

Strategien Russlands auf dem Erdgas- und Klimaschutzzertifikatemarkt



Inauguraldissertation
zur Erlangung des akademischen Grades eines
Doktors der Wirtschaftswissenschaft durch die
Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät der
Westfälischen Wilhelms-Universität Münster

vorgelegt
von Jörg Reckow
aus Bocholt
2007

Erster Berichterstatter: Prof. Dr. Wolfgang Ströbele
Zweiter Berichterstatter: Prof. Dr. Karl-Hans Hartwig
Dekan: Prof. Dr. Wolfgang Berens
Tag der mündlichen Prüfung: 03. Juli 2007

Vorwort

Die vorliegende Arbeit wurde im Mai 2007 von der Wirtschaftswissenschaftlichen Fakultät der Westfälischen Wilhelms-Universität Münster als Dissertation angenommen. Sie entstand während meiner Zeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Volkswirtschaftstheorie. Die Arbeit wurde von der *Fritz Thyssen Stiftung* gefördert. Für die Förderung möchte ich mich sehr herzlich bedanken.

Einen besonderen Dank möchte ich an meinen Doktorvater Prof. Dr. Wolfgang Ströbele richten, der mich konsequent unterstützte und mir alle notwendigen Freiheiten bei der Erstellung dieser Arbeit gewährte. Gleichzeitig bedanke ich mich beim Herrn Prof. Dr. Karl-Hans Hartwig für die Übernahme des Zweitgutachtens. Auch Frau Petra Voß, der guten Seele des Lehrstuhls, möchte ich für ihre Unterstützung danken.

Der größte Dank gilt meiner Ehefrau Vaida, die trotz des hohen Zeitaufwandes bei der Erstellung dieser Arbeit stets verständnisvoll war und mir durch zahlreiche aufmunternde Worte sehr geholfen hat. Meinen Eltern möchte ich für den Rückhalt und die Unterstützung auf meinem bisherigen Lebensweg danken. Ich widme diese Arbeit meinen Eltern und meiner Ehefrau Vaida.

Münster, im September 2007

Jörg Reckow

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	IV
Tabellenverzeichnis	VI
Abkürzungsverzeichnis	VIII
1 Einleitung	1
2 Relevante Rahmenbedingungen	4
2.1 Klimaschutzpolitische Rahmenbedingungen	4
2.1.1 Die Klimaschutzproblematik	4
2.1.1.1 Der anthropogene Treibhauseffekt	5
2.1.1.2 Das Treibhausgas CO ₂	6
2.1.1.3 Ökonomische Implikationen	7
2.1.1.4 Zertifikatehandel mit Treibhausgasen	8
2.1.2 Das Kyoto-Protokoll	11
2.1.2.1 Hintergrund und Entwicklung	12
2.1.2.2 Reduktionsverpflichtungen	13
2.1.2.3 Erfüllungsstand	15
2.1.2.4 Der Kyoto-Klimaschutzzertifikatehandel	17
2.1.2.5 Joint Implementation	21
2.1.2.6 Clean Development Mechanism	22
2.1.2.7 Land Use, Land-Use Change & Forestry	24
2.1.3 Das europäische Handelssystem	26
2.2 Der europäische Erdgasmarkt	29
2.2.1 Der Energieträger Erdgas	29

2.2.2	Entwicklung des europäischen Erdgasmarktes	30
2.2.3	Physische Versorgungskette	32
2.2.4	Marktabgrenzung	35
2.2.5	Langfristige Bezugsverträge	36
2.2.6	Nationale Importgesellschaften	38
2.2.7	Spielregeln des Marktes	38
2.2.8	Reservenverteilung und Produktion	41
2.3	Energiewirtschaft und Klimaschutzpolitik in Russland	43
2.4	Zusammenfassung	47
3	Funktionsweise interdependenter Strategien	52
3.1	Der Grundgedanke interdependenter Strategieoptionen Russlands	52
3.2	Zentrale Transmissionsmechanismen	63
3.2.1	Beeinflussung des Zertifikatepreises	63
3.2.2	Beeinflussung des Erdgaspreises	70
3.3	Analyse ausgesuchter Aspekte	72
3.3.1	Präferenzen der Marktteilnehmer	72
3.3.2	Volkswirtschaftliches Wachstum	74
3.3.3	Andere Anbieter von Hot Air	76
3.3.4	Dynamische Aspekte	77
3.3.5	Der Markt für projektbasierte Mechanismen	78
3.3.6	Erdgas in der Stromerzeugung	80
3.4	Zusammenfassung	86
4	Modellentwicklung	90
4.1	Modellüberblick	91
4.2	Zielfunktion	95
4.3	Stromangebot	97
4.4	Stromnachfrage	99
4.5	Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten	103
4.6	Fixe Kosten	105
4.7	Stromtransport und -produktion	106
4.8	Variable Kosten	108

4.9	Der Klimaschutzzertifikatemarkt	111
4.10	Der Erdgasmarkt	116
4.11	Das Bewertungsmodul	117
5	Analyse ausgewählter Szenarien	119
5.1	Geringe Preisbeeinflussungsmöglichkeiten	124
5.1.1	Szenario I: niedriger Steinkohlepreis	126
5.1.2	Szenario II: mittlerer Steinkohlepreis	133
5.1.3	Szenario III: hoher Steinkohlepreis	135
5.1.4	Zusammenfassung	138
5.2	Mittlere Preisbeeinflussungsmöglichkeiten	138
5.3	Große Preisbeeinflussungsmöglichkeiten	143
5.4	Zusammenfassung der Ergebnisse	148
6	Zusammenfassung und Fazit	158
	Literaturverzeichnis	X
	Anhang I : Modellparameter	XVIII
	Anhang II : Modellergebnisse	XXI

Abbildungsverzeichnis

2.1	Funktionsweise des Zertifikatehandels	10
2.2	Treibhausgasemissionen und Verpflichtungslücken der Annex-B-Länder im Jahr 2004 (ohne LULUCF)	16
2.3	Verbrauch fossiler Primärenergieträger in der EU25	31
2.4	Physische Struktur der Gaswirtschaft	33
2.5	Geografische Verteilung der Erdgasreserven am Ende des Jahres 2005	41
2.6	Regionale Verteilung der pipelinebasierten russischen Erdgasexporte im Jahr 2003	46
3.1	Möglichkeiten der Preisbeeinflussung	65
3.2	Weltweite Energie- und Treibhausgasintensitäten im Jahr 2003	75
3.3	Veränderung der variablen Stromerzeugungskosten	81
3.4	Merit-Order der EU25-Länder	83
3.5	Veränderung der langfristigen Durchschnittskosten	85
3.6	Grundgedanke interdependenter Strategieoptionen	87
4.1	Einordnung des Modells	91
4.2	Modellkonzept	96
4.3	Erzeugungstechnologien im Modell	98
4.4	Repräsentative Jahresdauerlinie	100
4.5	Durchschnittliches Tageslastprofil für Deutschland	102
4.6	Preisbeeinflussungsfunktionen	113
5.1	Gewinnmöglichkeiten auf dem Zertifikatemarkt	120
5.2	Szenarienüberblick	122
5.3	Russlands Gewinne in den Szenarien I bis III	124

5.4	Historische Entwicklung der Stromproduktion in der EU25 von 1990 bis 2004	127
5.5	Stromproduktion in BAU I und INT I	129
5.6	Erdgasmarkt in BAU I und INT I	132
5.7	Stromproduktion in BAU II und INT II	133
5.8	Stromproduktion in BAU III und INT III	136
5.9	Russlands Gewinne in den Szenarien IV bis VI	139
5.10	Stromproduktion in INT IV bis VI	140
5.11	Russlands Gewinne in den Szenarien VII bis IX	145
5.12	Stromproduktion in INT VII bis IX	146
5.13	Überblick: Zusammensetzung der Stromerzeugung in der EU25 in den interdependenten Strategien im Jahr 2012	151
5.14	Überblick: Stromerzeugungskosten der EU25 in den interdepen- denten Strategien	152

Tabellenverzeichnis

2.1	Verpflichtungen der Annex-B-Länder	14
2.2	Verpflichtungen der EU15-Länder	15
2.3	Die Pipelineimportkapazitäten der EU25	35
2.4	Bestehende LNG-Kapazitäten im erweiterten europäischen Erd- gasmarkt	36
2.5	Die wichtigsten Produzenten im erweiterten europäischen Erd- gasmarkt im Jahr 2005	42
2.6	Rahmendaten russischer Primärenergieträger im Jahr 2005 . . .	43
3.1	Kraftwerksdaten	84
4.1	Veränderung der variablen Stromerzeugungskosten bei Erhöhung des Zertifikatepreises um 1 €/tCO ₂ -Äq.	110
5.1	Parameter der Preisbeeinflussungsfunktionen	120
5.2	Stromproduktion und Erzeugungskapazitäten in BAU I und INT I	130
5.3	Kosten und Treibhausgasemissionen in BAU I und INT I	131
5.4	Stromproduktion und Erzeugungskapazitäten in BAU II und INT II	134
5.5	Kosten und Treibhausgasemissionen in BAU II und INT II . . .	135
5.6	Stromproduktion und Erzeugungskapazitäten in BAU III und INT III	137
5.7	Kosten und Treibhausgasemissionen in BAU III und INT III . .	137
5.8	Stromproduktion und Erzeugungskapazitäten in INT IV bis VI	142
5.9	Kosten und Treibhausgasemissionen in INT IV bis VI	143
5.10	Stromproduktion und Erzeugungskapazitäten in INT VII bis IX	147

5.11	Kosten und Treibhausgasemissionen in INT VII bis IX	148
5.12	Gesamtgewinne (Mrd. €) Russlands in den BAU- und INT-Sze- narien	149

Abkürzungsverzeichnis

AAU	Assigned Amount Unit
BAU	Business as Usual
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BP	British Petroleum
CDM	Clean Development Mechanism
CER	Certified Emission Reduction Unit
CICERO	Center for International Climate and Environmental Research Oslo
CO₂	Kohlenstoffdioxid
COP	Conference of the Parties
DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
DNA	Designated National Authority
DOE	Designated Operational Entity
EEA	European Environment Agency
EC	European Communities
EEX	European Energy Exchange
ERU	Emission Reduction Unit
ET	Emissions Trading
ETSO	European Transmission System Operators
EUA	European Union Allowance
EU-ETS	European Union Emissions Trading System

EWI	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln
FAZ	Frankfurter Allgemeine Zeitung
GAMS	General Algebraic Modelling System
GIS	Green Investment Scheme
GuD	Gas- und Dampfturbinen
GVK	Grenzvermeidungskosten
GWP	Global Warming Potential
IEA	International Energy Agency
IMF	International Monetary Fund
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
JI	Joint Implementation
KP	Kyoto-Protokoll
LNG	Liquefied Natural Gas
LULUCF	Land-Use, Land-Use Change and Forestry
MIT	Massachusetts Institute of Technology
OECD	Organisation for Economic Cooperation and Development
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries
OTC	Over the Counter
PDD	Project Design Document
PET	Primärenergieträger
RMU	Removal Unit
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
ZEW	Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung

Kapitel 1

Einleitung

Das Kyoto-Protokoll¹ ist 90 Tage nach der Ratifizierung durch Russland, am 16. Februar 2005, in Kraft getreten. Vertragspartner sind einzelne Staaten bzw. Gruppen von Staaten wie die Europäische Union (EU). Als Lösungsansatz für die Verhinderung der globalen Erderwärmung durch den anthropogenen Treibhauseffekt definiert es für die beteiligten Parteien Emissionsziele, die sich auf einen Korb von sechs sogenannten Treibhausgasen beziehen und im Zeitraum von 2008 bis 2012 einzuhalten sind. Die Emissionsziele können in Form von Zertifikaten eigentumsrechtlich verbrieft und zugeteilt werden. Die Zertifikate sind mit Hilfe verschiedener Instrumente handelbar, um das Klimaschutzziel mit möglichst geringen Kosten zu erreichen. Als Folge entsteht ein Markt, auf dem sich durch das Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage ein Preis für handelbare Emissionsrechte für Treibhausgase ergibt. Durch diesen Preis und den Zwang, getätigte Emissionen mit Zertifikaten zu hinterlegen, ist die Nutzung der Atmosphäre für die am Klimaschutz beteiligten Parteien nicht mehr länger kostenlos möglich. Somit erhöhen sich die Produktionskosten von Gütern, deren Herstellung mit der Emission von Treibhausgasen verbunden ist. Handelspartner auf dem Markt für Emissionsrechte sind laut Kyoto-Protokoll zunächst die Unterzeichnerstaaten.

Den größten Anteil der weltweiten Treibhausgasemissionen nimmt CO₂ (Kohlendioxid) ein. CO₂ entsteht bei der Nutzung der fossilen Energieträger

¹ Siehe UNFCCC (1997).

Kohle, Öl und Gas in verschiedenen Verbrennungsprozessen. Bei solchen Prozessen wird thermische Energie freigesetzt, die in verschiedene Nutzenergieformen umgewandelt werden kann. Dabei stehen die fossilen Energieträger in ihren Anwendungsgebieten teilweise im Wettbewerb zueinander. Weil Kohle, Öl und Erdgas eine unterschiedliche Menge CO₂ pro erzeugter Einheit thermischer Energie freisetzen, verteuert sich ihr Einsatz unter Berücksichtigung des Zertifikatepreises nicht im gleichen Maße.

Erdgas weist im Vergleich zu den anderen fossilen Energieträgern einen relativ geringen Emissionsfaktor auf, weshalb sich die relativen Einsatzkosten der fossilen Energieträger in den vom Zertifikatehandel betroffenen Gebieten zu Gunsten von Erdgas verschieben. Durch den seit dem 1. Januar 2005 bestehenden europäischen Zertifikatehandel, der eine wesentliche Rolle bei der Erfüllung der europäischen Klimaschutzziele spielen soll, wird der Zertifikatspreis in weiten Teilen der europäischen energieintensiven Industrie direkt entweder als pagatorische Kosten oder in Form von Opportunitätskosten spürbar. Insbesondere im Elektrizitätssektor kann es zu Substitutionsprozessen kommen, weil Erdgas hier in Abhängigkeit vom Lastbereich mit der kohlenstoffhaltigeren Stein- und Braunkohle konkurriert.

Wie sich im Verlauf dieser Arbeit zeigen wird, nimmt Russland sowohl auf dem Klimaschutzzertifikatemarkt als auch auf dem europäischen Erdgasmarkt eine dominierende Stellung ein, so dass von einem deutlichen Einfluss Russlands auf den Erdgas- und Klimaschutzzertifikatspreis ausgegangen werden kann. In der wissenschaftlichen Literatur wurde vor allem untersucht, welche strategischen Möglichkeiten sich für Russland in diesem Zusammenhang jeweils auf dem Erdgas- oder Klimaschutzzertifikatemarkt ergeben, ohne zu berücksichtigen, dass beide Märkte durch den Zertifikatspreis miteinander verbunden sind. Russische Strategien, die diesen Zusammenhang berücksichtigen, werden im Verlauf dieser Arbeit als interdependente Strategien oder Strategieoptionen bezeichnet. Die wenigen existierenden Veröffentlichungen zu diesem Thema untersuchen die interdependenten Strategien Russlands in der Regel mit Hilfe numerischer Computermodelle, die eine relativ hohe Aggregation der relevanten Nachfragekomponenten auf dem Erdgasmarkt aufweisen. Im Rahmen die-

ser Dissertation wird ein numerisches Optimierungsmodell entwickelt, das eine Analyse der interdependenten Strategien Russlands unter besonderer Berücksichtigung der Erdgasnachfrage des europäischen Stromsektors ermöglicht. Der europäische Stromsektor bietet bei entsprechenden Erdgas- und Zertifikatepreisen die größten Absatzchancen für russisches Erdgas.

Die Hauptziele dieser Arbeit bestehen darin, die strategischen Möglichkeiten Russlands zu identifizieren, deren Funktionsweise und Erfolgsfaktoren zu analysieren und die aus russischer Sicht relevanten Bewertungskriterien herauszuarbeiten. Den Schwerpunkt bildet eine modellgestützte Analyse der interdependenten Strategieoptionen mit Hilfe des numerischen Computermodells, das zusätzlich Aussagen über die Auswirkungen auf die europäische Erdgas- und Elektrizitätsversorgung ermöglicht.²

Diese Arbeit gliedert sich wie folgt:

Zunächst werden die Grundlagen der interdependenten Strategieoptionen vorgestellt (Kapitel 2). Darauf aufbauend erfolgt eine Erläuterung der Funktionsweise interdependenter Strategieoptionen (Kapitel 3). Anschließend wird schrittweise ein numerisches Computermodell entwickelt, mit dem die Frage der interdependenten Strategieoptionen empirisch untersucht werden kann (Kapitel 4). Im Kapitel 5 werden ausgesuchte Szenarien mit Hilfe des Computermodells analysiert. Die Arbeit endet mit einer Zusammenfassung der erzielten Ergebnisse (Kapitel 6).

² In der Modellanalyse wird der EU-Beitritt von Bulgarien und Rumänien am 1. Januar 2007 nicht berücksichtigt.

Kapitel 2

Relevante Rahmenbedingungen

In diesem Kapitel werden die Grundlagen für die Analyse der interdependenten Strategieoptionen Russlands auf dem Erdgas- und Klimaschutzzertifikatemarkt gelegt, indem in erster Line die rechtlichen und ökonomischen Rahmenbedingungen auf beiden Märkten erläutert und die Sonderstellung Russlands herausgearbeitet wird.

2.1 Klimaschutzpolitische Rahmenbedingungen

Zunächst erfolgt eine grundlegende Erläuterung der Klimaschutzproblematik, um die bestehenden rechtlichen Regelungen besser einordnen zu können. Der Schwerpunkt dieses Unterkapitels besteht in der Vorstellung des Kyoto-Protokolls und des europäischen Zertifikatehandels, die das rechtliche Rahmenwerk für den Handel mit Klimaschutzzertifikaten bilden.

2.1.1 Die Klimaschutzproblematik

Bei der Erklärung der Klimaschutzproblematik soll auf den anthropogenen Treibhauseffekt eingegangen werden, der den Ausgangspunkt des Klimaproblems bildet. Es erfolgt eine kurze Erläuterung der Eigenschaften des Treibhausgases CO₂. Weiterhin werden die Implikationen für die Umsetzung von internationalen Klimaschutzabkommen diskutiert und das umweltpolitische In-

strument Zertifikatehandel kurz vorgestellt.

2.1.1.1 Der anthropogene Treibhauseffekt

Die Notwendigkeit der Klimaschutzpolitik wird aus der Existenz des anthropogenen Treibhauseffektes abgeleitet. Das Klima auf der Erde wird primär durch die Konzentration der Treibhausgase in der Erdatmosphäre bestimmt.³ Diese Schicht aus Treibhausgasen ist für die von der Erdoberfläche in Form kurzwelliger Wärmestrahlung reflektierte Sonneneinstrahlung größtenteils undurchlässig und bewirkt somit eine Erwärmung des Erdklimas. Der so entstehende Treibhauseffekt erzeugt die klimatischen Bedingungen für das menschliche Leben auf der Erde. Unterschieden wird der natürliche Treibhauseffekt von dem anthropogenen Treibhauseffekt, der auf menschlich verursachte Treibhausgasemissionen, die sich während eines längeren zeitlichen Prozesses in der Atmosphäre akkumulieren, zurückzuführen ist. Je mehr Treibhausgase in die Atmosphäre gelangen, desto größer ist langfristig die Erderwärmung. Dabei spielt es für den Klimateffekt keine Rolle, wo die Gase emittiert werden. Die Auswirkungen betreffen das globale Klima und sind nicht an den Entstehungsort gebunden.⁴ Allerdings können die ökonomischen Konsequenzen der globalen Erwärmung regional sehr unterschiedlich sein.⁵ Die Existenz des anthropogenen Treibhauseffektes wird von den meisten Naturwissenschaftlern als gesichert angesehen.⁶ Es besteht jedoch einige Unsicherheit über den genauen Umfang, in dem menschlich verursachte Treibhausgase zur Erderwärmung beitragen. Die Unsicherheit wird weiterhin dadurch gesteigert, dass sich der Klimawandel über sehr lange Zeiträume vollzieht und Klimaprognosen nicht nur aufgrund der Komplexität des Klimasystems, sondern auch durch den Mangel an einer umfangreichen Datenbasis relevanter Klimadaten erschwert

³ Das Weltklima wird noch durch weitere Faktoren beeinflusst, die eine genaue Prognose der Klimaentwicklung erschweren. Prognosen können in der Regel nur mit Hilfe von Modellrechnungen auf leistungsfähigen Computern durchgeführt werden. Für einen Überblick des Klimasystems siehe IPCC (2001), S. 88 ff..

⁴ CO₂-Emissionen führen zu keiner unmittelbar spürbaren Belastung am Ort der Emission. Daher spricht man in diesem Zusammenhang vom Fehlen einer Hot-Spot-Problematik.

⁵ Für einen Überblick der möglichen ökonomischen Konsequenzen siehe IPCC (2007a).

⁶ Für aktuelle Einschätzungen der Bedeutung des anthropogenen Treibhauseffekts für das Klima siehe IPCC (2007b).

werden.

2.1.1.2 Das Treibhausgas CO₂

Die menschlich verursachten Treibhausgase entstehen primär in verschiedenen volkswirtschaftlichen Produktionsprozessen und sind daher eng mit dem Wachstum einer Volkswirtschaft verbunden. Den größten Anteil der menschlich verursachten Treibhausgasemissionen nimmt CO₂ ein. Es entsteht bei der Nutzung der fossilen Energieträger Erdöl, Erdgas und Kohle in Verbrennungsprozessen. Bei der Verbrennung entsteht thermische Energie, die über verschiedene Prozesse, unter anderem durch die Produktion von elektrischem Strom, in Nutzenergie umgewandelt wird. Wesentliche Nutzenergieformen sind Licht, Wärme für industrielle Prozesse und den häuslichen Bedarf, mechanische Energie für stationäre und mobile Motoren. Je nach verwendeter Technologie wird nur ein Teil der thermischen Energie in die Nutzenergieform umgewandelt. Der Rest geht in Form von Wärmeverlusten verloren.

Die fossilen Energieträger erzeugen aufgrund ihres spezifischen Kohlenstoffgehalts pro verbrannte Energieeinheit eine unterschiedliche Menge an CO₂-Emissionen. Erdgas verursacht bei der Verbrennung einer MWh des Primärenergieträgers ca. 0,198 tCO₂, während Braunkohle ca. 0,4068 tCO₂ und Steinkohle ca. 0,3312 tCO₂ freisetzen.⁷ Die Messung der CO₂-Emissionen erfolgt in der Regel indirekt über die Menge des eingesetzten Energieträgers.

Derzeit existiert keine wirtschaftliche Rückhaltetechnik für CO₂-Emissionen. Daher kann eine Verringerung der Emissionsmenge im Rahmen der Bereitstellung einer Nutzenergieform nur durch die Substitution durch einen klimafreundlicheren Energieträger oder durch die Verbesserung der Energieeffizienz der verwendeten Technologie erzielt werden. Im volkswirtschaftlichen Produktionsprozess läßt sich der Produktionsfaktor Energie nur eingeschränkt durch Arbeit oder Kapital substituieren.

⁷ Die Emissionsfaktoren können in Abhängigkeit von der geographischen Herkunft des Primärenergieträgers und der damit einhergehenden natürlichen Unterschiede variieren.

2.1.1.3 Ökonomische Implikationen

Vom ökonomischen Standpunkt aus hat die Atmosphäre den Charakter eines öffentlichen Gutes, bei dem die Nutzer nicht exkludierbar⁸ sind und bei dem keine Rivalität besteht.⁹ Einzelne Länder oder Unternehmen nehmen aufgrund der fehlenden Hot-Spot-Problematik und der langen Reaktionszeiten des Klimasystems sowie der marginalen Klimawirkung ihrer eigenen Emissionen die Atmosphäre als kostenloses Gut ohne direkte Rückwirkung auf deren eigenen Nutzen wahr. So entstehen jedoch weltweit langfristig externe Effekte¹⁰, die in Abhängigkeit von der geografischen Lage überwiegend negativ sind. Aufgrund des globalen Charakters der Klimaschutzproblematik wird ein weltweites Klimaschutzabkommen zur Beschränkung der Treibhausgasemissionen unter der Beteiligung möglichst vieler Länder als Lösung zur Bekämpfung des anthropogenen Treibhauseffektes gesehen. Das Ziel eines solchen Klimaschutzabkommens besteht in der langfristigen Beschränkung der Treibhausgasemissionen auf ein nachhaltiges Maß¹¹, so dass eine künstliche Verknappung der Atmosphäre erfolgt, die letztendlich zu einer Berücksichtigung der Atmosphärennutzung im wirtschaftlichen Kalkül der Wirtschaftssubjekte führt und die Entstehung externer Effekte beschränkt.

Der Abschluss eines derartigen Klimaschutzabkommens ist allerdings nicht unproblematisch und nur schwer zu realisieren, weil die Bereitschaft zum aktiven Klimaschutz mit bindenden Klimaschutzrestriktionen in den Ländern sehr unterschiedlich ausgeprägt ist. Die Kosten des Klimaschutzes fallen unmittelbar an, während der mögliche Nutzen in der Zukunft liegt. Problematisch ist in diesem Zusammenhang, dass der mögliche Nutzen und die Kosten sowie die

⁸ Die fehlende Exkludierbarkeit ermöglicht es einem Land, kostenlos von den Vermeidungsanstrengungen anderer Länder zu profitieren und reduziert den Anreiz zur Teilnahme an einem internationalen Klimaschutzabkommen. Dieser Zusammenhang wird auch als Trittbrettfahrer-Problematik bezeichnet.

⁹ Vgl. IPCC (2001), S. 28.

¹⁰ Der Begriff der externen Effekte kann in diesem Kontext nur eingeschränkt verwendet werden, weil das Emissionsverhalten einzelner Wirtschaftssubjekte nicht unmittelbar zu einer Klimaänderung führt und somit nicht zwangsläufig den Nutzen der anderen Wirtschaftssubjekte beeinflusst. Erst wenn die weltweiten kumulierten Treibhausgasemissionen ein bestimmtes Maß übersteigen, entstehen externe Effekte aufgrund der Konsequenzen der Klimaveränderung.

¹¹ Die politischen Entscheidungsträger müssen festlegen, welches Temperaturziel langfristig als akzeptabel gilt und ihre Klimaschutzziele entsprechend modifizieren.

Möglichkeit, diese zu finanzieren, ungleich zwischen den Ländern verteilt sind. Erschwerend kommt hinzu, dass die Prognose von Klimawirkungen aufgrund unvollständiger wissenschaftlicher Kenntnisse über das Klimasystem mit einer großen Unsicherheit behaftet ist. Weiterhin ist es sehr schwierig, einen Schlüssel zur Verteilung der landesspezifischen Klimarestriktionen zu bestimmen, der von allen beteiligten Ländern als gerecht empfunden wird.¹²

Die Anreize der Länder zur Beteiligung an einem internationalen Klimaschutzabkommen können erhöht werden, wenn dessen Regelungen eine möglichst kostengünstige Erfüllung der Klimaschutzziele in Aussicht stellen und finanzielle Transfers beinhalten. Weiterhin steigert ein umfangreiches wissenschaftliches Verständnis des Treibhauseffektes und des Klimasystems die Bereitschaft, bindende Emissionsreduktionen zu akzeptieren, weil die Unsicherheit über die Klimawirkungen verringert wird. Die Existenz eines Klimaschutzabkommens, das nicht alle Länder umfasst, birgt die Gefahr der Abwanderung treibhausgasintensiver Industrien in Länder ohne Klimaschutzrestriktionen (Leakage-Effekte). Somit nehmen die von der Abwanderung betroffenen Staaten Lasten auf sich, ohne dem Klimaziel letztlich zu nutzen.

2.1.1.4 Zertifikatehandel mit Treibhausgasen

Im internationalen Klimaschutzprozess zeichnet sich ab, dass dem Zertifikatehandel eine große Bedeutung bei der Erreichung von Klimaschutzziele zukommen wird. Unter bestimmten Annahmen ist gewährleistet, dass der Zertifikatehandel ein vorgegebenes Umweltziel durch die optimale Ausnutzung der Vermeidungsoptionen treffsicher und kosteneffizient erreicht. Er setzt im Idealfall durch die Möglichkeit, Zertifikate handeln zu können, starke Anreize zur Ausnutzung bestehender (statische Effizienz) und zur Entwicklung neuer Vermeidungstechnologien (dynamische Effizienz). Die Aufgabe des politischen Entscheidungsträgers beschränkt sich auf die Festlegung eines Emissionzieles

¹² Insbesondere die Entwicklungsländer fühlen sich gegenüber den Industrieländern benachteiligt, weil sich deren Volkswirtschaften während ihrer Industrialisierungsphase ohne die Belastung von Klimarestriktionen entwickeln konnten.

sowie auf die institutionelle Ausgestaltung des Zertifikatehandels.¹³

Für den Zertifikatehandel wird ein umweltverträgliches Emissionsziel politisch festgelegt und in Form von Zertifikaten eigentumsrechtlich verbrieft. Die Zertifikate werden an die Emittenten verteilt und beinhalten das uneingeschränkte Recht, eine festgelegte Einheit des Schadstoffes zu emittieren.¹⁴ Jeder Emittent muss am Ende einer Verpflichtungsperiode Zertifikate in Höhe seiner Emissionen vorhalten. Die Emittenten können aufgrund der uneingeschränkten Eigentumsrechte mit den Zertifikaten handeln. In der Regel impliziert die Zertifikatezuteilung bei den Emittenten eine negative Differenz zwischen der Anfangsausstattung und dem aktuellen Emissionsniveau, so dass entweder Zertifikate hinzugekauft oder Vermeidungsmaßnahmen durchgeführt werden müssen.

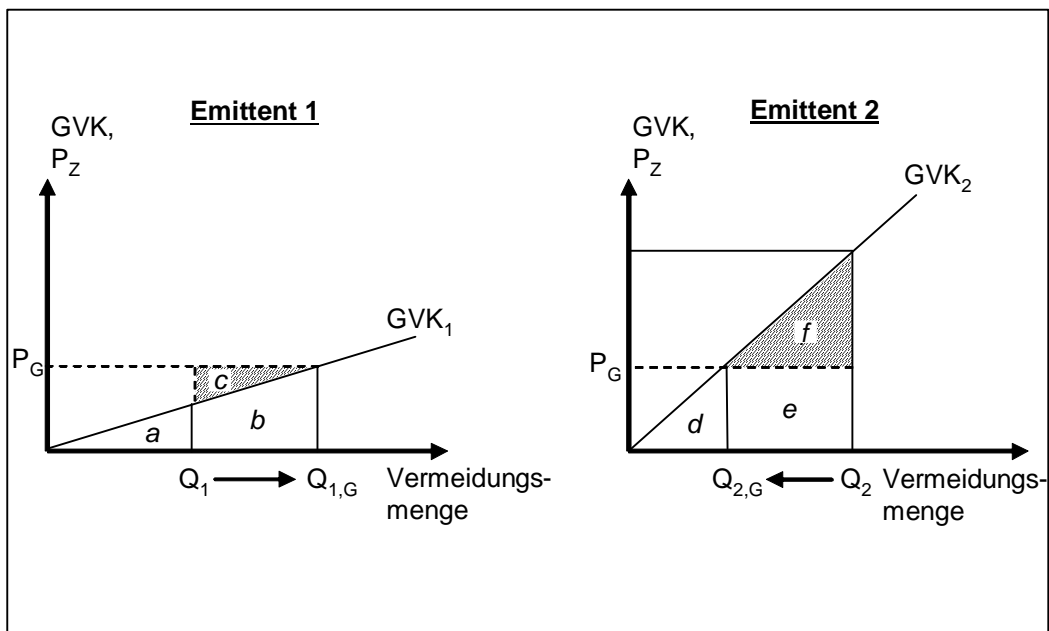
Abbildung 2.1 veranschaulicht die Funktionsweise des Zertifikatehandels zwischen zwei Emittenten, die über unterschiedliche Vermeidungsmöglichkeiten verfügen. Die Vermeidungsmöglichkeiten werden durch zwei lineare Grenzvermeidungskostenkurven¹⁵ GVK_1 und GVK_2 beschrieben. Aufgrund der niedrigeren Steigung seiner GVK-Kurve kann Emittent 1 jedes gegebene Vermeidungsniveau kostengünstiger als Emittent 2 realisieren. Die Anfangsausstattung der Emittenten impliziert Vermeidungsanstrengungen in Höhe von Q_1 und Q_2 .

