildung 86 geschehen, einen durchschnittlichen Strompreis zu ermitteln (vgl. dazu auch Kapitel 3.3.4.5. und 5.2.3.3.). Um den Effekt der Emissionskosten auf den Strompreis zu extrahieren, eignet sich auch hier wieder der jeweilige Vergleich mit dem Szenario 0 ohne Emissionshandel. Die Gegenüberstellung der Strompreise in 0a und 0b, die sich 2020 auf 3,93 und 7,29 ct/kWh belaufen, zeigt dabei den reinen Einfluss von Veränderungen der Primärenergiepreise und des eingesetzten Energiemixes.

Bei konstanten Primärenergiepreisen erreichen die Strompreise im Jahr 2020 in den Szenarien 1a bis 4a<sup>1217</sup> einen Wert von 5,01 oder 6,92 ct/kWh und können damit bis zu 2,99 ct/kWh über dem Fall ohne Emissionshandel liegen. Die größte Preissteigerung um 163% von 5,12 auf 13,45 ct/kWh im Jahr 2020 erfährt jedoch Szenario 1b, wovon sich 6,16 ct/kWh auf den Emissionshandel zurückführen lassen. Allerdings gibt es bei steigenden Energieträgerpreisen mit Szenario 4b auch den Fall, dass der Strom einer geringeren Preissteigerung als ohne Emissionshandel (22 % in 4b gegenüber 70 % in 0b) unterliegen kann und der Strompreis damit 1,04 ct/kWh niedriger als in 0b ist. Der Grund dafür ist der Kapazitätsausbau der Erneuerbaren Energien, der im Jahr 2020 zu einer Reduzierung der börsengehandelten Strommenge um 285 TWh<sub>el</sub> (46 % des Stromverbrauchs aus Erneuerbaren Energien) führt. Für die Befriedigung einer niedrigeren Nachfrage an der Börse bedarf es weniger konventioneller Kraftwerke, das Grenzkraftwerk ist damit billiger, und der Marktpreis sinkt, was jedoch nicht heißt, dass der Endverbraucherpreis, der folglich steigende EEG-Abgaben enthält, fallen muss.

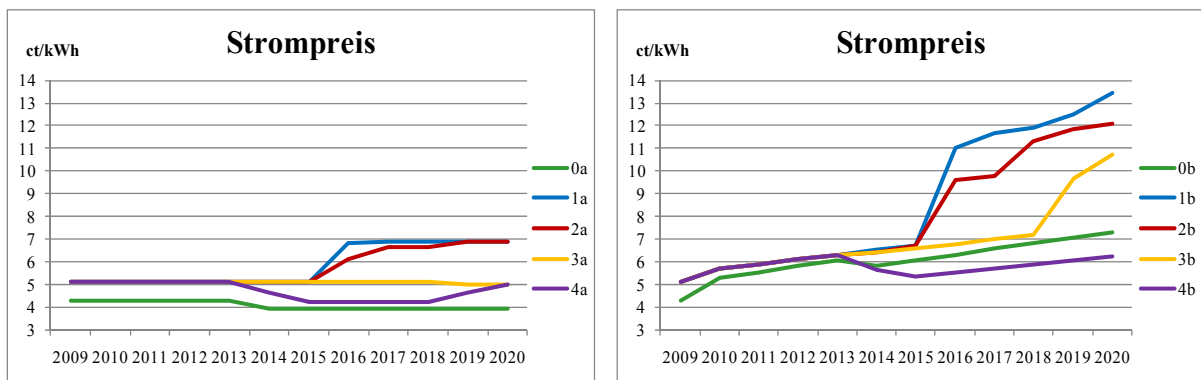


Abbildung 86: Entwicklung des durchschnittlichen Strompreises bei stabilen (a) und steigenden (b) Primärenergiepreisen<sup>1218</sup>

<sup>1217</sup> Swider (2006), der in seinem Modell sehr niedrige Preisanstiege bei Brennstoffen annimmt, prognostiziert bei einem starken Kapazitätsausbau von Windkraft für das Jahr 2020 einen Strompreis von in etwa 4,5 ct/kWh. Vgl. Swider (2006), S. 28. EWI / EEFA (2005) berechnen ebenfalls Strompreisanstiege bis zum Jahr 2020 und auch hier liegen die Strompreise bei verlängerten Laufzeiten von Kernkraftwerken unter denen im Basisszenario. Vgl. EWI / EEFA (2005), S. 2 und 36.

<sup>1218</sup> Eigene Darstellung.



Betrachtet man die Verhältnisse der variablen Kosten zu den Strompreisen in Abbildung 87 genauer, zeigt sich ab der dritten Handelsperiode eine deutliche Anteilsverschiebung zwischen den größten Kostenverursachern Brennstoffe und CO<sub>2</sub>-Emissionen. Der Anteil der Emissionskosten am Strompreis, der sich in der ersten Handelsperiode auf 20 % und in der zweiten auf 15 % belief, kann bis 2020 einen Wert von bis zu 31 % annehmen. Das Verhältnis der Primärenergiekosten zum Strompreis ist mit Ausnahme des Szenarios 3a hingegen tendenziell fallend.

Dabei ist bemerkenswert, dass dieses Verhältnis bei steigenden Primärenergiepreisen und mit Ausnahme von 4b auch zunehmenden Primärenergiekosten von 54 % bzw. 62 % auf 37 % bis 52 % und damit sogar stärker als bei konstanten Preisen (47 % bis 68 %) zurückgeht. Des Weiteren ist in b auch das Verhältnis der Primärenergiekosten zu den Strompreisen nicht in dem Szenario mit den niedrigsten Brennstoffkosten (4b) am niedrigsten. Daraus lässt sich nur schlussfolgern, dass der Strompreis vor allem bei steigenden Primärenergiepreisen stärker als die zugrunde liegenden Kosten steigt, was auch das sinkende Verhältnis der gesamten variablen Kosten zum Strompreis von 87 % (bzw. 77 % in 0b) auf 60 % bis 79 % (zum Vergleich von 87 % bzw. 77 % auf 74 % bis 95 % in a) belegt.

Allerdings erscheint dies auch logisch, da für den Strompreis die Zusammensetzung der Grenzkosten des Grenzkraftwerks eine Rolle spielen, die sich jedoch von Durchschnittskosten des gesamten Anlagenparks stark unterscheiden können. Je größer die Differenz, desto stärker profitiert der Energiesektor folglich, was sich bei der Betrachtung der Strompreisentwicklung zu den Preisuntergrenzen aber vor allem im nächsten Kapitel bei der Analyse der Gewinnentwicklungen in Szenario a im Vergleich zu b zeigen wird.

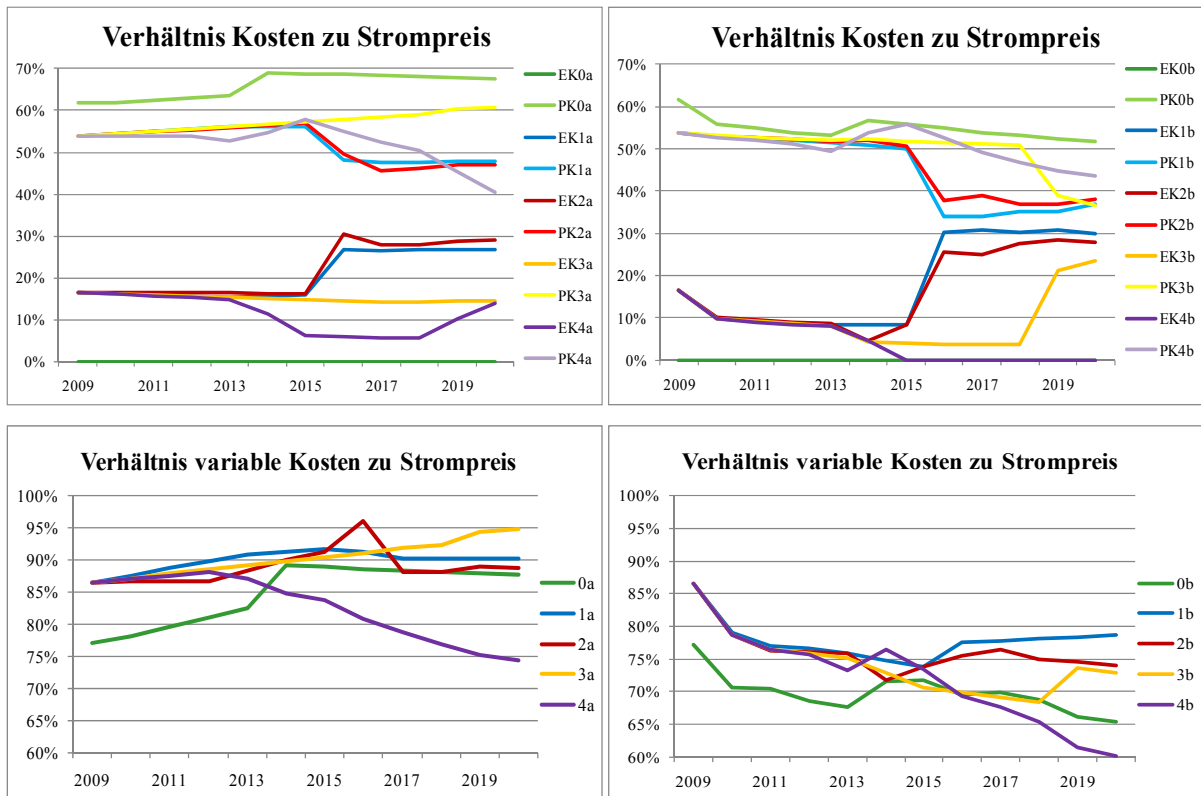


Abbildung 87: Verhältnis der Emissions- und Primärenergiekosten sowie der gesamten variablen Kosten zu den Strompreisen bei stabilen (a) und steigenden (b) Primärenergiepreisen<sup>1219</sup>

In den Abbildungen 88 und 89 kann die Lage des durchschnittlichen Strompreises im Verhältnis zur kurz- und langfristigen Preisuntergrenze (unterer bzw. oberer Punkt der vertikalen Linien) abgelesen werden. Die dargestellten Preisuntergrenzen beziehen sich dabei nur auf die Strommenge und nicht auf die Wärmemenge oder gesamte Energiemenge, da einmal der erforderliche Strompreis für das Erreichen eines Deckungsbeitrags von Null und des anderen der Gewinnschwelle berechnet werden soll. Damit trägt die Stromproduktion die gesamten Kosten und Erlöse aus dem Nebenprodukt Wärme sowie EEG- und KWK-Zuschüsse stellen direkt zusätzliche Gewinne dar.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Preisuntergrenzen in den Jahren 2010 und 2015 bei stabilen und steigenden Primärenergiepreisen ähnlich sind und sich die höheren Primärenergie- und Emissionskosten erst 2020 deutlicher auswirken. Die Lage des Strompreises ist hingegen über die Jahre hinweg in b höher als in a und liegt im Jahr 2020 in allen Szenarien sogar über der langfristigen Preisuntergrenze. Verwunderlich ist demnach, dass wie die Abbildung 61 in Kapitel 5.2.4.2. gezeigt hat, sich nicht auch das Investitionsniveau in b und a stärker unterscheidet. Im Folgenden soll nun die Entwicklung der Erlöse, des Deckungsbeitrags und des Gewinns des Energiesektors in Deutschland untersucht werden.

<sup>1219</sup> Eigene Darstellung.

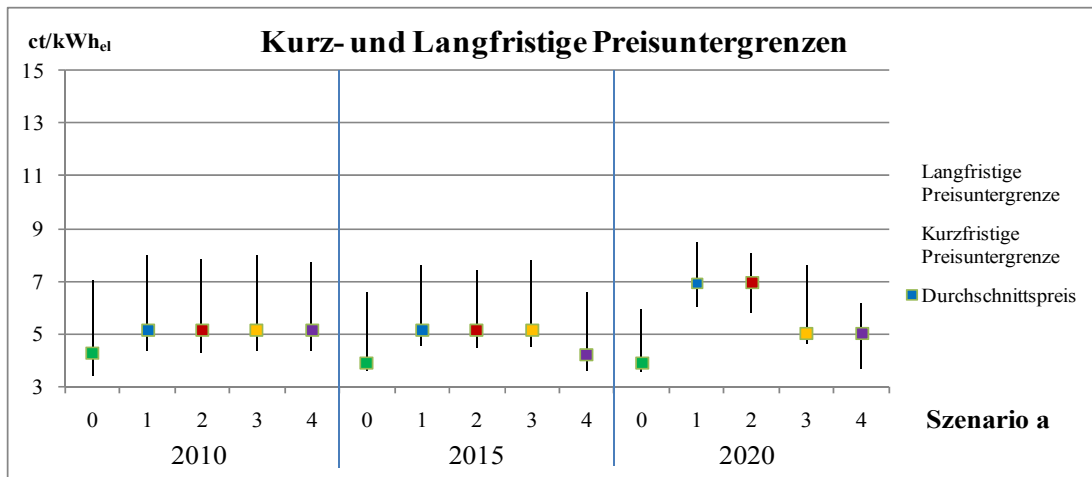


Abbildung 88: Entwicklung des Strompreises im Verhältnis zu kurz- und langfristiger Preisuntergrenze bei stabilen Primärenergiepreisen (a)<sup>1220</sup>

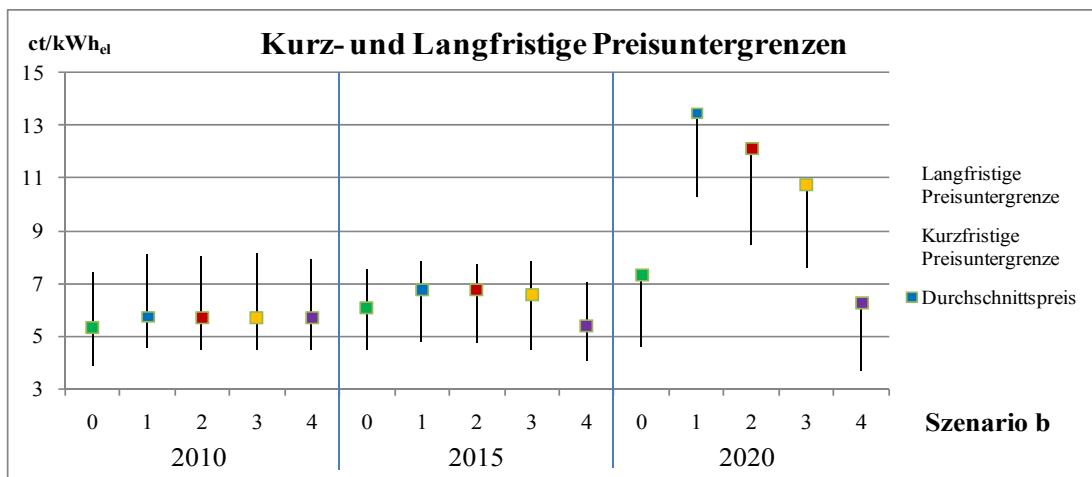


Abbildung 89: Entwicklung des Strompreises im Verhältnis zu kurz- und langfristiger Preisuntergrenze bei steigenden Primärenergiepreisen (b)<sup>1221</sup>

#### 5.2.4.4.4. Erlöse und Gewinne des Energiesektors

Die Erlöse liegen bei konstanten Primärenergiepreisen (vgl. Abbildung 90) im Jahr 2020 nach einem Anstieg um 0 bis 22 % zwischen 49 bis 65 Mrd. €. Szenario 0a weist dabei mit -0,03 Mrd. € die niedrigste und 1a mit 11,63 Mrd. € die höchste Veränderung auf. Im Jahr 2020 beträgt der Unterschied der Erlöshöhe damit ohne im Vergleich zu mit Emissionshandel 16 Mrd. €, der Gewinnunterschied jedoch nur 419 Mio. €.