¹³ Die genannten Eigenschaften basieren allerdings auf sehr restriktiven Annahmen, die neben dem Mengenanpasserverhalten der Marktakteure das Fehlen von Transaktionskosten implizieren. Der Grundgedanke des Zertifikatehandels geht auf Coase (1960) zurück und besteht darin, dass sich bei entsprechender Ausstattung der Eigentumsrechte ohne Existenz von Transaktionskosten Externalitäten durch freiwilligen Tausch der Wirtschaftssubjekte internalisieren lassen und es zu einer pareto-effizienten Ressourcenallokation kommt.

¹⁴ Im weiteren Verlauf der Arbeit werden die Bezeichnungen „Zertifikat“ und „Emissionsrecht“ als Synonyme verwendet.

¹⁵ Die Grenzvermeidungskostenkurve gibt für jedes Vermeidungsniveau die Kostenwirkung einer marginalen Erhöhung des Vermeidungsniveaus an. Über die Fläche unterhalb der Kurve lassen sich folglich die Vermeidungskosten für ein gegebenes Vermeidungsniveau ermitteln.

Abbildung 2.1: Funktionsweise des Zertifikatehandels



Quelle: Eigene Darstellung.

Bis zum gleichgewichtigen Zertifikatspreis P_G hat der Emittent 1 Anreize, zusätzliche Vermeidungsanstrengungen vorzunehmen, weil die frei werdenden Zertifikate aufgrund der positiven Differenz zwischen dem Zertifikatspreis und den GVK gewinnbringend an den Emittenten 2 verkauft werden können. Bis zum gleichgewichtigen Zertifikatspreis P_G hat Emittent 2 Anreize, Zertifikate vom Emittenten 1 zu kaufen und eigene Vermeidungsanstrengungen zu unterlassen, weil der Zukauf von Zertifikaten kostengünstiger als die eigene Vermeidung ist. Im Gleichgewicht stellt die Fläche c den finanziellen Nettogewinn des Zertifikatsverkaufs vom Emittenten 1 dar und die Fläche f kennzeichnet den Umfang der Kostenersparnis für den Emittenten 2. Das Gleichgewicht ist weiterhin dadurch gekennzeichnet, dass die Grenzvermeidungskosten der Emittenten die gleiche Höhe aufweisen und dem Niveau des Zertifikatspreises entsprechen. Es wird deutlich, dass die Anreize des Zertifikatshandels zu einer optimalen Ausnutzung der bestehenden Vermeidungsoptionen im Handelssystem führen und das Emissionsziel theoretisch zu minimalen Kosten erreicht wird.¹⁶ Je mehr kostengünstige Vermeidungsoptionen sich im System befinden,

¹⁶ Würden die GVK im Gleichgewicht eine unterschiedliche Höhe aufweisen, könnte durch eine Umschichtung der Vermeidung auf den Emittenten mit den niedrigeren GVK eine

den, desto geringer ist der gleichgewichtige Zertifikatepreis und die Höhe der Gesamtkosten, die für die Erreichung des Emissionszieles aufgewendet werden müssen. Für die Emittenten bietet der Zertifikatehandel die Möglichkeit, ihren Verpflichtungen zu möglichst geringen Kosten nachzukommen oder von entstehenden Zertifikateerlösen zu profitieren. Ein wesentlicher Vorteil des Zertifikatehandels liegt aus Sicht der politischen Entscheidungsträger im geringen Informationsbedarf bei dessen Umsetzung. Die Vermeidungsmöglichkeiten werden durch die Anreize, die der Handel bietet, selbstständig von den Emittenten ausgeschöpft, die naturgemäß am besten über ihre Vermeidungsoptionen informiert sind.¹⁷

Bei der Umsetzung des Zertifikatehandels im Klimaschutz müssen in der Realität eine Vielzahl von Ausgestaltungsmerkmalen festgelegt werden, die seine ökonomische Wirkung beeinflussen. Bei den meisten Merkmalen erfolgt eine Abwägung der verursachten Administrationskosten und des erzielbaren Kostenreduktionspotenzials, das durch die sektorale, geografische und zeitliche Berücksichtigung von Vermeidungsoptionen beeinflusst wird. Dies betrifft bspw. die Wahl der berücksichtigten Treibhausgase, die geografische Abgrenzung des Handelssystems oder die Auswahl der Emittenten. Weitere Ausgestaltungsmerkmale des Zertifikatehandels sind die Festlegung von Zielen im Zeitablauf, die Entscheidung über das Allokationsverfahren, die Ausgestaltung der Eigentumsrechte der Zertifikate sowie das institutionelle Design des Handelssystems.

2.1.2 Das Kyoto-Protokoll

Im folgenden Kapitel werden relevante Aspekte des Kyoto-Protokolls vorgestellt. Zunächst erfolgt eine kurze Darstellung des Hintergrundes und der zeitlichen Entwicklung des Kyoto-Protokolls sowie der dort festgelegten Emissionsziele und Erfüllungsstände der beteiligten Vertragsparteien. Danach werden die

Kostenreduktion herbeigeführt werden.

¹⁷ Bei anderen Instrumenten wie bspw. der Emissionssteuer oder Mengenbeschränkungen benötigt der politische Entscheidungsträger detaillierte Informationen über die Vermeidungsoptionen der Emittenten, damit er die Steuer oder Mengenbeschränkungen so festlegen kann, dass sich die Grenzvermeidungskosten im System ausgleichen.

wesentlichen Merkmale des Kyoto-Handelssystems beschrieben.

2.1.2.1 Hintergrund und Entwicklung

Die Klimaschutzproblematik und der damit verbundene Handlungsbedarf wurde durch fortschreitende wissenschaftliche Erkenntnisse seit Mitte der achtziger Jahre verstärkt von den politischen Entscheidungsträgern wahrgenommen und führte zu einem aktiven weltweiten Dialog über Maßnahmen des Klimaschutzes und zum Beginn von internationalen Klimaschutzverhandlungen. Als erster Meilenstein des internationalen Klimaschutzprozesses gilt die Verabschiedung der Klimarahmenkonvention in Rio de Janeiro im Jahr 1992. Dort hat erstmals ein Großteil der weltweiten Staatengemeinschaft die Bedeutung und Notwendigkeit des Klimaschutzes für das menschliche Leben auf der Erde anerkannt.¹⁸ Die weiteren Verhandlungen und Beschlüsse wurden von den Vertragsparteien auf den sogenannten COPs (Conference of the Parties), dem höchsten Gremium im Klimaschutzprozess, vorgenommen.

Auf der COP 3 im japanischen Kyoto wurde 1997 das sogenannte Kyoto-Protokoll verabschiedet. Das Kyoto-Protokoll definiert konkrete Emissionsziele für die Industrieländer sowie Instrumente, die auf der Idee eines Zertifikatehandels mit Treibhausgasen beruhen und eine möglichst kostengünstige Erfüllung der Ziele gewährleisten sollen. Dieser Grundstein eines völkerrechtlich verbindlichen Klimaschutzrahmens wird seit der COP 3 auf den jährlich durchgeführten COPs expliziert und weiterentwickelt. Das Kyoto-Protokoll sollte jedoch nur in Kraft treten, wenn es mindestens von 55 Ländern, die mindestens 55 % der Emissionen des Basisjahres 1990 ausmachen, ratifiziert wird. Nachdem das russische Parlament die Ratifizierung am 22. Oktober 2004 beschlossen hat, ist das Kyoto-Protokoll 90 Tage nach dem Eingang der russischen Bestätigung, am 16. Februar 2005, in Kraft getreten.

¹⁸ Vgl. UNFCCC (1992), S. 2.

2.1.2.2 Reduktionsverpflichtungen

Im Rahmen des Kyoto-Protokolls haben sich die sogenannten Annex-B-Länder¹⁹ dazu verpflichtet, ihre gemeinsamen Treibhausgasemissionen im Zeitraum von 2008 bis 2012 gegenüber dem Basisjahr 1990 um ca. 5 % zu senken.²⁰ Das vereinbarte Emissionsziel bezieht sich auf einen Korb von sechs Treibhausgasen, die mit Hilfe ihrer errechneten Klimawirkung vergleichbar gemacht worden sind. Zu diesen Treibhausgasen gehören Kohlenstoffdioxid, Methan, Distickstoffoxid, teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe, perfluorierte Kohlenwasserstoffe und Schwefelhexafluorid.²¹ Das gemeinsame Emissionsziel wurde im Kyoto-Protokoll in landesspezifische Emissionsziele umgewandelt. Die Länder konnten sich jedoch auch zu einem sogenannten *Bubble* zusammenschließen und gemeinsam ein Emissionsziel übernehmen. Die EU15-Länder haben von dieser Regelung Gebrauch gemacht. Allerdings wird im Fall einer Zielverfehlung für jedes einzelne Land des Bubbles der Erfüllungsstand des Kyoto-Protokolls gesondert festgestellt. Die neuen EU-Länder²² im Annex-B des Kyoto-Protokolls wurden mit individuellen landesspezifischen Zielen belegt, die allerdings größtenteils dem Ziel der EU15-Länder entsprechen.

¹⁹ Hierbei handelt es sich in erster Linie um industrialisierte Volkswirtschaften und Länder, die gerade die Transformation von einer Plan- zu einer Marktwirtschaft vollziehen. Man spricht von Annex-B-Ländern, weil ihnen im Annex-B des Kyoto-Protokolls Emissionsziele zugewiesen werden. Die Entwicklungsländer, zu denen auch große Emittenten wie bspw. Indien oder China gehören, haben sich nicht zu einer Beschränkung ihrer Treibhausgasemissionen verpflichtet.

²⁰ Nicht für alle Länder gilt das Basisjahr 1990. Sonderregelungen existieren für Ungarn (durchschnittliche Emissionen von 1985-1987), Polen (1988), Bulgarien (1988), Rumänien (1989) und Slowenien (1986). Für einige Treibhausgase (teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe, perfluorierte Kohlenwasserstoffe und Schwefelhexafluorid) bestand grundsätzlich die Möglichkeit, 1995 anstatt 1990 als Basisjahr zu wählen.

²¹ Treibhausgase können mit Hilfe eines Umrechnungsfaktors, der ihr Global Warming Potential (GWP) angibt, hinsichtlich ihrer Schadenswirkung vergleichbar gemacht werden. Für eine nähere Erläuterung der GWPs siehe IPCC (2001), S. 385 ff.. Üblich ist eine Angabe der Klimawirkung in Form von CO₂-Äquivalenten.

²² Mit den neuen EU-Ländern sind in diesem Kontext die am 1. Mai 2004 (Estland, Lettland, Litauen, Polen, Tschechien, Slowakei, Ungarn, Slowenien, Malta, Zypern) und am 1. Januar 2007 der EU beigetretenen Länder (Bulgarien, Rumänien) gemeint. Von diesen Ländern wird im Rahmen des Kyoto-Protokolls nur Malta und Zypern kein Emissionsziel vorgegeben.

Tabelle 2.1: Verpflichtungen der Annex-B-Länder

Länder/Parteien	Emissionsziel
EU15, Liechtenstein, Monaco, Schweiz, Bulgarien, Litauen, Lettland, Estland, Rumänien, Tschechische Rep., Slowakei, Slowenien	92 %
USA	93 %
Japan, Kanada, Ungarn, Polen	94 %
Kroatien	95 %
Russische Föderation	100 %
Norwegen	101 %
Australien	108 %
Island	110 %

Quelle: UNFCCC (1997), Annex-B.

Das EU15-Bubble zählt mit einer angestrebten Reduktion der Treibhausgase auf 92 % des Niveaus vom Basisjahr zu den Annex-B-Parteien mit den ambitioniertesten Emissionszielen. Auch die neuen EU-Ländern haben bis auf Polen (94 %) ein Emissionsziel von 92 %. Alle größeren Industrienationen bis auf Russland (100 %) und Australien (108 %) verpflichteten sich zu Emissionsreduktionen in Höhe von 6 % bis 8 %. Allerdings sind die aufgelisteten Reduktionsverpflichtungen derzeit nicht für alle Annex-B-Länder bindend. Von den großen Industrienationen haben sowohl die USA als auch Australien das Kyoto-Protokoll nicht ratifiziert.

Im Rahmen des EU-Burdensharing-Agreements wurde das gemeinsame Emissionsziel des EU15-Bubbles auf die einzelnen Mitgliedsländer verteilt. Für einige Länder wie Luxemburg, Dänemark, Deutschland, Belgien, Großbritannien sowie Österreich, Dänemark und die Niederlande war dies mit deutlichen Reduktionsverpflichtungen verbunden²³, während andere Länder wie Frankreich und Finnland ihre Emissionen nur auf einem konstanten Niveau halten müssen. Einer weiteren Gruppe von Ländern, bestehend aus Schweden, Irland Spanien sowie Griechenland und Portugal, wurden sogar Emissionssteigerungen zuge-

²³ Die Höhe der Reduktionsverpflichtungen sagt nicht zwangsläufig etwas über die zu ihrer Realisierung notwendigen Vermeidungsanstrengungen aus. So wurde bspw. in Deutschland ein großer Teil der Verpflichtungen durch den wirtschaftlichen Zusammenbruch der DDR realisiert.

billigt.

Tabelle 2.2: Verpflichtungen der EU15-Länder

EU-15-Länder (EU-Bubble)			
Luxemburg	71,0 %	Schweden	104,0 %
Dänemark	79,0 %	Irland	113,0 %
Deutschland	79,0 %	Spanien	115,0 %
Belgien	87,0 %	Griechenland	125,0 %
Großbritannien	87,5 %	Portugal	127,0 %
Österreich	92,5 %		
Italien	93,5 %		
Niederlande	94,0 %		
Frankreich	100,0 %		
Finnland	100,0 %		

Quelle: EU (2002).

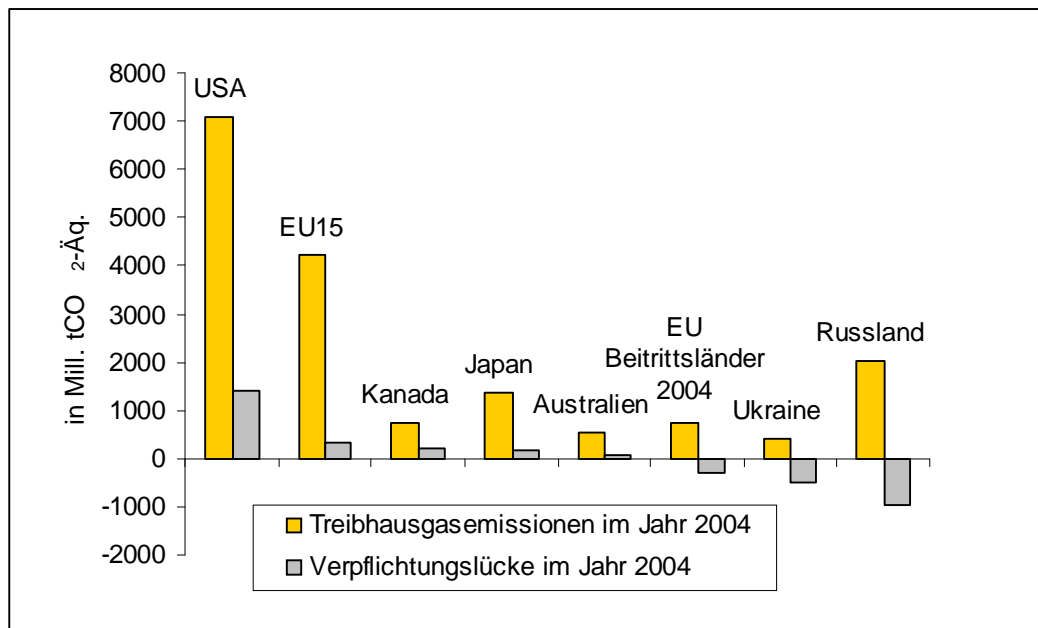
2.1.2.3 Erfüllungsstand

Jedes Annex-B-Land erhält für die erste Kyoto-Periode eine Anfangsausstattung an Klimaschutzzertifikaten. Diese ergibt sich aus der Multiplikation der Emissionshöhe des Basisjahres mit den individuellen Emissionszielen und dem Faktor 5, weil die erste Verpflichtungsperiode eine Länge von 5 Jahren hat.²⁴ Die Zertifikate der Anfangsausstattung bezeichnet man als AAUs (Assigned Amount Units). Sie verbriefen jeweils das Recht, eine metrische Tonne CO₂-Äquivalent zu emittieren. Am Ende des ersten Erfüllungszeitraumes müssen die Annex-B-Länder in der Lage sein, ihre verursachten Emissionen mit Zertifikaten zu hinterlegen, um das Kyoto-Protokoll erfüllen zu können.²⁵ Nicht benötigte AAUs können in die nächste Kyoto-Periode übertragen werden (Banking), für die allerdings noch keine genauen Zielzuweisungen existieren.

²⁴ In einigen Fällen führen negative Nettoeffekte von CO₂-Senken zu einer Steigerung der Emissionen des Basisjahres.

²⁵ Wird die Verpflichtungslücke 100 Tage nach der Feststellung der Nichterfüllung nicht geschlossen, wird diese zuzüglich eines Aufschlags von 30 % in die nächste Kyoto-Periode übertragen. Zusätzlich wird die Möglichkeit des Zertifikateverkaufs untersagt und es muss ein Plan zur Schließung der Verpflichtungslücke entwickelt werden.

Abbildung 2.2: Treibhausgasemissionen und Verpflichtungslücken der Annex-B-Länder im Jahr 2004 (ohne LULUCF)



Quelle: Basiert auf Daten aus UNFCCC (2006).

Der Erfüllungsstand der Annex-B-Länder in Bezug auf deren Kyoto-Ziele kann mit Hilfe der Verpflichtungslücke²⁶ beschrieben werden. Die Verpflichtungslücke gibt für ein vorgegebenes Jahr an, wie groß die Abweichung zu den erlaubten Emissionen eines Jahres der ersten Kyoto-Periode ist.²⁷ Eine positive (negative) Zielabweichung impliziert per Definition eine noch zu erbringende Emissionsreduktion (mögliche Emissionssteigerung) oder ein Defizit (Überschuss) an Emissionsrechten. Die Verpflichtungslücke kann als ein Indikator zur Bestimmung potentieller Anbieter und Nachfrager auf dem Kyoto-Zertifikatemarkt herangezogen werden.

Die USA wiesen im Jahr 2004 eine Verpflichtungslücke von 1392 Mill. tCO₂-Äq. auf und wären somit neben den EU15-Ländern (312 Mill. tCO₂-Äq.), Kanada (195 Mill. tCO₂-Äq.) und Japan (159 Mill. tCO₂-Äq.), sowie Australien (72 Mill. tCO₂-Äq.) der mit Abstand größte potentielle Nachfrager auf dem Klimaschutzzertifikatemarkt des Kyoto-Protokolls. Bleibt es bei der Ablehnung

²⁶ $\text{Verpflichtungslücke}_t = \text{Emissionen}_t - \text{Emissionen des Basisjahres} * \text{Reduktionsziel}$.

²⁷ Die Aussagekraft wird dadurch eingeschränkt, dass die geplanten Vermeidungsstrategien oder das prognostizierte Wachstum der Länder keine Berücksichtigung finden.

des Kyoto-Protokolls durch die USA, existiert kein dominanter Nachfrager unter den verbliebenen Annex-B-Ländern.

Russland hatte im Jahr 2004 eine negative Verpflichtungslücke in Höhe von -951 Mill. tCO₂-Äq.. Die Höhe der Verpflichtungslücke ist auf den Zusammenbruch der wirtschaftlichen Aktivität in der ehemaligen Sowjetunion nach dem Basisjahr 1990 zurückzuführen.²⁸ Russland zählt somit zu den größten potentiellen Anbietern von Klimaschutzzertifikaten im Kyoto-System. Aus dem gleichen Grund wie Russland verfügen auch die Ukraine (-512 Mill. tCO₂-Äq.) und die EU10-Länder²⁹ (-281 Mill. tCO₂-Äq.) über eine negative Verpflichtungslücke und gelten daher ebenfalls zu den potentiellen Anbietern von Klimaschutzzertifikaten.

Die Zahlen veranschaulichen, dass ohne die Nachfrage der USA und Australiens bei einem vollständigen Angebot der freien Zertifikate möglicherweise keine umfangreichen Vermeidungsmaßnahmen für die Erfüllung des Kyoto-Protokolls durchgeführt werden müssen. Damit kommt den wenigen Ländern mit einem hohen Überschuss an Klimaschutzzertifikaten eine wichtige Rolle bei der Erfüllung des Kyoto-Protokolls zu.

2.1.2.4 Der Kyoto-Klimaschutzzertifikatehandel

Kyoto-Klimaschutzzertifikate können zwischen den Annex-B-Ländern gehandelt werden, um das gesetzte Emissionsziel mit möglichst geringen Kosten zu erreichen.³⁰ Die Annex-B-Länder können entweder direkt als staatlicher Anbieter oder Nachfrager von Klimaschutzzertifikaten auftreten oder Institutionen mit dem Handel beauftragen. Möglich ist auch eine Herunterbrechung des Klimaschutzzieles, indem nationale Emittenten mit Klimaschutzzertifikaten und Emissionszielen ausgestattet werden, um sich unter der Verantwortlichkeit der Annex-B-Länder am Zertifikatehandel zu beteiligen.³¹ Der Handel bezieht sich

²⁸ Man spricht in diesem Zusammenhang auch von Hot Air (heiße Luft), weil den verfügbaren Emissionsrechten keine echten Vermeidungsanstrengungen vorangegangen sind.

²⁹ Im Rahmen der Arbeit werden die 10 am 1. Mai 2004 der Europäischen Union beigetretenen Länder als EU10-Länder bezeichnet.

³⁰ Zur Funktionsweise des Zertifikatehandels siehe Kapitel 2.1.1.4.

³¹ Auch wenn die Emissionsrechte an andere Institutionen übertragen werden, sind in letzter Instanz die Regierungen der Annex-B-Länder für die Erfüllung des Kyoto-Protokolls

neben den AAUs der Anfangsausstattung auch auf andere Zertifikateformen, die in Bezug auf die Zielerfüllung gleichwertig anrechenbar sind, deren Erwerb aber an unterschiedliche Voraussetzungen gekoppelt ist. Grundlage des Kyoto-Klimaschutzzertifikatehandels sind die sogenannten flexiblen Mechanismen ET (Emissions Trading) nach Artikel 17 KP, JI (Joint Implementation) nach Artikel 6 KP und CDM (Clean Development Mechanism) nach Artikel 12 KP.

Um die flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls ohne Einschränkungen nutzen zu können, müssen die Annex-B-Länder eine Reihe von Bedingungen erfüllen:

- Ratifizierung des Kyoto-Protokolls;
- Berechnung der Anfangsausstattung nach den Vorgaben des Kyoto-Protokolls;
- Installation eines Systems zur Abschätzung der Treibhausgasemissionen und -senken;
- Einrichtung eines nationalen Registers, das den Bestand, die Entstehung und die Transaktionen der verschiedenen Zertifikateformen verzeichnet;
- Jährliche Übermittlung von Informationen über die Treibhausgasemissionen und -senken an das Sekretariat der UNFCCC.

Die Einhaltung der Kriterien soll insbesondere die umwelttechnische Integrität des Zertifikatehandels gewährleisten.

Über das Emissions Trading nach Artikel 17 KP können AAUs und alle anderen Zertifikateformen zwischen Anbietern und Nachfragern übertragen werden. Die Übertragung kann vorgenommen werden, ohne mit einer konkreten Vermeidungsmaßnahme in Verbindung zu stehen.

Die durchgeführten Transaktionen werden in einer übergeordneten Transaktionsdatenbank verzeichnet, die mit den nationalen Registern gekoppelt ist.

verantwortlich und können mit Sanktionen belegt werden.

Derzeit existieren noch keine Börsen, an denen Kyoto-Klimaschutzzertifikate umfassend gehandelt werden können. Deshalb erfolgen die Transaktionen in der Regel bilateral und teilweise mit der Unterstützung von Intermediären, die sich auf den Handel mit Klimaschutzzertifikaten spezialisiert haben. Allerdings dürfen die Annex-B-Länder nur einen Teil ihres Zertifikatebestandes veräußern, damit ein Überverkauf der Zertifikate verhindert wird. Der verbleibende Teil wird als Commitment Periode Reserve bezeichnet. Diese beträgt entweder 90 % der Zertifikate der Anfangsausstattung oder entspricht der Menge an Zertifikaten, die auf Grundlage des letzten übermittelten Treibhausgasverzeichnisses bei konstanten Emissionen für den Kyoto-Raum benötigt werden (Jahresemissionen * 5).³²

Neben der Übertragung bereits existierender Klimaschutzzertifikate mit Hilfe des Emissions Trading besteht zusätzlich die Möglichkeit einer projektbasierten Übertragung bzw. Generierung. Dafür wird in einem Gastgeberland ein Vermeidungsprojekt durchgeführt. Die entstehenden Emissionsreduktionen werden in Form von Klimaschutzzertifikaten verbrieft und an den Nachfrager übertragen. Projektbasierte Transaktionen zeichnen sich dadurch aus, dass der Nachfrager in Abhängigkeit von der Vertragsgestaltung an der Durchführung der Vermeidungsmaßnahme beteiligt ist. Im Rahmen der projektbasierten Mechanismen spricht man in diesem Zusammenhang vom Primärmarkt. Der Weiterverkauf der entstehenden Zertifikate kann auf dem Sekundärmarkt, der dem oben dargestellten Handel mit bereits bestehenden Klimaschutzzertifikaten nach Artikel 17 KP entspricht, vorgenommen werden. Der JI-Mechanismus nach Artikel 6 KP ermöglicht eine projektbasierte Übertragung von Klimaschutzzertifikaten zwischen zwei Annex-B-Ländern, während mit Hilfe des CDM-Mechanismus nach Artikel 12 KP in Entwicklungsländern generierte Zertifikate einem Annex-B-Land gutgeschrieben werden können.³³

³² Während die erste Regelung sich in erster Linie auf Netto-Nachfrager bezieht, richtet sich die zweite Regelung vor allem an die Transformationswirtschaften mit einem Überschuss an Zertifikaten.

³³ Im Kyoto-Protokoll wurde festgelegt, dass die sogenannten flexiblen Mechanismen ET, CDM und JI nur unterstützend zu nationalen Maßnahmen eingesetzt werden sollen. Die Erfüllung dieses Kriteriums soll zwar am Ende der ersten Kyoto-Periode geprüft werden, ist allerdings im Rahmen der Folgevereinbarungen nicht genauer ausgeführt worden.

Der Anbieter von projektbasierten Klimaschutzzertifikaten auf dem Primärmarkt ist entweder das betroffene Gastgeberland, das im Fall des CDM-Mechanismus kein Annex-B-, sondern ein Entwicklungsland ist, oder ein vom Gastgeberland berechtigtes Unternehmen. Im Kyoto-Protokoll sind die projektbasierten Mechanismen als Möglichkeit vorgesehen, Unternehmen durch die Schaffung von Anreizen direkt in den Klimaschutzprozess einzubinden. Die Unternehmen können JI- und CDM-Projekte aus eigener Initiative planen und mit der Einwilligung der betroffenen Regierungen unter Beachtung des Regelwerks des Kyoto-Protokolls durchführen. Der Anreiz eines Anbieters, ein Projekt im Rahmen des JI- oder CDM-Mechanismus durchzuführen, ist meist auf die zusätzlichen Erlösmöglichkeiten durch den Verkauf der generierten Klimaschutzzertifikate zurückzuführen. Wird ein Projekt zunächst selbstständig ohne einen festen Nachfrager durchgeführt, spricht man von unilateraler Projektentwicklung. Bilaterale Projekte zeichnen sich durch eine umfangreichere Einbindung des Nachfragers in die Projektdurchführung aus. In multilateralen Projekten tritt meist ein Intermediär als Nachfrager auf, der ein Projekt im Auftrag verschiedener Regierungen oder Unternehmen abwickelt. Das Interesse nachfragender Unternehmen liegt entweder in der kostengünstigen Erfüllung eigener Klimaschutzverpflichtungen oder im Weiterverkauf auf dem Sekundärmarkt, während auf staatlicher Seite das Motiv der Erfüllung der eigenen Emissionsverpflichtungen im Rahmen des Kyoto-Protokolls überwiegt. Da die Transaktionen auf dem Kyoto-Klimaschutzzertifikatemarkt derzeit primär bilateral über den Abschluss von nicht standardisierten Verträgen abgewickelt werden, die in der Regel nicht der Öffentlichkeit zugänglich sind, lassen sich die Zertifikatepreise nur schwer beobachten. Aus diesem Grund kann kein genauer Preis für die Klimaschutzzertifikate ermittelt werden. Insbesondere im Rahmen der projektbasierten Mechanismen sind die Preise in hohem Maße von der vertraglich geregelten Risiko- und Kostenverteilung zwischen Anbietern und Nachfragern abhängig und sind daher nur schwer vergleichbar. Außerdem können Präferenzen der Marktteilnehmer zu Preisdifferenzen zwischen den verschiedenen Zertifikateformen führen.

2.1.2.5 Joint Implementation

Mit Hilfe des JI-Mechanismus können Vermeidungsprojekte durchgeführt werden, die eine projektbasierte Übertragung von Klimaschutzzertifikaten zwischen zwei Annex-B-Ländern implizieren. In dem gastgebenden Annex-B-Land wird ein JI-Projekt durchgeführt, das zu einer Reduzierung der Treibhausgasemissionen führt. Die entstehenden Emissionsreduktionen werden in Form von ERUs (Emission Reduction Units) verbrieft und der durchführenden Partei gutgeschrieben. Aus dem Bestand des Gastgeberlandes werden Zertifikate in entsprechender Höhe reduziert, so dass sich die im Umlauf befindliche Gesamtzertifikatenumenge nicht erhöht. Transformationswirtschaften verfügen aufgrund der meist sehr geringen Energieeffizienz über relativ günstige Vermeidungsoptionen, die durch den JI-Mechanismus von den anderen Annex-B-Ländern wahrgenommen werden können.

Die Durchführung von JI-Projekten ist seit dem Jahr 2000 möglich. Allerdings erfolgt die Anrechnung von ERUs erst ab 2008. Das Projekt muss zu einer tatsächlichen Reduktion von Treibhausgasen oder zu einer Ausdehnung der Bindung von Treibhausgasen in geeigneten Treibhausgassenken führen. Vermeidungsprojekte, bei denen die Emissionsminderungen durch die Nutzung der Kernenergie erzielt werden, sind vom JI-Mechanismus ausgeschlossen. Das Projekt muss das Kriterium der Zusätzlichkeit³⁴ erfüllen und kann nur unter Zustimmung der beteiligten Vertragsparteien durchgeführt werden.