Trotz der niedrigsten Erlöse erzielt Szenario 0a 2020 aufgrund der geringsten variablen Kosten (vgl. Abbildung 84) nicht den niedrigsten Gewinn. Hier erreicht Szenario 4a mit einem

<sup>1220</sup> Eigene Darstellung.

<sup>1221</sup> Eigene Darstellung.

Zuwachs von 19,89 Mrd. € (406 %) den höchsten Wert von 24,79 Mrd. € und den niedrigsten 3a mit 7,89 Mrd. € nach einem Anstieg um 4,27 Mrd. € (118 %).

Betrachtet man hingegen die Deckungsbeiträge, fällt dabei auf, dass diese sich mit Ausnahme von Szenario 4a<sup>1222</sup> mit einem Anstieg von 27 Mrd. € auf 40 Mrd. € (51 %) alle auf einem ähnlichen Niveau von 26,17 bis 27,52 Mrd. € belaufen und mit Steigerungsraten von -3 % bis +3 % gegenüber dem Jahr 2009 nahezu konstant bleiben. Die höheren Erlöse kompensieren demnach weitestgehend die gestiegenen variablen Kosten, die also an die Endverbraucher abgewälzt werden können.<sup>1223</sup>

Die beobachteten Gewinnsteigerungen müssen demzufolge aus sinkenden Fixkosten aufgrund des in Kapitel 5.2.4.2. festgestellten Kapazitätsabbaus resultieren. Die Analyse bestätigt fallende Fixkosten um 21 % bis 38 % (5 bis 8 Mrd. €). Den geringsten Rückgang erfährt Szenario 3a ohne den Kernenergieausstieg, was wiederum den niedrigsten Gewinn in diesem Fall erklärt.

Bei steigenden Primärenergiepreisen zeigt sich in Abbildung 91 zwar der gleiche Rückgang der Fixkosten. Wie bereits vermutet überkompensiert die Erlössteigerung von 47 % bis 122 % (um 25 Mrd. € auf 78 Mrd. € in 4b und um 65 Mrd. € auf 119 Mrd. € in 1b) jedoch den Anstieg der variablen Kosten. Der Deckungsbeitrag steigt somit um 71 % (0b) bis 109 % (4b) auf 47,88 Mrd. € bis 55,70 Mrd. €, was im Jahr 2020 zu einem enormen Gewinn von 32,56 Mrd. € und 40,24 Mrd. € gegenüber 5,20 Mrd. € und 4,90 Mrd. € in 2009 führt.

Im Szenario 1b mit den größten variablen Kosten aber auch dem höchsten Strompreis wird sogar ein Gewinn von 40,27 Mrd. € und damit ein um 7,71 Mrd. € höherer Gewinn als ohne Emissionshandel (0b) erzielt. Die Höhe der Strompreise ist demnach für die Entwicklung der Erlöse, Deckungsbeiträge und Gewinne relevanter als die variablen Kosten. Erstellt man eine Reihenfolge der Szenarien nach der Höhe der Erlöse, Deckungsbeiträge und Gewinne, spiegelt sich mit Ausnahme von 4b darin auch die Reihenfolge nach der Höhe der Strompreise wider.

<sup>1222</sup> In Szenario 4a gehen die variablen Kosten um 15 % zurück. Vgl. dazu Kapitel 5.2.4.3.2.

<sup>1223</sup> EWI / Prognos (2005) ermitteln in einer wertmäßigen Energiebilanz trotz um 9 % sinkendem Gesamtverbrauch an Endenergie einen 30 %-igen Anstieg der gesamten Energieausgaben der Endverbraucher (ohne Steuern und sonstige Belastungen) zwischen 1999 und 2030. Vgl. EWI / Prognos (2005), S. 41 und 437-448.

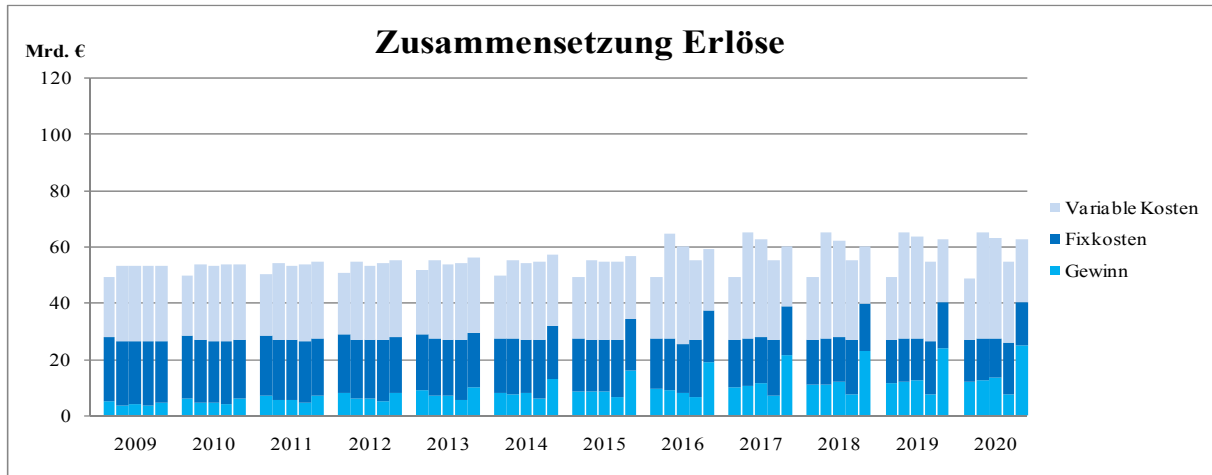


Abbildung 90: Zusammensetzung der Erlöse bei stabilen Primärenergiepreisen (a)<sup>1224</sup>

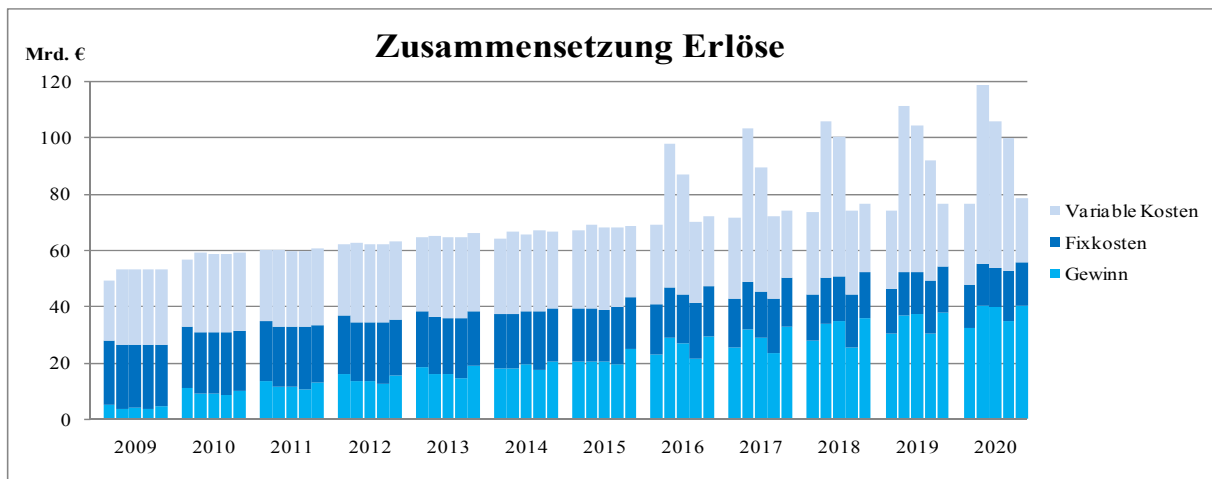


Abbildung 91: Zusammensetzung der Erlöse bei steigenden Primärenergiepreisen (b)<sup>1225</sup>

<sup>1224</sup> Eigene Darstellung.

<sup>1225</sup> Eigene Darstellung.

## 6. Schlussfolgerungen

### 6.1. Zusammenfassung der Ergebnisse

Ausgehend von internationalen Zielvereinbarungen zeigt diese Arbeit die staatliche Steuerung des Energiesektors durch wirtschafts- und umweltpolitische Instrumente. Da es sich im liberalisierten Energiemarkt um privatisierte Unternehmen mit wertorientierten Unternehmenszielen handelt, wurden mit dem Emissionshandel anstelle von ordnungspolitischen Eingriffen kostenbasierte Anreize zur Beeinflussung von Produktions- und Investitionsplanung genutzt. Es wurde aufgezeigt, wie und insbesondere ab welchem Zertifikatspreis der Emissionshandel seine Wirkung entfaltet und welche volkswirtschaftlichen Konsequenzen aus veränderten Produktions- und Investitionsentscheidungen des Energiesektors resultieren.

In der vorliegenden Arbeit wurde deshalb zunächst beschrieben, wie eine frühzeitige Integration des neuen Produktionsfaktors in die Produktionsplanung und Investitionsbewertung durch entscheidungsunterstützende Abbildung der neuen Kostenart im internen Rechnungswesen erreicht wird. Darauf aufbauend wird ein lineares Optimierungsmodell entwickelt, welches das Problem des Anlageneinsatzes und -zubaus für die deutsche Strom- und Wärmeversorgung für verschiedene Szenarien in jedem Simulationsjahr des Betrachtungszeitraums der drei Handelsperioden löst. Dabei berücksichtigt werden die durch das festgelegte Angebot an Zertifikaten gegebene Emissionsobergrenze (CAP), Förderinstrumente für verschiedene Technologien, die bereits installierte Leistung des Anlagenbestandes, technische Parameter und Ausbaupotentiale der einzelnen Kraftwerkstypen, die Nachfrage nach Strom und Wärme, Energiepreise und Restriktionen bei den Netzkapazitäten an den Grenzen.

Eine Begrenzung der CO<sub>2</sub>-Emissionen geschieht folglich nicht wie in anderen Studien durch Vorgabe eines Zertifikatspreises, sondern durch die Vorgabe einer Emissionsobergrenze, aus der sich dann die Emissionskosten endogen mit Hilfe des Modells bestimmen. Außerdem ist anzumerken, dass die vorliegende Untersuchung im Gegensatz zu anderen Arbeiten neben dem Wettbewerbsmarkt des Stromgroßhandels auch den regulierten Markt der Erneuerbaren Energien, der Kraft-Wärme-Kopplung und der Wärmeversorgung mit einschließt. Da folglich auch Erlöse aus Zuschüssen des EEG und KWKG sowie aus dem Wärmeverkauf entstehen können, war eine reine kostenbasierte Analyse nicht ausreichend und anstelle dessen wurde eine Deckungsbeitragsrechnung verwendet. Der so gefundene Anlageneinsatzplan stellt somit die gewinnmaximale Möglichkeit der Strom- und Wärmeerzeugung unter Einhaltung des CAPs durch Umstellen der Einsatzreihenfolge dar.

Mit knapper werdendem Zertifikatangebot lässt sich dabei ein zunehmender Einsatz von Erdgas und Biomasse in der Energieumwandlung beobachten. Für den Anstieg des Kernenergie- und für den Rückgang des Braunkohleverbrauchs ist hingegen die Konstellation der Primärenergiepreise mitentscheidend. Der Einsatz mit Steinkohle befeuerter Anlagen geht zunächst ebenfalls zurück. Ihr Hochfahren kann jedoch in Abhängigkeit der Fahrweise von Braunkohlekraftwerken wieder erforderlich werden, wenn emissionsärmere Technologien bereits an ihre Kapazitätsgrenzen stoßen.

Somit sind das Verhältnis der verschiedenen Primärenergiepreise zueinander und die Anteile verschiedener Technologien im Anlagenportfolio bestimmende Faktoren für die Nachfragefunktion nach Zertifikaten. Da vor allem die Preise für Primärenergieträger ständig variieren, sieht auch die Zertifikatnachfrage in jedem Jahr anders aus. Im Durchschnitt wird der Preis für eine Emissionsberechtigung in der ersten Handelsperiode 2005 bis 2007 bei 16 € liegen. Dieser Preis kann trotz Reduktion der Zertifikatmenge auch in der zweiten Periode 2008 bis 2012 gehalten werden. Der Grund dafür ist, dass eine Produktionsflexibilität (switch load effect) besteht, die verhindert, dass der Zertifikatpreis und damit die Emissionskosten kontinuierlich mit der Abnahme der Zertifikatmenge steigen. Die politischen Entscheider fallen mit der Wahl der CAPs demnach noch nicht in den preisunelastischen Teil der Nachfragefunktion, in der eine kleine Angebotsverringerung zu enormen und sprunghaften Verteuerungen der Zertifikate führen würde.

Jetzt lässt sich einerseits im Sinne der ökonomischen Effizienz für niedrige Zertifikatpreise argumentieren, dass die grenzkostenrelevanten Emissionskosten in Höhe von 9,36 bis 9,75 € / MWh<sub>el</sub> aufgrund der nach wie vor relativ preisunelastischen Stromnachfrage die Strompreise verteuern (Verhältnis spezifischer Emissionskosten zu Strompreisen: 15 bis 20 %). Die zusätzlichen Kosten können an die Endverbraucher aus Industrie und Haushalten ohne (eventuell im Sinne umweltpolitischer Ziele wünschenswerten) kurzfristig größeren Rückgang der Nachfrage und folglich der Produktionsmenge weitergegeben werden. Neben den bereits bestehenden Besorgnissen der Europäischen Kommission bezüglich des Risikos eines Carbon Leakage für manche Branchen wird bei Anstieg der Emissionskosten außerdem ein Verlust der Wettbewerbsfähigkeit der Industrie auf internationalen Märkten befürchtet.

Auf der anderen Seite muss jedoch aus Perspektive der ökologischen Effektivität angeführt werden, dass die aus den relativ moderaten Zertifikatpreisen resultierenden Emissionskosten in Höhe von 5.613 bis 6.202 Mio. € pro Jahr nicht ausreichen, um die jährliche Emissionsvermeidung über 91,2 bis 109,6 Mio. t CO<sub>2</sub> zu steigern oder kurzfristig (also bei gegebenem Anlagenpark) den Beitrag der Kraft-Wärme-Kopplung und Erneuerbarer Energien an der

Stromerzeugung um mehr als 1 bzw. 2,4 %-Punkte anzuheben. Damit stellt sich die Frage, ob die nationalen und europäischen umweltpolitischen Ziele einer Erhöhung der Anteile der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch in Deutschland auf bis zu 30 % bis zum Jahre 2020 erfüllt werden können.

Für eine Prognose langfristiger volkswirtschaftlicher Auswirkungen des Emissionshandelsystems ist jedoch neben der Anlageneinsatzplanung eine zusätzliche Optimierung von Kapazitätserweiterungen erforderlich. Um Investitionen im Rahmen der Ausbaupotentiale zur Anpassung des Anlagenparks an das regulatorische Umfeld zu berücksichtigen, wird die Informationsgrundlage um eine Annuitätenrechnung ergänzt. Die Arbeit kommt in ihrer Analyse zu dem Schluss, dass eine Steigerung der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung von 5 bis 10 %-Punkten ohne weiteres mit dem Emissionshandel möglich ist, dies aber bei einer Ausgangsbasis von ca. 14 % nur einem Beitrag von 19 bis 24 % entspricht.

Für die Gestaltung der zukünftigen Energieversorgungsmärkte stehen politischen Entscheidern neben dem Emissionshandel allerdings auch ergänzende Maßnahmen zur Verfügung. Neben einem Basisszenario mit Emissionshandel führt diese Arbeit ihre Analyse deshalb auch in jeweils verschiedenen Szenarien für den Fall eines Ausbaus des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes, den Fall ohne Ausstieg aus dem Kernenergieprogramm und den Fall mit Investitionsförderprogrammen wie dem Marktanzreizprogramm durch. Darüber hinaus dient ein Referenzszenario ohne Emissionshandel dem Vergleich, um die tatsächlichen Folgen des Emissionshandels und der drei Maßnahmen von anderen Einflüssen zu filtern. Solche Verzerrungen können, wie in der Arbeit gezeigt, bspw. ein automatischer Rückgang von Emissionen durch effizientere Ersatzinvestitionen oder eine alleinige Zunahme des Anteils der Erneuerbaren Energien an der Strom- und Wärmeerzeugung aufgrund von steigenden fossilen Brennstoffkosten sein. Nur die Differenz in Höhe von 96 bis 160 Mio. t CO<sub>2</sub> aus den mit und ohne Emissionshandel beobachteten Emissionsmengen ist tatsächlich dem Emissionshandelssystem gutzuschreiben.

In einem Vergleich aller Szenarien wird außerdem festgestellt, dass vorwiegend in Biomasse-, Steinkohle-, Erdgas- und Geothermieanlagen investiert wird, aber der geringste Umbau des Anlagenportfolios aufgrund des niedrigen Bedarfs an Ersatzkapazitäten in dem Szenario ohne Kernenergieausstieg stattfinden würde. Des Weiteren ist anzumerken, dass Investitionen in Höhe von zwei bis vier Mrd. € weder für eine Steigerung des Anteils der Erneuerbaren Energien im Anlagenportfolio noch für genügend Ersatzinvestitionen ausreichen. Für einen aktiven Umbau des Anlagenparks bedarf es deshalb zusätzlich des Marktanzreizprogramms, das mit Fördermitteln zu Investitionsspitzen in Höhe von bis zu 10 Mrd. € und mit dem damit



erwirkten Ausbau der Wind- und Wasserkraft als einziges Szenario zur Erfüllung (47 % Anteil der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch im Jahr 2020) der nationalen und europäischen Ausbauziele der Erneuerbaren Energien führen kann. Die Steigerung der Stromerzeugung in Kuppelproduktion von -2 bis 4 %-Punkte auf 12 und 18 % im Jahr 2020 ist hingegen in allen Szenarien vernachlässigbar gering.

Entsprechend den Ergebnissen beeinflusst der Anteil emissionsarmer Technologien zwar nicht die Höhe der Emissionsmenge, da das gegebene CAP im Betrachtungszeitraum immer ausgereizt wird. Es lässt sich aber feststellen, dass ein schnellerer Ausbau an Erneuerbaren Energien sowie ein hoher Anteil an Kernenergie im Energiemix zu niedrigen Zertifikatpreisen und damit moderateren Emissionskosten des Energiesektors (Senkungspotential von bis zu 24 Mrd. €) sowie geringeren Strompreisen führt. So zeigt die Analyse, dass der Zertifikatpreis in der dritten Handelsperiode 2013 bis 2020 je nach Szenario bis zu 85 € erreichen oder einen totalen Preisverfall auf 0 € erleiden und Anstiege der Großhandelsstrompreise von 163 % bis 22 % nach sich ziehen kann. Während der Emissionshandel hinsichtlich der zukünftigen Emissionsmenge und dementsprechend der ökologischen Zielerreichung keine Überraschungen aufweist, zeigt er in seiner Kostenverursachung in Höhe von 0 bis 24 Mrd. € bzw. 0 bis 4,010 ct / kWh<sub>el</sub> (zuzüglich Folgekosten von bis 7,1 Mrd. € aus bspw. dem Brennstoffwechsel zu teurerem Erdgas) in den verschiedenen Szenarien große Unterschiede auf. Planungsunsicherheit führt jedoch zu abwartendem Verhalten und Zurückhaltung bei langfristig angelegten Entscheidungen wie bspw. Investitionen in Kraftwerke.

Ein weiterer Kritikpunkt am Emissionshandelssystem ist der Anstieg der Importquote um 2 bis 7 %-Punkte durch den Wechsel von heimischer Braunkohle auf Gas und die Zunahme des Stromimportaldos, die zu einem Absinken der inländischen Stromproduktion insbesondere bei der Erweiterung der Netzkapazitäten an den Grenzen führt. Der Vergleich der Szenarien mit und ohne Emissionshandel zeigt hingegen, dass der Emissionshandel keinen Einfluss auf die Versorgungssicherheit ausübt. Diese ist nur im Szenario mit Marktanreizprogramm wegen des intensiven Ausbaus der Windkraft rückläufig.

Es lässt sich schlussfolgern, dass das Emissionshandelssystem zwar einen starken Einfluss auf Entscheidungen des Anlageneinsatzes in der Produktionsplanung, aber nur einen geringen auf Investitionsentscheidungen besitzt. Da der Emissionshandel vor allem für den Zweck der Einhaltung einer Emissionsobergrenze (CAP) konstruiert wurde, muss er für den Ausbau der Erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen um ein weiteres umweltpolitisches Instrument ergänzt werden. Der staatlichen Steuerung der Investitionsplanungen im Energiesektor dient deshalb das Marktanreizprogramm, welches nicht den Nachteil einer mangelnden

Planungssicherheit aufgrund schwankender Preise und schwer prognostizierbarer Kosten wie der Emissionshandel aufweist. Im Gegensatz dazu weist das Emissionshandelssystem jedoch den Vorteil auf, gemäß dem Verursacherprinzip zunächst vom Energiesektor aber schlussendlich entsprechend dem Verbrauch von den Endkonsumenten und nicht von der Allgemeinheit (Gemeinlastprinzip) getragen zu werden, was zumindest langfristig eine Verhaltensbeeinflussung erhoffen lässt.

## 6.2. Kritische Würdigung und Ausblick auf weiteren Forschungsbedarf

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass diese Arbeit kurz- und langfristige Auswirkungen des im Jahre 2005 eingeführten und bislang in der Erprobungs- und Einführungsphase befindlichen Regulierungsinstruments Europäischer Emissionshandel für die vergangenen Handelsperioden explizit ermittelt und bis Ende der dritten Handelsperiode ex-ante modelliert. Ziel der Arbeit ist es, das Instrument hinsichtlich seiner ökologischen Effektivität und ökonomischen Effizienz<sup>1226</sup> zu bewerten sowie die Erreichbarkeit energie- und umweltpolitischer Ziele<sup>1227</sup> auf den Prüfstand zu stellen. Bei dieser normativen Analyse<sup>1228</sup> bildet die Arbeit den aktuellen europäischen und nationalen regulatorischen Rahmen sowie die daraus folgende Marktstruktur ab und berücksichtigt somit die Einbettung des Emissionshandels in das Maßnahmenbündel des Integrierten Energie- und Klimaprogramms.

Zur Darstellung des Energiesektors wird dabei ein Energie- und Stoffflussmodell verwendet, die zu den bottom-up energy system models<sup>1229</sup> gehören und auf Produktions- und Kostentheorie basieren.<sup>1230</sup> Energiesystemmodelle fokussieren sich somit auf die techno-ökonomische

<sup>1226</sup> Die dabei ermittelte Spannbreite für eine mögliche Zertifikatpreisentwicklung kann für betroffene Unternehmen aufgrund eines Vorlaufs für die Realisierung von CO<sub>2</sub>-Vermeidungsmaßnahmen und auch für Stromverbraucher von Relevanz sein. Vgl. Fichtner (2005), S. 249.

<sup>1227</sup> Energie- und umweltpolitische Ziele sind bspw. die Reduktion von Treibhausgasen insbesondere CO<sub>2</sub>, der Ausbau erneuerbarer Energien und Kraft-Wärme-Kopplung, die Steigerung der Energieeffizienz, der Erhalt der Versorgungssicherheit, die Vermeidung von Importabhängigkeit und die Gewährleistung bezahlbarer und wettbewerbsfähiger Energiekosten. Vgl. Kapitel 2.1.7. und 3.2.3.

<sup>1228</sup> Bei der Entwicklung optimaler Strategien zur Erreichung gewählter Zielkriterien werden typischerweise normative Ansätze angewandt. Dabei wird von Markt- und/oder Regulierungsversagen ausgegangen, die durch Suche nach Verbesserungsmöglichkeiten überwunden werden sollen. Bei Gewährleistung der Zielerreichung oder zumindest Fortschritt im Vergleich zur Referenzsituation kann die eingesetzte oder beabsichtigte Maßnahme für geeignet erklärt werden. Vgl. Dreher (2001), S. 44.

<sup>1229</sup> Typische Vertreter von Bottom-Up-Modellen sind die Energiesystemmodelle EFOM, MARKAL, MESSAGE, IKARUS und PERSEUS. Vgl. Dreher (2001), S. 41 und Forum (1999 und 2005). Im Gegensatz dazu gibt es auch Top-Down-Modelle, zu denen bspw. die Energiewirtschaftsmodelle PANTA-RHEI, LEAN sowie GEM-E3 zählen und bei denen die makroökonomischen Zusammenhänge zwischen Energiesektor und der übrigen Volkswirtschaft im Vordergrund stehen. Vgl. Dreher (2001), S. 40 und Forum (1999 und 2005).

<sup>1230</sup> Bei Energie- und Stoffflussmodellen stehen mengen- und wertmäßige Relationen zwischen ausgebrachten Produkten und eingesetzten Produktionsfaktoren im Vordergrund. Vgl. Fichtner (2005), S. 51.