Für die Durchführung von JI-Projekten existieren zwei Verfahren:

- **Track-One:** Das sogenannte Track-one Verfahren gilt für Länder, die sämtliche methodischen und rechnungslegungstechnischen Verpflichtungen des Kyoto-Protokolls erfüllen können.³⁵ Ihnen ist es erlaubt, selbstständig ERUs zu emittieren und eigene Verfahren bei der Berechnung

³⁴ Um zu verhindern, dass auch Vermeidungsprojekte unterstützt werden, die ohne zusätzliche Förderung wirtschaftlich wären, wird im Rahmen des Zusätzlichkeitskriteriums überprüft, ob die Vermeidungsmaßnahme auch ohne die Existenz der Kyoto-Mechanismen zustande kommen wäre.

³⁵ Ratifizierung des Kyoto-Protokolls, Berechnung der Anfangsausstattung, System zur Beobachtung von Senken und Emissionen, jährliche Berichte an das Sekretariat der UNFCCC, Einrichtung eines nationalen Registers zur Verzeichnung der Zertifikate.

der Emissionsreduktionen zu verwenden, weil das Risiko von Scheinreduktionen als gering eingeschätzt wird.³⁶

- **Track-Two:** Track-two findet in Ländern Anwendung, die nicht alle methodischen und rechnungslegungstechnischen Verpflichtungen des Kyoto-Protokolls erfüllen können. In diesem Fall sind die entstehenden ERUs nach einem bestimmten Regelwerk unter Aufsicht eines gewählten Komitees (Supervisory Committee) zu verifizieren. Die ERUs werden allerdings erst dann an das durchführende Land transferiert, wenn das gastgebende Land mindestens ein nationales Registrierungssystem etabliert hat und alle Bedingungen für eine regelkonforme Berechnung der Anfangsausstattung gegeben sind. Das Supervisory Committee kann unabhängige Prüfungseinrichtungen (Independent Entities) akkreditieren, die für eine ordnungsgemäße Berechnung der Emissionsreduktionen und die Überprüfung des Projektes im Zeitablauf zuständig sind.

2.1.2.6 Clean Development Mechanism

In den Entwicklungsländern ist das kostengünstige Potential an Vermeidungsmaßnahmen in der Regel noch größer als in den Transformationsländern. Der CDM-Mechanismus ermöglicht die Generierung von Klimaschutzzertifikaten durch Vermeidungsprojekte, bei denen das Gastgeberland ein Entwicklungsland ist. Er soll einen umweltfreundlichen Technologie- und Kapitaltransfer in die Entwicklungsländer ermöglichen und den Annex-B-Ländern eine kostengünstige Erfüllung ihrer Emissionsverpflichtungen erlauben. Die entstehenden Klimaschutzzertifikate werden als CERs (Certified Emission Reduction Units) bezeichnet und führen zu einer Erhöhung der Gesamtmenge an Klimaschutzzertifikaten im Handelssystem.³⁷

Die Durchführung und Anrechnung von CDM-Projekten ist seit dem 1. Januar 2000 möglich. Analog zu den JI-Projekten ist die Nutzung der Kernergie aus-

³⁶ Dem Gastgeberland werden Zertifikate in Höhe der ERUs abgezogen, so dass für das Gastgeberland kein Anreiz besteht, die entstehenden Emissionsreduktionen zu hoch zu berechnen.

³⁷ Die Übertragung von ERUs und CERs in die nächste Kyoto-Periode ist auf eine Höhe von 2,5 % der Anfangsausstattung beschränkt worden.

geschlossen, es muss eine tatsächliche Reduktion der Treibhausgasemissionen (oder Ausdehnung von Senken) erfolgen, es wird eine Zustimmung der beteiligten Parteien benötigt und das Kriterium der Zusätzlichkeit ist zu erfüllen. Ergänzend muss das Projekt die nachhaltige Entwicklung in den Entwicklungsländern unterstützen und dem übergeordneten Ziel der Klimarahmenkonvention entsprechen.³⁸

Weil in den Entwicklungsländern kein Zertifikatebestand existiert, von dem Zertifikate in Höhe der vermiedenen Emissionen abgezogen werden könnten, besteht aus Sicht der Entwicklungsländer und auch aus Sicht der Projektentwickler ein beiderseitiges Interesse, bei der Angabe der entstehenden Emissionsreduktionen zu übertreiben. Um das Risiko von Scheinreduktionen gering zu halten und die Umweltintegrität des Kyoto-Protokolls nicht zu gefährden, existieren besonders starke Kontrollen und Auflagen für die Durchführung der CDM-Projekte.

Der CDM wird unter Aufsicht eines Komitees (CDM-Executive-Board), das aus 10 festen und 10 wechselnden Mitgliedern der Vertragsstaaten des KP besteht, durchgeführt. Das Komitee akkreditiert und beauftragt unabhängige Einrichtungen (DOEs; Designated Operational Entities), die für die Prüfung und Kontrolle der CDM-Projekte zuständig sind. Weiterhin entscheidet es über Methoden, die bei der Bewertung von Projekten eingesetzt werden können.

Jedes CDM-Projekt durchläuft den sogenannten CDM-Projektzyklus. Zu Beginn wird ein standardisiertes PDD (Project Design Document) erstellt, das die relevanten Informationen über das Projekt und die Zustimmung der beteiligten Parteien enthält. Die Zustimmung erfolgt über die von den Vertragsparteien des Kyoto-Protokolls festgelegten DNAs (Designated National Authorities). Die DOEs übermitteln dem CDM-Executive-Board das PDD zusammen mit der verwendeten Methode zur Berechnung der entstehenden Emissionsreduktionen.³⁹ Nachdem die Methode vom Executive-Board genehmigt worden

³⁸ Das übergeordnete Ziel der Klimarahmenkonvention besteht in der Stabilisierung der anthropogenen Treibhausgasemissionen auf ein Maß, das gefährliche Störungen des Klimasystems verhindert, siehe UNFCCC (1992), Art. 2.

³⁹ Die entstehenden Emissionsreduktionen werden mit Hilfe einer sogenannten Baseline-Methode berechnet, mit der ermittelt werden kann, wie sich die Emissionen ohne die Durchführung des Projektes entwickelt hätten. Es kann auch auf eine bereits anerkannte

ist, kann die DOE das CDM-Projekt auf Grundlage des PDD selbstständig validieren. Im Anschluss an die Validierungsphase beantragt die DOE beim Executive-Board die Registrierung (offizielle Anerkennung) des CDM-Projekts. Eine andere DOE führt nach der Registrierung periodische Überprüfungen (Verifikation) des Projekts durch und weist CERs in Übereinstimmung mit den beobachteten Emissionsreduktionen ex-post zu (Zertifizierung). Die abschließende Ausstellung der CERs erfolgt durch das CDM-Executive-Board.

Für kleine CDM-Projekte existieren vereinfachte Vorschriften und Prozeduren (bspw. vereinfachtes PDD, vereinfachte Baseline-Vorschriften, ...). Zu den kleinen CDM-Projekten zählen:

- erneuerbare Energie-Projekte bis zu einer Outputkapazität von 15 MW;
- Projekte zur Verbesserung der Energieeffizienz, die den Energiekonsum auf der Angebots- oder Nachfrageseite bis zu einer Höhe von 15 GWh pro Jahr verringern;
- andere Aktivitäten, die den Treibhausgasausstoß bis zu einer Menge von 15 Kilotonnen pro Jahr verringern.

2.1.2.7 Land Use, Land-Use Change & Forestry

Heimische Vermeidungsmaßnahmen können auch in Form einer Anrechnung sogenannter Treibhausgassenken erbracht werden. Eine Treibhausgassenke ist ein Prozess, eine Aktivität oder ein Mechanismus, der durch eine Bindung von Treibhausgasemissionen verhindert, dass diese in die Atmosphäre gelangen. Im Rahmen des Kyoto-Protokolls können die Emissionswirkungen menschlich verursachter Veränderungen von Treibhausgasen in den Bereichen Landnutzung und Landnutzungsänderung und forstwirtschaftliche Aktivitäten (LULUCF; Land Use, Land-Use Change & Forestry) für die Erfüllung der Emissionsziele genutzt werden. Insbesondere durch zusätzliche Aufforstungsmaßnahmen lassen sich relativ günstige Emissionssenkungen realisieren. Allerdings ist die genaue

Baseline-Methode zurückgegriffen werden. In diesem Fall kann die DOE direkt eine Validierung vornehmen.

Klimawirkung von Forstmaßnahmen umstritten.⁴⁰

Die Emissionswirkungen von Maßnahmen, die seit 1990 in den Bereichen Aufforstung, Wiederaufforstung und der Waldabbau stattgefunden haben, werden verpflichtend auf die Zielerfüllung der ersten Kyoto-Periode angerechnet. Weiterhin können zusätzliche LULUCF-Maßnahmen gewählt werden, um den Emissionsverpflichtungen nachzukommen. Hierbei handelt es sich vor allem um Aktivitäten in den Bereichen Waldmanagement, Weideland und Wiederbepflanzung. Durch LULUCF-Projekte vermiedene Treibhausgasemissionen werden als RMUs (Removal Units) zertifiziert. Diese können allerdings nicht in folgende Kyoto-Perioden übertragen werden, müssen von einem Expertenteam bestätigt werden und den Regelungen des Kyoto-Protokolls entsprechen. Die Anrechnung der LULUCF-Projekte wird durch folgende Punkte eingeschränkt:

- Wenn die Aufforstungs- und Wiederaufforstungsmaßnahmen sowie der Waldabbau mehr Emissionen erzeugen als vermeiden, so können sie durch Waldmanagement bis zu einer Höhe von 9 Megatonnen CO₂ pro Jahr in der ersten Verpflichtungsperiode ausgeglichen werden.
- Jedes Annex-B-Land hat eine Obergrenze, bis zu der Senken aus dem Waldmanagement, die 9 Megatonnen CO₂ überschreiten, angerechnet werden können. Diese Obergrenze umfasst auch Waldmanagement-Projekte aus dem JI-Mechanismus.⁴¹
- Der Nettoeffekt von LULUCF-Aktivitäten im Basisjahr in den Bereichen Weideland und Wiederbepflanzung kann auf einer Nettobasis für die Zielerfüllung in der ersten Kyoto-Periode genutzt werden.
- Nur Aufforstungs- und Wiederaufforstungsmaßnahmen können im Rahmen des CDM-Mechanismus genutzt werden und sind dort auf 1 % der Emissionen des Basisjahres für jedes Jahr der Kyoto-Periode beschränkt.

⁴⁰ Die naturwissenschaftlichen Grundlagen und Unsicherheiten in Bezug auf die Nutzung von LULUCF werden in IPCC (2000) erläutert.

⁴¹ Für Russland beträgt diese Grenze 33 Mill. Tonnen Kohlenstoff pro Jahr. Siehe UNFCCC (2002).

2.1.3 Das europäische Handelssystem

Die Regierungen der EU-Länder haben sich, basierend auf ihren Zertifikate-zuteilungen aus dem Kyoto-Protokoll und den prognostizierten Emissionsentwicklungen, dazu entschlossen, den Großteil ihrer verbleibenden notwendigen Emissionsreduktionen mit Hilfe des europäischen Emissionshandels (EU-ETS; Emissions Trading System) auf der Unternehmensebene zu realisieren. Der Rest der Verpflichtungslücke soll durch die staatliche Nutzung der flexiblen Instrumente sowie durch nationale Vermeidungsmaßnahmen erzielt werden.

Erste Überlegungen zum EU-weiten Zertifikatehandel wurden in einem Grünbuch im Jahr 2000 von der Europäischen Kommission konkretisiert.⁴² Die endgültige Umsetzung erfolgte am 13. Oktober 2003 durch eine Richtlinie des Europäischen Rates und Parlaments, die am 25. Oktober 2003 in Kraft getreten ist und die Richtlinie 96/61/EC ergänzt.⁴³ Diese Richtlinie sieht einen Emissionshandel ab dem 1. Januar 2005 vor, für den zunächst zwei Handelsperioden von 2005 bis 2007 und von 2008 bis 2012 geplant sind. Der Handel findet auf Unternehmensebene statt und soll alle EU-Länder umfassen. In der ersten Periode ist der Emissionshandel auf CO₂ beschränkt, eine Erweiterung auf alle Treibhausgase des Kyoto-Protokolls ist für die zweite Handelsperiode geplant. Vom EU-ETS sind zunächst nur große Emittenten auf dem Elektrizitäts- und Wärmemarkt sowie ausgesuchte energieintensive Industrien mit bestimmten Anlagen betroffen.⁴⁴ Die individuellen Produktionskapazitäten oder der Produktausstoß im Vergleich zu definierten Schwellenwerten entscheidet darüber, ob eine bestimmte Anlage am Emissionshandel teilnehmen muss. Durch den Emissionshandel werden ca. 45 % der gesamten CO₂-Emissionen und 30 % aller Treibhausgasemissionen in der EU abgedeckt. Ein Emissions-

⁴² Siehe EU-Kommission (2000).

⁴³ Siehe EU (2003b).

⁴⁴ Zu den ausgesuchten energieintensiven Industrien zählen Verbrennungsanlagen, Ölraffinerien, Koksöfen, die Eisen- und Stahlindustrie, Zement-, Glas-, Ziegel-, Kalk-, Keramik- sowie Zellstoff- und Papierfabriken. Ende Oktober 2006 waren 10075 Anlagen in der übergeordneten Transaktionsdatenbank des europäischen Handelssystems verzeichnet. Die tatsächliche Anzahl der vom Emissionshandel betroffenen Anlagen dürfte noch höher sein, weil zu diesem Zeitpunkt nicht alle nationalen Emissionshandelsregister vollständig einsatzbereit waren und teilweise unvollständige Informationen an die übergeordnete Transaktionsdatenbank übermittelt haben. Vgl. EEA (2007), S. 15.

recht berechtigt zur Emission einer Tonne CO₂. Die Zertifikate werden in der ersten Periode mindestens zu 95 % und in der zweiten Periode mindestens zu 90 % kostenlos an die Anlagenbetreiber verteilt.⁴⁵ Im Vorfeld des Emissionshandels hatten die EU-Mitgliedsländer Nationale Allokationspläne an die EU-Kommission zu übermitteln. Diese müssen im Kontext der anderen nationalen klimaschutzpolitischen Maßnahmen beschreiben, wie die Verpflichtungen des Kyoto-Protokolls mit dem Emissionshandel erfüllt werden sollen und nach welchen Mechanismen die Verteilung an die Anlagen vollzogen wird.⁴⁶ Nach jedem Kalenderjahr müssen die Anlagenbetreiber ihre getätigten Emissionen mit Emissionsrechten unterlegen. Allerdings erfolgt die Zuteilung der Zertifikate für das laufende Jahr vor der Abgabe der Zertifikate für das letzte Jahr, so dass in gewissen Grenzen die Möglichkeit eines interperiodischen Bankings besteht. Überschüssige Rechte können verkauft oder in die Zukunft übertragen werden. Es ist in den meisten EU-Ländern jedoch keine Übertragung aus der ersten in die zweite Handelsperiode möglich. Ist ein Anlagenbetreiber nicht in der Lage, seine Emissionen mit genügend Emissionsrechten zu unterlegen, muss er in der ersten Handelsperiode eine Strafe in Höhe von 40 €/tCO₂ und in der zweiten Handelsperiode 100 €/tCO₂ entrichten.

In allen EU-Ländern existieren nationale Registrierungssysteme, in denen die Buchungen der Emissionsrechte für jeden Handelsteilnehmer verzeichnet werden. Neben den Anlagenbetreibern können auch sonstige Institutionen und Personen Konten unterhalten, um einen liquiden Handel mit den Emissionsrechten zu fördern.⁴⁷ Der Handel im EU-ETS erfolgt primär über den OTC-Markt oder über Broker, aber auch über börslich organisierte Spot- und Terminmärkte, die in der Regel an größere Energiebörsen gekoppelt sind.⁴⁸ Die verwendeten Systeme sollen sich an den UN Standards für den Austausch von Daten orientieren, um eine spätere Integration in das Kyoto-System zu erleich-

⁴⁵ Die Zuteilung findet zwar auf der Anlagenebene statt, der eigentliche Handel kann aber auch von anderen Institutionen betrieben werden.

⁴⁶ Die Europäische Kommission hat einen Leitfaden zur Erstellung der Nationalen Allokationspläne entwickelt, siehe EU-Kommission (2004).

⁴⁷ Bspw. unterhält die EEX (European Energy Exchange) in Leipzig bei der DEHST (Deutsche Emissionshandelsstelle) ein Sammelkonto, in dem die Zertifikatebestände der Marktteilnehmer verwaltet werden.

⁴⁸ Für einen aktuellen Überblick über den börslichen Handel mit EUAs siehe Wilkens und Wimschulte (2006).

tern. Die Aufzeichnung und Überwachung der nationalen und internationalen Transaktionen erfolgt durch einen Administrator, der eine unabhängige, mit dem Kyoto-System kompatible Datenbank führt. In der ersten Handelsperiode werden bei EU-internen internationalen Transaktionen nur die europäischen Klimaschutzzertifikate zwischen den Handelsteilnehmern übertragen, während in der zweiten Handelsperiode, die zeitlich mit der ersten Kyoto-Periode übereinstimmt, gleichzeitig Kyoto-Zertifikate in entsprechender Höhe in den nationalen Registern der EU-Länder verbucht werden.

Die Richtlinie 2004/101/EC regelt die Verknüpfung der flexiblen Instrumente JI und CDM mit dem europäischen Handelssystem.⁴⁹ Sie sieht vor, dass CERs ab dem 1. Januar 2005 und ERUs ab dem 1. Januar 2008 im europäischen Handelssystem anrechenbar sind. Die EU-Länder müssen in ihren Nationalen Allokationsplänen bestimmen, in welchem Umfang sie auf die projektbasierten Mechanismen für die Schließung ihrer Verpflichtungslücke zurückgreifen wollen und wie hoch der Anteil ist, zu dem die Anlagenbetreiber ihren Verpflichtungen im europäischen Handelssystem durch CERs oder ERUs nachkommen dürfen. Durch die EU-Richtlinie wird festgelegt, dass die nationalen Vermeidungsanstrengungen ein wesentliches Element bei der Erfüllung der Verpflichtungen sein sollen. Anders als im Kyoto-Protokoll werden zunächst keine „Emissionsreduktionen“ aus den Bereichen Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft akzeptiert. Durch Nukleartechnologie erzielte Emissionsminderungen sind ausgeschlossen. Die Anlagenbetreiber können die CERs oder ERUs aus den projektbasierten Mechanismen bei den nationalen Emissionshandelsstellen gegen Zertifikate für das europäische Handelssystem eintauschen. Für den Fall, dass eine vom EU-ETS betroffene Anlage Gegenstand eines JI-Projektes ist, existieren Regelungen, die verhindern sollen, dass eine Doppelzählung der erzielten Emissionsreduktionen erfolgt.⁵⁰

⁴⁹ Siehe EU (2004).

⁵⁰ Wenn das JI-Projekt ERUs generiert, müssen EUAs in entsprechender Höhe aus dem EU-ETS entfernt werden, um eine Doppelzählung zu vermeiden.

2.2 Der europäische Erdgasmarkt

Im folgenden Kapitel werden die Grundlagen des europäischen Erdgasmarktes erläutert. Hierzu gehört zunächst eine knappe Vorstellung des Energieträgers Erdgas und seiner Einsatzmöglichkeiten sowie eine Darstellung der physischen Versorgungskette auf dem Erdgasmarkt. Anschließend werden Überlegungen zur Abgrenzung des für die Untersuchung relevanten Erdgasmarktes angestellt. Danach erfolgt ein kurzer Abriss der Geschichte des europäischen Erdgasmarktes, um wesentliche Konstruktionsmerkmale des Marktes besser einordnen zu können. Hierzu zählen bspw. langfristige Bezugsverträge und nationale Erdgasimportgesellschaften. Am Ende des Kapitels werden zentrale Spielregeln und Daten des europäischen Erdgasmarktes vorgestellt.

2.2.1 Der Energieträger Erdgas

Erdgas ist ein fossiler Energieträger, der je nach geografischer Herkunft eine unterschiedliche Zusammensetzung aufweisen kann. Die meisten Erdgase bestehen zu 70 % bis 99 % aus Methan. Weiterhin zählen aber auch andere Kohlenwasserstoffe sowie Stickstoff und Kohlenstoffdioxid zu den möglichen Inhaltsstoffen.⁵¹ Je größer der Anteil an höheren Kohlenwasserstoffen, desto größer ist auch der Brenn- und Heizwert des Erdgases. Man unterscheidet zwischen den sogenannten niederkalorischen, nassen L-Erdgasen (niedriger Anteil) und hochkalorischen, trockenen H-Erdgasen (hoher Anteil).

Die Haupteinsatzgebiete von Erdgas sind die Erzeugung von Wärme und Elektrizität. In diesen Anwendungsgebieten steht Erdgas im Wettbewerb mit anderen Energieträgern. Im Wärmemarkt konkurriert Erdgas mit leichtem und schwerem Heizöl und in der Elektrizitätserzeugung vor allem mit der Kohle und der Kernenergie. Man bezeichnet Erdgas aufgrund seiner besonderen Eigenschaften auch als *premium fuel*. Für seine Nutzung im Wärmebereich ist im Gegensatz zum Erdöl keine Speicherung beim Endverbraucher notwendig. Es lässt sich bei der Verbrennung gut kontrollieren und ist sehr umweltfreundlich. Aufgrund seiner chemischen Zusammensetzung weist Erdgas bei der Ver-

⁵¹ Vgl. Specht (2001), S. 39.

brennung im Vergleich zu allen anderen fossilen Energieträgern die geringsten CO₂-Emissionen auf.

2.2.2 Entwicklung des europäischen Erdgasmarktes

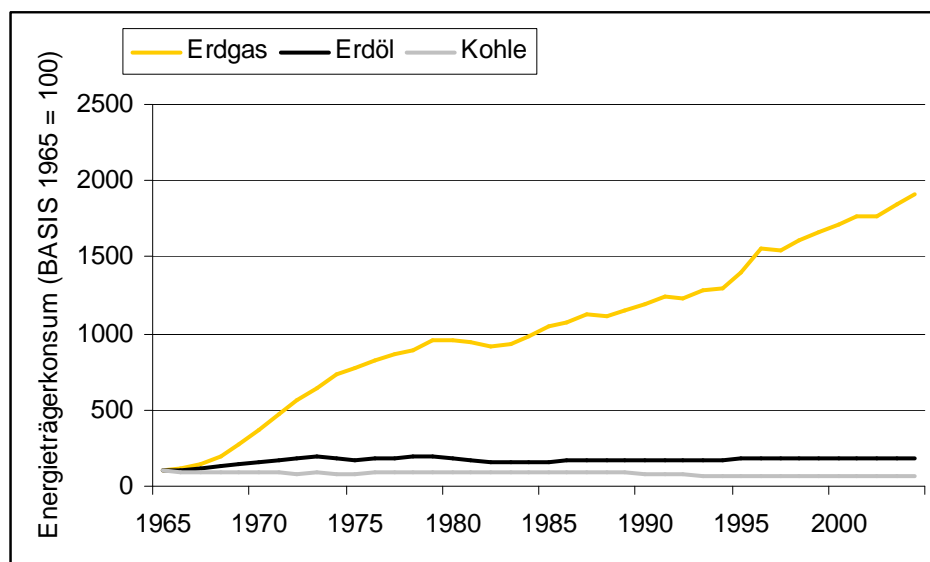
Die Ursprünge des westeuropäischen Erdgasmarktes sind auf die allgemeine Energieknappheit nach dem Zweiten Weltkrieg zurückzuführen. Anfänglich wurde vor allem aus Kohle hergestelltes Stadtgas für die Erzeugung von Wärme verwendet. Stadtgas war giftig und erreichte deshalb nicht die gleiche Akzeptanz wie später Erdgas. Die Entdeckung des ersten großen Erdgasfeldes im Jahr 1961 in Groningen, den Niederlanden, war der Auftakt einer schrittweisen Erschließung des westeuropäischen Erdgasmarktes, die durch einen kontinuierlichen Ausbau des Pipelinenetzes und einen Anstieg der Zahl der angeschlossenen Länder gekennzeichnet war. Ab Mitte der 60´er Jahre erfolgten erste Lieferungen russischen Erdgases nach Europa. Ende der 70´er Jahre kam Norwegen und Mitte der 80´er Algerien als Anbieter hinzu. Bis zu diesem Zeitpunkt war ein Großteil der derzeit existierenden Infrastruktur bereits entstanden.

Die Entwicklung des europäischen Erdgasmarktes in den siebziger Jahren und Anfang der 80´er Jahre war stark von den beiden großen Ölpreiskrisen geprägt. Um die Abhängigkeit vom OPEC-Kartell zu verringern und die Versorgungssicherheit zu erhöhen, wurde in vielen Volkswirtschaften Öl im Wärmemarkt und Kohle in der Elektrizitätserzeugung teilweise durch Erdgas ersetzt. In dieser Phase erfolgte der Ausbau der Erdgasnutzung jedoch nur zögerlich, weil die Ölpreisbindung Preisrisiken implizierte und Erdgas aufgrund der wahrgenommenen Reservenlage als knapp galt. Man hielt die Verbrennung von Erdgas zur Stromerzeugung für „zu schade“. Die Nutzung konzentrierte sich vor allem auf den industriellen und häuslichen Wärmemarkt. Mit dem Ende der Ölpreiskrisen sank aufgrund der Ölpreisbindung auch der Erdgaspreis auf dem europäischen Erdgasmarkt. Weiterhin wurden neue Erdgasreserven in den Niederlanden und der Nordsee entdeckt, so dass die Knappheit beim Erdgas nicht mehr als kritisch angesehen wurde. Diese Rahmenbedingungen förderten den

Einsatz von Erdgas in der Elektrizitätserzeugung. Hinzu kamen technologische Fortschritte bei der Erdgasverstromung. Mit der GuD-Technologie (Gas- und Dampfturbinen) konnten wesentlich höhere thermische Wirkungsgrade erzielt werden, was zu einem geringeren Brennstoffverbrauch und damit niedrigeren variablen Stromerzeugungskosten führte.⁵²

Abbildung 2.3 zeigt die Entwicklung der Erdgasnachfrage in den EU25-Ländern im Vergleich zu den anderen fossilen Energieträgern für den Zeitraum von 1965 bis zum Jahr 2004. Das durchschnittliche Wachstum des Erdgaskonsums lag mit ca. 7,9 % pro Jahr deutlich über dem von Erdöl (ca. 1,6 %), während der Kohlekonsum durchschnittlich um ca. 1,2 % pro Jahr schrumpfte.

Abbildung 2.3: Verbrauch fossiler Primärenergieträger in der EU25



Quelle: Daten aus BP (2005).

In den EU25-Ländern wurde im Jahr 2003 ca. 72,1 % des Erdgases (498 Mrd. m³) für verschiedene Wärmeanwendungen und ungefähr 27,9 % (139 Mrd. m³) für die Erzeugung von elektrischem Strom verwendet.⁵³ Der Anteil von Erdgas am Primärenergieträgerangebot betrug 23,5 %. Der auf Erdgas basierende

⁵² Bei einem GuD-Kraftwerk werden die bei der Verbrennung entstehenden heißen Abgase zunächst einer Gasturbine zugeführt und dann in einen Abhitzeessel weitergeleitet, um heißen Dampf zu erzeugen, der wiederum eine nachgelagerte Dampfturbine betreibt. Mit diesem Verfahren können sehr hohe Wirkungsgrade realisiert werden. Vgl. The Royal Academy of Engineering (2004), S. 39.

⁵³ Berechnet mit Daten aus IEA (2005).

Anteil an der Stromproduktion belief sich auf 17,7 % und der Anteil an der europäischen Wärmeproduktion betrug 38,5 %.⁵⁴

Die aufgrund der klimapolitischen und technischen Rahmenbedingungen (GuD-Technologie) wachsende Bedeutung des Energieträgers Erdgas für die europäische Energieversorgung wirft Fragen der Versorgungssicherheit auf. Im Jahr 2003 betrug das Verhältnis von Erdgasproduktion und dem Erdgaskonsum in der EU25 48,0%.⁵⁵ Durch den Wegfall EU-interner Produktionskapazitäten, bspw. durch die Erschöpfung der Erdgasreserven in Großbritannien sowie durch beschränkte Möglichkeiten zur wirtschaftlichen Erschließung neuer Gasvorkommen, führt eine Steigerung des Erdgaskonsums in den EU25-Ländern zwangsläufig zu einer Erhöhung der Importabhängigkeit.

Im Jahr 2004 wurden 268 Mrd. m³ Erdgas aus Nicht-EU-Ländern in die EU25 importiert. 86,7 % (233 Mrd. m³) der Importe erfolgten per Pipeline und 13,3 % (36 Mrd. m³) mit Hilfe der LNG-Technologie.⁵⁶ Der Großteil der Pipelineimporte kam mit 53,1 % (123 Mrd. m³) aus Russland, gefolgt von Norwegen (32,2 %; 75 Mrd. m³) und Algerien (14,5 %; 34 Mrd. m³). Aus Algerien kommen mit 52,6 % (19 Mrd. m³) der Großteil der LNG-Importe. Auf Nigeria entfallen 30,1 % (11 Mrd. m³) und auf Katar 10,9 % (4 Mrd. m³) der LNG-Importe.⁵⁷

2.2.3 Physische Versorgungskette

Flakowski (2002) unterteilt die physische Versorgungskette des fossilen Energieträgers Erdgas in Europa in die Segmente Produktion, Upstream-Transport und Downstream-Transport (siehe Abb. 2.4). In dieser Abgrenzung enthalten die Segmente allerdings verschiedene Elemente der Wertschöpfungskette. Das Produktionssegment umfasst sowohl Explorationstätigkeiten als auch die eigentliche Produktion sowie das Gathering und die Weiterverarbeitung. Bei der Exploration und Produktion von Erdgas werden ähnliche Techniken wie in der Ölinindustrie verwendet. Oft sind daher die Unternehmen der Ölinindustrie

⁵⁴ Basiert auf Daten der IEA-Onlinedatenbank, Stand 28.06.2006.

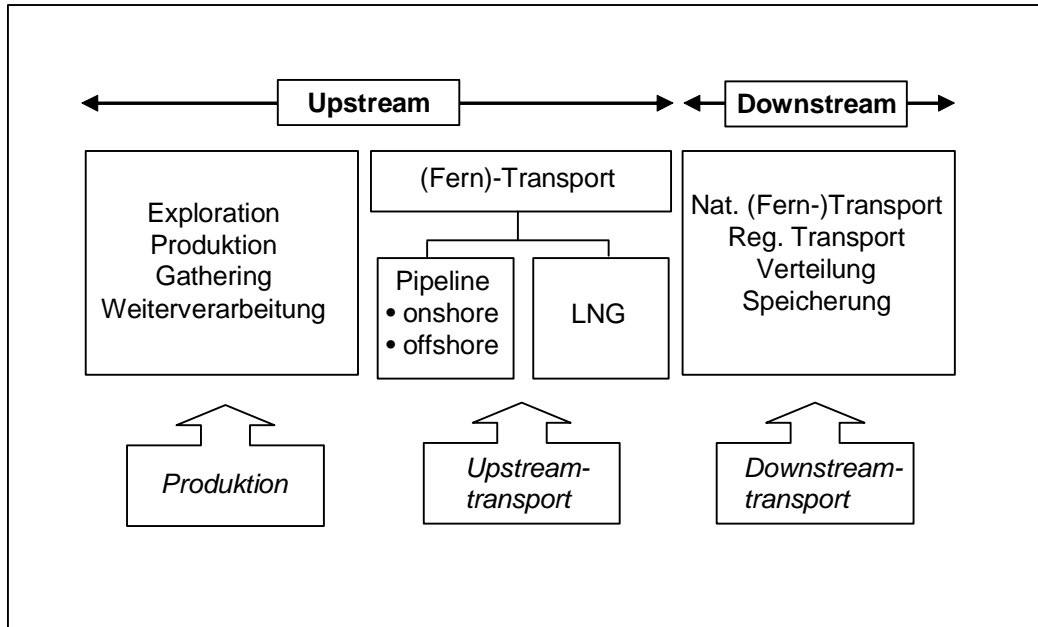
⁵⁵ Berechnet mit Daten aus IEA (2005).

⁵⁶ Die LNG-Technologie wird näher im Kapitel 2.2.3 erläutert.

⁵⁷ Berechnungen mit Daten aus BP (2005).

auch im Produktionssegment des Erdgasmarktes vertreten.⁵⁸

Abbildung 2.4: Physische Struktur der Gaswirtschaft



Quelle: Siehe Flakowski (2002), S. 7.

Die Produktion von Erdgas erfolgt entweder aus reinen Erdgasquellen oder als Kuppelprodukt der Ölproduktion. In diesem Fall spricht man in Abhängigkeit von der Gasdichte von Associated Gas oder Gas Condensate.⁵⁹ Erdgas wird sowohl onshore als auch offshore gefördert. In manchen Fällen wird Erdgas aus verschiedenen Quellen für die Weiterverarbeitung oder den Transport gesammelt. Diesen Vorgang bezeichnet man als *gathering*. Vor der Auslieferung von Erdgas an einen Kunden muss als letzter Schritt der Produktion im Rahmen der Weiterverarbeitung eine Vermischung von Gasen aus verschiedenen Quellen zu einer gewünschten Qualität vorgenommen werden.⁶⁰

Im Upstream-Transport-Segment wird das Erdgas von den Weiterverarbeitungsanlagen zu den verschiedenen Absatzgebieten transportiert. Die Erdgasförderung findet meist in großer räumlicher Distanz zu den eigentlichen Verbrauchszentren statt, so dass der Transport in der Regel mit Hilfe von

⁵⁸ Vgl. Stoppard (1996), S. 5.

⁵⁹ Vgl. Chambers (1999) S. 24-25.

⁶⁰ Dabei lassen sich H- und L-Erdgase nur sehr schlecht miteinander vermischen. Vgl. Erdmann (1995), S. 72.

onshore- oder offshore-Pipelines, die weit mehr als tausend Kilometer lang sein können, erfolgt. Die Pipelines im Ferntransport werden in ca. 200 bis 400 km langen Abständen durch Verdichterstationen unterbrochen, die unter Verwendung von Gasmotoren und Teilen des zu transportierenden Gases für einen ausreichenden Druck sorgen. Bei sehr langen Pipelines wird bis zu 10 % des Erdgases beim Transport verbraucht.⁶¹ Die hohen Transportkosten von Erdgas führen zu regional segmentierten Teilmärkten.⁶² Daher existiert bisher für Erdgas im Gegensatz zum Öl auch kein Weltmarktpreis. Mittelfristig ist eine stärkere Verbindung der Märkte durch den Ausbau der LNG-Technologie zu erwarten.

Alternativ hierzu besteht die Möglichkeit eines Gastransportes mit der LNG-Technologie (Liquified Natural Gas). Als LNG bezeichnet man eine Technik zur Verflüssigung von Erdgas, die einen Transport per Tanker auf dem Seeweg ermöglicht. Wesentliche Elemente sind eine Verflüssigung im Exportland, die Verschiffung über den Seeweg und die Rückverflüssigung im Bestimmungsland.⁶³ Der LNG-Transport ist aufgrund seiner Kostenstruktur erst ab einer Distanz von 1500 Kilometern gegenüber Offshore-Pipelines und ab 3500 Kilometern gegenüber Onshore-Pipelines wirtschaftlich.⁶⁴

Im Downstream-Transport-Segment wird das Erdgas aus dem Ferntransport an die nationalen Ferngasversorgungsunternehmen der Absatzländer übergeben. Diese leiten das Erdgas an regionale oder kommunale Versorgungsunternehmen weiter. Als letzter Schritt erfolgt die Übergabe des Erdgases an ein kommunales Verteilungsnetz, das gleichzeitig die Schnittstelle zum Endkunden darstellt. Nur einige Großkunden verfügen über eine direkte Verbindung zu den großen Transportleitungen. Die Verteilung auf kommunaler Ebene wird im Allgemeinen als natürliches Monopol anerkannt. Im Fall des potentiellen natürlichen Monopols der Ferngasleitungen haben erfolgreiche Markteintritte gezeigt, dass zumindest Angreifbarkeit besteht.⁶⁵ Im Downstream-Bereich

⁶¹ Vgl. Hensing u. a. (1998) S. 80.

⁶² Siehe Kap. 2.2.4.

⁶³ Für einen Überblick in die ökonomischen Grundlagen der LNG-Technologie siehe Seeliger (2004) S. 14-15.

⁶⁴ Vgl. Hannesson (1998) S. 37-38.

⁶⁵ Bspw. Eintritt der Wingas in den deutschen Erdgasmarkt.

erfolgt oft eine Speicherung von Erdgas, um saisonale Preisschwankungen ausgleichen oder Arbitragegewinne realisieren zu können.⁶⁶

2.2.4 Marktabgrenzung

Anders als beim Erdöl existieren aufgrund der hohen Transportkosten von Erdgas weltweit regional separierte Teilmärkte, deren Erdgaspreise nur begrenzt miteinander in Beziehung stehen. Zu den wichtigsten Teilmärkten gehören Asien, Amerika und Europa. Die LNG-Technologie kann aufgrund der international verfügbaren Kapazitäten und der Kostenstrukturen der LNG-Kette noch keine Verbindung der Märkte und eine Angleichung der Preise auf ein Niveau, das ausschließlich die Transportkosten und Qualitätsunterschiede widerspiegelt, herbeiführen.

Tabelle 2.3: Die Pipelineimportkapazitäten der EU25

Exporteur	im Betrieb	im Bau	in der Planung
Russland	154,0 Mrd. m ³	13,0 Mrd. m ³	46,5 Mrd. m ³
Norwegen	108,2 Mrd. m ³	25,5 Mrd. m ³	4,0 Mrd. m ³
Algerien	35,3 Mrd. m ³		24,0 Mrd. m ³
Lybien	8,0 Mrd. m ³		
Türkei	2,0 Mrd. m ³		28,0 Mrd. m ³
Gesamt	\sum 307,5 Mrd. m ³	\sum 38,5 Mrd. m ³	\sum 102,5 Mrd. m ³

Quelle: Kjærstadt und Johnsson (2007).

Die EU25-Länder können als Teil eines erweiterten europäischen Erdgasmarktes gesehen werden, in dessen Zentrum ein eng vermaschtes Pipelinennetz steht, das einen reibungslosen Erdgastransport zwischen den Ländern im Zentrum Westeuropas ermöglicht. Die EU25-Länder stellen das Nachfragezentrum eines erweiterten europäischen Erdgasmarktes dar, wobei insbesondere die Niederlande und Großbritannien auch als größere Erdgasanbieter tätig sind. Die Hauptangebotszentren Russland, Norwegen und Algerien liegen außerhalb der

⁶⁶ Aufgrund des geringen Energie-Volumen-Verhältnisses erfolgt die Speicherung meist in großen unterirdischen Poren- oder Kavernenspeichern, aber auch unter hohem Druck in Edelstahlbehältern.

EU und sind über Ferntransportpipelines mit den Nachfragezentren in der EU verbunden. Über die bestehenden Ferntransportpipelines lassen sich ca. 307,5 Mrd. m³ Erdgas pro Jahr importieren.

Weitere Angebotszentren sind mit Hilfe der LNG-Technologie mit dem erweiterten europäischen Erdgasmarkt verbunden. Die Angebotszentren für den LNG-Transport liegen in Nordafrika und im Nahen Osten. In Afrika sind Algerien und Nigeria die größten LNG-Exporteure und im Nahen Osten ist es Katar. Mit Hilfe der vorhandenen Importterminals in der EU lassen sich ca. 64,7 Mrd. m³ Erdgas pro Jahr importieren.

Tabelle 2.4: Bestehende LNG-Kapazitäten im erweiterten europäischen Erdgasmarkt

Exporteure	Terminals	Kapazität (jährl.)	Importeure	Terminals	Kapazität (jährl.)
Algerien	4	26,9 Mrd. m ³	Spanien	4	31,3 Mrd. m ³
Katar	2	27,4 Mrd. m ³	Frankreich	2	16,4 Mrd. m ³
Nigerien	1	13,8 Mrd. m ³	Belgien	1	5,5 Mrd. m ³
Oman	1	9,6 Mrd. m ³	Portugal	1	5,5 Mrd. m ³
VAE	2	7,6 Mrd. m ³	Italien	1	3,5 Mrd. m ³
Lybien	1	0,8 Mrd. m ³	Griechenland	1	2,5 Mrd. m ³
	\sum 11	\sum 85,1 Mrd. m ³		\sum 10	\sum 64,7 Mrd. m ³

Quelle: Daten aus IEA (2005).

Auf absehbare Zeit wird sich der russische Erdgasabsatz auf den europäischen Erdgasmarkt konzentrieren. Langfristig ist eine Erschließung des asiatischen Marktes denkbar, die allerdings im hohen Umfang von Infrastrukturinvestitionen abhängig ist.⁶⁷

2.2.5 Langfristige Bezugsverträge

Die Erschließung des europäischen Erdgasmarktes war in der Anfangsphase durch einen hohen Investitionsbedarf im Bereich der Infrastruktur und bei

⁶⁷ Für eine Analyse der russischen Exportstrategien für den asiatischen Erdgasmarkt siehe Stern (2005), S. 144 ff..

der Errichtung der Produktionsstätten gekennzeichnet. Aufgrund der hohen Spezifität der Investitionen entstanden Instrumente, die die Unsicherheit der potentiellen Investoren senkten und die Struktur der europäischen Erdgaswirtschaft bis heute prägen. Durch die Einführung von Demarkationsverträgen hatten die nationalen Erdgasversorger in vielen Ländern das alleinige Recht, die Kunden in einem festgelegten Gebiet zu beliefern, und mussten sich im Gegenzug dazu verpflichten, die notwendige Infrastruktur für den Transport und die Verteilung aufzubauen. Die nationalen Erdgasversorger hatten weiterhin den Wunsch nach einer sicheren aber möglichst flexiblen Erdgasversorgung zu Preisen, die ihnen den Absatz bei den Endkunden ermöglichten. Die Erdgasproduzenten hatten aus produktionstechnischen Gründen ein Interesse an einem möglichst konstanten Erdgasabsatz. Sowohl Produzenten als auch Versorger einte der Wunsch nach einer langfristigen Lösung, um eine sichere Kalkulation und Amortisation der zu tätigenen Investitionen zu gewährleisten. Aus dieser Interessenskonstellation entstanden die sogenannten langfristigen Bezugsverträge mit einer Laufzeit von 15 bis 25 Jahren, in denen sich der Abnehmer dazu verpflichtet, eine festgelegte Menge an Erdgas abzunehmen.⁶⁸ Der vertraglich festgelegte Erdgasabnahmepreis besteht in der Regel aus einer fixen Komponente, die den Wert beim Vertragsabschluss repräsentiert, sowie aus gewichteten Faktoren, die sich an den Preisen der Konkurrenzenergieträger in den jeweiligen Anwendungsgebieten orientieren.⁶⁹ Auch heutzutage erfolgt noch der Großteil der Erdgaslieferungen zwischen Produzenten und Abnehmerländern auf Basis langfristiger Bezugsverträge.

⁶⁸ Man spricht deshalb auch davon, dass der Abnehmer das Mengenrisiko der Vereinbarung trägt. Die langfristigen Bezugsverträge werden meist als Take-or-Pay-Verträge ausgestaltet, in denen dem Abnehmer eine bestimmte Abnahmeflexibilität gegen einen Aufpreis zugebilligt wird. Der Erdgasversorger hat auch die Möglichkeit, Nachfrageschwankungen durch die Nutzung von Erdgasspeichern auszugleichen.

⁶⁹ Man spricht auch davon, dass der Erdgasproduzent das sogenannte Preisrisiko trägt. Im Wärmemarkt der Haushalte orientiert sich der Erdgaspreis am leichten Heizöl, während in der Industrie in der Regel schweres Heizöl und im Kraftwerksbereich der Kohlepreis für die Preisbindung herangezogen wird.

2.2.6 Nationale Importgesellschaften

In vielen EU-Ländern entstand jeweils eine große Erdgasgesellschaft, die als Spieler auf dem Import- und Exportmarkt aktiv war.⁷⁰ Diese Unternehmen verfügten oft über ein gesetzliches Importmonopol, waren zum Großteil im Eigentum des Staates und fungierten in der Regel als Vertragspartner in den langfristigen Bezugsverträgen. Durch die Bündelung der Nachfrage verbesserte sich die Verhandlungsposition gegenüber den wenigen großen Produzenten. Unterschiede in den verschiedenen nationalen Erdgasmärkten bestanden vor allem im Grad der vertikalen Integration und der staatlichen Beteiligung. In Deutschland existierte bspw. ein relativ niedriger Grad der vertikalen Integration. Neben dem dominierenden privaten Erdgasversorger Ruhrgas gab es eine Vielzahl von Ferngasgesellschaften und regionalen Verteilern, die das Bindeglied zu den meisten Endkunden darstellten. In Frankreich wurde alles vom Import über den Transport bis zur Verteilung von der Gaz de France abgewickelt. Im Fall einer relativ niedrigen vertikalen Konzentration erzielen die verschiedenen Transportsegmente der Wertschöpfungskette Renten, indem sie die Abhängigkeit der nachgelagerten oder vorgeschalteten Elemente der Wertschöpfungskette ausnutzen. Die Endkundenpreise können deshalb deutlich von den Produzentenpreisen abweichen.⁷¹ Ein vertikal integriertes Erdgasunternehmen wie die Gaz De France ist zwar mit den Effizienzproblemen eines Monopolisten belastet, kann aber die Renten auf der nationalen Transportebene einsparen.

2.2.7 Spielregeln des Marktes

Die langfristigen Bezugsverträge und die Existenz der großen europäischen Importgesellschaften, die nur einer begrenzten Zahl von Produzentenländern gegenüberstanden, haben lange Zeit den Wettbewerb auf dem europäischen

⁷⁰ Zu diesen Unternehmen zählten bspw. Ruhrgas in Deutschland, Gaz de France in Frankreich, SNAM in Italien, Enagas in Spanien, Gasunie in den Niederlanden und Distrigaz in Belgien.

⁷¹ Der Spielraum für die Rentenverteilung wird in dieser Konstruktion durch die Wettbewerbsfähigkeit von Erdgas zu den anderen Energieträgern in den unterschiedlichen Verwendungen bestimmt.

Erdgasmarkt verhindert. Die Importgesellschaften verfügten über Marktmacht nach innen und nach außen, weil sie für die Produzenten der einzige Absatzkanal und für die inländischen Gasunternehmen der einzige Bezugsweg waren. Auch die Produzenten verfügten über Marktmacht gegenüber der Nachfrageseite, weil sich die Produktion in jedem Land auf wenige oft staatliche Unternehmen beschränkte.

Im Rahmen der Umsetzung des europäischen Binnenmarktes haben sich grundlegende Änderungen für den Handel mit Erdgas ergeben. Durch die Richtlinie 2003/55/EC des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 soll ein gemeinsamer Markt für Erdgas herbeigeführt werden.⁷² Die angestrebten Wirkungen der Richtlinie sind Effizienzsteigerungen, Preissenkungen, eine höhere Dienstleistungsqualität und insgesamt eine größere Wettbewerbsfähigkeit. Zu den Kernelementen der Richtlinie für den Erdgashandel gehört der Netzzugang für Dritte (Third-Party-Access), das Unbundling und die Einrichtung einer Regulierungsbehörde in den Mitgliedsstaaten der EU.

Als Grundvoraussetzung für die Schaffung von Wettbewerb sieht die EU-Richtlinie einen diskriminierungsfreien Marktzugang für potentielle Anbieter und Nachfrager vor. Bis zum 1. Juli 2004 sollten alle Nicht-Haushaltskunden und spätestens bis zum 7. Juli 2007 auch alle Haushaltskunden ihren Anbieter frei wählen dürfen. Dieser Schritt impliziert die Auflösung früherer Gebietsmonopole und den freien Zugang zu den Netzkapazitäten. Während in der alten Marktordnung eine Pipeline in der Regel nur durch dessen Betreiber genutzt wurde, darf diese nun durch den Third-Party-Access auch von anderen Anbietern für eine Kundenbelieferung genutzt werden. In diesem Zusammenhang besteht die Gefahr, dass durch zu hoch kalkulierte Durchleitungsentgelte eine Diskriminierung der anderen Anbieter erfolgt. Um die Anreizstruktur anzupassen und die Kalkulation der Durchleitungsentgelte transparenter zu gestalten, sieht das sogenannte Unbundling eine Entflechtung vormals vertikal integrierter Erdgasversorgungsunternehmen vor, so dass sich das Erdgasnetz als eigenständiges Segment der Wertschöpfungskette etabliert. Durch das Unbundling erfolgt keine Neuordnung der Eigentumsrechte. Das Erdgasnetz wird

⁷² Siehe EU (2003a).

entweder als rechtlich eigenständiges Unternehmen ausgegliedert (Rechtliches Unbundling) oder es ist eine funktionale, rechnerische Trennung im Unternehmen durchzuführen. Um die Gestaltung der Tarife zu überwachen, einen wirksamen Wettbewerb zu gewährleisten und die sonstigen Ziele der Richtlinie umzusetzen, wird in jedem Mitgliedsstaat eine Regulierungsbehörde eingerichtet.

Die EU-Richtlinie führt zwangsläufig zu einer Neuverteilung der ökonomischen Renten im Erdgasmarkt. Die Renten der Netzbetreiber im Downstreambereich bestimmen sich in der neuen Marktordnung nicht mehr länger durch ihre dominante Position in der Wertschöpfungskette und den Wert des Erdgases für den Endkunden, sondern je nach Regulierungsansatz durch deren Kostenkomponenten und zugestandene Gewinnaufschläge. Die frei werdenden ökonomischen Renten werden entweder in Form von Preissenkungen bei den Endkunden spürbar oder werden von den Produzenten abgeschöpft.

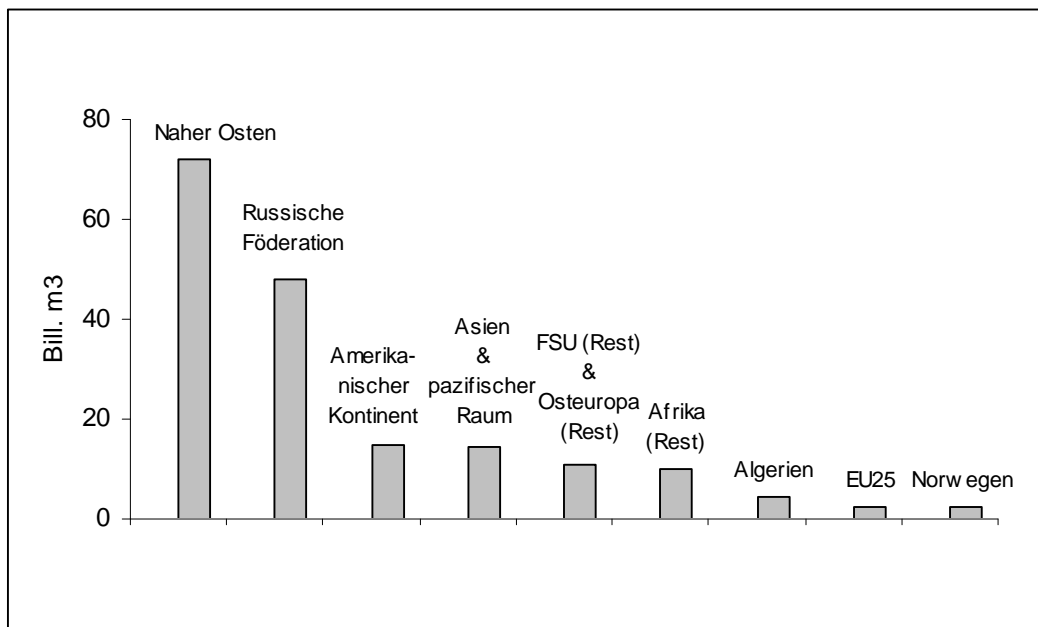
Durch den Third-Party-Access verlieren die Netzbetreiber und die Gasimportgesellschaften ihre Marktmacht im System. Dieser Umstand verstärkt die Verhandlungsposition der Produzentenländer. Sie können sich eigene Vertriebswege in den europäischen Erdgasmarkt schaffen und sind nicht mehr auf die Importgesellschaften angewiesen. Allerdings verfügen die Importgesellschaften über eine bestehende und gut funktionierende Vertriebsstruktur. Die Schaffung einer neuen Vertriebsstruktur wäre für die Produzentenländer mit hohen Kosten verbunden.

Es ist jedoch fraglich, ob sich der Wettbewerb im Gesamtsystem durch den freien Netzzugang und das Unbundling tatsächlich erhöht. Nun konkurrieren verschiedene Anbieter um die gleichen Endkunden. Allerdings vergrößert sich nicht die Anzahl der Bezugsquellen und in den meisten europäischen Ländern herrscht keine nennenswerte Eigenproduktion, die ein zusätzliches Angebot generieren könnte. Weiterhin ist der Großteil der europäischen Erdgasimporte per Pipeline und auch im LNG-Bereich durch langfristige Bezugsverträge gebunden. Die Überschussmengen sind relativ gering. Dies bedeutet zum einen, dass die Öl-Preisbindung auf absehbare Zeit noch Bestand haben wird, und zum anderen, dass nur wenig Potential für einen europäischen Spotmarkt besteht.

2.2.8 Reservenverteilung und Produktion

Der Großteil der weltweit nachgewiesenen Erdgasreserven befand sich Ende des Jahres 2005 im Nahen Osten (72,1 Bill. m³; 40,2%) und in den Ländern der ehemaligen Sowjetunion.⁷³ Innerhalb der osteuropäischen Länder verfügt die Russische Föderation mit 47,8 Bill. m³ und einem Gesamtreservenanteil von 26,6% über die größten Erdgasvorkommen. In Asien und dem pazifischen Raum existieren Reserven in Höhe von ca. 14,5 Bill. m³ (8,1%). Die Erdgasreserven auf dem amerikanischen Kontinent weisen eine in etwa vergleichbare Größenordnung auf (14,8 Bill. m³; 8,3%). Zu den Anbietern im erweiterten europäischen Einzugsgebiet zählen neben den Ländern der ehemaligen Sowjetunion vor allem Norwegen (2,4 Bill. m³; 1,3%) und Algerien (4,6 Bill. m³; 2,6%). Der Großteil der weltweit verfügbaren Erdgasreserven liegt also in unmittelbarer Nähe des erweiterten europäischen Erdgasmarktes. Auf dem Gebiet der EU25 befinden sich Erdgasreserven in Höhe von nur 2,6 Bill. m³ (1,4%).

Abbildung 2.5: Geografische Verteilung der Erdgasreserven am Ende des Jahres 2005



Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus BP (2006).

⁷³ Berechnet mit Daten aus BP (2006). Hinweis: 1 Bill. m³ = 10¹² m³.

Tabelle 2.5 zeigt die Produktions- und Reservendaten der wichtigsten Anbieter im erweiterten europäischen Erdgasmarkt. Aufgrund der zeitlichen Abgrenzung des Marktes werden nur die Länder aufgeführt, die mittelfristig Erdgaslieferungen mit Hilfe von Pipelines durchführen können. Die Auflistung erfolgt absteigend, geordnet nach der Höhe der Reserven. Es wird deutlich, dass Russland der dominierende Spieler auf dem europäischen Erdgasmarkt ist. Zusätzlich ist absehbar, dass die Bedeutung von Russland für die europäische Erdgasversorgung im Zeitablauf vermutlich weiter zunimmt. Großbritannien ist im Jahr 2005 bereits zum Nettonachfrager geworden und die Reserven sowohl in Norwegen als auch in den Niederlanden neigen sich mittelfristig dem Ende zu. Langfristig könnte dieser Ausfall der Eigenproduktion durch einen Import aus den zentralasiatischen Republiken aufgefangen werden. Hierfür müsste jedoch die notwendige Infrastruktur erst entwickelt werden.

Tabelle 2.5: Die wichtigsten Produzenten im erweiterten europäischen Erdgasmarkt im Jahr 2005

Länder	Reserven (R)	Produktion (P)	R/P	Konsum (K)	K/P
Russische Föderation	47,82 Bill. m ³	598,0 Mrd. m ³	80,0	405,1 Mrd. m ³	0,68
Iran	26,74 Bill. m ³	87,0 Mrd. m ³	307,4	88,5 Mrd. m ³	1,02
Algerien	4,58 Bill. m ³	87,8 Mrd. m ³	52,2	24,1 Mrd. m ³	0,27
Turkmenistan	2,90 Bill. m ³	58,8 Mrd. m ³	49,3	16,6 Mrd. m ³	0,28
Norwegen	2,41 Bill. m ³	85,0 Mrd. m ³	28,3	4,5 Mrd. m ³	0,05
Kazakhstan	3,00 Bill. m ³	23,5 Mrd. m ³	127,7	17,8 Mrd. m ³	0,76
Uzbekistan	1,85 Bill. m ³	55,7 Mrd. m ³	33,2	44,0 Mrd. m ³	0,79
Niederlande	1,41 Bill. m ³	62,9 Mrd. m ³	22,3	39,5 Mrd. m ³	0,63
Azerbaidjan	1,37 Bill. m ³	5,3 Mrd. m ³	258,5	8,8 Mrd. m ³	1,66
Ukraine	1,11 Bill. m ³	18,8 Mrd. m ³	58,8	72,9 Mrd. m ³	3,88
Großbritannien	0,53 Bill. m ³	88,0 Mrd. m ³	6,0	94,6 Mrd. m ³	1,08

Quelle: Daten aus BP (2006).

2.3 Energiewirtschaft und Klimaschutzpolitik in Russland

Das Primärenergieträgerangebot betrug in Russland im Jahr 2003 ca. 640 Megatonnen Öl-Äq. Der größte Anteil (53,5 %) bestand mit 343 Megatonnen Öl-Äq. aus Erdgas, gefolgt von Ölprodukten (132 Megatonnen Öl-Äq.; 20,6 %) und Kohle (343 Megatonnen Öl-Äq.; 16,8 %). Die Nuklear- und Hydroenergie machten nur einen relativ geringen Teil des gesamten Primärenergieträgerangebotes aus. Die erneuerbaren Energien spielten eine vernachlässigbare Rolle.⁷⁴

Russland ist ein sehr rohstoffreiches Land, das seinen Primärenergieträgerbedarf vollständig aus den eigenen Reserven decken kann. Tabelle 2.6 beinhaltet wesentliche Kennzahlen zu den russischen Erdgas-, Erdöl- und Kohlereserven. Der Großteil der Rohstoffvorkommen befindet sich in Westsibirien und muss auch im Inland über weite Strecken zu den Konsumzentren transportiert werden.

Tabelle 2.6: Rahmendaten russischer Primärenergieträger im Jahr 2005

	Reserven	Produktion	Konsum	R/P
Erdgas	47,8 Bill. m ³	598,0 Mrd. m ³	405,1 Mrd. m ³	80,0 J.
Erdöl	74,4 Mrd. bar.	3,5 Mill. bar.	1,0 Mill. bar.	21,3 J.
Kohle	157,0 Mrd. T.	298 Mill. T.	242,8 Mill. T.	> 500 J.

Quelle: Basiert auf BP (2006).

In Russland wurden im Jahr 2003 ca. 916 TWh Strom produziert. Der Großteil der russischen Stromerzeugung basierte auf Erdgas (407 TWh; 44,4 %) und Kohle (172 TWh; 18,8 %) sowie auf der Hydroenergie (157 TWh; 17,2 %). Die Nuklearenergie (150 TWh; 16,4 %) nahm ebenfalls einen nennenswerten Anteil an der Stromerzeugung ein. Öl (27 TWh; 3,0 %) und die erneuerbaren Energien (2 TWh; 0,2 %) waren von untergeordneter Bedeutung für die Stromerzeugung.

Der Großteil der russischen Energiewirtschaft wird direkt oder indirekt durch die russische Regierung kontrolliert. Der russische Staatshaushalt und das

⁷⁴ Daten aus der IEA-Onlinedatenbank, Stand 28.06.2006.

Wachstum der Volkswirtschaft sind in hohem Maße von der Energiewirtschaft abhängig. Der russische Öl- und Erdgassektor erwirtschaftet ca. ein Viertel des BIP. Ca. 37 % des russischen Staatshaushaltes sind im Jahr 2003 durch Einnahmen im Öl- und Gassektor entstanden.⁷⁵

Russland ist mit einem Weltanteil von 11,9 % der zweitgrößte Produzent von Erdöl nach der USA. Seit den 90´er Jahren teilen sich mehrere große vertikal integrierte Erdölunternehmen teilweise mit Unterstützung ausländischer Investitionen den Markt untereinander auf. Der Großteil des produzierten Erdöls ist entweder direkt oder indirekt für den Export vorgesehen. Fast die Hälfte der Ölproduktion wird direkt in Form von Rohöl ins Ausland geliefert. Die andere Hälfte wird zu Ölprodukten weiterverarbeitet und ca. zu einem Drittel exportiert (hierbei handelt es sich vor allem um leichtes und schweres Heizöl).⁷⁶

Der Export des Rohöls erfolgt zu großen Teilen über ein Pipelinesystem, das als staatliches Monopol betrieben wird. Die verbleibenden Mengen werden per Schiff oder Bahn zu höheren Kosten transportiert. Der Großteil der Ölexporte (ca. 75 %) geht in die Länder der Europäischen Union.

Der russische Erdgasmarkt wird von dem vertikal integrierten Erdgasversorgungsunternehmen Gazprom dominiert, das sich mehrheitlich in den Händen des Staates befindet. Es hat im Jahr 2003 87,6 % der russischen Erdgasproduktion erbracht und hält ca. 55,1 % der Erdgasreserven. 28,2 % der Erdgasreserven entfallen auf unabhängige Erdgasproduzenten, 16,7 % können noch keinem Eigentümer zugeordnet werden.⁷⁷ Die Gazprom besitzt das russische Transportpipelinennetz, kontrolliert die russischen Erdgasexporte und große Teile der russischen Verteilungsnetze. 24 % der europäischen Erdgasnachfrage wurde im Jahr 2004 durch die Gazprom gedeckt. Der Anteil an den externen Erdgasimporten der EU25-Länder betrug 45 %.⁷⁸

Ca. drei Viertel der russischen Erdgasreserven und -produktion kommen aus Westsibirien. Der Großteil wird durch die großen Felder Medvezhye, Yamburg,

⁷⁵ Vgl. Worldbank (2005) S. 8.

⁷⁶ Berechnungen auf Grundlage der Daten des Jahres 2002 aus der IEA-Onlinedatenbank, Stand 28.06.2006.

⁷⁷ Siehe Ahrend und Tomson (2004), S. 5.

⁷⁸ Siehe Lund Sagen und Tsygankova (2006), S. 5.