Abbildung des Energiesektors und aggregieren Aktivitäten von Akteuren unter Annahme von Rationalität, um gesamte Regionen als eine wirtschaftliche Einheit betrachten zu können.<sup>1231</sup> Für Fragestellungen, bei denen die Perspektive und Verhaltensweise einzelner Wirtschaftssubjekte anstelle der gesamtwirtschaftlichen Sicht unter Annahme von Rationalität im Vordergrund stehen, müsste hingegen eine empirische Analyse als Methodik gewählt werden, für die jedoch häufig belastbare Daten fehlen.<sup>1232</sup> Aus diesem Grund findet man in der Literatur eher ökonometrische Modelle, die sich bspw. unter Verwendung von Zeitreihenanalysen und Regressionen auf die stochastische Entwicklung von Energiepreisen konzentrieren.<sup>1233</sup> Auf der anderen Seite existieren für die Erklärung von Marktperfektionen wie bspw. strategischem Verhalten unter Marktkonzentration<sup>1234</sup> mikroökonomische Modelle der Oligopoltheorie.<sup>1235</sup> Spieltheoretische Modelle oder Multi-Agent-Systeme reduzieren jedoch die Realität aufgrund ihrer Komplexität auf Problemstellungen mit wenigen Akteuren, Perioden und/oder Handlungsalternativen.<sup>1236</sup> Für die hier bezweckte Bewertung verschiedener energie- und umweltpolitischer Maßnahmen sowie diverser Energieumwandlungstechnologien und für eine Prognose der Systementwicklung bis zum Jahr 2020 erweisen sich empirische Analysen oder mikroökonomische Modelle gegenüber Energie- und Stoffflussmodellen deshalb als weniger geeignet. Darüber hinaus wird von einer zukünftigen weiteren Abnahme der Konzentration von Erzeugungskapazitäten bei wenigen Betreibern ausgegangen, da der Staat seit der Liberalisierung im Jahr 1998 organisatorisch-strukturelle und regulatorische Maßnahmen zur Vermeidung von Marktmacht<sup>1237</sup> einführt.

Wie die Rückkehr zum Kernenergieausstieg im Jahr 2011 aber auch die Preisspitze bei Primärenergieträgern im Jahr 2008 zeigen, erfordern weit in die Zukunft reichende Analysen eine Begegnung der Unwägbarkeiten aus Politik als auch der Ungewissheit von Preisentwick-

---

<sup>1231</sup> Vgl. Dreher (2001), S. 43.

<sup>1232</sup> Vgl. Dreher (2001), S. 46.

<sup>1233</sup> Bspw. Bhattacharyya (2011), S. 107-133; König (2011); Bonacina / Creti / Cozialpi (2009); Prognos (1995), S. 119; DIW (1995), S. 89; RWI (1997), S. 7; IEA (1996); Schneider (1998) und Matthes (2010).

<sup>1234</sup> Bei strategischem Verhalten unter Marktkonzentration können bspw. Kapazitätzurückhaltung und Unternehmenskoalitionen auftreten.

<sup>1235</sup> Bspw. Murphy / Smeers (2005); Zöttl (2010) und Zhao / Hobbs / Pang (2010).

<sup>1236</sup> „Multi-Agent-Systeme und Spieltheorie haben im Energiebereich bisher nur im kurzfristigen Betrachtungshorizont von bis zu einem Jahr zur Analyse strategischen Verhaltens und Interaktionsfähigkeit der Marktteilnehmer bzw. in Ex-Ante-Analysen alternativer Marktstrukturen Anwendung gefunden.“ Fichtner (2005), S. 52 f.

<sup>1237</sup> Bei den Maßnahmen handelt es sich, wie in Kapitel 3.2.2.2. erläutert, um die Auflösung von Gebietsmonopolen, das Unbundling, die Anreizregulierung, die Öffnung bislang nationaler Märkte, den Abbau von Wechselbarrieren für Kunden und die Schaffung einer zunehmenden Markttransparenz. Darüber hinaus dezentralisiert auch der Kernenergieausstieg und die Förderung kleiner Anlagen durch das EEG und KWKG das Energiesystem.

lungen.<sup>1238</sup> Diese Probleme löst die Arbeit mit der Berechnung von zehn verschiedenen Szenarien.<sup>1239</sup> Darüber hinaus weist die Verwendung von Szenarien den Vorteil auf, zusätzliche Maßnahmen in Kombination mit dem Emissionshandelssystem in ihrer Wirkung testen zu können. So kann bspw. eine Erweiterung des Europäischen Elektrizitätsbinnenmarkts aufgrund seiner zertifikat- und strompreissenkenden Wirkung empfohlen werden. Darüber hinaus wird mit Hilfe eines Basis- und eines Referenzszenarios die tatsächlich vom Emissionshandel implizierte Veränderung extrahiert.<sup>1240</sup> Der Ergebnisvergleich der Szenarien bei stabilen und steigenden Primärenergiepreisen dient außerdem der Ermittlung der Bedeutung von Preisentwicklungen.

Ferner wird die vereinfachte Abbildung des Emissionshandels in mancher Studie als störend empfunden. So lassen sich teilweise willkürliche Annahmen über die Höhe des zukünftigen Zertifikatpreises finden, die das Charakteristikum endogener Zertifikatpreis eines Cap-and-Trade-Systems nicht berücksichtigen.<sup>1241</sup> Damit wird der Emissionshandel jedoch wie eine gegebene Steuer behandelt. Studienergebnisse unter Verwendung der tatsächlichen Emissionsobergrenze, die für die dritte Handelsperiode erst seit dem Jahr 2010 bekannt ist, lassen sich hingegen bislang nicht ausfindig machen. Bei der Modellierung des Zertifikatpreises aus Angebot und Nachfrage wurde sich zwar auf den deutschen Energiesektor als größten CO<sub>2</sub>-Emittenten innerhalb der EU konzentriert. Dies wird allerdings als unkritisch gesehen, da dadurch ein Großteil der vom Emissionshandel betroffenen Anlagen abgedeckt ist.<sup>1242</sup> Darüber hinaus konzentriert sich die Mehrheit der Studien zum Emissionshandel auf den Energiesektor, weil Verbundnetze über mehr Emissionsminderungsmöglichkeiten als lokale Energiesysteme von Produktionsunternehmen verfügen.<sup>1243</sup> Dies lässt sich auch empirisch in der relativ preisunelastischen Zertifikatnachfrage der energieintensiven Industrie in den vergangenen

---

<sup>1238</sup> Außerdem musste festgestellt werden, dass konsistente Preisvorhersagen für Primärenergieträger in der Literatur schwer zu finden und wenn, dann häufig überholt sind. Grund hierfür ist vermutlich die schwere Prognostizierbarkeit des Gesamtangebots aber insbesondere der Gesamtnachfrage nach Primärenergien.

<sup>1239</sup> Unterschiedliche Szenarien führen jedoch zu einer schweren Vergleichbarkeit mit anderen Studien. So stellt Dreher (2001) anhand eines in Forum (1999 und 2005) durchgeführten Modellvergleichs fest, dass bspw. bei Energiewirtschaftsmodellen eine Herleitung einheitlicher Ergebnisse aufgrund verschiedener Inputdaten und der Unterschiede bei den theoretischen Ansätzen schwer möglich ist. Diese Problematik kann eine mangelnde Ergebnisakzeptanz zur Folge haben. Vgl. Dreher (2001), S. 40. Dennoch zeigen die Vergleiche zu anderen auf Energiesystemmodellen basierenden Studien in Kapitel 5, dass sich hier die überwiegende Mehrheit an Ergebnissen trotz eventuell abweichender Annahmen über den zukünftigen politischen Rahmen und zu Preisentwicklungen in ähnlichen Bereichen bewegen.

<sup>1240</sup> Vgl. die Dissertationen Fleury (2005) und Dreher (2001) zur Bewertung anderer Umweltpolitikmaßnahmen.

<sup>1241</sup> Bspw. BMU (2007a), S. 180, Roth (2008), S. 95 f. und Roques / Nuttall / Newbery (2006), S. 9.

<sup>1242</sup> Vgl. Kapitel 2.1.4., 2.3.2. und 3.1.

<sup>1243</sup> In der vom Emissionshandel betroffenen Industrie resultieren CO<sub>2</sub>-Emissionen überwiegend aus der Energiebereitstellung für eingesetzte Prozesse. Bei diesen lokalen Energiesystemen handelt es sich im Gegensatz zu Verbundnetzen aber meist nicht um Systeme mit Wahlmöglichkeiten. Vgl. Fichtner (2005), S. 249.

Jahren beobachten.<sup>1244</sup> Dennoch wäre insbesondere vor dem Hintergrund einer angestrebten europaweiten Öffnung bislang nationaler Elektrizitätsmärkte eine Abbildung aller europäischen Anlagen eine interessante Erweiterung des Modells.

Neben den CO<sub>2</sub>-Zertifikatpreisen bilden sich seit Abschaffung der Demarkationsverträge und Einführung eines liberalisierten Börsenhandels außerdem auch die Strompreise aus Angebot und Nachfrage. Die Angebotskurve für Elektrizität hängt wiederum vom Produktions- und Investitionsprogramm des Energiesektors ab. Kritisch wird deshalb sowohl die weitere Verwendung von Stromgestehungskosten<sup>1245</sup> aus Regulierungszeiten als auch andere Formen von exogenen Strompreisen<sup>1246</sup> erachtet. Die Relevanz von Grenzkosten wird zum Teil aus Vereinfachungsgründen missachtet, da dafür das Grenzkraftwerk bekannt sein muss, die deutschland- oder zukünftig sogar europaweite Anlageneinsatzreihenfolge (Merit-Order) bei Veränderungen von Inputparametern jedoch wechseln kann.<sup>1247</sup> Doch gerade in der Bildung des Zertifikat- und des Strompreises sollten möglichst realitätsnahe und endogene Modellierungen erfolgen, was dieser Arbeit schließlich erlaubte, relevante Aussagen über Systemkosten oder die Kosteneffizienz von Regulierungsinstrumenten treffen zu können. Eine interessante Erweiterung des Modells wäre darüber hinaus die Abbildung der Rückkopplung von Produktions- und Investitionsentscheidungen des Energiesektors auf Primärenergiepreise, z.B. den Erdgaspreis. Eine exogene Betrachtung lässt sich aber damit rechtfertigen, dass es sich bei Primärenergien häufig um Weltmarktpreise handelt und die Veränderung des deutschen Kraftwerksparks nur einen geringen Einfluss auf die Gesamtnachfrage hätte.<sup>1248</sup>

Wegen des Erfordernisses einer deutschlandweiten Koordination des Anlageneinsatzes stoßen unternehmensinterne Systemoptimierungen zukünftig an ihre Grenzen,<sup>1249</sup> weshalb die Arbeit die Überwindung unternehmensinterner Leistungsrestriktionen durch Strombeschaffung und -absatz am Markt bzw. sogar durch Handel über Ländergrenzen hinweg zulässt. Die quantitative Analyse erforderte dabei umfangreiche Erhebungen zum Anlagenpark sowie seinen Ausbaupotentialen. Im Gegensatz zu anderen Arbeiten begnügte sie sich dabei nicht mit der Erfassung von fossilen, konventionellen oder Großkraftwerken,<sup>1250</sup> da neben der Bedeutung des Emissionshandels für konventionelle Anlagen insbesondere auch dessen Wirkung auf die

<sup>1244</sup> Vgl. BMWi (2010), Tabelle 9.

<sup>1245</sup> Bspw. verwenden die Arbeitsgemeinschaft DLR / IFEU / WI (vgl. BMU (2004), S. 192 ff), das Forschungsvorhaben RECCS (vgl. BMU (2007a), S. 152 ff), Roth (2008) S. 107 ff und Geiger / Hardi / Brückl / Roth / Tzscheutschler (2004), S. 27 ff. Stromgestehungskosten.

<sup>1246</sup> Bspw. können gemäß Fichtner (2005), S. 50 Zu- und Rückbauten von Kraftwerkskapazitäten Rückwirkungen auf Marktpreise besitzen.

<sup>1247</sup> Vgl. Bhattacharyya (2011), S. 234.

<sup>1248</sup> Vgl. Fichtner (2005), S. 245 f.

<sup>1249</sup> Vgl. Fichtner (2005), S. 49 f.

<sup>1250</sup> Bspw. Roques / Nuttall / Newbery (2006) und Roth (2008).

Entwicklung bei den Erneuerbaren Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung im Fokus standen. Eine Trennung des liberalisierten von den beiden regulierten Strommärkten sowie vom Wärmemarkt wird aufgrund von Interdependenzen als zu vereinfachte Abbildung der Realität erachtet.

Die Größe des Systems zieht jedoch nach sich, Anlagen nach Technologien zu Typen aggregieren zu müssen, wodurch zwangsläufig Informationen und anlagenspezifische Optimierungsmöglichkeiten verloren gehen.<sup>1251</sup> Da die Technologien, Prozesse und Produktionsbedingungen im Energiesektor sehr homogen sind, wird diese Vorgehensweise aber auch in anderen Arbeiten als weitgehend problemlos angesehen.<sup>1252</sup> Allerdings ist auch bekannt, dass solche Energie- und Stoffflussmodelle tendenziell zu optimistisch sind, da sie von sofortigen Technikanpassungen an geänderte Faktorpreise ausgehen<sup>1253</sup> und bspw. Anfahrtszeiten, Umrüstkosten (Teillastverluste und Laständerungskosten), Ausfallzeiten und Trägheit vernachlässigen.<sup>1254</sup> Auf der anderen Seite weisen höher aggregierende Modelle eine Verstetigung ganzzahliger Probleme<sup>1255</sup> als Vorteil auf, was gut lösbare, lineare Problemformulierungen zulässt.<sup>1256</sup> Der Gefahr einer Unterschätzung des Bedarfs an Peak- und Reserveleistung<sup>1257</sup> aufgrund deterministischer Eingangsgrößen wird durch Definition geeigneter Nebenbedingungen begegnet. Darüber hinaus setzt wegen der Größe von Verbundnetzen einerseits eine Vergleichmäßigung von Verbrauchsschwankungen einzelner Konsumenten und andererseits der fluktuierenden Stromerzeugung mit Wind- und Solarkraftwerken ein.<sup>1258</sup> Unter Berücksichtigung weiterer techno-ökonomischer Restriktionen zur Abbildung des multiregionalen Energieversorgungssystems konnte so die simultane Jahresplanung des Anlagenbetriebs, von Kapazitätserweiterungen und des interregionalen Stromhandels mit dem Simplex Algorithmus gelöst werden.

Die lineare Beschreibung der mengenmäßigen Relationen zwischen den ausgebrachten Produkten Strom und Wärme sowie den eingesetzten Produktionsfaktoren erlaubt außerdem den

---

<sup>1251</sup> Vgl. Fichtner (2005), S. 248.