Urengoy sowie Zapolyaroye, das im Jahr 2001 den Betrieb aufgenommen hat, generiert. Im Jahr 2008 wird der akkumulierte Rückgang der Erdgasproduktion aus den drei Feldern Medvezhye, Yamburg, Urengoy zum ersten Mal höher sein als die derzeitige Peak-Produktion von Zapolyaroye. Das wirft die Frage auf, wie wegfallende Produktionskapazitäten langfristig ersetzt werden können. Die russische Energiestrategie nimmt für das Jahr 2010 ein Produktionsniveau von 635 bis 665 Mrd. m³ und für 2020 ein Produktionsniveau von 680 bis 730 Mrd. m³ an. Der Anteil der unabhängigen Erdgasproduzenten an der russischen Erdgasproduktion soll von 15 % im Jahr 2005 auf 20 % im Jahr 2020 ansteigen.⁷⁹ Die Produktionsrückgänge können mit Hilfe der Erschließung kleinerer Felder in der Nähe der großen Felder und weiter entlegener Felder unter erschwerten geologischen Bedingungen und zu höheren Kosten aufgefangen werden.⁸⁰ Problematisch ist allerdings die Finanzierung des dafür notwendigen Zubaus der Produktions- und Transportinfrastruktur. Aufgrund geringen Wettbewerbs, fehlender Transparenz und unsicherer Eigentumsrechte bestehen wenig Anreize für inländische oder ausländische Investoren, Erdgasreserven im Rahmen eigener Projekte zu erschließen.

Die regulierten russischen Erdgaspreise im Inland liegen weit unter den langfristigen Durchschnittskosten der Erdgasproduktion und bieten daher wenig Anreize für die Erschließung neuer Erdgasreserven. Weiterhin besteht ein großes Problem in der mangelnden Zahlungsmoral der inländischen Gaskonsumenten. Die russischen Erdgasexportpreise nach Europa sind ungefähr sechs mal höher als die Inlandspreise und ermöglichen daher dennoch den gewinnorientierten Betrieb der Gazprom. Die Inlandspreise der unabhängigen Gasproduzenten werden zwar offiziell nicht reguliert, stehen aber im Wettbewerb mit den quersubventionierten regulierten Preisen der Gazprom, weshalb die unabhängigen Gasproduzenten eher ein Nischendasein auf dem russischen Erdgasmarkt

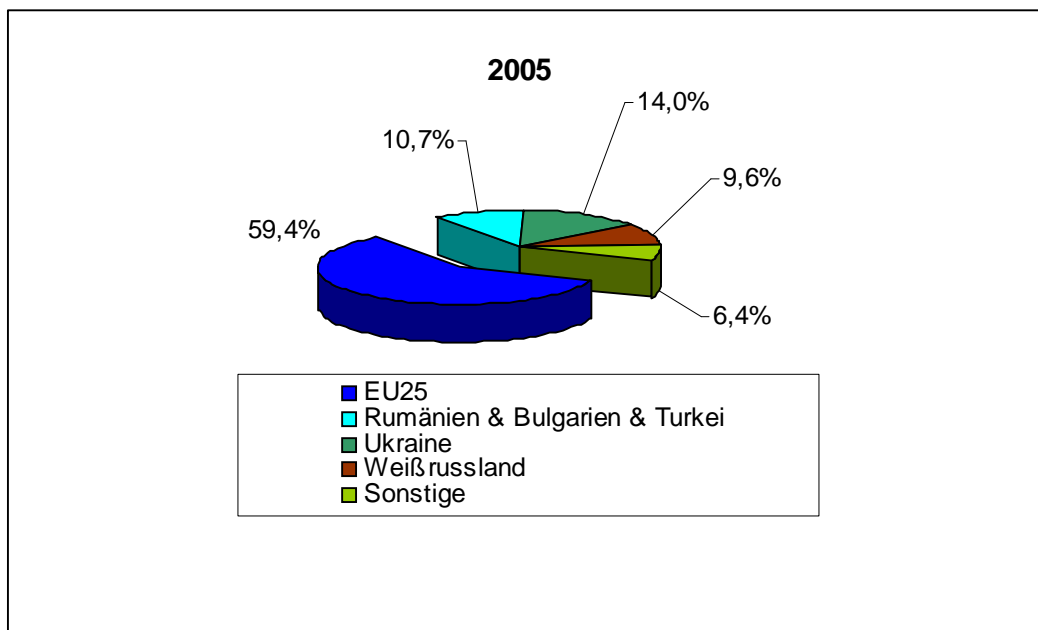
⁷⁹ Vgl. IEA (2006), S. 25 ff.

⁸⁰ Um den wachsenden Erdgasbedarf aufzufangen, wäre unter anderem ein Anstieg der Importe aus den anderen Ländern der ehemaligen Sowjetunion denkbar. Diskutiert wird auch eine stärkere Umschichtung der russischen Stromerzeugung in Form einer stärkeren Substitution von Erdgas durch Kohle und Kernenergie, was den nationalen Erdgasbedarf verringern und zusätzliche Erdgasmengen für den gewinnbringenden Export freisetzen würde. Vgl. FAZ (2007), S.2.

führen.⁸¹

68,5 % der russischen Erdgasproduktion in Höhe von 608,2 Mrd. m³ wurde im Jahr 2003 in der russischen Volkswirtschaft verbraucht, wobei 58,0 % (241,4 Mrd. m³) zur Produktion von Strom eingesetzt wurden. Der Hauptanteil der Erdgasexporte in Höhe von 186,1 Mrd. m³ entfiel auf die EU25-Länder. Abbildung 2.6 zeigt die regionale Verteilung der pipelinebasierten russischen Erdgasexporte im Jahr 2003. Unter den Ländern der ehemaligen Sowjetunion zählen die Ukraine (26,4 Mrd. m³) und Weißrussland (18,1 Mrd. m³) zu den größten Abnehmern russischen Erdgases.

Abbildung 2.6: Regionale Verteilung der pipelinebasierten russischen Erdgasexporte im Jahr 2003



Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus IEA (2005).

Die russische Volkswirtschaft zeichnet sich durch eine sehr niedrige Energieeffizienz aus. Die niedrige Energieeffizienz ist vorwiegend auf staatlich festgelegte, sozialpolitisch motivierte Energiepreise zurückzuführen, die nur sehr wenig Anreize für eine Energieeinsparung setzen. Im Jahr 2003 betrug der Energieeinsatz 2,1 Tonnen Öl-Äq. pro Einheit des BIP in 1000 US-\$ des Jahres

⁸¹ Siehe Lund Sagen und Tsygankova (2006), S. 5. Die Gewinnmöglichkeiten der unabhängigen Erdgasproduzenten werden zusätzlich verschlechtert, weil die Gazprom das Transportnetz besitzt und auch die Erdgasexporte kontrolliert.

2000 (Vergleich EU15-Durchschnitt : 0,2 tÖl-Äq.). Die niedrige Energieeffizienz führt zu einer sehr hohen CO₂-Intensität von 4,98 kg CO₂ pro Einheit des BIP in 1000 US-\$ des Jahres 2000 (Vergleich EU15-Durchschnitt : 0,40 kg CO₂).⁸² Volkswirtschaftliches Wachstum ist in Russland daher mit relativ hohen Treibhausgasemissionssteigerungen verbunden. Nach der Finanzkrise im Jahr 1998 und der damit verbundenen Abwertung des Rubels ist die russische Volkswirtschaft im Zeitraum von 1999 bis 2004 real um durchschnittlich 6,8 % pro Jahr gewachsen.⁸³ Auch für die kommenden Jahre werden sehr hohe Wachstumsraten erwartet. Das Wachstum ist vor allem auf gestiegene Exporte von Rohöl, Ölprodukten und Erdgas, die einen Großteil des BIP ausmachen, sowie auf ein hohes Ölpreisniveau zurückzuführen.

Am 18. November 2004 hat Russland das Kyoto-Protokoll ratifiziert. Aufgrund der komfortablen Ausstattung mit AAUs sind von Seiten der russischen Regierung noch keine umfangreichen nationalen Vermeidungsanstrengungen umgesetzt worden. In Abhängigkeit vom volkswirtschaftlichen Wachstum wird auf einer jährlichen Basis von einem Überschuss an russischen AAUs in Höhe von 330 bis 800 Mill. tCO₂-Äq. im Jahr 2010 ausgegangen.⁸⁴ Als Alternative für den Verkauf der AAUs im Rahmen des ET wird ein Verkauf über sogenannte GIS (Green Investment Schemes) erwogen.⁸⁵

2.4 Zusammenfassung

In diesem Kapitel wurden die Grundlagen der interdependenten Strategien in den Bereichen Klimaschutz, Erdgaswirtschaft, russische Energiewirtschaft und Klimaschutzpolitik vorgestellt. Eine besondere Bedeutung kam der Erläuterung des europäischen Erdgas- und des internationalen Klimaschutzzertifikatemarktes zu, weil diese im Zentrum der interdependenten Strategien stehen.

⁸² Indikatoren aus der IEA-Onlinedatenbank, Stand 28.06.2006.

⁸³ Berechnung mit Daten aus IMF (2005).

⁸⁴ Siehe hierzu IEA (2006).

⁸⁵ Im Rahmen eines GIS werden die Erlöse aus dem Zertifikateverkauf an einen bestimmten Zweck gebunden, der in der Durchführung eines Emissionsreduktionsprojektes oder anderen klimaschutzbezogenen Maßnahmen bestehen kann. Eine ausführliche Analyse der GIS findet sich bei Tangen u. a. (2002).

Zuerst wurde die Klimaschutzproblematik erläutert.

Mit dem Anstieg der menschlich verursachten Treibhausgasemissionen geht langfristig mit großer Wahrscheinlichkeit ein Anstieg der Durchschnittstemperaturen auf der Erde einher. CO₂ nimmt den größten Anteil an den menschlich verursachten Treibhausgasen ein. Es entsteht vor allem bei der Verbrennung von Kohle, Öl und Erdgas zur Gewinnung von Nutzenergie, wobei Erdgas den geringsten Emissionsfaktor unter den fossilen Energieträgern aufweist. Eine wirksame Klimaschutzstrategie impliziert daher langfristig die Entwicklung von CO₂-freien Energiesystemen und mittelfristig eine Steigerung der Energieeffizienz und Substitutionsstrategien von Kohle und Öl durch Erdgas.

Bindende Emissionsziele zur Bekämpfung des Klimawandels sind unmittelbar mit volkswirtschaftlichen Kosten verbunden, weil sie eine Umstrukturierung der volkswirtschaftlichen Produktionsprozesse notwendig machen (Einsatz kohlenstoffärmerer und teurerer Energieträger/Technologien und Investitionen in Vermeidungstechnologien) und begünstigen daher den Einsatz von Erdgas. Die Besonderheiten des Klimaproblems erschweren die Umsetzung eines internationalen Klimaschutzabkommens. Der Zertifikatehandel ermöglicht unter bestimmten Voraussetzungen eine kostenminimale Erfüllung von Klimaschutzzielen.

Vor diesem Hintergrund wurden die relevanten Züge des Kyoto-Protokolls vorgestellt, das für die Annex-B-Länder feste Emissionsziele vorgibt. Diese werden in Form der sogenannten AAUs verbrieft und können mit Hilfe des ET (Art. 17 KP) auf einem internationalen Markt für Klimazertifikate, dessen erste Handelsperiode zwischen 2008 und 2012 liegt, gehandelt werden. Der Handel erstreckt sich auch auf sogenannte ERUs, die im Rahmen des JI-Mechanismus über Art. 6 des Kyoto-Protokolls durch projektbasierte Vermeidungsmaßnahmen zwischen Annex-B-Ländern generiert werden, sowie auf CERs, die über den CDM-Mechanismus nach Art. 12 des Kyoto Protokolls durch projektbasierte Vermeidungsmaßnahmen in Entwicklungsländern entstehen. Ebenfalls gehandelt werden RMUs, die auf den Regelungen zum LULUCF basieren. Mit Hilfe der Verpflichtungslücke wurde gezeigt, dass Russland in der ersten Kyoto-Periode, gefolgt von der Ukraine, der mit Abstand größte potentielle Anbieter

von Kyoto-Klimaschutzzertifikaten ist, während auf der Nachfrageseite insbesondere die EU15-Länder sowie Japan und Kanada zu den größten Nachfragern zählen.

Neben dem Kyoto-Klimaschutzzertifikatemarkt existiert seit dem 1. Januar 2005 der europäische unternehmensbasierte Klimaschutzzertifikatehandel, der auf einer eigenen Zertifikateform, den EUAs, basiert und sich auf weite Teile der energieintensiven Industrie und auf die Energiewirtschaft erstreckt. Die erste Handelsperiode umfasst die Jahre 2005 bis 2007, während die zweite Handelsperiode von 2008 bis 2012 mit der ersten Handelsperiode des Kyoto-Protokolls zeitlich übereinstimmt. Direkte Anknüpfungspunkte zum Kyoto-Zertifikatehandel existieren über die Möglichkeit der Unternehmen, sich ERUs oder CERs aus dem Kyoto-System zu beschaffen und gegen europäische Klimaschutzzertifikate einzutauschen.

Nach den Grundlagen der Klimaschutzpolitik wurden relevante Aspekte des europäischen Erdgasmarktes erläutert.

Erdgas ist aus Sicht der Verbraucher ein hochwertiger Energieträger, weil sich sein Einsatz in Verbrennungsprozessen gut steuern lässt und die Treibhausgasemissionen im Vergleich zu anderen fossilen Energieträgern relativ gering sind. Allerdings führen die hohen Kosten des Pipelinetransportes und der geringe Umfang des LNG-Handels zu regional segmentierten Erdgasmärkten. Auch Europa bildet einen solchen regionalen Erdgasmarkt. Es wurde veranschaulicht, dass die Länder der Europäischen Union ein Nachfragezentrum in diesem Markt bilden und nur über einen geringen Umfang an Eigenproduktion verfügen. Das Angebot wird vor allem von den drei großen Anbietern Russland, Norwegen und Algerien gestellt, die in einem Anbieterwettbewerb zueinander stehen. Russland hat die mit deutlichem Abstand höchsten Reserven und ist der größte Erdgaslieferant der EU. Kurzfristig ist ein Großteil der Erdgas Mengen, die in die Europäische Union geliefert werden, durch langfristige Bezugsverträge gebunden, die eine Preisbildung mit Hilfe der Erdgassubstitute vorsehen. Der Wegfall des Importmonopols der nationalen Importgesellschaften im Zuge der Liberalisierung des Erdgasmarktes vergrößert die Marktmacht der Produzentenländer. Durch die wachsende Erdgasnachfrage aufgrund klima-

schutzpolitischer Erwägungen und der Entstehung und Verbreitung der GuD-Technologie stellt sich aus Sicht der EU die Frage der Versorgungssicherheit auf dem Erdgasmarkt.

Im letzten Abschnitt des Grundlagenkapitels wurde auf die energiewirtschaftliche Situation Russlands und den Fortschritt bei der Umsetzung des Kyoto-Protokolls eingegangen.

Angesichts der umfangreichen Kohle-, Öl- und Erdgasreserven ist Russland energiewirtschaftlich unabhängig und hat sich als Exporteur von fossilen Energieträgern, insb. Erdgas und Erdöl, etabliert. Sowohl der russische Staatshaushalt als auch das volkswirtschaftliche Wachstum sind derzeit eng mit dem wirtschaftlichen Erfolg des Erdgas- und Erdölsektors verbunden. Der Großteil der russischen Energieversorgung basiert auf Erdgas. Es gibt Überlegungen, den Anteil von Erdgas am Primärenergieträgermix zu reduzieren und bspw. durch Kohle zu ersetzen, um Teile der Erdgasproduktion für den lukrativen Export freizusetzen.

Der russische Erdgasmarkt wird von dem staatlich kontrollierten Aktienunternehmen Gazprom dominiert, das mit Abstand den höchsten Marktanteil hat, über die größten Erdgasreserven verfügt, das Transportnetz besitzt und sämtliche Erdgasexporte abwickelt. Die unabhängigen Gasanbieter spielen auf dem russischen Erdgasmarkt nur eine untergeordnete Rolle. Aufgrund des staatlichen Einflusses auf den Erdgassektor kann davon ausgegangen werden, dass der Staat auf unabsehbare Zeit die russischen Erdgasexporte kontrollieren wird. Offen ist die Frage, wie der Rückgang der Erdgasproduktion aus den großen Feldern langfristig aufgefangen werden kann. Aufgrund regulierter Inlandspreise der Gazprom, die unterhalb der langfristigen Grenzkosten liegen, und einer geringen Zahlungsmoral der Endkunden bestehen wenig Anreize für die Erschließung von Produktionsstätten und den Ausbau der Infrastruktur. Die Exportpreise sind sechs mal höher als die Inlandspreise, was der Gazprom eine Quersubventionierung der Inlandsaktivitäten erlaubt. Der Großteil der russischen Erdgasexporte geht in die Europäische Union, wobei der Großteil der Produktion in Russland konsumiert wird.

Die russische Volkswirtschaft zeichnet sich durch eine geringe Energieeffizienz aus, weshalb bei volkswirtschaftlichem Wachstum mittelfristig von einem deutlichen Anstieg der Treibhausgasemissionen ausgegangen werden kann. Aufgrund der komfortablen Ausstattung mit Kyoto-Klimaschutzzertifikaten sind bis jetzt keine ernsthaften Vermeidungsanstrengungen seitens der russischen Regierung erfolgt.

Im Rahmen dieses Grundlagenkapitels wurde gezeigt, dass Russland der wichtigste Erdgaslieferant der Europäischen Union und der größte potentielle Anbieter von Kyoto-Klimaschutzzertifikaten ist. Daher kann auf beiden Märkten die Möglichkeit der Preisbeeinflussung durch Russland angenommen werden. Das Kyoto-Protokoll weist die Klimaschutzzertifikate den Ländern zu, deshalb kann die russische Regierung über das Angebot an Klimaschutzzertifikaten bestimmen. Auch auf dem europäischen Erdgasmarkt können die russischen Erdgasexportmengen aufgrund des staatlichen Einflusses gesteuert werden. Im Folgenden ist zu klären, wie diese Beeinflussungsmöglichkeiten im Rahmen der interdependenten Strategien auf dem Erdgas- und Klimaschutzzertifikatemarkt genutzt werden können.

Kapitel 3

Funktionsweise

interdependenter Strategien

Nachdem im Kapitel 2 die herausragende Rolle Russlands auf dem europäischen Erdgas- und dem Kyoto-Klimaschutzzertifikatemarkt beschrieben wurde, soll nun gezeigt werden, wie die hieraus erwachsenden Einflussmöglichkeiten im Rahmen der interdependenten Strategien genutzt werden können und von welchen Faktoren deren Erfolg aus der Sicht von Russland abhängt.

Zunächst wird der Grundgedanke der interdependenten Strategieoptionen mit Hilfe eines einfachen analytischen Modells veranschaulicht. Danach werden die Transmissionsmechanismen, über die die interdependenten Strategien ihre Wirkung entfalten, vorgestellt. Anschließend erfolgt eine Analyse ausgewählter Erfolgsfaktoren. Das Kapitel schließt mit einer Zusammenfassung.

3.1 Der Grundgedanke interdependenter Strategieoptionen Russlands

Im Folgenden soll der Grundgedanke der interdependenten Strategieoptionen verbal und mit Hilfe eines einfachen analytischen Modellrahmens, der nur die wesentlichen Aspekte aufgreift, veranschaulicht werden.

Im Rahmen des Kyoto-Protokolls verfügt Russland über eine hohe Anzahl

an nicht gebundenen Zertifikaten und ist der größte potentielle Anbieter auf dem internationalen Klimaschutzzertifikatemarkt.⁸⁶ Es kann daher angenommen werden, dass der Marktpreis für Klimaschutzzertifikate p_z für Russland keine Konstante darstellt, sondern in Abhängigkeit von der angebotenen Zertifikatenumenge x_z beeinflussbar ist. Tendenziell steigt der Zertifikatspreis c.p. mit sinkender Angebotsmenge und sinkt mit steigender Angebotsmenge. Mit einer sinkenden Angebotsmenge an kostengünstigen Klimaschutzzertifikaten werden die potentiellen Nachfrager vermehrt dazu gezwungen, auf teurere Vermeidungsoptionen zurückzugreifen, es stellt sich als Folge ein höherer gleichgewichtiger Zertifikatspreis ein. Umgekehrt führt eine Ausdehnung der Angebotsmenge zu einer Preissenkung.

$$p_z(x_z) \quad \text{mit} \quad \frac{\partial p_z}{\partial x_z} < 0 \quad (3.1)$$

Nach Burniaux (1999) besteht ein denkbares Motiv der Teilnehmer des Kyoto-Zertifikatehandels zur Ausübung von Marktmacht und der Manipulation des Zertifikatspreises in der Minimierung der Kosten (Cost-Minimising-Strategy) oder der Maximierung des Gewinns aus dem Zertifikatehandel (Profit-Maximising-Strategy). Da Russland zu den potentiellen Nettoanbietern von Kyoto-Klimaschutzzertifikaten zählt, stellt sich in diesem Zusammenhang eher die Frage einer optimalen Profit-Maximising-Strategy.⁸⁷ Dass ein Zurückhalten von Klimaschutzzertifikaten aus der Sicht von Russland vorteilhaft sein kann, zeigen unter anderem Böhringer (2002) und Bernstein u. a. (1999) mit Hilfe eines allgemeinen Gleichgewichtsmodells.

⁸⁶ Baron (2000) macht darauf aufmerksam, dass Marktmacht im Kyoto-Zertifikatehandel eng mit der Menge an AAUs verbunden ist, die ein Handelsteilnehmer kaufen oder verkaufen kann.

⁸⁷ Hahn (1984) zeigt erstmals in einem einfachen analytischen Modell, dass es bei Existenz eines Monopolisten oder Monopsonisten auf einem ansonsten wettbewerblichen Zertifikatemarkt für Firmen in Abhängigkeit von der Anfangsausstattung zu Ineffizienzen kommen kann, weil die Akteure jeweils eine Cost-Minimising- oder Profit-Maximising-Strategy verfolgen. Westskog (1996) überträgt die Analyse auf den Kyoto-Zertifikatehandel zwischen Staaten und zeigt, dass oligopolitische Marktstrukturen in Abhängigkeit von der Anfangsausstattung ebenfalls zu Ineffizienzen führen.

Über den Verkauf der Zertifikate können Devisenzuflüsse d_z generiert werden.

$$d_z(x_z) = p_z(x_z) \cdot x_z \quad (3.2)$$

Auf dem Klimaschutzzertifikatemarkt stellen die hohen Mengen an nicht gebundenen Zertifikaten und die kostengünstigen Vermeidungsoptionen eine kostenlose (Hot Air) oder kostengünstige (Joint Implementation) Möglichkeit für die Generierung von Devisenzuflüssen aus dem Verkauf von Klimaschutzzertifikaten des Kyoto-Protokolls dar.⁸⁸ Es wurde unterstellt, dass die für den Export benötigte Generierung der Zertifikate kostenlos erfolgt. Dies trifft in der Realität nur auf nicht gebundene AAUs, die mit Hilfe des ET angeboten werden, zu. Russland kann allerdings auch ERUs mit Hilfe des JI-Mechanismus anbieten, denen allerdings Vermeidungskosten gegenüberstehen, die in Abhängigkeit von der Projektfinanzierung auch von der russischen Volkswirtschaft zu tragen sind. Zusätzlich fallen Transaktionskosten durch die administrative Begleitung der Projekte an. Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass bei der Bewertung des Transfers von ERUs nicht nur direkte Devisenerlöse, sondern auch der Technologie- und Know-How-Transfer in die russische Volkswirtschaft eine Rolle spielen.⁸⁹ Werden nationale Vermeidungsmaßnahmen zur Freisetzung von AAUs oder zur Generierung von ERUs mit dem Ziel des Weiterverkaufs durchgeführt, ist zu berücksichtigen, dass die verbrauchten Vermeidungsoptionen im weiteren Verlauf des internationalen Klimaschutzprozesses nicht mehr für die eigene Verwendung zur Verfügung stehen.

Die nicht angebotenen Zertifikate a_z können in alternativen Verwendungsmöglichkeiten (Anrechnung für die eigenen Ziele in der ersten Kyoto-Periode, Verkauf oder Anrechnung in zukünftigen Kyoto-Perioden) genutzt werden, wobei

⁸⁸ Devisenerlöse aus dem Verkauf von Zertifikaten, die ohne echte Vermeidungsanstrengungen entstanden sind, werden in diesem Zusammenhang auch als Windfall-Profits bezeichnet.

⁸⁹ Moe und Tangen (2000) argumentieren, dass Russland den Verkauf von freien Zertifikaten möglicherweise begrenzt, um die Anreize für die Durchführung von JI-Projekten und den Technologietransfer nicht zu gefährden.

z_m das maximal mögliche Zertifikateangebot darstellt.⁹⁰

$$a_z(x_z) = z_m - x_z \quad (3.3)$$

Aufgrund der komfortablen Zertifikateausstattung ist der Nutzen in Bezug auf die Anrechnung in der ersten Kyoto-Periode sehr gering. Der Wert der Anrechnung oder des Verkaufs in zukünftigen Kyoto-Perioden hängt unter anderem von den russischen Emissionen in der Zukunft sowie den Zielvorgaben und Regelungen zukünftiger Verpflichtungsperioden ab, deren Ausgestaltung zu diesem Zeitpunkt allerdings noch nicht feststeht.

Aus russischer Sicht scheint bei einer partiellen Betrachtung des Marktes eine Angebotsstrategie sinnvoll zu sein, die auf die Maximierung des Nutzens der Zertifikateverwendung u_z in Form von Devisenerlösen und alternativen Verwendungsmöglichkeiten abstellt.

$$\max u_z(d_z, a_z) \quad (3.4)$$

Die Maximierung des Nutzens führt zu dem Ergebnis, dass die Grenznutzen der beiden Verwendungsmöglichkeiten, die sich aus der Wahl des Zertifikateangebots ergeben, gleich sein müssen.

$$\frac{\partial u_z}{\partial d_z} = \frac{\partial u_z}{\partial a_z} \quad (3.5)$$

Auch auf dem europäischen Erdgasmarkt ist Russland aufgrund seines hohen Marktanteils kein Mengenanpasser und verfügt über Preisbeeinflussungsmöglichkeiten, die bei der Optimierung der eigenen Angebotsentscheidungen genutzt werden können. Steigende Angebotsmengen (Exporte) x_g sind c. p. mit sinkenden Erdgaspreisen p_g und sinkende Angebotsmengen mit höheren Erdgas-

⁹⁰ In der Realität bestehen Möglichkeiten, das maximale Angebot durch nationale Vermeidungsmaßnahmen zu erhöhen (Freisetzung von gebundenen AAUs). In diesem Fall muss zusätzlich eine Abwägung des erzielbaren Zertifikatepreises und der entstehenden Vermeidungskosten erfolgen. Die modelltechnische Abbildung dieser Abwägung ist an dieser Stelle allerdings nicht zielführend für die Erläuterung der interdependenten Strategieoptionen. Auch in der Realität werden sich Angebotsstrategien Russlands eher auf bereits bestehende freie Zertifikate beziehen.

preisen verbunden.

$$p_g(x_g) \quad \text{mit} \quad \frac{\partial p_g}{\partial x_g} < 0 \quad (3.6)$$

Der finanzielle Gewinn der Erdgasexporte f_g setzt sich aus den Devisenerlösen d_g und den Produktionskosten k , die beim Erdgasexport entstehen, zusammen. Diese fallen insbesondere in den Bereichen Förderung, Transport, Exploration, Erschließung neuer Quellen und Aufbau der Infrastruktur an.

$$d_g(x_g) = p_g(x_g) \cdot x_g \quad (3.7)$$

$$f_g(x_g) = d_g(x_g) - k(x_g) \quad (3.8)$$

In der Realität können Devisenzuflüsse über direkte Exportgewinne, die Kontrolle der Erdgasexporte und den Zugang zum Erdgasnetz sowie durch die Vergabe von Lizenzen und die Erhebung von Steuern generiert werden.

Die Menge des Erdgases a_g , die für alternative Verwendungsmöglichkeiten im Inland zur Verfügung steht, wird durch die Höhe der Erdgasexporte in Abhängigkeit von der maximalen Erdgasproduktionsmenge g_m festgelegt.

$$a_g(x_g) = g_m - x_g \quad (3.9)$$

Der Nutzen der alternativen Verwendungsmöglichkeiten ergibt sich in erster Linie durch die Verwendung des Erdgases in der russischen Volkswirtschaft zur Bereitstellung benötigter Nutzenergieformen. Bei der Bewertung des Nutzens können neben kosten- und produktivitätsorientierten auch umwelt-, sozial- oder energiepolitische Aspekte (Versorgungssicherheit, Ressourcenpolitik) eine Rolle spielen.⁹¹ Die Erdgasexporte können auch als außenpolitisches Druckinstrument eingesetzt werden.

Wenn sich der Nutzen einer Angebotsstrategie auf dem Erdgasmarkt u_g aus dem finanziellen Gewinn f_g und der für alternative Verwendungsmöglichkeiten zur Verfügung stehenden Erdgasmenge zusammensetzt, ergibt sich analog zum

⁹¹ Die inländischen Gaspreise in Russland liegen unter den Durchschnittskosten der Gasproduktion, was die Vermutung nahe legt, dass die niedrigen Inlandspreise politisch motiviert sind. Tarr und Thomson (2004) beschäftigen sich mit der ökonomischen Vorteilhaftigkeit der Differenzierung zwischen den russischen Export- und Inlandspreisen.

Zertifikatemarkt das Nutzenmaximum dort, wo ein Ausgleich der Grenznutzen erfolgt.

$$\max u_g(f_g, a_g) \quad \text{führt zu} \quad \frac{\partial u_g}{\partial f_g} = \frac{\partial u_g}{\partial a_g} \quad (3.10)$$

Im Rahmen der beiden partiellen Optimierungsansätze wurde gezeigt, dass durch eine Abwägung von finanziellen Gewinnen und alternativen Verwendungsmöglichkeiten eine nutzenmaximale Angebotsmenge auf dem Erdgas- und Klimaschutzzertifikatemarkt für Russland ermittelt werden kann, die über inverse Nachfragefunktionen jeweils einen Erdgas- und Klimaschutzzertifikatspreis impliziert. Bei der partiellen Optimierung des Nutzens wurden allerdings die durch den Zertifikatspreis hervorgerufenen Rückkopplungseffekte zwischen den beiden Märkten nicht berücksichtigt. Die zentrale Fragestellung der interdependenten Strategieoptionen besteht in der simultanen Ermittlung der nutzenmaximalen Angebotsmengen auf dem Erdgas- und Klimaschutzzertifikatemarkt unter Einbezug der durch den Zertifikatspreis entstehenden Wechselwirkungen.⁹²

Unter Berücksichtigung der Interdependenzen verändern sich die inversen Nachfragefunktionen und das Optimierungskalkül im oben eingeführten Modell.

In den vom Zertifikatehandel betroffenen Bereichen verteuert sich der Einsatz fossiler Energieträger, weil die entstehenden Emissionen mit Zertifikaten hinterlegt werden müssen. Die Emissionsmenge steigt in der Regel proportional zur Menge des eingesetzten Energieträgers. Je nachdem, ob der Emittent die benötigten Zertifikate am Markt kaufen muss oder bereits über sie verfügt, entstehen ihm entweder pagatorische Kosten oder Opportunitätskosten. Die Höhe der Kosten hängt von der Menge der gebundenen Zertifikate und dem Zertifi-

⁹² Es gibt einige Untersuchungen, die sich mit der Frage imperfekter Produkt- und Zertifikatmärkte beschäftigen. Misiólek und Elder (1988) zeigen, dass für ein dominantes Unternehmen mit Wettbewerbsrand auf dem Produktmarkt möglicherweise ein Anreiz besteht, die Produktionskosten seiner Konkurrenten durch den Ankauf von Zertifikaten zu erhöhen, um sie aus dem Markt zu drängen oder Markteintritte neuer Unternehmen zu verhindern. von der Fehr (1993) zeigt, dass diese Strategien auch von oligopolistischen Unternehmen genutzt werden können. Im Fall der interdependenten Strategieoptionen wäre der Produktmarkt der Erdgasmarkt. Allerdings fallen die Kosten des Zertifikatehandels dort nicht auf der Ebene der Produzenten, sondern auf der Ebene der Konsumenten an und einzelne Produzenten können durch Manipulation des Zertifikatspreises keinen individuellen Vorteil erringen, weil alle Produzenten im gleichen Maße betroffen sind.

katepreis ab. Somit haben Veränderungen des Zertifikatepreises auch Auswirkungen auf die Erdgasnachfrage. Daher verändert sich in unserem Modell die inverse Nachfragefunktion auf dem Erdgasmarkt.

$$p_g(x_g) \text{ verändert sich zu } p_g(x_g, p_z(x_z)) \quad (3.11)$$

Ein steigender (sinkender) Zertifikatepreis führt allerdings nicht automatisch zu einer steigenden (sinkenden) Erdgasnachfrage. Erdgas konkurriert in vielen Nutzereignissen mit anderen fossilen Energieträgern, die einen höheren Emissionsfaktor aufweisen. Also sinken die relativen Einsatzkosten von Erdgas in diesen Anwendungen, was einen Nachfrageanstieg zur Folge haben kann.⁹³ Je nachdem, welcher Effekt überwiegt, gilt eine der folgenden Beziehungen:

$$\frac{\partial p_g}{\partial p_z} < 0, \quad \frac{\partial p_g}{\partial p_z} > 0 \quad (3.12)$$

Falls Zertifikatepreissteigerungen zu einem Anstieg der europäischen Erdgasnachfrage führen, könnte Russland durch eine Reduzierung des Zertifikateangebotes die Erdgasexporte steigern. Hagem und Maestad (2002) weisen bspw. darauf hin, dass hohe Zertifikatepreise eine Substitution von Kohle und Öl durch Erdgas herbeiführen können.

Wenn sich der Erdgaskonsum als Folge einer Angebotsstrategie auf dem Erdgasmarkt in den vom Klimaschutzzertifikatehandel betroffenen Ländern verändert, hat dies ebenfalls Auswirkungen auf die Nachfrage nach Klimaschutzzertifikaten und somit auf den Zertifikatepreis, weil sich die Menge der benötigten Zertifikate verändert.⁹⁴ Daher ändert sich auch die inverse Nachfragefunktion

⁹³ Insbesondere in der Elektrizitätserzeugung, wo Erdgas in der Mittlast mit der Steinkohle und in der Grundlast mit der Braunkohle konkurriert, ist ein größeres Nachfragewachstum möglich. In Bereichen, in denen Erdgas mit klimaschädlicheren fossilen Energieträgern konkurriert, können höhere Zertifikatepreise auch genutzt werden, um den entstehenden Klimaschutzkostenvorteil auf den Erdgaspreis aufzuschlagen, ohne einen Rückgang der Erdgasnachfrage auszulösen.

⁹⁴ Inwieweit eine Ausdehnung der Angebotsmengen der großen Gasanbieter auch zu einem Anstieg der CO₂-Emissionen führt, ist bspw. auch davon abhängig, in welchem Umfang in der Europäischen Union weiterhin auf die Nutzung der Kernenergie zurückgegriffen wird. Siehe Aune u. a. (2004).

auf dem Klimaschutzzertifikatemarkt.

$$p_z(x_z) \text{ verändert sich zu } p_z(x_z, p_g(x_g)) \quad (3.13)$$

Eine Steigerung (Absenkung) des Erdgasverbrauchs erhöht (senkt) jedoch nur dann die Nachfrage nach Klimaschutzzertifikaten, wenn die Verbrauchssteigerung nicht durch eine Substitution durch kohlenstoffhaltigere fossile Energieträger entstanden ist. Je nachdem, welcher Effekt überwiegt, gilt:

$$\frac{\partial p_z}{\partial x_g} < 0 \quad \text{oder} \quad \frac{\partial p_z}{\partial x_g} > 0 \quad (3.14)$$

Da sich der größte Teil der russischen Erdgasexporte auf den europäischen Erdgasmarkt konzentriert, soll diese Beziehung für den weiteren Verlauf der Untersuchung vernachlässigt werden, weil die durch die Veränderungen des europäischen Erdgaskonsums ausgelösten Nachfrageeffekte auf dem Kyoto-Klimaschutzzertifikatemarkt mit großer Wahrscheinlichkeit keine bedeutsamen Zertifikatepreisänderungen zur Folge haben werden.

Das folgende Maximierungskalkül umfaßt sowohl den Nutzen des Erdgasmarktes als auch den Nutzen des Klimaschutzzertifikatemarktes unter Berücksichtigung der angebotsinduzierten Zertifikatepreiswirkungen auf die europäische Erdgasnachfrage.

$$\max_{x_z, x_g} u = u_z(d_z(x_z), a_z(x_z)) + u_g(f_g(x_g, x_z), a_g(x_g, x_z)) \quad (3.15)$$

Der Nutzen auf dem Klimaschutzzertifikatemarkt wird in diesem Kalkül ausschließlich über das Angebot an Zertifikaten bestimmt, das die Verteilung der Zertifikate für den Verkauf in der ersten Kyoto-Periode und die alternativen Verwendungsmöglichkeiten festlegt. Eine identische Abwägung erfolgt auch für das Erdgasangebot, nur dass sich hier die Höhe des Zertifikatepreises über die inverse Nachfragefunktion auf den Preisbeeinflussungsspielraum für das russische Erdgasangebot auswirkt. Im Nutzenmaximum muß die Summe der Grenznutzen einer marginalen Änderung des Zertifikateangebotes auf dem Erdgas-

und Klimaschutzzertifikatemarkt dem Grenznutzen einer marginalen Änderung der Erdgasexporte auf dem Erdgasmarkt entsprechen.

$$\frac{\partial u_z}{\partial x_z} + \frac{\partial u_g}{\partial x_z} = \frac{\partial u_g}{\partial x_g} \quad (3.16)$$

Die nutzenmaximale Wahl des Erdgas- und Klimaschutzzertifikateangebotes impliziert im Rahmen dieses einfachen analytischen Modells gleichzeitig die Bestimmung eines nutzenmaximalen Erdgas- und Klimaschutzzertifikatepreises. Durch die simultane Optimierung der Angebotsentscheidungen auf den beiden Märkten lässt sich unter der Berücksichtigung der Marktinterdependenz ein höherer Nutzen als bei einer partiellen Betrachtung erzielen.

Das hier eingeführte Modell soll die grundsätzlichen Abwägungsprozesse Russlands bei der Durchführung von interdependenten Strategieoptionen auf dem Erdgas- und Klimaschutzzertifikatemarkt verdeutlichen. Die praktische Identifikation der interdependenten Strategien ist mit einer Reihe von Problemen behaftet, die vor allem auf unvollständige Informationen und Unsicherheit in Bezug auf bewertungsrelevante Größen und Zusammenhänge zurückzuführen sind. Die Entwicklung der interdependenten Strategien setzt Informationen über die Absatzchancen (realisierbare Mengen und Preise) und Beeinflussungsmöglichkeiten auf dem Erdgas- und Klimaschutzzertifikatemarkt voraus. Mit zunehmender Entfernung der Optimierungsperioden vom Bewertungszeitpunkt erschwert sich die Einschätzung der dafür erforderlichen Marktgrößen und Zusammenhänge, die das Angebot und die Nachfrage auf den beiden Märkten beeinflussen. Wichtige Größen sind bspw. Preise anderer Energieträger (mögliche Substitute), technischer Fortschritt (angebots- und nachfrageseitig), Veränderung der Einsatzmöglichkeiten von Erdgas, Emissionsentwicklung im In- und Ausland, Verhalten anderer Anbieter auf den beiden Märkten, Entwicklung der Erdgasreserven, Änderungen der internationalen Energie- und Klimaschutzpolitik. Während das Angebot und die Nachfrage auf dem Kyoto-Klimaszertifikatemarkt in der ersten Periode relativ gut abgeschätzt werden kann, herrscht in Bezug auf die zweite Periode Unsicherheit über die internationale Zertifikateverteilung. Ein grundsätzliches Problem besteht in der

Nutzenbewertung der bewertungsrelevanten Größen und in der Notwendigkeit, eine Zeitpräferenzrate im Rahmen eines intertemporalen Kalküls festzulegen. Ein weiteres Problem besteht in der Vernachlässigung des Ölmarktes im Optimierungskalkül unseres Modells. Die russischen Erdölexporte tragen in hohem Maße direkt oder indirekt zur Finanzierung des russischen Staatshaushaltes bei. Der größte Teil der russischen Erdölexporte geht in Länder, die das Kyoto-Protokoll ratifiziert haben. Daher wirkt sich der Zertifikatepreis dort auch auf die Nachfrage nach Erdöl und somit auf die russischen Devisenerlöse aus. In der Europäischen Union wird der Großteil des Erdöls in Bereichen (Wärmemarkt, Verkehrssektor) konsumiert, die vom europäischen Zertifikatehandel nicht unmittelbar betroffen sind, die aber durch andere nationale Instrumente gesteuert werden können.⁹⁵ Direkt vom europäischen Emissionshandel betroffen ist vor allem die Erdölverstromung. Hier führt der Emissionshandel zu unmittelbaren Kostensteigerungen, die Nachfragewirkungen hervorrufen können. Auch Bernard u. a. (2003) erkennen, dass bei der Ermittlung des Angebots von Hot Air die entstehenden Handelseffekte auf den Märkten der fossilen Energieträger eine Rolle spielen, und untersuchen diese Fragestellung mit Hilfe eines partiellen dynamischen Optimierungskalküls unter der Annahme, dass Russland und die Ukraine ein Kartell auf dem Klimaschutzzertifikatemarkt bilden.

Hagem und Maestad (2002) zeigen erstmals analytisch, welche Implikationen sich aus der Existenz der Marktmacht Russlands auf dem Kyoto-Zertifikatemarkt in Verbindung mit der Rolle Russlands als großem Exporteur von fossilen Brennstoffen ergeben. Sie kommen zu dem Schluss, dass die Vorteilhaftigkeit und Gestaltung der Koordination des Klimaschutzzertifikatemarktes und des Erdgasmarktes in hohem Maße von den Substitutionsmöglichkeiten

⁹⁵ Durch das Kyoto-Protokoll wird eine künstliche Verknappung der Atmosphäre und die Etablierung eines Preises für die Atmosphärennutzung vorgenommen. Die Anfangsausstattung der Annex-B-Länder mit Zertifikaten erfolgt zwar kostenlos, dennoch ist jede Bindung eines Zertifikates durch den volkswirtschaftlichen Produktionsprozess wegen der grundsätzlichen Möglichkeit, die Klimaschutzzertifikate des Kyoto-Protokolls verkaufen zu können, mit der Entstehung von Opportunitätskosten (durch den entgangenen Verkaufserlös) verbunden. Diese Opportunitätskosten werden im Kyoto-Handel im Normalfall nicht direkt auf der Ebene der Emittenten wargenommen. Daher besteht aus Sicht der Annex-B-Länder ein Anreiz, die Vermeidungsanstrengen in den relevanten Bereichen ihrer Volkswirtschaften durch energie-, umwelt- und wirtschaftspolitische Vorgaben herbeizuführen.

der Energieträger und den Auswirkungen des Energieträgerkonsums auf den Zertifikatepreis abhängig ist. Holtsmark (2003) untersucht die spezielle Situation Russlands als bedeutendem Exporteur von Erdöl und Erdgas und dominantem Spieler auf dem Kyoto-Zertifikatemarkt mit Hilfe eines statischen partiellen Gleichgewichtsmodells, das die Verknüpfung zwischen den fossilen Energieträgermärkten und dem Kyoto-Zertifikatemarkt abbildet. Er zeigt, dass sich unter Einbezug der Gewinne auf dem Erdgas-, Erdöl- und Klimazertifikatemarkt das Angebot an Hot Air tendenziell erhöht, weil durch einen niedrigeren Zertifikatepreis Nachfrageverluste auf den anderen Märkten verhindert werden können. Hagem u. a. (2006) untersuchen analytisch und numerisch mit Hilfe eines allgemeinen Gleichgewichtsmodells, wie sich das Verhalten Russlands auf dem Erdgas- und Klimaschutzzertifikatemarkt verändert, wenn man die bestehende Interdependenz berücksichtigt. Sie kommen zu dem Schluss, dass die simultane Berücksichtigung der Gewinne aus den Erdgasabsätzen und dem Zertifikateverkauf das Verhalten Russlands auf dem Zertifikatemarkt im Vergleich zu einer separaten Gewinnmaximierung nur geringfügig verändert.

Die bisherigen Arbeiten zum Thema interdependente Strategieoptionen bilden die für die Erdgasnachfrage relevanten Komponenten in der Regel relativ hoch aggregiert in allgemeinen Gleichgewichtsmodellen ab. In dieser Arbeit liegt der Schwerpunkt in der Analyse der interdependenten Strategieoptionen unter besonderer Berücksichtigung des europäischen Elektrizitätssektors, weil sich gerade dort kurz und mittelfristig größere Nachfrageveränderungen in Bezug auf Erdgas aus Russland ergeben können und der europäische Elektrizitätssektor unmittelbar vom europäischen Zertifikatehandel betroffen ist. Anders als in vorherigen Untersuchungen wird kein allgemeines Gleichgewichtsmodell, sondern ein dynamisches Optimierungsmodell entwickelt, weil sich diese Modellform besonders gut eignet, um verschiedene Prozesse im Elektrizitätssektor abzubilden.

3.2 Zentrale Transmissionsmechanismen

Im Kapitel 3.1 wurde der Grundgedanke der interdependenten Strategieoptionen mit Hilfe eines einfachen analytischen Modells veranschaulicht. Im Folgenden soll geklärt werden, welche Transmissionsmechanismen bei der Umsetzung der interdependenten Strategien von Bedeutung sind und welche Implikationen sich aus ihnen für den Erfolg der Strategien ergeben.

3.2.1 Beeinflussung des Zertifikatepreises

In den vorherigen Abschnitten bezogen sich die Aussagen über das russische Angebot an Klimaschutzzertifikaten auf den Kyoto-Klimaschutzzertifikatehandel. Die europäischen Kraftwerksbetreiber sind allerdings nur vom europäischen Zertifikatehandel direkt betroffen. Im Folgenden ist daher zu klären, auf welche Weise russische Angebotsentscheidungen den europäischen Zertifikatepreis beeinflussen können.

Russland kann zunächst über das Angebot an AAUs und ERUs auf dem Kyoto-Klimaschutzzertifikatemarkt entscheiden und so den Kyoto-Zertifikatepreis beeinflussen. Die AAUs werden sich größtenteils aus den voraussichtlich nicht gebundenen Zertifikaten der ersten Verpflichtungsperiode zusammensetzen, wobei die Differenz von Anfangsausstattung und eigenem Bedarf die Obergrenze für das potentielle russische Angebot an kostenlos generierten Zertifikaten bildet. Eine Überschreitung dieser Angebotsgrenze impliziert nationale Vermeidungsanstrengungen, mit denen AAUs (oder andere Zertifikateformen) freigesetzt werden können. Zur Erklärung der Auswirkungen russischer Angebotsentscheidungen auf den Kyoto-Klimaschutzzertifikatepreis wird ein einfaches analytisches Modell verwendet, in dem zunächst davon ausgegangen wird, dass alle Akteure auf dem internationalen Klimaschutzzertifikatemarkt über vollständige Informationen verfügen und es aus Sicht der Nachfrager keine Präferenzen für bestimmte Kyoto-Zertifikateformen gibt, so dass sich theoretisch ein optimaler gleichgewichtiger einheitlicher Zertifikatepreis einstellen müsste.

Jedes Annex-B-Land (Menge i) verfügt über eine Zertifikatezuteilung Z_i für die erste Kyoto-Periode sowie über eine erwartete Menge E_i an Treibhausgasemissionen. Allerdings müssen nur die Nettonachfrager (Menge $j \subset i$) Vermeidungsmaßnahmen durchführen oder Zertifikate hinzukaufen, um das Kyoto-Protokoll erfüllen zu können. Für das Handelssystem ergibt sich somit eine zu realisierende Gesamtvermeidungsmenge in Höhe von V , die als Verpflichtungslücke der Nettonachfrager interpretiert werden kann.

$$V = \sum_j E_j - \sum_j Z_j \quad (3.17)$$

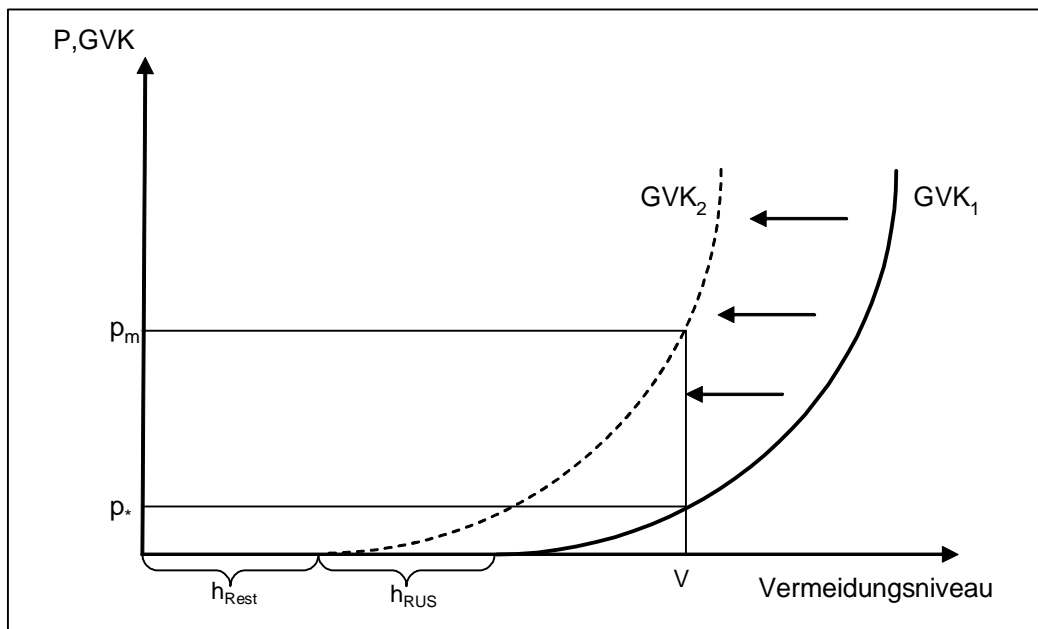
Durch die optimale Ausnutzung der verfügbaren Vermeidungsoptionen führt der Zertifikatehandel theoretisch zu einer kostenminimalen Erreichung des Vermeidungsziels. In diesem Fall sind die Grenzvermeidungskosten in allen Ländern identisch und entsprechen dem Zertifikatepreis. Je höher der Umfang an kostengünstigen Vermeidungsoptionen im Gesamtsystem ist, desto geringer sind die Gesamtkosten zur Erreichung des Emissionszieles. Russland kann über das Angebot an freien Zertifikaten dem Handelssystem kostenlose „Vermeidungsoptionen“ zuführen oder entziehen und somit den Zertifikatepreis beeinflussen. Mit Hilfe von Abbildung 3.1 soll dieser Zusammenhang veranschaulicht werden.

GVK_1 ist die Grenzvermeidungskostenkurve unter Berücksichtigung aller Vermeidungsoptionen im Handelssystem. Die Kurve verläuft anfangs auf der Abszisse, weil ein Großteil des potentiellen Zertifikateangebotes in Form von AAUs keine Vermeidungskosten verursacht hat und deshalb theoretisch zu einem Preis von Null angeboten werden kann, ohne einen Verlust zu machen. In diesem Abschnitt befinden sich die freien Zertifikatemenge Russlands (h_{RUS}) und der anderen Nettoanbieter (h_{Rest}), zu denen die Ukraine und die osteuropäischen EU-Länder zählen. Nach diesem Abschnitt weist die GVK-Kurve einen zunehmend steigenden Verlauf auf und setzt sich idealtypischerweise anfangs aus relativ kostengünstigen JI- und CDM-Maßnahmen zusammen⁹⁶, die

⁹⁶ In den Entwicklungsländern und Transformationswirtschaften existieren günstige Vermeidungsmaßnahmen, die theoretisch zuerst ausgenutzt werden.

zur Generierung von ERUs und CERs führen. Bei der Vermeidungsmenge V stellt sich der kostenminimale Kyoto-Zertifikatepreis p_* ein. Durch das Zurückhalten seiner gesamten freien Klimaschutzzertifikate kann Russland die GVK-Kurve des Gesamtsystems nach links auf GVK_2 verschieben, so dass sich der Zertifikatepreis p_m ergibt. Je steiler die GVK-Kurve im relevanten Bereich verläuft, desto höher sind die Preissteigerungen, die bei einer Reduzierung des Angebots an freien AAUs möglich sind. Je größer die Verpflichtungslücke der Annex-B-Länder ist, umso höher sind die Zertifikatepreise, die bei einer Reduzierung des Zertifikateangebots Russlands erzielt werden können.

Abbildung 3.1: Möglichkeiten der Preisbeeinflussung



Quelle: Eigene Darstellung.

Der Verlauf der GVK-Kurve und die Größe der Verpflichtungslücke kann durch verschiedene Entwicklungen beeinflusst werden. Höhere volkswirtschaftliche Wachstumsraten in den Annex-B-Ländern führen zu einer Steigerung der Treibhausgasemissionen und vergrößern die Verpflichtungslücke. Auch die Ratifikation des Kyoto-Protokolls durch weitere Annex-B-Länder (bspw. die USA und Australien) kann sie vergrößern. Technischer Fortschritt, der kostengünstigere Vermeidungsmöglichkeiten mit sich bringt, führt tendenziell zu einer Verflachung der GVK-Kurve.

Im Gleichgewicht müssen sich die landesspezifischen Grenzvermeidungskosten und der Zertifikatepreis entsprechen, so dass jedem Annex-B-Land bei einem gegebenen Zertifikatepreis über seine GVK-Funktion gvk_i eine Vermeidungsmenge v_i zugeordnet werden kann.

$$p = gvk_i(v_i) \quad (3.18)$$

Weil sowohl die erwarteten Emissionen als auch die Zertifikatezuteilungen für die erste Kyoto-Periode feststehen, lässt sich gleichzeitig der erwartete Handelssaldo s_i für das Kyoto-System ermitteln.

$$s_i = Z_i - E_i + v_i \quad (3.19)$$

Ein negativer Saldo bedeutet, dass das Land ein Nettonachfrager ist und die Menge $n_i(p) = |s_h|$ am Zertifikatemarkt nachfragt, während ein positiver Saldo ein Nettoangebot $a_i(p) = s_h$ auf dem Klimaschutzzertifikatemarkt des Kyoto-Protokolls impliziert.

Im Normalfall sinken die nachgefragten Mengen auf dem Zertifikatemarkt bei einem steigendem Zertifikatepreis, weil nationale Vermeidungsmaßnahmen gegenüber dem Zertifikatezukauf günstiger werden.

$$\frac{\partial n_i}{\partial p} \leq 0 \quad (3.20)$$

Der genaue Verlauf der Nachfragefunktion hängt von der Form der Grenzvermeidungskostenkurve und der Höhe des Emissionszieles ab. Je steiler die Grenzvermeidungskostenkurve verläuft, desto kostspieliger sind nationale Vermeidungsmaßnahmen und umso niedriger ist c.p. der Nachfragerückgang bei einer marginalen Erhöhung des Zertifikatepreises. Ab einem bestimmten Zertifikatepreis wird jedes Annex-B-Land im Rahmen des Modells zu einem Netto-Anbieter von Klimaschutzzertifikaten, weil die eigenen Emissionsverpflichtungen bereits erfüllt sind und sich Gewinne durch zusätzliche Vermeidungsmaßnahmen und den Verkauf der Zertifikate erzielen lassen.

Mit steigendem Zertifikatepreis nehmen die Angebotsmengen auf dem Klima-

schutzzertifikatemarkt des Kyoto-Protokolls zu, weil zusätzliche Vermeidungsmaßnahmen wirtschaftlich werden.

$$\frac{\partial a_i}{\partial p} \geq 0 \quad (3.21)$$

Die Stärke des Angebotzuwachses hängt von den Vermeidungsoptionen eines Landes ab, die durch die GVK-Kurven zum Ausdruck gebracht werden können. Je flacher die GVK-Kurve eines Annex-B-Landes im relevanten Bereich verläuft, umso größer ist c.p. die Erhöhung des Angebotes bei einer marginalen Erhöhung des Zertifikatepreises. In dem Modell nimmt das Angebot der Annex-B-Länder allerdings nur so lange zu, wie die Zertifikate gewinnbringend am Markt verkauft werden können.

Die Entwicklungsländer (Menge e) gehören nicht zum Annex-B des Kyoto-Protokolls. Sie können aber über den CDM-Mechanismus zum Anbieter von Klimaschutzzertifikaten werden. Auch das Angebot an CERs steigt mit steigendem Zertifikatepreis.

$$\frac{\partial a_e}{\partial p} \geq 0 \quad (3.22)$$

Durch die horizontale Aggregation der landesspezifischen Angebots- und Nachfragefunktionen lässt sich eine preisabhängige Nachfrage- und Angebotsfunktion $n(p)$ und $a(p)$ für den Gesamtmarkt ermitteln.

$$n(p) = \sum_i n_i(p) \quad \text{mit} \quad \frac{\partial n(p)}{\partial p} \leq 0 \quad (3.23)$$

$$a(p) = \sum_i a_i(p) + a_e(p) \quad \text{mit} \quad \frac{\partial a(p)}{\partial p} \geq 0 \quad (3.24)$$

Im Schnittpunkt der beiden Kurven ergibt sich ein gleichgewichtiger Zertifikatepreis p^* , der eine kostengünstige Erfüllung des Kyoto Protokolls impliziert und das Angebot und die Nachfrage auf dem Zertifikatemarkt ausgleicht.

$$n(p^*) = a(p^*) \quad (3.25)$$

Wenn Russland sich nicht mehr entsprechend der Formel 3.18 verhält und seine

Zertifikateangebotsmenge h_{RUS} nach einem anderen Kalkül festlegt, ergibt sich für den Gesamtmarkt die neue Angebotsfunktion $\tilde{a}(p)$.

$$\tilde{a}(p) = \sum_{i \notin RUS} a_i(p) + a_e(p) + h_{RUS} \quad (3.26)$$

Wenn alle anderen Anbieter und Nachfrager weiterhin die P=GVK-Regel verfolgen, lässt sich der gleichgewichtige Marktpreis als Funktion der russischen Angebotsmenge ausdrücken. Im weiteren Verlauf der Arbeit wird dieser Zusammenhang durch Preisbeeinflussungsfunktionen (siehe Kap. 4.9) zum Ausdruck gebracht.

$$p^*(h_{RUS}) \quad \text{mit} \quad \frac{\partial p^*}{\partial h_{RUS}} \leq 0 \quad (3.27)$$

Der Kyoto-Klimaschutzzertifikatemarkt und das EU-ETS sind derzeit rechtlich nur in geringem Maße miteinander verbunden.⁹⁷ Die EUAs sind nicht auf die Kyoto-Ziele anderer Annex-B-Länder anrechenbar und die verschiedenen Zertifikateformen des Kyoto-Protokolls können von den Unternehmen im EU-ETS nur beschränkt für die eigenen Emissionsverpflichtungen genutzt werden. Daher wird der Ausgleich der Grenzvermeidungskosten in den beiden Handelssystemen verhindert und es können sich voneinander abweichende Zertifikatepreise einstellen. Der europäische Zertifikatepreis orientiert sich aufgrund der geringen Einbindung in den Kyoto-Handel vor allem an den existierenden Vermeidungsoptionen und der Anzahl der ausgegebenen Zertifikate im EU-ETS. Es existieren allerdings Mechanismen, die eine Preisangleichung herbeiführen können.

Die Unternehmen im EU-ETS können auf Grundlage der Verbindungsrichtlinie 2004/101/EG CERs und ERUs in EUAs eintauschen und gehören daher ebenfalls zu den potentiellen Nachfragern auf dem Kyoto-Markt. Wenn der Preis im europäischen Handelssystem den Preis im Kyoto-System übersteigt, besteht für die vom EU-ETS betroffenen Unternehmen Anreize, CERs und

⁹⁷ Böhlinger u. a. (2006) kommen zu dem Schluss, dass Russland im Fall eines vom Kyoto-Handel separierten europäischen Handelssystems Anreize hat, dem europäischen Zertifikatehandel beizutreten, weil sich durch eine Preisdiskriminierung zwischen beiden Märkten positive Effekte auf die Maximierung des Gewinns aus dem Zertifikatehandel ergeben.

ERUs auf dem Primär- oder Sekundärmarkt zu erwerben, um die eigenen Vermeidungskosten zu reduzieren. Durch den Eintauch in europäische Zertifikate sinkt das notwendige Vermeidungsvolumen in den vom europäischen Emissionshandel betroffenen Sektoren und damit bei einem funktionierenden Zertifikatehandel auch der europäische Zertifikatepreis. Je nachdem, wie hoch die Nachfrage ausfällt, ergibt sich auch ein Anstieg des Kyoto-Preises, weil die anderen Annex-B-Länder tendenziell auf teurere Vermeidungsoptionen zurückgreifen müssen. Allerdings können die EU-Länder die Zukaufsmöglichkeiten der vom EU-ETS betroffenen Unternehmen beschränken, so dass sich auf diesem Wege nicht zwangsläufig eine vollständige Preisangleichung einstellt.

Übersteigt der Kyoto-Preis den europäischen Zertifikatepreis, bestehen für die vom EU-ETS betroffenen Unternehmen nur beschränkte Möglichkeiten, als Anbieter auf dem Kyoto-Markt zu agieren. Die EU-Richtlinie 2004/101/EC räumt jedoch die Möglichkeit ein, JI-Projekte durchzuführen und ERUs zu generieren, wenn eine Doppelanrechnung im EU-ETS verhindert wird. In diesem Fall profitiert der Anbieter vom finanziellen Gewinn des ERU-Verkaufs (abzüglich Vermeidungskosten) und der Nachfrager, ein anderes Annex-B-Land, von der Senkung seiner Vermeidungskosten. Der europäische Zertifikatepreis steigt, weil günstige Vermeidungsoptionen aus dem System entfernt werden, und der Kyoto-Zertifikatepreis sinkt tendenziell, weil die günstigen Vermeidungsoptionen dem Kyoto-Handel hinzugeführt werden.