<sup>1252</sup> Vgl. zur Aggregation von Kapazitätseinheiten nach Technologien auch Gulli (2008), S. 39, Fichtner (2005), S. 245 oder Dreher (2001), S. 40 ff.

<sup>1253</sup> Vgl. Fichtner (2005), S. 52.

<sup>1254</sup> So erläutert Dreher (2001), S. 41 bspw., dass intensitätsmäßige Anpassung in Energie- und Stoffflussmodellen im Allgemeinen nicht zugelassen sind, weil Kraftwerke üblicherweise blockweise zu- oder abgeschaltet werden.

<sup>1255</sup> Vgl. für ein ganzzahliges Investitionsproblem im Energiesektor unter Emissionsauflagen Sirikum / Techanitisawad / Kachitvichyanukul (2007) und Sirikum / Techanitisawad (2006).

<sup>1256</sup> Vgl. Hable (2004), S. 15 ff für die Erläuterung, warum ein Verbundnetz gut mit linearen Modellen abgebildet werden kann.

<sup>1257</sup> Vgl. Brückl (2006) zur Bestimmung des Regel- und Reserveleistungsbedarfs in der Elektrizitätswirtschaft.

<sup>1258</sup> Vgl. Hable (2004), S. 15 ff.

Einsatz einer Deckungsbeitragsrechnung,<sup>1259</sup> die in dieser Arbeit als Informationsinstrument vorgeschlagen wird, da die übliche Kostenminimierung unter Gewährleistung einer gesicherten Leistungsbereitstellung<sup>1260</sup> in der Stromerzeugung für nicht mehr ausreichend erachtet wird. Fördermittel und Erlöse aus einem möglichen zusätzlichen Wärmeverkauf führen zu unterschiedlichen Erlösstrukturen von Anlagen, obwohl es sich bei Elektrizität eigentlich um ein homogenes Gut mit transparenten Großhandelspreisen an Strombörsen handelt. Deshalb wurde in dieser Arbeit zu einer Gewinnmaximierung übergegangen.

Hinsichtlich des Investitionsplanungsproblems könnte zwar argumentiert werden, dass die Kapitalwertmethode<sup>1261</sup> das mehrperiodige Entscheidungskalkül besser als eine Deckungsbeitragsrechnung mit Annuitätenrechnung abbildet. Dagegen weist die Verwendung des Kapitalwerts die Probleme auf, einerseits keine Optimierung im Querverbund unter Berücksichtigung von Nachfragerrestriktionen zu gewährleisten und andererseits keine Rückwirkungen von Anlageneinsatzentscheidungen sowie Zu- und Rückbauten von Kraftwerkskapazitäten auf den Elektrizitätsmarkt (z.B. auf Strom- und Zertifikatpreise) zu berücksichtigen.<sup>1262</sup> Die Überwindung der üblichen Zerschneidung von Planungsebenen, mit der sich beholfen wird, weil die Abbildung der Realität in einem Totalmodell und die Suche nach einer geschlossenen Lösung nicht machbar sind,<sup>1263</sup> gibt demnach weiterhin Anlass zur Forschung.

Transport- und Verteilungskosten sowie inländische Netzrestriktionen fließen in dieser im Gegensatz zu älteren Arbeiten hingegen nicht mehr in das Entscheidungskalkül ein. Der Grund liegt darin, dass einerseits seit Inkrafttreten von § 7 EnWG (Gesellschaftsrechtliche Entflechtung – legal Unbundling) im Jahr 2007 die Gewinnstruktur des Erzeugers von der des Netzbetreibers getrennt betrachtet werden muss und andererseits gemäß § 20 Abs. 1 EnWG und der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung<sup>1264</sup> eine gesetzliche Anschlusspflicht von Kraftwerken und eine Gewährleistungspflicht eines diskriminierungsfreien Netzzugangs be-

<sup>1259</sup> Vgl. Ewert / Wagenhofer (2008), S. 659 und Schweitzer / Küpper (2011), S. 481. Zur Deckungsbeitragsrechnung vgl. außerdem Friedl / Hofmann / Pedell (2010), S. 267 f.

<sup>1260</sup> Die Herangehensweise resultiert größtenteils noch aus Zeiten vor der Liberalisierung, da unter Regulierung eine gesicherte Leistungsbereitstellung mit eigenen Kraftwerken für das eigene Versorgungsgebiet kostenminimal gewährleistet sein musste. Vgl. Fichtner (2005), S. 49. Gemäß Swider (2006), S. 27-30 wird in einer Vielzahl an Bottom-Up-Modellen ausgehend von einer zweckmäßigen Abbildung des realen Kraftwerksparks nach wie vor der kostenminimale Betrieb bestimmt. Auch Hable (2004) optimiert den Betrieb des Energiesystems zur Erreichung minimaler Kosten. Fördermittel werden nicht berücksichtigt. Vgl. Hable (2004), S. 13 und 45.

<sup>1261</sup> Vgl. Roques (2006), Roques / Newbery / Nuttall (2006) und Madlener / Glensk / Raymond (2009) für die Verwendung eines Mean-Variance Portfolio Theory Ansatzes basierend auf einer Kapitalwertberechnung zur Risikodiversifikation eines Kraftwerksparks.

<sup>1262</sup> Fichtner (2005), S. 50 beschreibt, dass gerade diese Rückwirkung eine Besonderheit des Elektrizitätsmarkts darstellt und deshalb eine Systemoptimierung im Umfeld des gesamten Energiemarktes erforderlich ist.

<sup>1263</sup> Vgl. Schweitzer / Küpper (2011), S. 211, 233 und 487 sowie Ewert / Wagenhofer (2008), S. 57 f. im Allgemeinen sowie Fichtner (2005), S. 49 und Kohlmeier / Ressenig (2002), S. 4 ff in Bezug auf die Energiewirtschaft.

<sup>1264</sup> Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung - KraftNAV) vom 26. Juni 2007 (BGBl. I S. 1187).

stehen.<sup>1265</sup> Da aufgrund des Unbundlings allerdings keine volkswirtschaftlich globale Optimierung mehr stattfindet,<sup>1266</sup> wirft dies wiederum Forschungsbedarf für die Entwicklung regulatorischer Instrumente zur übergreifenden Wohlfahrtsmaximierung auf.

---

<sup>1265</sup> Für ein Produktionsplanungsmodell unter Stromverteilungsaspekten vgl. Fichtner (2005).

<sup>1266</sup> Bspw. dominiert das Kriterium Windstärke die Standortwahl eines Anlagenbetreibers beim Bau eines Windkraftwerks und der Aspekt Nähe zu den Endverbrauchern wird vernachlässigt. Kosten für längere Leitungen können jedoch den Nutzen aus einer höheren Verfügbarkeit der Primärenergie kompensieren oder sogar übersteigen, was dann in höheren Strompreisen reflektiert wäre.



## Literaturverzeichnis

- Aacken van, Marcus / Ellmer, Marcus / Frometa, Eduardo (2001): Stromgestehungskosten von Großkraftwerken, Institut für Technologie und Management Fachbereich Energie- und Rohstoffwirtschaft, Berlin 2001.
- AGEB: Datenbank zu Primärenergieverbrauch, Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. des Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), des Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e.V. (DEBRIV) und der EEFA GmbH, Sitz Berlin.
- Amend, Frank (2000): Flexibilität und Hedging – Realloptionen in der Elektrizitätswirtschaft, in: Bank- und finanzwirtschaftliche Forschung, Bd. 315, Diss., Bern 2000.
- Antes, Ralf / Hansjürgens, Bernd / Letmathe, Peter (2006): Emissions Trading and Business, Heidelberg 2006.
- Antrag (17/2410) der SPD-Fraktion: Brennelementesteuer – Windfall Profits der Atomwirtschaft abschöpfen, Deutscher Bundestag - 17. Wahlperiode, Drucksache 17/2410, Berlin 06.07.2010.
- Antrag (17/2425) von Bündnis 90/Die Grünen: Atomkosten anlasten – Brennelementesteuer jetzt einführen, Deutscher Bundestag - 17. Wahlperiode, Drucksache 17/2425, Berlin 07.07.2010.
- Bals, Christoph (2008): Bali, Poznan, Kopenhagen – Dreisprung zu einer neuen Qualität der Klimapolitik?, herausgegeben von der Heinrich-Böll-Stiftung in Zusammenarbeit mit Germanwatch, Bd. 2 der Reihe Ökologie, Berlin 2008.
- Balzer, Gerd / Asgorieh, Leylo / Gaul, Armin (2008): Dynamische Asset Simulation - Abschätzung des Investitionsbedarfs von Betriebsmitteln, energie wirtschaft (ew) Jg. 107 (2008), Heft 4, S. 26-30.
- Balzer, Gerd / Neumann, Claus / Gaul, Armin / Schorn, Christian (2007): The General Asset Management Process of Power Systems, Osaka 2007.
- BDEW (2008): Energiemarkt Deutschland - Zahlen und Fakten zur Gas- und Stromversorgung, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., Berlin/Frankfurt 2008.
- BDI (2008): Internet der Energie - IKT für Energiemärkte der Zukunft - Die Energiewirtschaft auf dem Weg ins Internetzeitalter, Hrsg. Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (BDI), BDI-Drucksache Nr. 418, Mannheim 2008.
- BDI / VIK (2006): Stellungnahme von BDI und VIK zum Referenzbericht Anreizregulierung „Price-Caps, Revenue-Caps und hybride Ansätze“ der Bundesnetzagentur vom 8.12.2005, Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (BDI) und Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK - Energie für die Industrie), Essen 30.1.2006.
- Bertenrath, Roman (2009): Finanzwissenschaftliche Aspekte der Weiterentwicklung des CO<sub>2</sub>-Emissionshandels am Beispiel Deutschlands, Wirtschafts- und Sozialwissenschaftliche Fakultät der Universität zu Köln, Diss., Köln 2009.

Bhattacharyya, Subhes (2011): Energy Economics – Concepts, Issues, Markets and Governance, London 2011.

Binder, Maximilian (2007): Energiemarkt Deutschland – Erzeugung/Netze/Preise. Technische und wirtschaftliche Zusammenhänge, IHK - E.ON Bayern AG, Amberg 2007.

Bitz, Michael (2005): Investition. In: Vahlens Kompendium der Betriebswirtschaftslehre, Bd. 1, S. 105-172, Hrsg. v. M. Bitz, K. Dellmann, M. Domsch u. H. Egner. 5. Aufl., München 2005.

BMU (2009): Erläuterung zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2009, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit Referat Öffentlichkeitsarbeit, Berlin 15.05.2009.

BMU (2008a): Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung (Internet-Update), Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit Referat KI III 1, Berlin 15.12.2008.

BMU (2008b): Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2007, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Referat KI III 1 (Allgemeine und grundsätzliche Angelegenheiten der Erneuerbaren Energien), Berlin 2008.

BMU (2008c): Marktanzreizprogramm zur Förderung von erneuerbaren Energien, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit Referat Öffentlichkeitsarbeit, Berlin Juni 2008.

BMU (2008d): Einigung in Brüssel: Flugverkehr wird ab 2012 in den EU-Emissionshandel einbezogen, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Pressedienst Nr. 143/08, Berlin 26.06.2008.

BMU (2007a): RECCS – Strukturell-ökonomisch-ökologischer Vergleich regenerativer Energietechnologien mit Carbon Capture and Storage - Langfassung, Forschungsvorhaben des Wuppertals Institut für Klima, Umwelt und Energie, des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) - Institut für Technische Thermodynamik, des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW) und des Potsdam-Instituts für Klimafolgenforschung (PIK) - im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Wuppertal 2007.

BMU (2007b): Erneuerbare Energien in Zahlen – national und internationale Entwicklung, Berlin Juni 2007.

BMU (2007c): Obergrenze für CO<sub>2</sub>-Ausstoß wird abgesenkt - Bundesumweltministerium überarbeitet Allokationsplan, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Pressedienst Nr. 040/07, Berlin 09.02.2007.

BMU (2005): Umweltpolitik - Nationales Klimaschutzprogramm 2005 - Sechster Bericht der Interministeriellen Arbeitsgruppe „CO<sub>2</sub>-Reduktion“, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit Arbeitsgruppe Z III 6, Berlin August 2005.

BMU (2004): Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland - Langfassung, Forschungsvorhaben des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt

(DLR) - Institut für Technische Thermodynamik, des Instituts für Energie- und Umweltforschung (ifeu) und des Wuppertals Institut für Klima, Umwelt und Energie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Stuttgart/Heidelberg/Wuppertal 2004.

BMU (2002): Erläuterung zum Gesetz für die Erhaltung die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz), Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit Referat Öffentlichkeitsarbeit, Berlin 01.04.2002.

BMU (2001): EU-Richtlinie zur Förderung der Erneuerbaren Energien ist in Kraft getreten, Kommentar des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit zur Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt vom 27. September 2001 (Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften vom 27. Oktober 2001, L 283/33ff), Berlin 2001.

BMWA (2003): Forschungs- und Entwicklungskonzept für emissionsarme fossil befeuerte Kraftwerke, Bericht der COORETEC-Arbeitsgruppen im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit (BMWA), Forschungsbericht Nr. 527, Berlin Dezember 2003.

BMwfi (2009): Energiestatus Österreich 2009, Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend Österreich, Wien 2009.

BMWi (2009a): Energiedaten - Nationale und Internationale Entwicklung - Zahlen und Fakten, Datenbank erstellt vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Referat III C 3, Stand: 24.02.2009.

BMWi (2009b): Datenbank zu Stromerzeugungskapazitäten und Bruttostromerzeugung nach Energieträgern – Energiedaten Tabelle 22, Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen hrsg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Stand: 19.01.2009.

BMWi (2008): Energie in Deutschland - Trends und Hintergründe zur Energieversorgung in Deutschland, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Berlin 2008.

BMWi (2007): Leuchtturm COORETEC - Der Weg zum zukunftsfähigen Kraftwerk mit fossilen Brennstoffen, Projektträger Forschungszentrum Jülich GmbH im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Forschungsbericht Nr. 566, Berlin Juni 2007.

BMWi (2006): Verfügbarkeit und Versorgung mit Energierohstoffen, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Abteilung III - Arbeitsgruppe Energierohstoffe, Berlin März 2006.

Bock, Uwe / Nissen, Joachim (1999): Standardisierte Lastprofile für Haushalte und Kleingewerbe. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 49 Jg. (1999), Heft 9, S.606-610.

Boeddicker, Dirk (1997): Thermodynamische und energiewirtschaftliche Bewertung eines Kombikraftwerks mit integrierter Kohlevergasung und CO<sub>2</sub>-Rezyklierung, Fortschritt-Berichte VDI Reihe 6 Nr. 368, Düsseldorf 1997.

- Bonacina, Monica / Cretì, Anna / Cozialpi, Simone (2009): The European Carbon Market in the Financial Turmoil: some empirics in early Phase II, Università Commerciale Luigi Bocconi, IEFE Istituto di Economia e Politica dell'Energia e dell'Ambiente, Working Paper no. 20, Mailand 2009.
- Borgmann, Eberhard (2004): Preisrisikomanagement im liberalisierten deutschen Strommarkt, Diss., Freiberg 2004.
- Börsenlexikon (2009): Das Börsenlexikon - Energiehandel von A bis Z, Hrsg. Watt Deutschland GmbH, Frankfurt 2009.
- Brockmann, Karl / Stronzik, Marcus / Bergmann, Heidi (1999): Emissionsrechtehandel – eine neue Perspektive für die deutsche Klimapolitik nach Kyoto, Hrsg. Christoph Böhringer, Heidelberg 1999.
- Brückl, Oliver (2006): Wahrscheinlichkeitstheoretische Bestimmung des Regel- und Reserveleistungsbedarfs in der Elektrizitätswirtschaft, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik an der Technische Universität München, Diss., München 2006.
- Bundesnetzagentur (2006): Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG, Bonn 2006.
- Cames, Martin / Anger, Niels / Böhringer, Christoph / Harthan, Ralph O. / Schneider, Lambert (2007): Langfristige Perspektiven von CDM und JI, Öko-Institut, Hrsg. Umweltbundesamt, Dessau 2007.
- CDU / CSU / SPD (2005): Gemeinsam für Deutschland – mit Mut und Menschlichkeit, Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, Koalitionsvertrag, Berlin 11.11.2005.
- CEER (2009): Definition Versorgungssicherheit, Center for Energy and Environmental Resources, Universität Texas, Austin 2009.
- CEU (Council of the European Union, 2005): European Council Brussels, 22<sup>nd</sup> and 23<sup>rd</sup> March 2005, Presidency Conclusions, 7619/1/05 REV 1, Brüssel 2005.
- Cieslarczyk, Michael / Dal-Canton, Marek / Ungemach, Manfred / Brown-Hruska, Sharon / Kraus, Michael / Schönborn, Marco / Shuttleworth, Graham (2007): Gutachten – Verbesserung der Transparenz auf dem Stromgroßhandelsmarkt aus ökonomischer sowie energie- und kapitalmarktrechtlicher, White&Case LLP und NERA Economic Consulting im Auftrag des Sächsischen Staatsministeriums für Wirtschaft und Arbeit, Düsseldorf/Berlin/London 2007.
- Coenenberg, Adolf (2005): Jahresabschluss und Jahresabschlussanalyse – Betriebswirtschaftliche, handelsrechtliche, steuerrechtliche und internationale Grundsätze – HGB, IFRS und US-GAAP, 20. Aufl., Stuttgart 2005.
- Copeland, Thomas / Weston, Fred / Shastri, Kuldeep (2008): Finanzierungstheorie und Unternehmenspolitik. Konzepte der kapitalmarktorientierten Unternehmensfinanzierung, 4. Aufl., München 2008.
- DEBRIV (2009): Braunkohle in Deutschland 2009, Bundesverband Braunkohle, Köln Januar 2010.

DEHSt (2009): Emissionshandel: Auswertung der Ersten Handelsperiode 2005-2007, Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt, Berlin Januar 2009.

DEHSt (2008a): Erste Ergebnisse des Zuteilungsverfahrens 2012 – Budgetaufteilung, Anspruchsgrundlagen und Kürzungen, Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt, Berlin Februar 2008.

DEHSt (2008b): Emissionshandel: Die Zuteilung von Emissionsberechtigungen in der Handelsperiode 2008–2012, Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt, Berlin Mai 2008.

DEHSt (2008c): Deutsches Emissionshandelsregister - Nutzerhandbuch, Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt, Berlin Dezember 2008.

DEHSt (2008d): Emissionshandel: Unternehmen erhalten Zertifikate - Handlungsdruck auf ineffiziente Kraftwerke wächst, Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt, Pressemitteilung UBA 077/2008, Berlin 12.11.2008.

DEHSt (2005): Ein Jahr Emissionshandel für den Klimaschutz - Positive Bilanz für das erste Jahr, Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt, Pressemitteilung UBA 077/2005, Berlin 29.12.2005.

DEHSt (2004): Klimaschutz: Der Emissionshandel im Überblick - Grundlagen und Funktionsweise, Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt, Berlin Dezember 2004.

Dennermann, Jürgen / Hüppe, Wolfgang / Oswald, Thomas / Reeh, Peter / Schwingshandl, Hubert / Staschus, Konstantin (1998): Systemdienstleistungen bei Durchleitungen. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 48 Jg. (1998), Heft 9, S.550-555

Destatis 066K (2009): Erhebung über die Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung der Stromerzeugungsanlagen für die allgemeine Versorgung, Jährlicher Qualitätsbericht, Statistisches Bundesamt - Gruppe E2 „Industrie, Bau, Energie“, Destatis 066K, Wiesbaden 2009.

Destatis 066K (2008): Erhebung über die Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung der Stromerzeugungsanlagen für die allgemeine Versorgung, Jährlicher Qualitätsbericht, Statistisches Bundesamt - Gruppe E2 „Industrie, Bau, Energie“, Destatis 066K, Wiesbaden 2008.

Destatis 066K (2007): Erhebung über die Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung der Stromerzeugungsanlagen für die allgemeine Versorgung, Jährlicher Qualitätsbericht, Statistisches Bundesamt - Gruppe E2 „Industrie, Bau, Energie“, Destatis 066K, Wiesbaden 2007.

DNR (2009): Richtlinie über die dritte Phase des europäischen Emissionshandelssystems (2013 - 2020), EU-Koordination des Deutschen Naturschutzrings (DNR), hrsg. v. Stefanie Langkamp, Berlin 02.02.2009.

DIW (1995): Fossile Energieträger und erneuerbare Energiequellen - Instrumente zur Analyse von Klimagasreduktionsstrategien (IKARUS). Entwicklungsprojekt des Bundesministers für Forschung und Technologie, Abschlussbericht Teilprojekt 3 "Primärenergie", Untersuchung des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung im Auftrag des Forschungszentrums Jülich, Monographien des Forschungszentrums Jülich, Bd. 15, Jülich 1995.

Donner, Susanne / Herkommer, Erwin (2005): Das Kyoto-Protokoll - Verhandlungen und Verpflichtungen, Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestages, Fachbereich VIII: Umwelt, Naturschutz, Reaktorsicherheit, Bildung und Forschung, 3. Aktualisierte Fassung, 04.08.2005.

Dreher, Martin (2001): Analyse umweltpolitischer Instrumente zur Förderung der Stromerzeugung aus regenerativen Energieträgern im liberalisierten Strommarkt – Eine Untersuchung unter technischen, ökonomischen und umweltrelevanten Gesichtspunkten am Beispiel der Region Baden-Württemberg, Diss., Karlsruhe 2001.

Drukarczyk, Jochen / Schüller, Andreas (2003): Kapitalkosten deutscher Aktiengesellschaften - eine empirische Untersuchung, in: Finanzbetrieb, Heft 6, Juni 2003, S. 337-347.

EEX (2010): Stundenkontrakte Peak und Base – EPEX Spot – Marktgebiet PHELIX – 30 Tagesdurchschnitt über das Jahr 2009, Datenbank der European Energy Exchange AG, Leipzig, Stand: 30.01.2010.

EnBW AG (2008): Geschäftsbericht 2007, Karlsruhe 2008.

Enquete-Kommission (2002): Endbericht der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“, Deutscher Bundestag, Bundestagsdrucksache 14/9400, Berlin 2002.

ENTSO-E (2010): Production, Consumption, Exchange Package - Hourly load values for Germany, Datenbank des European Network of Transmission System Operators for Electricity, Stand: 2010.

E.ON AG (2009): Finanzbericht 2008, E.ON AG, Düsseldorf 2009.

E.ON AG (2008): Geschäftsbericht 2007, E.ON AG, Düsseldorf 2008.

Europäische Kommission (2008): Emissionshandel: Anschluss an UN-Register für CO<sub>2</sub>-Gutschriften noch vor Dezember 2008, Pressemitteilung IP/08/1246, Brüssel 06.08.2008.

Europäisches Parlament (2010): Emissions trading: Questions and Answers concerning the Commission Decision on the EU ETS CAP for 2013, MEMO/10/314, Europa Press Releases Brussels 09.07.2010.

Europäisches Parlament (2008): Das EU-Klimapaket Richtlinie über die dritte Phase des Europäischen Emissionshandelssystems, Datenbank Das EU-Klimapaket-Umwelt des Europäischen Parlaments, Brüssel 2008.

Europäischer Rat (2007): Schlussfolgerungen des Vorsitzes zum Gipfel am 8./9. März 2007, Rat der Europäischen Union 7224/1/07 REV 1, Brüssel 02.05.2007.

European Environment Agency (2007): Annual European Community greenhouse gas inventory 1990–2005 and inventory report 2007, European Environment Agency in Kooperation mit dem European Topic Centre for Air und Climate Change (ETC/ACC) und unterstützt von Joint Research Centre und Eurostat im Auftrag der European Commission (DG Environment), Technical report No 7/2007, Kopenhagen 2007.

Ewert, Ralf / Wagenhofer, Alfred (2008): *Interne Unternehmensrechnung*, 7. Aufl., Heidelberg 2008.

EWI / EEFA (2005): *Ökonomische Auswirkungen alternativer Laufzeiten von Kernkraftwerken in Deutschland*, Gutachten des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln (EWI) und der Energy Environment Forecast Analysis GmbH (EEFA), im Auftrag des Bundesverbands der deutschen Industrie e.V. (BDI), Köln/Berlin 2005.

EWI / Prognos (2005): *Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030 - Energiewirtschaftliche Referenzprognose Energiereport IV – Kurzfassung*, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit, Dokumentation Nr. 545, Berlin 2005.

Fichtner, Wolf (2005): *Emissionsrechte, Energie und Produktion – Verknappung der Umweltnutzung und produktionswirtschaftliche Planung*, Universität Karlsruhe, Habil., Berlin 2005.

Filter, Sven (2001): *Zur Modellgenauigkeit der mittelfristigen Einsatzoptimierung von Querverbundunternehmen*, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Bd. 75, Hrsg. Hans-Jürgen Haubrich, Diss., Aachen 2001.

Fink, Martin / Moser, Kilian (2009): *Interaktion von Vertrieb und Beschaffung in Energieversorgungsunternehmen - Analyse aus Sicht eines IT-Beratungsunternehmens*, Studie am Lehrstuhl für Controlling der Technischen Universität München, Working Paper, München 2009.

Fleury, Aurélie (2005): *Eine Nachhaltigkeitsstrategie für den Energieversorgungssektor - dargestellt am Beispiel der Stromversorgung in Frankreich*, Diss., Karlsruhe 2005.

Forum (1999 und 2005): *Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland*, Hrsg. Energiemodelle zum Klimaschutz in Deutschland, Heidelberg 1999 oder Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart, Stuttgart 2005.

FÖS-Memorandum (2004): *Umsteuern – Forderungen des FÖS zur Weiterführung der ökologisch-sozialen Steuer- und Finanzreform ab 2005*, Förderverein Ökologische Steuerreform e.V., 2. Aufl., Leipzig 2004.

Friedl, Gunther / Hofmann, Christian / Pedell, Burkhard (2010): *Kostenrechnung – Eine entscheidungsorientierte Einführung*, München 2010.

Fritsche, Uwe / Rausch, Lothar / Schmidt, Klaus (2007): *Treibhausgasemissionen und Vermeidungskosten der nuklearen, fossilen und erneuerbaren Strombereitstellung*, Öko-Institut Bereich Energie & Klimaschutz, Arbeitspapier, Darmstadt 2007.

Geiger, Bernd / Hardi, Markus / Brückl, Oliver / Roth, Hans / Tzscheuschler, Peter (2004): *CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten im Kraftwerksbereich, bei den erneuerbaren Energien sowie bei nachfrageseitigen Energieeffizienzmaßnahmen*, IfE Schriftenreihe Heft 47, München 2004.

Götz, Roland (2007): *Die Debatte um Europas Energieversorgungssicherheit*, Forschungsgruppe Russland / GUS, Stiftung Wissenschaft und Politik (SWP), Deutsches Institut für Internationale Politik und Sicherheit, Diskussionspapier FG 5 2007/02, Berlin 2007.

Gulli, Francesco (2008): Modelling the short-run impact of carbon trading on the electricity sector, in: *Markets for Carbon and Power Pricing in Europe*, hrsg. v. Francesco Gulli S. 36-79, Cheltenham 2008, S. 36-79.

GVSt (2007): CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung (CCS) – (k)ein realistischer Beitrag zur Erreichung der Klimaziele?, hrsg. v. Gesamtverband Steinkohle (GVSt), V.i.S.d.P Axel Schappei Essen, *Die deutsche Steinkohle Fakten - Analysen - Argumente* FAA 42 August 2007.

Hable, Matthias (2004): Beitrag zur Energieeinsatzoptimierung mit evolutionären Algorithmen in lokalen Energiesystemen mit kombinierter Nutzung von Wärme- und Elektroenergie, Diss., Dresden 2004.