Eine Preisdifferenz auf den beiden Märkten impliziert aus Sicht der Europäischen Union eine nicht optimale Festlegung der Emissionsobergrenze für das EU-ETS und führt zu Anreizen, diese Obergrenze zu modifizieren. Im Rahmen der nationalen Allokationspläne haben die Regierungen der EU-Länder die Emissionsobergrenzen für das Handelssystem so festgelegt, dass das Kyoto-Protokoll unter Berücksichtigung der Entwicklung der Treibhausgasemissionen in den nicht vom Zertifikatehandel betroffenen Sektoren⁹⁸ erfüllt wird. Das Kyoto-Ziel wird aus Sicht der Europäischen Union und der einzelnen Mitgliedsländer theoretisch zu minimalen Kosten erreicht, wenn die verschie-

⁹⁸ Hierbei handelt es sich vor allem um die Sektoren Haushalte, Verkehr sowie Handel und Dienstleistungen.

denen nationalen klimaschutzpolitischen Instrumente so ausgestaltet werden, dass die Grenzvermeidungskosten aller Emittenten identisch sind und somit durch Umverteilung von Vermeidungsanstrengungen keine Kostenreduktionen erreicht werden können. Ist der Kyoto-Preis höher als der europäische Zertifikatepreis, impliziert dies ein niedrigeres Grenzvermeidungskostenniveau im europäischen Handelssystem. Durch eine Verschärfung der Emissionsziele für den europäischen Zertifikatehandel könnten die EU-Länder Kyoto-Zertifikate freisetzen und auf dem Kyoto-Klimaschutzzertifikatemarkt verkaufen, bis sich die Grenzvermeidungskosten und Zertifikatepreise in den beiden Handelssystemen angeglichen haben. Durch die niedrigere Emissionsobergrenze steigt der Preis im europäischen Handelssystem, während der Kyoto-Preis aufgrund des zusätzlichen Angebots tendenziell sinkt. Im Fall eines niedrigeren Kyoto-Preises können durch den Ankauf von Klimaschutzzertifikaten des Kyoto-Protokolls und durch eine Ausweitung der Emissionsobergrenze für den europäischen Zertifikatehandel Vermeidungskosten eingespart werden. Unterstellt man, dass die Europäische Union eine kostenminimale Erfüllung des Kyoto-Protokolls anstrebt, so ist eine Variation der Emissionsobergrenzen für das EU-ETS gleichzeitig mit einer Anpassung der anderen nationalen klimaschutzpolitischen Instrumente verbunden.

3.2.2 Beeinflussung des Erdgaspreises

Die russischen Erdgasexporte in die Länder der Europäischen Union werden derzeit fast vollständig durch die Gazprom gesteuert. Da der russische Staat den Großteil der Gazprom-Aktien besitzt, kann von einem dominierenden staatlichen Einfluss auf das strategische und operative Geschäft der Gazprom ausgegangen werden. Dieser Einfluss ist die Grundvoraussetzung für die Steuerung von Exportmengen und Preisen im Sinne der interdependenten Strategieoptionen. Da sich sowohl das russische Pipelinennetz als auch die nationale Exportgesellschaft, über die alle Exporte abgewickelt werden müssen, mehrheitlich in den Händen der Gazprom befindet, kann ebenfalls ein Einfluss auf Exportmengen und -preise der unabhängigen Erdgasanbieter ausgeübt werden.

Weitere staatliche Einflussmöglichkeiten sind die Besteuerung der Erdgasproduktion und die Vergabe von Förderlizenzen.

Kurzfristig sind die Einflussmöglichkeiten auf die Mengen und Preise der russischen Erdgasexporte relativ gering, weil ein großer Teil der europäischen Erdgasversorgung über langfristige Bezugsverträge geregelt wird, die Russland zu bestimmten Liefermengen verpflichten und eine Bepreisung anhand der Konkurrenzenergeträger vorsehen. Änderungen von Preisen und Mengen können außerhalb der bereits bestehenden Vertragsflexibilitäten nur längerfristig im Rahmen der Verhandlung von neuen Lieferverträgen angestrebt werden. Allerdings wird in den derzeitigen langfristigen Bezugsverträgen aufgrund der Bepreisung mit Hilfe von Konkurrenzenergeträgern bereits ein hohes Maß der Zahlungsbereitschaft der EU25-Länder abgeschöpft.⁹⁹ Eine Reduzierung der russischen Erdgasexporte würde langfristig unter Beibehaltung der Preisdifferenzierung nicht die Zahlungsbereitschaft der Nachfrager erhöhen, sondern eine Substitution der eingesetzten Primärenergieträger bewirken. Denkbar sind daher vor allem langfristige Angebotsstrategien, die darauf beruhen, durch Erdgaspreissenkungen eine Erhöhung der europäischen Erdgasnachfrage herbeizuführen, die in der Gesamtwirkung zu höheren russischen Gewinnen führen. Im Bereich der europäischen Stromerzeugung können durch Erdgaspreissenkungen größere Nachfragezuwächse ausgelöst werden. Bei einer fortschreitenden Liberalisierung des europäischen Erdgasmarktes besteht allerdings die Gefahr, dass sehr niedrige strommarktbezogene Erdgaspreise auch Rückwirkungen auf die erzielbaren Preise auf dem Wärmemarkt ausüben, der den Großteil des russischen Erdgasabsatzes ausmacht. In Abhängigkeit von den langfristig angestrebten Erdgasexportmengen sind Investitionen in die Erweiterung und den Erhalt der Transportkapazitäten zu tätigen, die sich als ein Engpassfaktor einer Exportmengenausdehnung erweisen können.

Weiterhin muss berücksichtigt werden, dass Russland nicht der alleinige Erdgasanbieter in Europa ist. Wenn bspw. eine Reduzierung oder Ausweitung des russischen Erdgasangebotes durch Mengenentscheidungen Algeriens oder Nor-

⁹⁹ Dabei ist anzumerken, dass die Liberalisierung des europäischen Erdgasmarktes die Marktmacht auf Seiten der Erdgasnachfrager reduziert und die Umverteilung der Renten zu Gunsten der wenigen Produzenteländer begünstigt.

wegens aufgefangen werden, entsteht nicht zwangsläufig ein Preiseffekt. Diese Möglichkeit ist aber zum einen von bestehenden Exportpipelinekapazitäten und zum anderen von der Lage der Nachfragezentren zum jeweiligen Anbieter sowie von deren Produktionsmöglichkeiten abhängig.

3.3 Analyse ausgesuchter Aspekte

Im Folgenden werden ausgesuchte Aspekte analysiert, die eine Durchführung der interdependenten Strategien beeinflussen können. Hierzu zählen die Präferenzen der Nachfrager auf dem Klimaschutzzertifikatemarkt, die Bedeutung volkswirtschaftlichen Wachstums, das Verhalten der anderen Anbieter von Hot Air, das dynamische Kalkül der Teilnehmer auf dem Klimaschutzzertifikatemarkt sowie die Nutzung des Marktes für projektbasierte Mechanismen als auch die Bedeutung des Zertifikatepreises für die Erdgasverstromung.

3.3.1 Präferenzen der Marktteilnehmer

In dem oben vorgestellten Modell wird unterstellt, dass die Annex-B-Länder ihre Angebots- und Nachfrageentscheidungen auf dem Kyoto-Klimaschutzzertifikatemarkt ausschließlich an einer kostenminimalen Erfüllung ihrer Kyoto-Verpflichtungen orientieren. In der Realität existieren allerdings Präferenzen, die eine Abweichung von dieser Regel zur Folge haben.

In einigen Annex-B-Ländern (insbesondere in der EU) werden nationale Vermeidungsanstrengungen gegenüber der Option, Zertifikate hinzuzukaufen, auf politischer Ebene als wertvoller angesehen, weil sie sich leichter als unmittelbarer Beweis klimaschutzpolitischer Ambitionen darstellen lassen und das Risiko, seinen Verpflichtungen durch Scheinreduktionen nachzukommen, als geringer empfunden wird.¹⁰⁰ Wenn solche Präferenzen vorliegen, wird die Angleichung der Zertifikatepreise im Kyoto-Handel und im europäischen Handelssystem

¹⁰⁰ Der Ankauf von Klimaschutzzertifikaten ist in der Regel mit einer Vermeidungsanstrengung auf der Anbieterseite verbunden. Die Qualität der Vermeidung läßt sich aber aufgrund mangelnder Informationen nicht immer problemlos einschätzen, zumal insbesondere im Fall freigesetzter AAUs kein direkter Zusammenhang zwischen einer bestimmten Vermeidungsmaßnahme und den Zertifikaten besteht.

teilweise außer Kraft gesetzt und ein voneinander abweichendes Grenzvermeidungskostenniveau in beiden Handelsräumen akzeptiert. Da die Vermeidungsoptionen in weiten Teilen der Europäischen Union unter anderem aufgrund der bereits sehr hohen Energieeffizienz im Vergleich zu den anderen Annex-B-Ländern und vor allem den Entwicklungsländern relativ kostspielig sind, führt die fehlende Berücksichtigung des Kyoto-Handels bei der Umsetzung der Emissionsziele durch nationale Instrumente und den europäischen Zertifikatehandel tendenziell zu einem höheren europäischen Zertifikatepreis. Mögliche Kosteneinsparnisse durch den günstigen staatlichen Zukauf von ERUs, CERs und AAUs werden dann nicht wahrgenommen. Russische Angebotsstrategien auf dem Kyoto-Klimaschutzzertifikatemarkt, die auf eine Reduzierung des europäischen Zertifikatepreises abzielen, werden hierdurch erschwert. Versucht Russland, den Kyoto-Zertifikatepreis durch Angebotsverknappungen zu erhöhen, hängt es von den Präferenzen der EU-Länder in Bezug auf den Verkauf ihrer Kyoto-Zertifikate und die Anpassung der Obergrenze des EU-ETS ab, ob sich ein niedrigerer europäischer Zertifikatepreis dem Kyoto-Preis der ersten Handelsperiode annähert.

Präferenzen können auch bezüglich der Zertifikateformen AAU, ERU, CER und RMU existieren und dazu führen, dass es zu Preisunterschieden zwischen den Zertifikateformen kommt.¹⁰¹ Der Großteil des Angebotes an AAUs wird aus den nicht gebundenen Zertifikaten der Transformationswirtschaften resultieren. Diesen Zertifikaten steht allerdings keine Vermeidungsanstrengung im eigentlichen Sinne¹⁰² gegenüber, so dass der Handel mit diesen Zertifikaten in einigen Annex-B-Ländern auch als Handel mit „heißer Luft“ (Hot Air) bezeichnet wird. Diese Wahrnehmung kann zu Preisabschlägen für AAUs führen und die potentielle Nachfrage für das russische Zertifikateangebot verringern. Da der Ankauf von CERs in der Regel mit einem finanziellen Transfer in ein Entwicklungsland verbunden ist und die Umweltintegrität der generierten Zertifikate durch ein aufwendiges Genehmigungs- und Prüfungsverfahren gesichert

¹⁰¹ Zur Preisdifferenzierung bei Kyoto-Klimaschutzzertifikaten siehe Grubb (2003).

¹⁰² Allerdings kann der Zusammenbruch der Sowjetunion in Bezug auf die umweltpolitische Bedeutung als unfreiwillige aber dennoch wirksame Vermeidungsanstrengung interpretiert werden.

wird, kann es zu einer Prämie für diese positiven Eigenschaften kommen, weil sich der Wert von CERs aus Sicht der Nachfrager erhöht. RMUs könnten mit Abschlägen belegt werden, weil die Klimawirkung der mit der Generierung verbundenen Zertifikate nicht als gesichert angesehen wird. Tendenziell wird sich diese Preisdifferenzierung eher negativ auf die russischen Preisbeeinflussungsmöglichkeiten auswirken, weil sich die Zahlungsbereitschaft und die potentielle Nachfrage nach AAUs verringern dürfte.

Weiterhin ist davon auszugehen, dass der bilaterale Handel zwischen den Annex-B-Ländern nicht nur von Klimaschutzpolitischen oder direkten ökonomischen Erwägungen geprägt sein wird, sondern auch anderen außenpolitischen Aspekten Rechnung tragen wird. Die hiermit verbundenen Überlegungen sollen an dieser Stelle jedoch nicht weiter vertieft werden.

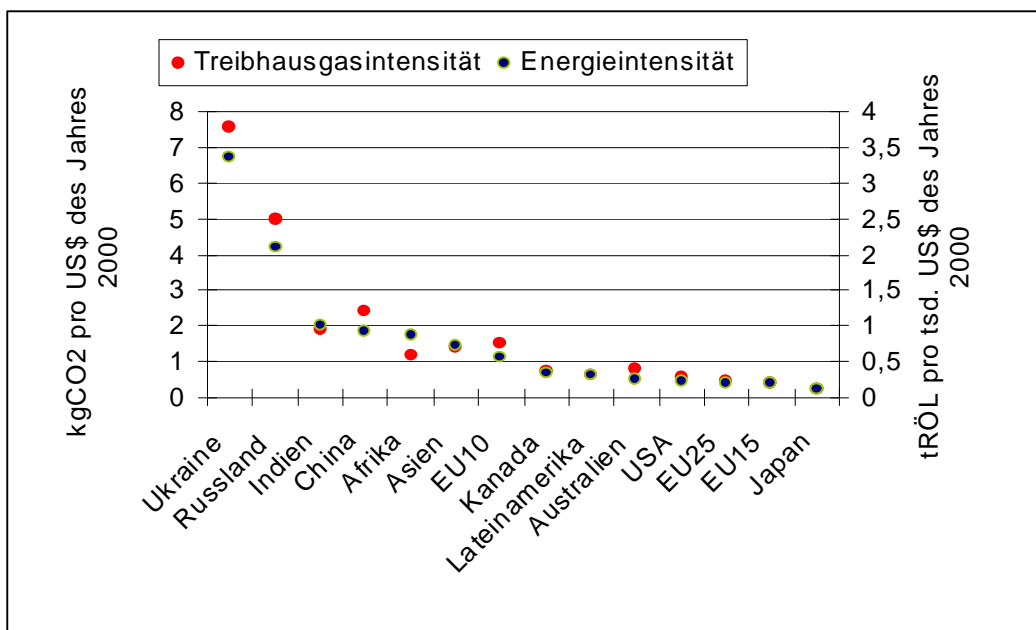
3.3.2 Volkswirtschaftliches Wachstum

Die Höhe der Treibhausgasemissionen ist normalerweise eng mit dem Wachstum einer Volkswirtschaft verbunden. Je nachdem, welche Wachstumsraten die Annex-B-Länder des Kyoto-Protokolls realisieren, entstehen unterschiedliche Implikationen für das Angebot und die Nachfrage nach Klimaschutzzertifikaten.

Annex-B-Länder, die höhere volkswirtschaftliche Wachstumsraten aufweisen oder erwarten, benötigen tendenziell mehr Klimaschutzzertifikate, um das Kyoto-Protokoll erfüllen zu können. Der Zusammenhang von volkswirtschaftlichem Wachstum und Treibhausgasemissionen gilt insbesondere für CO₂, weil Energie in fast allen Produktionsprozessen benötigt und zum Großteil durch die Verbrennung fossiler Energieträger bereitgestellt wird. Allerdings unterscheiden sich Art und Umfang der genutzten Energieformen in den Produktionssektoren einer Volkswirtschaft. Je nachdem, auf welche Sektoren sich das zusätzliche Wachstum verteilt, entstehen unterschiedliche Auswirkungen auf die Treibhausgasemissionen. Je niedriger die Energieeffizienz eines Landes ist, desto größer ist die Menge der benötigten Energieträger zur Herstellung der Nutzenergie und umso höher sind die entstehenden Treibhausgasemissionen. Ne-

ben den speziellen Anforderungen des jeweiligen Produktionsprozesses an die benötigte Nutzenergieform entscheidet auch die landesspezifische Verfügbarkeit der verschiedenen fossilen Energieträger über deren Einsatz und somit auch über die entstehenden CO₂-Emissionen. Insbesondere in den Transformations- und Entwicklungsländern ist die Entstehung des BIP mit einem hohen Energieeinsatz und daher oft mit steigenden Treibhausgasemissionen verbunden. In den industrialisierten Volkswirtschaften kann eine Verbesserung der Energieeffizienz in Kombination mit einer klimafreundlicheren Umgestaltung des Primärenergieträgermixes zu einer Entkopplung des volkswirtschaftlichen Wachstums vom Anstieg der Treibhausgasemissionen führen.

Abbildung 3.2: Weltweite Energie- und Treibhausgasintensitäten im Jahr 2003



Quelle: Daten aus der IEA-Onlinedatenbank, Stand 23.01.2005.

In der Abbildung 3.2 werden die Energie- und CO₂-Intensitäten ausgesuchter Länder und Regionen dargestellt. Die Energieintensität setzt den Primärenergieverbrauch und die CO₂-Intensität die Menge der Treibhausgasemissionen einer Volkswirtschaft ins Verhältnis zum entstehenden BIP. Sowohl die Energie- als auch die Treibhausgasintensität werden zwar auch durch strukturelle Merkmale (Anteil der energieintensiven Produktionsstätten, Primärenergieträgermix) beeinflusst, sind aber in der Regel eng mit der Energieeffizienz eines

Landes verbunden. Selbst wenn man die Probleme eines angemessenen Wechselkurses für die Ermittlung des BIP berücksichtigt, ist die deutlich höhere CO₂- und Energieintensität der ersten Gruppe von Volkswirtschaften sichtbar. Die Abbildung macht deutlich, dass Russland eine relativ niedrige Energieeffizienz aufweist. Daher ist für Russland bei hohen volkswirtschaftlichen Wachstumsraten mittelfristig ein starker Anstieg der CO₂-Emissionen zu erwarten, der die Menge an frei verfügbaren Klimaschutzzertifikaten schrumpfen lassen könnte. Somit würde sich das potentielle Angebot an russischer Hot Air verringern und der minimale Kyoto-Zertifikatepreis bei vollständigem Angebot der russischen Hot Air erhöhen.

Auch die freien Zertifikatemengen der anderen potentiellen Nettoanbieter könnten sich durch hohe volkswirtschaftliche Wachstumsraten verringern. Insbesondere die neuen EU-Länder laufen Gefahr, durch hohe Wachstumsraten zum Nettonachfrager von Klimaschutzzertifikaten zu werden. Es ist allerdings anzumerken, dass sich in den Transformationswirtschaften durch die zunehmende Entfaltung marktwirtschaftlicher Prinzipien Anreize für eine zügigere Modernisierung und energieeffizientere Gestaltung des Kapitalstocks ergeben dürften. Die Reduktion der freien Zertifikate würde einer Linksverschiebung der GVK-Kurve für den Kyoto-Markt entsprechen. Die Folge davon wäre ein höherer Zertifikatepreis.

Auf der Seite der Nettonachfrager führen hohe volkswirtschaftliche Wachstumsraten tendenziell zu einer Vergößerung der notwendigen Vermeidungsmenge, was den gleichgewichtigen Zertifikatepreis im Kyoto-Handel erhöht.

3.3.3 Andere Anbieter von Hot Air

Die Ukraine ist neben Russland der größte potentielle Anbieter von Hot Air und kann aufgrund einer großen Menge an frei verfügbaren Zertifikaten ebenfalls strategisch auf dem Markt agieren und den Marktpreis beeinflussen. Das Potential an freien Zertifikaten in der Ukraine könnte durch hohe volkswirtschaftliche Wachstumsraten reduziert werden, was derzeit jedoch nicht sehr wahrscheinlich ist. Die Ukraine wäre weiterhin ein möglicher Kandidat, um

ein Kartell mit Russland auf dem Klimaschutzzertifikatemarkt zu bilden.¹⁰³ Je nach Zielsetzung des Kartells müssten dann entstehende Devisenzuflüsse und zusätzliche Gewinne auf dem Erdgasmarkt umverteilt werden. Die osteuropäischen EU-Länder verfügen ebenfalls über eine hohe Menge an freien Zertifikaten, die in Relation zum Gesamtmarkt allerdings relativ gering ist. Eine Koordination der Angebotsentscheidungen ist dort aufgrund heterogener nationaler Interessen eher unwahrscheinlich. Hinzu kommt, dass die freien Zertifikatemenen durch die relativ hohen volkswirtschaftlichen Wachstumsraten vermutlich stark abnehmen werden.

3.3.4 Dynamische Aspekte

Bisher wurde die russische Angebotsentscheidung nur im Kontext der ersten Kyoto-Handelsperiode diskutiert. Durch die Banking-Option des Kyoto-Protokolls können nicht benötigte Klimaschutzzertifikate allerdings auch in die nächste Verpflichtungsperiode übertragen werden. Für Russland gilt es in diesem Zusammenhang, das Zertifikateangebot im Kontext der interdependenten Strategieoptionen über beide (oder mehrere) Handelsperioden nutzenmaximal zu verteilen.¹⁰⁴ Jedoch liegen bewertungsrelevante Größen für die zukünftige Entwicklung des Kyoto-Klimaschutzzertifikatemarktes derzeit nur im geringen Maße vor. Es ist noch kein genaues Emissionsziel für die zweite Kyoto-Handelsperiode festgelegt und verteilt worden, so dass Prognosen über die Entwicklung von Angebot und Nachfrage, die letztendlich das zukünftige Preisniveau bestimmen, mit einer großen Unsicherheit behaftet sind.¹⁰⁵ Zudem ist noch nicht sicher, ob und zu welchen Bedingungen die USA das Kyoto-Protokoll ratifizieren werden. Weiterhin ist unklar, wie sich das volkswirtschaftliche Wachstum Russlands und die in diesem Zusammenhang entstehenden Treibhausgasemissionen, die den eigenen Zertifikatebedarf bestimmen,

¹⁰³ Siehe hierzu Babiker u. a. (2002), S. 201.

¹⁰⁴ Hagem und Westskog (2005) analysieren die Frage von Marktmacht in einem intertemporalen Ansatz und weisen darauf hin, dass sich durch die fehlende Möglichkeit der anderen Annex-B-Länder, Zertifikate aus folgenden Kyoto-Perioden zu leihen, die Marktmacht Russlands vergrößern kann.

¹⁰⁵ Die Basis für die zweite Verpflichtungsperiode soll auf dem nächsten UN-Klimagipfel (COP 13) im Dezember 2007 in Bali gelegt werden.

entwickeln.

3.3.5 Der Markt für projektbasierte Mechanismen

Ein weiterer Faktor, der die Umsetzung der interdependenten Strategien beeinflusst, ist das Angebot an CERs und ERUs aus dem projektbasierten CDM- und JI-Mechanismus. Insbesondere mit Hilfe des CDM-Mechanismus können kostengünstige CERs für die Erfüllung der Klimaschutzziele der Annex-B-Länder generiert werden. Je mehr kostengünstige Vermeidungsoptionen sich im Handelssystem befinden, desto geringer ist tendenziell der Zertifikatepreis im Kyoto-Handelssystem und umso geringer sind auch die möglichen Preissteigerungen als Folge russischer Mengenverknappungen. Im Rahmen der Vorstellung des Transmissionsmechanismus der interdependenten Strategieoptionen auf dem Klimaschutzzertifikatemarkt wurde unterstellt, dass alle im Handelssystem verfügbaren Vermeidungsoptionen durch die Anreizmechanismen des Zertifikatehandels automatisch mobilisiert werden. In der Realität ist die Nutzung des Primärmarktes für CERs und ERUs mit verschiedenen Risiken und Transaktionskosten für die Angebots- und Nachfrageseite verbunden, die dazu führen, dass kostengünstige Vermeidungsoptionen nicht in vollem Umfang ausgenutzt werden.

Die Projektdurchführung ist auf verschiedenen Ebenen mit Transaktionskosten verbunden. Sowohl Anbieter als auch Nachfrager müssen zunächst geeignete Projekte identifizieren (Suchkosten). Danach sind die Rechte und Pflichten der Vertragsparteien bei der Durchführung des Projektes festzulegen (Vertragsgestaltung). Hierzu zählt bspw. die Bestimmung der Konditionen, zu denen Zertifikate an den Nachfrager übergehen oder die Verteilung der Risiken und Kosten im Projektlauf. Ab diesem Punkt setzt die erste Phase der Projektdurchführung ein, die darin besteht, das Projekt als offizielles JI- oder CDM-Projekt anerkennen zu lassen. Im Fall eines CDM-Projektes muss ein Projektdesigndokument erstellt werden, das die Zusätzlichkeit des Projektes und die Erfüllung der im Kyoto-Protokoll vorgesehen Kriterien dokumentiert und die Zustimmung der beteiligten Regierungen sowie einen Vorschlag für die

verwendete Baseline-Methode enthält. Sowohl die Erstellung des Dokumentes als auch dessen vorgeschriebene Prüfung von legitimierten Einrichtungen sowie die Einholung der Zustimmung bei den beteiligten Regierungen verursacht Kosten, die zwischen den Projektentwicklern aufzuteilen sind. Während der Durchführung fallen Monitoringkosten an.

Weiterhin ist die Projektdurchführung neben dem allgemeinen betriebswirtschaftlichen Risiko¹⁰⁶ mit verschiedenen spezifischen Risiken behaftet:

- **Preis-Risiko:** Der Wert/Preis der Zertifikate lässt sich ex-ante nicht genau prognostizieren, weil die Ausgestaltung der zweiten Kyoto-Periode noch nicht genau feststeht und sich für die erste Periode noch kein transparenter Handel mit Kyoto-Klimaschutzzertifikaten herausgebildet hat. Allerdings stellt der europäische Zertifikatepreis eine Art Referenzpreis für die Preisgestaltung auf dem Primärmarkt der projektbasierten Mechanismen dar, weil zu diesem Preis ERUs (ab 2008) und CERs (seit 2005) im europäischen Handelssystem verkauft werden können.
- **Registrierungsrisiko:** Der Großteil der Transaktionskosten fällt an, bevor sicher ist, ob das Projekt überhaupt als JI- oder CDM-Projekt anerkannt wird.
- **Zertifizierungsrisiko:** Erst während des Projektes stellt sich heraus, ob sich die geplanten Emissionsreduktionen einstellen und ob diese von den verantwortlichen Institutionen des Kyoto-Protokolls anerkannt werden.
- **Politisches Risiko:** JI- und CDM-Projekte finden oft in politisch instabilen Ländern statt. Letztendlich ist die Übertragung und Generierung der Klimaschutzzertifikate nur mit Zustimmung der Gastgeberländer möglich.

Aufgrund der relativ hohen Transaktionskosten und der existierenden Risiken wurde der Primärmarkt auf der Nachfrageseite lange Zeit von den großen Fonds der Weltbank dominiert. In diese Fonds können die Annex-B-Länder finanzielle

¹⁰⁶ JI- und CDM-Projekte sind letztendlich normale Investitionsprojekte, die wie jedes andere betriebswirtschaftliche Projekt erfolgreich sein müssen und den Risiken des Marktes unterliegen.

Mittel einzahlen. Ein Fond übernimmt die Auswahl und die Abwicklung der Projekte. Die Annex-B-Länder erhalten anteilig Klimaschutzzertifikate. Durch den Aufbau von Kompetenzen und Erfahrungen sowie im Zeitablauf standardisierte Verträge kann ein Fond die Transaktionskosten senken. Aufgrund des hohen Anlagevolumens kann eine Verringerung des Risikos durch Diversifikation erreicht werden.

Mit zunehmender Marktreife und dem Aufbau von Kompetenzen bei den beteiligten Regierungen und Erfahrungen bei anderen Marktteilnehmern sinken die Risiken und Projekte werden auch für kleinere Entwickler interessant.

3.3.6 Erdgas in der Stromerzeugung

Kraftwerke ab einer Feuerungsleistung von 20 MW sind ein Bestandteil des europäischen Klimaschutzzertifikatehandels. Für diese Kraftwerke werden die Klimaschutzzertifikate zu einem Inputfaktor in der Stromproduktion, der ihre variablen Stromerzeugungskosten in Abhängigkeit vom Emissionsfaktor und dem Zertifikatepreis erhöht. Falls die Klimaschutzzertifikate ersteigert oder hinzugekauft werden müssen, entstehen dem Kraftwerksbetreiber unmittelbar pagatorische Kosten. Allerdings erhöht auch die Verwendung kostenlos zugeleiteter Klimaschutzzertifikate die Einsatzkosten der Kraftwerksbetreiber, weil die nicht wahrgenommene Möglichkeit, die Zertifikate zu verkaufen, zu Opportunitätskosten führt.

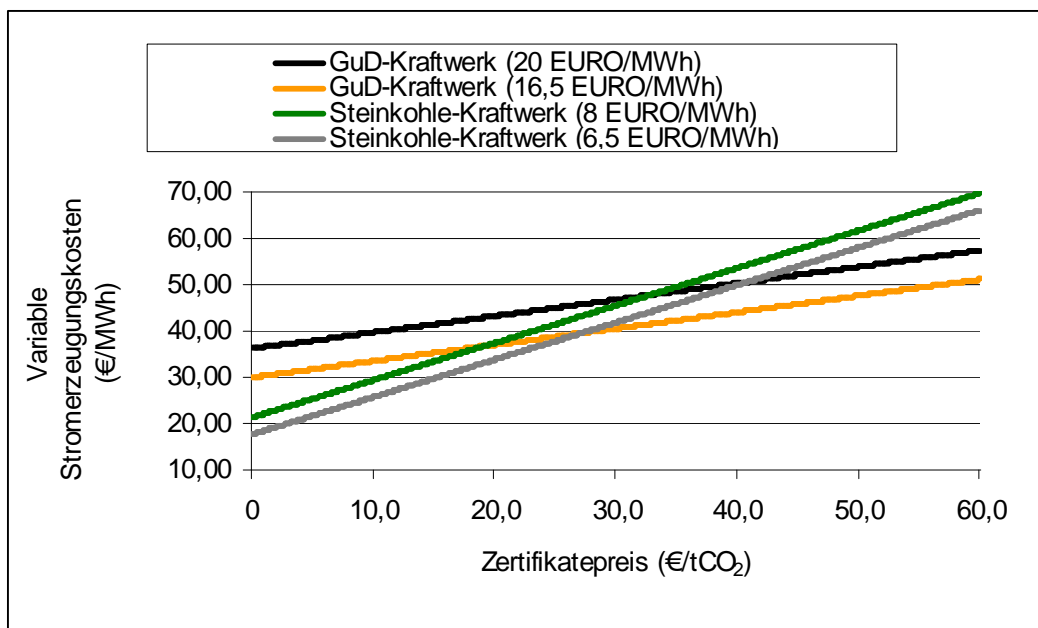
Aufgrund des niedrigeren Emissionsfaktors pro erzeugter Einheit Strom benötigt ein modernes Erdgaskraftwerk in der Regel weniger Klimaschutzzertifikate als ein Braun- oder Steinkohlekraftwerk. Deshalb werden die variablen Stromerzeugungskosten der Kohlekraftwerke bei einem steigendem Zertifikatepreis stärker belastet. Ab einem bestimmten Zertifikatepreis sind die Klimaschutzkosten der Kohlekraftwerke so hoch, dass der ursprüngliche Primärenergieträgerpreisvorteil gegenüber den erdgasbasierten Kraftwerken nicht mehr vorhanden ist. Die Höhe des hierzu erforderlichen Zertifikatepreises ist vor allem von den Wirkungsgraden der betrachteten Technologien sowie von den Primärenergieträgerpreisen abhängig. Der Wirkungsgrad einer Anlage gibt an,

welcher Anteil der erzeugten Wärme für die Stromerzeugung genutzt werden kann. Mit steigendem Wirkungsgrad sinkt der benötigte Primärenergieträgerbedarf und somit auch die Brennstoffkosten und die emittierte Menge CO_2 pro erzeugter Einheit Strom. Dieser Zusammenhang soll im Folgenden mit Hilfe eines einfachen Modellrahmens erläutert werden.¹⁰⁷

In der Abbildung 3.3 wird dargestellt, wie sich die variablen Stromerzeugungskosten VK (in €/MWh) eines GuD- und Steinkohlekraftwerks in Abhängigkeit vom Zertifikatepreis ZP (in €/tCO₂) verändern. Die variablen Stromerzeugungskosten ergeben sich dabei aus der folgenden Formel:

$$VK = \frac{PE + ZP \cdot EM}{WG} + EK \quad (3.28)$$

Abbildung 3.3: Veränderung der variablen Stromerzeugungskosten



Quelle: Eigene Darstellung.