Hansjürgens, Bernd / Gagelmann, Frank (2003): CO<sub>2</sub>-Emissionshandel – Ein umweltpolitisches Instrument auf dem Vormarsch, in: *UWF - UmweltWirtschaftsForum : Forum for Ecological Management in Industry*, 11. Jg. (2003), H. 3, S. 4-8.

Hardi, Markus (2003): Methodenentwicklung für nachhaltige Energie- und Emissionsminderungsstrategien auf der Grundlage von Lebenszyklusanalysen, Diss., München 2003.

Heinzow, Thomas / Tol, Richard S.J. / Brümmer, Burghard (2005): Offshore-Windstromerzeugung in der Nordsee - eine ökonomische und ökologische Sackgasse?, Working Paper Research Unit Sustainability and Global Change and Centre for Marine and Atmospheric Science, Universität Hamburg 2005.

Hensing, Ingo (1996): Ansätze einer internationalen Entsorgung hochradioaktiver Abfälle – Eine ökonomische Analyse aus deutscher Sicht, *Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts*, Bd. 50, München 1996.

Hirschhausen v., Christian / Weigt, Hannes / Zachmann, Georg (2007): Preisbildung und Marktmacht auf den Elektrizitätsmärkten in Deutschland - Grundlegende Mechanismen und empirische Evidenz, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Public Sector Management der TU Dresden, im Auftrag des Verbands der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK), Dresden 2007.

Hobbs, Benjamin / Pang, Jong-Shi (2007): Nash-Cournot Equilibria in Electric Power Markets with Piecewise Linear Demand Functions and Joint Constraints, *Operations Research* January/February 2007, vol. 55 no. 1, p. 113-127; doi: 10.1287/opre.1060.0342.

Hofer, Roland (1994): Analyse der Potentiale industrieller Kraft-Wärme-Kopplung, IfE Schriftenreihe Heft 28, München 1994.

Homburger, Carsten (2002): Kostenbegriffe, in: *Handwörterbuch Unternehmensrechnung und Controlling*, hrsg. v. Hans-Ulrich Küpper und Alfred Wagenhofer, 4. Aufl., Stuttgart 2002, Sp. 1051-1060.

IDW EPS 970 (2009): Entwurf IDW Prüfungsstandard: Prüfung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz, Institut der Wirtschaftsprüfer in Deutschland e.V., Düsseldorf 2009.

IEA (2010): *Monthly Electricity Statistics April 2010*, Datenbank der International Energy Agency (IEA), Paris, Stand: 2010.



- IEA (2009): Monthly Electricity Statistics March 2009, Datenbank der International Energy Agency (IEA), Paris, Stand: 2009.
- IEA (2008): Key World Energy Statistics, International Energy Agency (IEA), Paris 2008.
- IEA (2007): Electricity/Heat in Germany and World in 2007, Datenbank der International Energy Agency (IEA), Paris, Stand: 2007.
- IEA (2006): Electricity/Heat in World in 2006, Datenbank der International Energy Agency (IEA), Paris, Stand: 2006.
- IEA (1996): Oil and Gas Information 1995, International Energy Agency (IEA), Paris 1996.
- IPCC (2006): 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, herausgegeben vom National Greenhouse Gas Inventories Programme in Zusammenarbeit mit dem Institute for Global Environmental Strategies (IGES), Hayama (Japan) 2006.
- IPCC (2001): Climate Change 2001: Synthesis Report. Summary for Policymakers. The IPCC Third Assessment Report, Genf 2001.
- Jensch, Werner (1988): Vergleich von Energieversorgungssystemen unterschiedlicher Zentralisierung unter Berücksichtigung von energietechnischen, ökonomischen und ökologischen Parametern, IfE Schriftenreihe Heft 22, München 1988.
- Kepler, Florian (2005): Der Handel mit Emissionszertifikaten in der Europäischen Union: Institutionelle Ausgestaltung und Einflussfaktoren auf die Preisbildung, Passau 2005.
- Kohlmeier, Helmut / Ressenig, Alexandra / Stock, Günter (2003): Kostentransparenz durch Energiemanagement - Stadtwerke München optimieren Energieerzeugung, BWK-Das Energiefachmagazin, Sonderdruck aus Heft 3 (Düsseldorf 2003), S. 32-36.
- Kohlmeier, Helmut / Ressenig, Alexandra (2002): Betriebserfahrung mit einem Optimierungswerkzeug in der Langfrist-, Kurzfrist- und Momentanoptimierung bei den Stadtwerken München, Arbeitspapier, München 2002.
- König, Philipp (2011): Modelling Correlation in Carbon and Energy Markets, Electricity Policy Research Group, University of Cambridge, England, Working Paper 1107, Februar 2011.
- Konstantin, Panos (2009): Praxisbuch Energiewirtschaft – Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt, 2. Aufl., Berlin 2009.
- KPMG (2007): Energie- und Rohstoffpreise – Risiken und deren Absicherung, KPMG Deutsche Treuhandsgesellschaft, Advisory, Frankfurt am Main 2007.
- Krasenbrink, Benedikt (2002): Integrierte Jahresplanung von Elektrizitätserzeugung und -handel, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Bd. 81, Hrsg. Hans-Jürgen Haubrich, Diss., Aachen 2002.
- Kruhl, Jörg (2007): Optionen für die Zukunft der Energieversorgung aus Sicht von E.ON Energie, hrsg. v. E.ON Energie AG, Düsseldorf 2007.

- Kühn, Christian (2006): Yardstick Regulierung für Elektrizitätsverteilungsnetzbetreiber, Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts, Bd. 62, München 2006.
- Küpper, Hans-Ulrich (2008): Controlling – Konzeption, Aufgaben und Instrumente, 5. Aufl., Stuttgart 2008.
- Kyoto-Protokoll Handbuch (2008): Kyoto Protocol reference manual - on accounting of emissions and assigned amount, UNFCCC United Nations Framework Convention on Climate Change, Bonn 2008.
- Krewitt, Wolfram / Schlomann, Barbara (2006): Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern, Gutachten des Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) im Rahmen von Beratungsleistungen für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Stuttgart/Karlsruhe 2006.
- Lang, Joachim / Madlener, Reinhard (2010): Portfolio Optimization for Power Plants: The Impact of Credit Risk Mitigation and Margining, Working Paper, RWTH Aachen 2010.
- Laurikka, Harri (2006): The impact of climate policy on heat and power capacity investment decisions, in Emissions Trading and Business, hrsg. v. Ralf Antes, Bernd Hansjürgens, Peter Letmathe, Heidelberg 2006, S. 133-145.
- Losch, Michael (1995): Wettbewerbsorientierte Regulierung der Elektrizitätswirtschaft – theoretische Konzepte und Erfahrungen aus Großbritannien, Diss., Frankfurt am Main 1995.
- Luenberger, David / Ye, Yinyu (2008): Linear and Nonlinear Programming, International series in operations research and management science, 3. Aufl., Stanford/New York 2008.
- Lüth, Oliver (1997): Strategien zur Energieversorgung unter Berücksichtigung von Emissionsrestriktionen – Entwicklung eines Energie-Emissions-Modells für kleine Länder bzw. Regionen, Diss. am Institut für Industriebetriebswirtschaftslehre und Industrielle Produktion der Universität Karlsruhe, VDI-Reihe 16: Technik und Wirtschaft Nr. 93, Düsseldorf 1997.
- MacKenzie, Donald (2008): Making things the same: Gases, emission rights and the politics of carbon markets, in: Accounting, Organizations and Society (2008), doi:10.1016/j.aos.2008.02.004.
- Madlener, Reinhard / Glensk, Barbara / Raymond, Paul (2009): Applying Mean-Variance Portfolio Analysis to E.ON's Power Generation Portfolio in the UK and Sweden, 6. Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT 2009), Working Paper, Wien 2009.
- Matthes, Felix (2010): Energiepreise für aktuelle Modellierungsarbeiten. Regressionsanalytisch basierte Projektionen. - Teil 1: Preise für Importenergien und Kraftwerksbrennstoffe, Öko-Institut e.V., Berlin 2010.
- Mayer, Michael (2008): Anreizregulierung aus Sicht eines Übertragungsnetzbetreibers, RWE Transportnetz Strom GmbH, Dortmund 2008.
- Meister, Florian (2007): Etablierung von Netzwerken in der Energiewirtschaft, Wiesbaden 2007.

Michaelis, Peter (1996): *Ökonomische Instrumente in der Umweltpolitik: Eine anwendungsorientierte Einführung*, Heidelberg 1996.

Mieske, Karl / Milles, Uwe / Oexmann, Jochen (2007): *Kraftwerke mit Kohleverbrennung*, BINE Informationsdienst FIZ Kalsruhe, projektinfo 06/07, Bonn 2007.

Monopolkommission (2009): *Strom und Gas 2009: Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb (2009)*, 54. Sondergutachten der Monopolkommission, gemäß § 62 EnWG, Bonn, 04.08.2009.

Müller, Bernd (2009): *Klimaretter Kohle? - Drei Wege zum CO<sub>2</sub>-armen Kraftwerk*, in: *Stromlandschaften- Perspektiven einer zukunftsfähigen Stromversorgung*, hrsg. v. Bild der Wissenschaft - Stiftung Energie & Klimaschutz Baden-Württemberg, Leinfelden-Echterdingen 2009, S. 34-39.

Murphy, Frederic / Smeers, Yves (2005): *Generation Capacity Expansion in Imperfectly Competitive Restructured Electricity Markets*, *Operations Research*, July/August 2005, vol. 53 no. 4, p. 646-661; doi: 10.1287/opre.1050.0211.

NAP 2008-2012: *Nationaler Allokationsplan 2008-2012 für die Bundesrepublik Deutschland*, Hrsg. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin 2006.

Niehörster, Christoph / Waschulewski, Bernd (2008): *Umgehen mit geänderten Rahmenbedingungen – Stufen zum Energiehandel – Die verschiedenen Formen der Erdgasbeschaffung – ein Überblick*, in *Zeitschrift für kommunale Wirtschaft (ZfK)*, Ausgabe 02/08, S. 16-17, München 2008.

Nilges, Joachim / Gaul, Armin / Spitzer, Heiko (2004): *Strategische Investitionsplanung – Praxisnahe Wege für eine nachhaltige Bewirtschaftung der Assets*, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 54. Jg., Heft 10, 2004, S. 655-656.

NIR (2008): *Nationaler Inventarbericht zum deutschen Treibhausgasinventar 1990-2006 - Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen 2008*, Hrsg. Umweltbundesamt, Dessau- Roßlau 2008.

NIR (2007): *Nationaler Inventarbericht zum deutschen Treibhausgasinventar 1990-2005 - Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen 2007*, Hrsg. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau 2007.

Ockenfels, Axel (2007): *Strombörse und Marktmacht*, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 57. Jg., Heft 5 2007, S. 44-58.

OECD (2008): *Kernenergieausblick 2008 – Zusammenfassung des Berichtes (Nuclear Energy Outlook (NEO) – 2008)*, OECD Nuclear Energy Agency (NEA), Frankreich 2008.

OECD/IEA (2009): *End-use petroleum product prices and average crude oil import costs*, Datenbank der International Energy Agency (IEA) der Organisation for Economic Cooperation and Development (OECD), Paris, Stand: 2009.

Padberg, Uwe / Hinüber, Gerd / Lyssy, Wolfgang / Klimbacher, Josef (2009): *Quantifizierung der Risiken der Endkundenversorgung*, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirt-

schaft, Forschungsgesellschaft Energie e. V., IAEW – FGE – Jahresbericht 2009, RWTH Aachen 2009.

Pahle, Michael (2008): ALICE Electricity Sector Country Study – Germany, Universität Oldenburg, Working Paper 2008.

Paschen, Herbert / Oertel, Dagmar / Grünwald, Reinhard (2003): Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland, Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB), Arbeitsbericht Nr. 084, Berlin 2003.

Perner, Jens / Riechmann, Christoph (1998): Netzzugang oder Durchleitung? In: ZfE – Zeitschrift für Energiewirtschaft, 22. Jg. (1998), Heft 1, S. 41-57.

Pfaffenberger, Wolfgang (1993): Elektrizitätswirtschaft, München 1993.

Pindyck, Robert / Rubinfeld, Daniel (1998): Mikroökonomie, 4. Aufl., München 1998.

Piot, Michel (2006): Elektrizität aus Wasserkraft, Bundesamt für Energie, Bern 2006.

Pohl, Indre (2001): Investitionsentscheidungen unter der Berücksichtigung des Einflusses ökologischer Anspruchsgruppen, Diss., Frankfurt am Main et al. 2001.

Porter, Michael E. (2008): Wettbewerbsstrategie – Methoden zur Analyse von Branchen und Konkurrenten, 11. Aufl., Frankfurt 2008.

Prokopczuk, Marcel / Rachev, Svetlozar / Schindlmayr, Gero / Trück, Stefan (2007): Quantifying Risk in the Electricity Business: A RAROC-based Approach, in: Energy Economics, vol. 29, Issue 5, September 2007, S. 1033-1049, doi:10.1016/j.eneco.2006.08.006.

PWC (2007): Entflechtung und Regulierung in der deutschen Energiewirtschaft – Praxis- handbuch zum Energiewirtschaftsgesetz, PricewaterhouseCoopers AG WPG, Freiburg 2007.

PWC (2004): Crunch Time – Einbettung der International Financial Reporting Standards in die Öl- und Gas- und die Versorgungsindustrie, PricewaterhouseCoopers AG WPG, 2004.

Prognos (1995): Die Energiemärkte Deutschlands im zusammenwachsenden Europa - Perspektiven bis zum Jahr 2020, Prognos AG, Berlin 1995.

Prognos / EWI / GWS (2010): Studie - Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung, Verf. Schlesinger, Michael / Lindenberger, Dietmar / Lutz, Christian, Projekt Nr. 12/10 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Basel/Köln/Osnabrück, August 2010.

Ragwitz, Mario / Held, Anne / Resch, Gustav / Faber, Thomas / Huber, Claus / Haas, Reinhard (2006): Monitoring und Bewertung der Förderinstrumente für Erneuerbare Energien in EU Mitgliedsstaaten, Fraunhofer Institut i. A. Umweltbundesamt und Ministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Karlsruhe 2006.

Rath, Christian (2007): Neues Umweltschadengesetz tritt in Kraft - Dreck machen wird teurer, taz: die tageszeitung, Berlin 14.11.2007.

Rennings, Klaus / Rammer, Christian / Oberndorfer, Ulrich (2008): Instrumente zur Förderung von Umweltinnovationen - Bestandsaufnahme, Bewertung und Defizitanalyse, Forschungsprojekt im Auftrag des Umweltbundesamtes, Durchgeführt von Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW) GmbH, Mannheim und Freie Universität Berlin, Forschungsstelle für Umweltpolitik (FFU) 2008.

Ritzau, Michael (2005): Preisentwicklung und Beschaffungsstrategien im Großhandelsmarkt für Strom, Artikel zum Vortrag auf dem 4. Lüneburger Energieforum, Hannover 28.01.2005.

Rogge, Karoline / Schleich, Joachim / Betz, Regina / Cozijnsen, Jos (2006): Den EU Emissionshandel ehrgeiziger gestalten - Eine Bewertung der Entwürfe für die Zweiten Nationalen Allokationspläne und die Emissionsberichte von Deutschland, Großbritannien und den Niederlanden, Report für Greenpeace International, Hamburg 2006.

Rong, Aiyong / Lahdelma, Risto (2007): CO<sub>2</sub> emissions trading planning in combined heat and power production via multi-period stochastic optimization, *European Journal of Operational Research* 176 (2007), p. 1874–1895.

Roques, Fabien (2006): Power Generation Investments in Liberalised Markets: Methodologies to Capture Risk, Flexibility, and Portfolio Diversity, *Économies et Sociétés*, Special issue on "Risks and Uncertainties in the Energy Industry", Nb. 10, October/November 2006.

Roques, Fabien / Nuttall, William / Newbery, David (2006): Using Probabilistic Analysis to Value Power Generation Investments under Uncertainty, Electricity Policy Research Group, University of Cambridge, England, Working Paper, Juli 2006.

Roques, Fabien / Newbery, David / Nuttall, William (2006): Fuel mix diversification incentives in liberalised electricity markets: A Mean-Variance Portfolio Theory Approach Electricity Policy Research Group, University of Cambridge, England, Working Paper, März 2006.

Roques, Fabien / Hiroux, Céline / Saguan, Marcelo (2009): Optimal Wind Power Deployment in Europe – a Portfolio Approach, Electricity Policy Research Group, University of Cambridge, England, Working Paper, März 2009.

Roth, Hans (2008): Modellentwicklung zur Kraftwerksparkoptimierung mit Hilfe von Evolutionsstrategien, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik an der Technische Universität München, Diss., München 2008.

Rouvel, Lothar / Schaefer, Helmut (1993): Nutzung regenerativer Energien, IfE Schriftenreihe Heft 1, Aufl. 7, München 1993.

RWE AG (2008): Geschäftsbericht 2007, RWE AG, Essen 2008.

RWI (1997): Stromerzeugungskosten neu zu errichtender konventioneller Kraftwerke, Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung e.V., Essen 1997.

Schiffer, Hans-Wilhelm (2002): Deutscher Energiemarkt 2001. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 52. Jg. (2002), Heft 3, S.160-174.

Schindler, Jörg / Zittel, Werner (2007): Einfluss der Urankosten auf die Stromerzeugungskosten in Atomkraftwerken, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik im Auftrag der EnergyWatchGroup, Ottobrunn/Berlin 2007.

Schleich, Joachim / Ehrhart, Karl-Martin / Hoppe, Christian / Seifert, Stefan (2003): Der EU-Emissionshandel in der Simulation, Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), in: Ökologisches Wirtschaften (2003), Nr.1, S.27 ff.

Schmidt, Mario / Schorb, Achim (1995): Stoffstromanalysen in Ökobilanzen und Öko-Audits, Heidelberg 1995.

Schmidt, Mario / Häuslein, Andreas (1996): Ökobilanzierung mit Computerunterstützung - Produktbilanzen und betriebliche Bilanzen mit dem Programm Umberto®, Heidelberg / Hamburg 1996.

Schneider, Lambert (1998): Stromgestehungskosten von Großkraftwerken - Entwicklungen im Spannungsfeld von Liberalisierung und Ökosteuern, Öko-Institut e.V., Werkstattreihe Nr. 112, Freiburg 1998.

Schweitzer, Marcel / Küpper, Hans-Ulrich (2011): Systeme der Kosten- und Erlösrechnung, 10. Aufl., München 2011.

Sirikum, Jiraporn / Techanitisawad, Anulark / Kachitvichyanukul, Voratas (2007): A New Efficient GA-Benders' Decomposition Method: For Power Generation Expansion Planning With Emission Controls, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, No. 3, August 2007, S. 1092-1100.

Sirikum, Jiraporn / Techanitisawad, Anulark (2006): Power generation expansion planning with emission control: a nonlinear model and a GA-based heuristic approach, International Journal of Energy Research 2006; 30:81-99 (Published online 23 June 2005 in Wiley InterScience).

Sontow, Jette (2000): Energiewirtschaftliche Analyse großtechnischer Windstromerzeugung, Diss. am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart, Stuttgart 2000.

Stadtwerke München GmbH (2009): Geschäftsbericht 2008, München 2009.

Stadtwerke München GmbH (2008): Geschäftsbericht 2007, München 2008.

Stadtwerke München GmbH (2008): Energiekonzept 2030 der Stadtwerke München GmbH, München 2008.

Statistisches Bundesamt (2008): Energieverbrauch der privaten Haushalte von 1995 bis 2006 leicht gesunken, Statistisches Bundesamt, Pressemitteilung Nr.411, Wiesbaden 05.11.2008.

Stock, Günter / Ressenig, Alexandra (2007): Intraday-Einsatzoptimierung mit BoFiT am Beispiel der Stadtwerke München, VDI-Bericht 2007, VOL 2018, S. 43-58.

Stock, James / Watson, Mark (2006): Introduction To Econometrics, 2. Aufl., Boston 2006.

Stoschek, Barbara (2007): *The Political Economy of Environmental Regulations and Industry Compensation*, Kiel 2007.

Ströbele, Wolfgang (2005): *Klimapolitik: Kyoto-Protokoll und Emissionshandel für CO<sub>2</sub>-Zertifikate in der EU*; in *Perspektiven der Wirtschaftspolitik* 2005, Vol. 6, No. 3, S. 325-346.

Stroink, Ludwig (2009): *Die geologische Speicherung von CO<sub>2</sub> in Deutschland – Aktuelle Forschung im internationalen Kontext*, Hamburg/Wien 2009.

Swider, Derk (2006): *Zusatzkosten im konventionellen Kraftwerkspark durch den Ausbau der Windenergie*, In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 56. Jg. Special zur VRE-Jahrestagung 6/2006, S. 27-30.

Taylor, Lester (1975): *The Demand for Electricity: A Survey*. In: *The Bell Journal of Economics*, Vol. 6, No. 1 (Spring, 1975), S.74-110.

The Nuclear Review (2009): *Uranium One - Fueling the Nuclear Energy Industry Today & Tomorrow*, Hrsg. TradeTech, Denver Tech Center, Colorado USA, The Nuclear Review Nr. 494, October 2009.

Theobald, Christian / Nill-Theobald, Christiane (2008): *Grundzüge des Energiewirtschaftsrechts – Die Liberalisierung der Strom- und Gaswirtschaft*, 2. Aufl., München 2008.

Thommen, Jean-Paul / Achleitner, Ann-Katrin (2009): *Allgemeine Betriebswirtschaftslehre - Umfassende Einführung aus managementorientierter Sicht*, 6. Aufl., Wiesbaden 2009.

Traube, Klaus (2006): *Zum Entwurf des Nationalen Allokationsplans für den Emissionshandel 2008-2012 (NAP II)*, Hrsg. Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V., Berlin 2006.

Tressner, Benedikt (2007): *Technologievergleich solarthermischer Stromerzeuger einschließlich globalökonomischer und -ökologischer Bewertung*, Gummersbach 2007.

UK MARKAL (2010): *The UK MARKAL Documentation - Electricity and Heat Generation Technologies, Economic Model of Future Electricity Supply (MARKet ALlocation (MARKAL) data model)*, UKERC (Policy Studies Institute - Consortium of Imperial College London and at the Environmental Change Institute at the University of Oxford), London 2007 updated 2010.

Umweltbundesamt (2007): *Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen 1990-2005*, Datenbank des Umweltbundesamts, Arbeitsstand Version 1.05 vom 28.03.2007, Dessau 2007.

UNFCCC (2009a): *Comment on the Kyoto Protocol*, Press Releases United Nations Framework Convention on Climate Change 2009.

UNFCCC (2009b): *Comment on targets of the Kyoto Protocol*, Press Releases United Nations Framework Convention on Climate Change 2009.

UNFCCC (2009c): *Greenhouse Gas Inventory Data - Detailed data by Party*, Datenbank der United Nations Framework Convention on Climate Change, Stand: 2009.

UNFCCC (2002): Review of the implementation of commitments and of other provisions of the convention - UNFCCC guidelines on reporting and review, FCCC/CP/2002/8, conference of the parties eighth session (COP 8) in New Delhi on 23 October – 1 November 2002.

Vahlenkamp, Thomas (2007): Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland, Studie v. McKinsey&Company Inc. im Auftrag des Bundesverbands der Deutschen Industrie „BDI initiativ – Wirtschaft für Klimaschutz“, Berlin 2007.

Vattenfall AG (2008): Geschäftsbericht 2007, Berlin 2008.

VdKI (2009): Jahresbericht 2009 – Fakten und Trends 1008/2009, Verein Deutscher Kohlenimporteure, Hamburg 2009.

VdKI (1997): Jahresbericht 1996, Verein Deutscher Kohlenimporteure, Hamburg 1997.

Veith, Stefan / Werner, Jörg / Zimmermann, Jochen (2009): Competing Accounting Treatments for Emission Rights - A Capital Market Perspective, University of Bremen, Faculty of Business Studies and Economics, Department of Accounting and Control, Working Paper, 2009.

Völker-Lehmkuhl, Katharina (2006): Praxis der Bilanzierung und Besteuerung von CO<sub>2</sub>-Emissionsrechten – Grundlagen-Risiken-Fallstudie, Berlin 2006.

Wagner, Eberhard (2007): Inwieweit ist die – momentane – Stromerzeugung der unterschiedlichen Kraftwerke, insbesondere die der Regenerativ-Kraftwerke, den typischen Lastbereichen des Strombedarfs zuordenbar (Strommanagement)? Energie-Fakten, Hrsg. Manfred Popp, Karlsruher Instituts für Technologie (KIT), Karlsruhe 29. November 2007.

Wagner, Ulrich (2008): Bereitstellung fossiler und nuklearer Brennstoffe – Wärmegewinnung aus chemischer und physikalisch gebundener Energie, IfE Schriftenreihe Heft 54, München 2008.

Wagner, Ulrich (1997): Erzeugung elektrischer Energie – Thermische Stromerzeugung, IfE Schriftenreihe Heft 11, Aufl. 6, München 1997.

Wallner, Klaus (2008): Emissionszertifikate aus Forstprojekten – Eine ökonomische Bewertung der Verbriefungsalternativen, Lehrstuhl für Forstliche Wirtschaftslehre an der Technischen Universität München, Working Paper 2008.

Wawer, Tim (2005): Effiziente Ausgestaltung von Regelenergieauktionen zur Verringerung der Netznutzungsentgelte, Münster 2005.

White, Gerald / Sondhi, Ashwinpaul / Fried, Dov (2003): The analysis and use of financial statements, 3. Aufl., New York 2003.

Wildemann, Horst (2009): Stadtwerke - Erfolgsfaktoren europäischer Infrastruktur- und Versorgungsdienstleister, München 2009.

Winkelmann, Peter (2008): Vertriebskonzeption und Vertriebssteuerung: Die Instrumente des integrierten Kundenmanagements (CRM), 4. Aufl., München 2008.



Winkelmann, Peter (2002): Marketing und Vertrieb. Fundamente für die marktorientierte Unternehmensführung, 3. Aufl., München, 2002.

Wissel, Steffen / Rath-Nagel, Stefan / Blesl, Markus / Fahl, Ulrich / Voß, Alfred (2008): Stromerzeugungskosten im Vergleich, Hrsg. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Arbeitsbericht Nr. 4, Stuttgart 2008.

Yu, William / Jamasb, Tooraj / Pollitt, Michael (2008): Does Weather Explain the Cost and Quality Performance? An Analysis of UK Electricity Distribution Companies, Electricity Policy Research Group, University of Cambridge, England, Working Paper, November 2008.

Zhao, Jinye / Hobbs, Benjamin / Pang, Jong-Shi (2010): Long-Run Equilibrium Modeling of Emissions Allowance Allocation Systems in Electric Power Markets, Operations Research May/June 2010, vol. 58 no. 3, p. 529-548; doi: 10.1287/opre.1090.0771.

Ziller, Undine (2007): Fact Sheet – Erneuerbare Energien in der Welt, Hrsg. Deutschland hat unendlich viel Energie, Berlin 2007.

Zimmermann, Jochen / Veith, Stefan (2007): Die Erfassung von CO<sub>2</sub>-Emissionsrechten in der wertmäßigen und ökologischen Kostenrechnung, in ZfCM: 51. Jg. 2007, Heft 5, S. 355-364.

Zöttl, Gregor (2010): A Framework of Peak Load Pricing with Strategic Firms, Operations Research November/December 2010, vol. 58 no. 6, p. 1637-1649; doi:10.1287/opre.1100.083.