EM (in tCO₂/MWh) ist der Emissionsfaktor einer Einheit des Primärenergieträgers. Für die Kraftwerke wird ein Nettowirkungsgrad WG von 56% (GuD) und 41% (Steinkohle) unterstellt. Pro MWh erzeugten Stroms fallen für das

¹⁰⁷ Methodisch ähnliche Analysen zu den Auswirkungen von Primärenergieträger- und Zertifikatepreisen auf die Wirtschaftlichkeit von Stromerzeugungstechnologien finden sich bspw. bei Reinaud (2003) und Reckow (2004).

GuD-Kraftwerk 0,5 €/MWh und für das Steinkohlekraftwerk 1,5 €/MWh Entsorgungskosten EK an. Es wird für jede Technologie jeweils ein Szenario mit hohen und mit moderaten Primärenergieträgerpreisen berechnet. Bei einem moderaten Erdgaspreis von 16,5 €/MWh sind die variablen Stromerzeugungskosten des GuD-Kraftwerkes bei einem relativ niedrigen Steinkohlepreis von 6,5 €/MWh ab einem Zertifikatepreis von 27,1 €/tCO₂ und bei einem hohen Steinkohlepreis von 8 €/MWh bereits ab einem Zertifikatepreis von 19,1 €/tCO₂ niedriger als die des Steinkohlekraftwerkes.

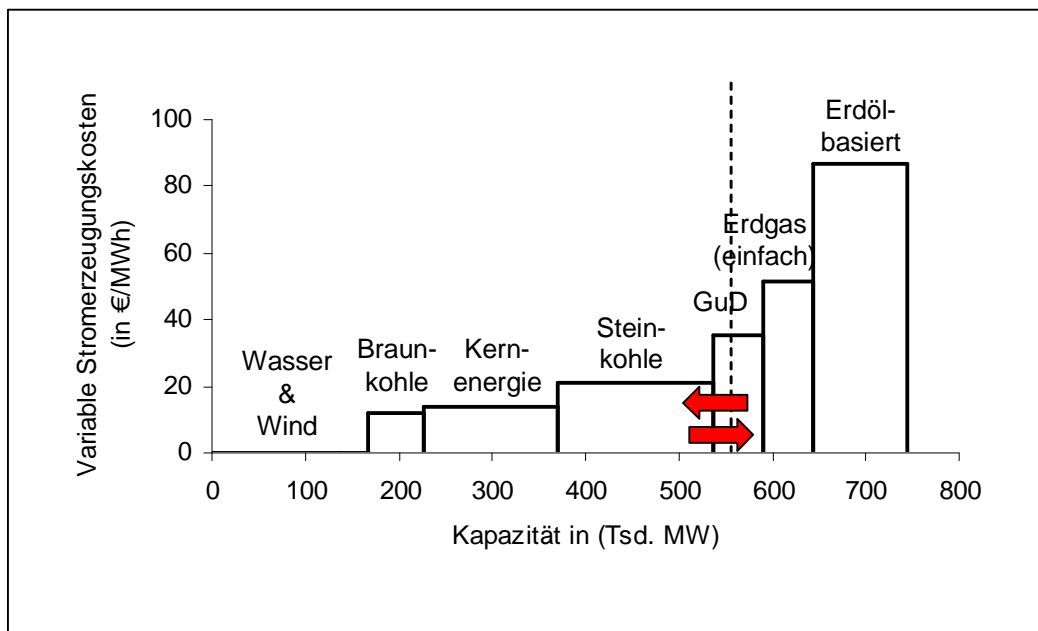
Bei einem hohen Erdgaspreis von 20 €/MWh verschieben sich die Zertifikatepreise, bei denen sich die Kostengleichheit gegenüber den Steinkohlekraftwerken einstellt, auf 40,9 €/tCO₂ (niedriger Steinkohlepreis) und 32,8 €/tCO₂ (hoher Steinkohlepreis).

Auf einem wettbewerblichen Strommarkt ergibt sich die kurzfristige Angebotskurve durch die Anordnung der verfügbaren Kraftwerkskapazitäten nach ihren variablen Stromerzeugungskosten (Merit-Order). Das Kraftwerk, bei dem die Nachfrage die Angebotskurve schneidet, wird als Grenzkraftwerk bezeichnet und bestimmt den Marktpreis. Die oben ermittelten Zertifikatepreise beziehen sich auf einen Wechsel der Steinkohle- und GuD-Kraftwerke in der Merit-Order. In Abhängigkeit von der Nachfragesituation ergibt sich daraus ein Anstieg der Nachfrage nach Erdgas für die Stromerzeugung, der auch zu einem Anstieg der russischen Erdgasexporte führen könnte.

Abbildung 3.4 soll diesen Zusammenhang veranschaulichen. Dargestellt wird die Merit-Order der EU25-Länder für einen Zertifikatepreis von 0 €/tCO₂.¹⁰⁸ Die gestrichelte Linie beschreibt die kurzfristig konstante Nachfrage. Die roten Pfeile beziehen sich auf den Wechsel der Steinkohle- und GuD-Kapazitäten in der Merit-Order.

¹⁰⁸ In einer rein brennstoffkostenbasierten Darstellung der Merit-Order wären die variablen Kosten der Kernenergie niedriger als die der Braunkohle. Allerdings kann es bei niedrigen Braunkohlepreisen unter Berücksichtigung der Entsorgungskosten zu einem Wechsel in der Merit-Order kommen.

Abbildung 3.4: Merit-Order der EU25-Länder



Quelle: Datensatz des Modells.

Ob ein GuD- oder Steinkohlekraftwerk wirtschaftlich betrieben werden kann, hängt von der Höhe seiner langfristigen Durchschnittskosten pro erzeugter Einheit Strom und dem am Markt erzielbaren Strompreis ab. Bei einer gegebenen Auslastung setzt sich der Kraftwerkstyp mit den geringsten langfristigen Durchschnittskosten durch. Diese setzen sich aus den variablen Stromerzeugungskosten und den fixen Kostenkomponenten zusammen. Mit steigender Auslastung eines Kraftwerkes sinken dessen langfristige Durchschnittskosten, weil sich die fixen Kostenkomponenten auf eine größere Ausbringungsmenge verteilen. Mit steigender Auslastung vergrößert sich daher auch zwangsläufig der variable Anteil an den Stromerzeugungskosten. In mittleren Lastbereichen liegen die Durchschnittskosten von GuD-Kraftwerken aufgrund der relativ hohen Brennstoffkosten trotz der relativ niedrigen Kapitalkosten wegen der Fixkostendegression immer noch über denen der Steinkohlekraftwerke, die niedrige Brennstoffkosten aber höhere Investitionskosten aufweisen. Allerdings führen steigende Zertifikatepreise schrittweise zu einer Angleichung der Durchschnittskosten, weil die variablen Stromerzeugungskosten eines Steinkohlekraftwerkes durch die Zertifikatepreiserhöhungen stärker belastet werden. Im Folgenden

wird mit Hilfe eines einfachen statischen Strompreismodells dargestellt, wie sich die langfristigen Durchschnittskosten der oben eingeführten Kraftwerkstypen in den jeweiligen Primärenergiepreisszenarien im Mittellastbereich in Abhängigkeit vom Zertifikatepreis verändern.

Für beide Kraftwerke wird ein Kalkulationszinssatz von 4,5% unterstellt. Für die Berechnung der langfristigen Durchschnittskosten LDK (in €/MWh) wird die Formel 3.29 herangezogen.

$$LDK = VK + \frac{BK + PK + IK \cdot IL \cdot ANF_{n,i}}{IL \cdot AL \cdot 8760} \quad (3.29)$$

Tabelle 3.1 enthält die zusätzlich benötigten Kraftwerksdaten.

Tabelle 3.1: Kraftwerksdaten

Parameter	GuD	Steinkohle
Installierte Leistung IL (MW)	400	700
Investitionskosten IK (Mill. €/MW)	0,5	1,0
Betriebskosten BK (Mill. €/a)	2,2	10,5
Personalkosten PK (Mill. €/a)	2,0	4,25
Laufzeit n (Jahre)	25	30
Auslastungsgrad AL (%)	70	70

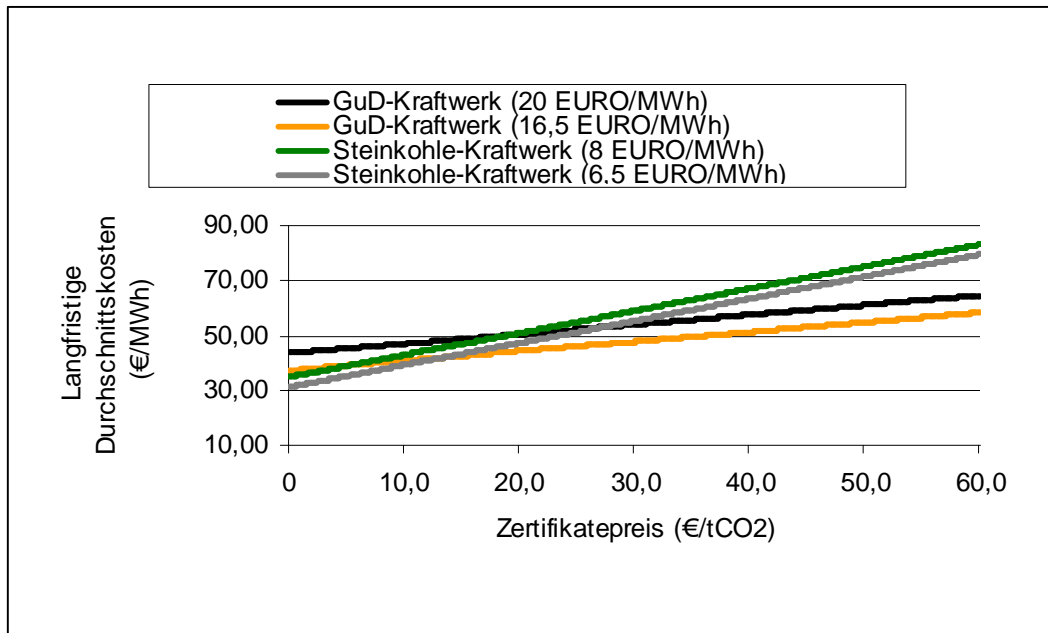
Die Investitionssumme eines Kraftwerkes wird in der Formel 3.29 mit Hilfe des Annuitätenfaktors $ANF_{n,i}$ ¹⁰⁹ auf eine über den Planungszeitraum hinweg konstante jährliche Kapitalkostenbelastung umgerechnet, zusammen mit den jährlichen Personal- und Betriebskosten auf die jährliche Ausbringungsmenge verteilt und ergibt zusammen mit den variablen Kosten die langfristigen Durchschnittskosten.

Bei einem Erdgaspreis von 16,5 €/MWh sind die langfristigen Durchschnittskosten der GuD-Technologie gegenüber dem moderaten Steinkohlepreinsniveau bereits ab einem Zertifikatepreis von 13,4 €/tCO₂ und bei dem hohen Steinkohlepreinsniveau schon ab einem Zertifikatepreis von 5,4 €/tCO₂ niedriger als bei der Steinkohletechnologie. Bei dem hohen Erdgaspreis verschieben sich die

¹⁰⁹ $ANF_{n,i} = \frac{i \cdot (1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$.

Zertifikatepreisgrenzen auf 27,2 €/tCO₂ (niedriger Steinkohlepreis) und 19,1 €/tCO₂ (hoher Steinkohlepreis).

Abbildung 3.5: Veränderung der langfristigen Durchschnittskosten



Quelle: Eigene Darstellung.

Die hier durchgeführten Berechnungen und Erläuterungen am Beispiel eines GuD- und Steinkohlekraftwerkes veranschaulichen, dass die Primärenergieträgerpreise und der Zertifikatepreis einen großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der fossilen Kraftwerkstechnologien ausüben. Es wurde gezeigt, dass kohlebasierte Kraftwerke bei moderaten Primärenergieträgerpreisen in der Mittel- und Grundlast aufgrund der Fixkostendeckung und niedrigeren Brennstoffkosten wirtschaftlicher sind als moderne Erdgaskraftwerke. Dieser Kostenzusammenhang prägt derzeit die Investitionsentscheidungen der Kraftwerksbetreiber in weiten Teilen des europäischen Kraftwerksparks. Durch eine Senkung des Erdgaspreises oder eine Steigerung des Zertifikatepreises kann die Wirtschaftlichkeit der erdgasbasierten Erzeugungstechnologien gegenüber den kohlebasierten Technologien vergrößert werden.

Daher kann Russland den Bau und Einsatz von erdgasbasierten Stromerzeugungstechnologien sowie die Erdgasnachfrage des europäischen Stromsektors über seinen Einfluss auf den Erdgas- und Klimaschutzzertifikatepreis beein-

flussen.

3.4 Zusammenfassung

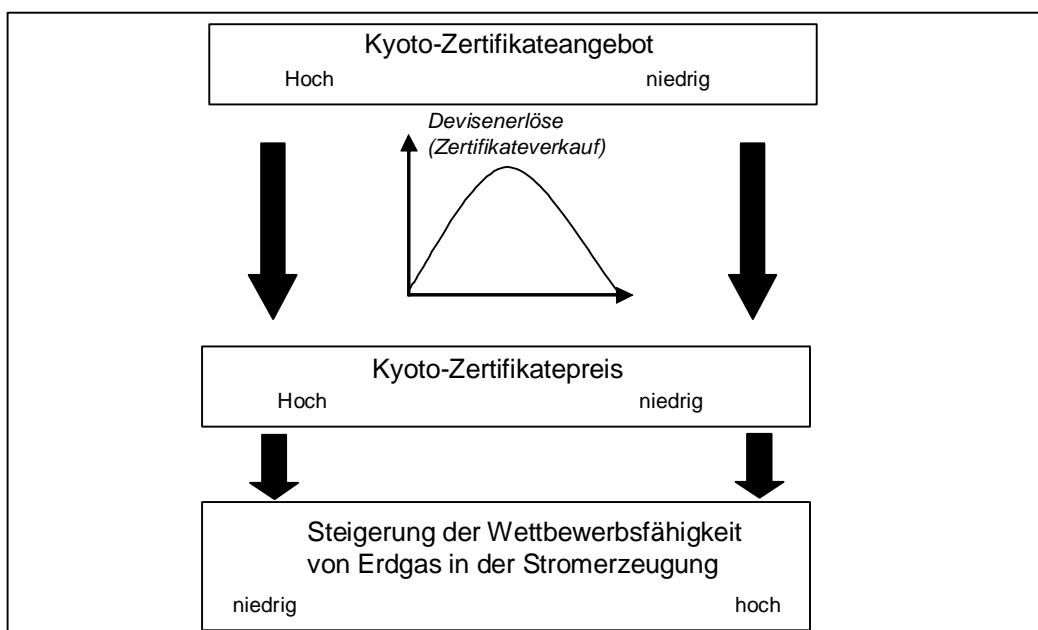
Zu Beginn des Kapitels wurde der Grundgedanke der interdependenten Strategieoptionen Russlands, basierend auf der realistischen Annahme, dass Russland den europäischen Erdgaspreis und den Kyoto-Zertifikatepreis durch die Angebotsentscheidungen auf den beiden Märkten beeinflussen kann, erläutert. Es konnte in einem einfachen analytischen Modellrahmen gezeigt werden, dass eine separate Optimierung des Erdgas- und Klimaschutzzertifikatemarktes einer gemeinsamen Optimierung in Bezug auf den realisierbaren Nutzen unterlegen ist, weil die Berücksichtigung der durch den Zertifikatepreis entstehenden Zusammenhänge einen zusätzlichen Optimierungsspielraum bietet. Die interdependenten Strategien wurden durch die Wahl einer Angebotsmenge und eines Preises auf den beiden Märkten repräsentiert. Die aufgestellten Nutzenkalküle sollten veranschaulichen, welche Abwägungen aus der Sicht von Russland bei einer ganzheitlichen Bewertung der interdependenten Strategien von Bedeutung sind.

Der Nutzen auf dem Zertifikatemarkt ergab sich aus der Höhe der Devisenerlöse aus dem Zertifikateverkauf und den alternativen Verwendungsmöglichkeiten. Diese bestanden primär im Verkauf oder der Anrechnung auf eigene Emissionsverpflichtungen in zukünftigen Handelsperioden. Auf dem Erdgasmarkt wurde der Nutzen ebenfalls durch Devisenerlöse bestimmt, die sich durch die Erlöse und Kosten des Erdgasexports ergaben, sowie durch die alternativen Verwendungsmöglichkeiten in der eigenen Volkswirtschaft, die den Einsatz verfügbarer Erdgasmengen unter umwelt-, sozial-, energie- und außenpolitischen Überlegungen implizieren. Dabei wurde erläutert, dass die praktische Entwicklung von interdependenten Strategieoptionen schwierig ist, weil sich die Bewertung relevanter Größen und Zusammenhänge unter anderem wegen der Unsicherheit im Zeitablauf sehr komplex gestalten kann.

Ein Anstieg der europäischen Erdgasnachfrage kann in Abhängigkeit vom Zer-

tifikatepreis in den Bereichen erwartet werden, in denen Erdgas im Wettbewerb mit kohlenstoffhaltigeren Energieträgern steht. Dies ist insbesondere in der Elektrizitätserzeugung der Fall, weil hier Erdgas mit der kohlenstoffhaltigeren Braun- und Steinkohle konkurriert. Ein höherer Zertifikatepreis bietet aus russischer Sicht bei einem konstanten Erdgaspreis die Möglichkeit, die strommarktbezogenen Erdgasexporte auszudehnen oder den Klimavorteil von Erdgas für eine Erhöhung des Erdgaspreises zu nutzen. Höhere Zertifikatepreise und somit eine Verbesserung der relativen Einsatzkosten für Erdgas gegenüber den kohlebasierten Technologien in der Stromerzeugung können ab einem bestimmten Niveau nur durch den Verzicht auf Devisenerlöse aus dem Verkauf von Kyoto-Klimaschutzzertifikaten erkauft werden. Der Verzicht der Devisenerlöse aus dem Zertifikateverkauf ist in diesem Fall gegen die positiven Effekte für die Erdgasexporte abzuwägen.

Abbildung 3.6: Grundgedanke interdependenter Strategieoptionen



Quelle: Eigene Darstellung.

Mit Hilfe eines einfachen Modells konnte veranschaulicht werden, dass Russland durch eine Verknappung seines Angebotes an freien AAUs den Kyoto-Zertifikatepreis auf einem ansonsten wettbewerblichen Markt steigern kann. Im Rahmen des Modells bestimmten sich die Preisbeeinflussungsmöglichkei-

ten Russlands durch die aggregierte Verpflichtungslücke der Nettonachfrager der Annex-B-Länder und den Verlauf der Grenzvermeidungskostenkurve, die sich aus den im Handelssystem verfügbaren Vermeidungsmöglichkeiten ergab. Da nur der europäische Zertifikatepreis direkt in die Wirtschaftlichkeitsrechnung der europäischen Kraftwerksbetreiber einfließt, war zu zeigen, in welcher Beziehung der Kyoto-Zertifikatepreis zum europäischen Zertifikatepreis steht und welche Prozesse eine Angleichung der Preise auslösen können. Aus Sicht der EU-Regierungen besteht bei einer Abweichung der beiden Zertifikatepreise die Möglichkeit, durch den An- oder Verkauf von Kyoto-Klimaschutzzertifikaten und die Anpassung der Obergrenze des EU-ETS Vermeidungskosten einzusparen oder einen Nettogewinn aus dem Kyoto-Zertifikatehandel zu realisieren. Daher besteht ein Anreiz, durch die Anpassung der nationalen Allokationspläne einen Ausgleich der Grenzvermeidungskosten und somit der Zertifikatepreise in den beiden Handelssystemen herbeizuführen. Durch die Verbindungsrichtlinie 2004/101/EC können auch private Unternehmen ERUs und CERs für die Zielerrechnung nutzen und somit als Nachfrager auf dem Kyoto-Markt tätig werden und ebenfalls Preisangleichungsprozesse in Gang setzen.

Anschließend wurde auf die Möglichkeit Russlands, Preise und Mengen auf dem Erdgasmarkt zu beeinflussen, eingegangen. Es zeigte sich, dass die derzeitigen Einflussmöglichkeiten stark durch das in Europa immer noch dominierende Konstrukt der langfristigen Bezugsverträge geprägt sind. Variationen von Preisen und Mengen sind aufgrund der Bindung durch die langfristigen Bezugsverträge nur im Rahmen bestehender Vertragsflexibilitäten oder bei Neuverhandlungen möglich. Allerdings lassen sich deutliche Preissteigerungen langfristig nicht realisieren, weil die bereits in den langfristigen Bezugsverträgen berücksichtigten Preise der Erdgassubstitute eine Preisobergrenze bilden. Erdgaspreissteigerungen können ohne Mengeneinbußen herbeigeführt werden, wenn der Preisanstieg ausschließlich im Klimakostenvorteil von Erdgas gegenüber dem jeweiligen Konkurrenzenergeträger besteht. Denkbar wären daher vor allem Preissenkungen, die auf eine Ausweitung des Erdgasangebots abzielen und im Rahmen des interdependenten Optimierungskalküls zu einem positiven

Gesamteffekt führen. Dabei sind das Verhalten und die geografische Lage der anderen Erdgasanbieter sowie technische Möglichkeiten und Kosten des Erdgastransports und der Förderung als grundsätzliche Rahmenbedingungen der Strategieentwicklung zu berücksichtigen.

Abschließend wurden ausgewählte Aspekte in Bezug auf den Erfolg und die Funktionsweise der interdependenten Strategien diskutiert. Hierzu zählten die Präferenzen der Nettonachfrager für bestimmte Vermeidungsformen, volkswirtschaftliches Wachstum, andere Anbieter von Hot Air, dynamische Aspekte im Kalkül der Nettoanbieter und der Markt für die projektbasierten Mechanismen. Am Ende des Kapitels wurde mit Hilfe eines einfachen statischen Strompreismodells gezeigt, dass insbesondere in der Stromerzeugung durch die Wahl von geeigneten Erdgas- und Zertifikatepreisen Wirtschaftlichkeitsvorteile für den Einsatz von Erdgas entstehen und zu einem Anstieg der Erdgasnachfrage führen können.

Kapitel 4

Modellentwicklung

In diesem Kapitel wird schrittweise ein Modell für die Analyse der interdependenten Strategieoptionen Russlands entwickelt. Mit Hilfe des Modells soll veranschaulicht werden, von welchen Faktoren die Vorteilhaftigkeit der interdependenten Strategieoptionen aus der Sicht von Russland abhängt und welche Konsequenzen sich für die europäische Erdgas- und Elektrizitätsversorgung ergeben. Grundlegende Aussagen zu dieser Fragestellung wurden bereits in einem einfachen analytischen Modellrahmen abgeleitet oder verbal erläutert. Detailliertere Aussagen erfordern die Konstruktion eines numerischen Modells, das die relevanten, teilweise sehr komplexen Zusammenhänge und Charakteristika des realen Problems enthält.¹¹⁰

Das folgende Optimierungsmodell besteht aus einer linearen Zielfunktion und einem System von Nebenbedingungen, die als lineare Gleichungen oder Ungleichungen formuliert wurden. Die Implementierung des Modells erfolgte mit Hilfe der algebraischen Modellierungssprache GAMS (General Algebraic Modelling System).¹¹¹ Für die numerische Berechnung der Lösung wurde der OSL-Solver von IBM verwendet. Das komplette Modell enthält 50499 Variablen und 32244 Gleichungen.

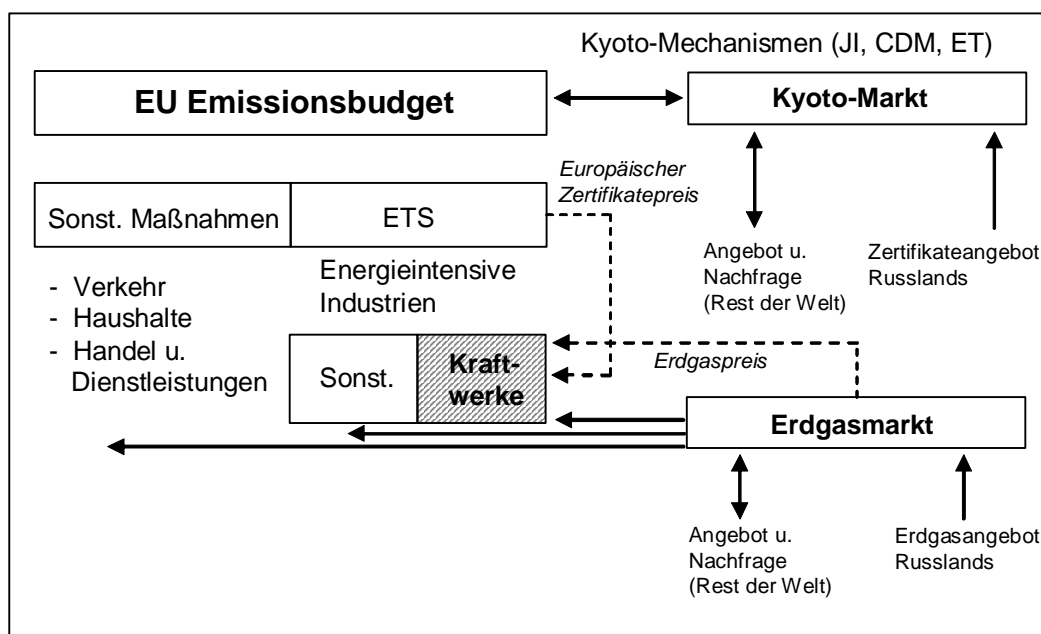
¹¹⁰ Für die Vorstellung des Modells gelten folgende formale Konventionen: exogen vorgegebene Modellparameter werden durch Großbuchstaben dargestellt; Variablen werden kleine Buchstaben zugewiesen; sowohl exogene Parameter als auch Variablen können mehrdimensional über verschiedene Mengen definiert werden; auch dargestellte Gleichungen oder Nebenbedingungen können über Mengen definiert werden.

¹¹¹ Version 1, 21. März 2001. Für eine Einführung in GAMS siehe GAMS Development Corporation (2006).

4.1 Modellüberblick

Die interdependenten Strategien Russlands beziehen sich auf den europäischen Erdgas- und den internationalen Klimaschutzzertifikatemarkt und berücksichtigen die besonderen Optimierungsmöglichkeiten, die durch eine Verbindung der beiden Märkte über den Zertifikatspreis existieren. Dementsprechend müssen der Erdgas- und Klimaschutzzertifikatemarkt und die relevanten Marktzusammenhänge in einem geeigneten Modelltyp so abgebildet werden, dass die interdependenten Strategien Russlands identifiziert, analysiert und bewertet werden können.

Abbildung 4.1: Einordnung des Modells



Quelle: Eigene Darstellung.

Im Modell kann Russland im Rahmen der interdependenten Strategien sowohl den Zertifikatspreis auf dem Kyoto-Markt als auch den Erdgaspreis für den europäischen Stromsektor bestimmen. Die Wahl des Zertifikatspreises ist über exogen vorgegebene Preisbeeinflussungsfunktionen (siehe Kap. 4.9), die in aggregierter Form die Konstellation von Angebot und Nachfrage auf dem Kyoto-Markt repräsentieren, mit einem bestimmten Angebot an Klimaschutzzertifikaten verbunden. Das Modell liefert zusätzlich die optimale Nutzung und

Entwicklung des Kraftwerksparks der EU25 als Reaktion auf die von Russland gewählte Preiskombination auf dem Erdgas- und Klimaschutzzertifikatemarkt und berechnet gleichzeitig die Nachfrage nach russischem Erdgas im Optimierungszeitraum. So können die Strategien Russlands mit Hilfe des Erdgas- und Zertifikatepreises und den Angebotsmengen auf den beiden Märkten mit Hilfe einer Gewinnfunktion monetär bewertet werden. Ein Optimierungsmodell ist im Rahmen der Fragestellung besonders gut geeignet, um die spezifischen Prozesse auf dem Strommarkt abzubilden und die kostenminimale Reaktion der EU25 auf die russischen Strategien zu ermitteln. Modelltechnisch wird die Ermittlung der russischen Strategien so implementiert, dass Russland die optimale Reaktion der Europäischen Union auf eine gewählte Preiskombination kennt und diese bei der Strategiewahl berücksichtigen kann.

Im Modell werden die interdependenten Strategien Russlands unter besonderer Berücksichtigung der Erdgasnachfrage des Kraftwerksparks der Europäischen Union untersucht. Hier sind kurz bis mittelfristig die größten Erdgasnachfrageveränderungen möglich. Kraftwerke ab einer Feuerungsleistung von 20 MW sind unmittelbar vom europäischen Zertifikatehandel betroffen. Für diese Kraftwerke werden die europäischen Klimaschutzzertifikate zu einem Kostenfaktor der Stromproduktion. Eine Steigerung der Wirtschaftlichkeit von erdgas- gegenüber kohlebasierten Stromerzeugungstechnologien durch eine Erhöhung des Zertifikatepreises oder eine Senkung des europäischen Erdgaspreises kann kurzfristig eine höhere Auslastung erdgasbefuehrter Kraftwerke und mittelfristig insbesondere den Zubau neuer GuD-Kraftwerke in der europäischen Union herbeiführen und somit eine Ausweitung der russischen Erdgasexporte mit sich bringen. Alternativ könnten höhere Zertifikatepreise für die Realisierung von Erdgaspreisaufschlägen, die den Klimakostenvorteil gegenüber den kohlebasierten Stromerzeugungstechnologien abschöpfen, genutzt werden.

Die Nachfrage nach Erdgas für die Erzeugung von häuslicher und industrieller Wärme wird im Modell nur in Form von Konstanten berücksichtigt, weil die Erdgasnachfrage auf dem europäischen Wärmemarkt im relevanten Preisbereich kurz- bis mittelfristig als relativ preisunelastisch angesehen wird. Weiterhin sind die Haushalte und der Verkehrssektor nicht direkt vom europäischen

Emissionshandel betroffen. Deshalb wird das Kalkül der privaten Wirtschaftssubjekte in diesen Bereichen nicht direkt durch den von Russland gewählten Zertifikatepreis beeinflusst. Eine getrennte Betrachtung der Erdgasnachfrage im Strom- und Wärmemarkt ist aus russischer Sicht im Optimierungszeitraum vertretbar, weil das System der langfristigen Bezugsverträge derzeit noch Bestand hat und eine Preisdifferenzierung zwischen beiden Märkten erlaubt.

Andere bewertungsrelevante Aspekte wie etwa die Auswirkung der interdependenten Strategien auf den Erdölmarkt werden im Modell nicht berücksichtigt. Der Erdölmarkt ist wegen der weltumspannenden Transportmöglichkeiten sehr viel weniger durch einen Akteur wie Russland über längere Zeit zu beeinflussen, es sei denn, die Ölexporte würden sehr drastisch gesenkt, was aber nicht im Interesse der russischen Ölindustrie liegt. Russland muss angesichts seiner Rolle als Erdölexporteur bei der Bewertung seiner Strategien beachten, dass Zertifikatepreissteigerungen in Ländern, die vom Kyoto-Klimaschutzzertifikatehandel betroffen sind, tendenziell zu einem Rückgang der Erdölnachfrage führen können und somit eine Verringerung des Weltmarktpreises für Erdöl denkbar wäre. Allerdings ist es fraglich, ob es aufgrund höherer Zertifikatepreise zu einer deutlichen Verringerung des Erdölpreises kommt. Viele wachstumsstarke Länder wie Indien und China werden in der Zukunft einen höheren Erdölbedarf haben, ohne eine restriktive Klimaschutzpolitik zu betreiben, und große Erdölnachfrager wie die USA haben das Kyoto-Protokoll nicht ratifiziert.

Auch für den Klimaschutzzertifikatemarkt werden einige Annahmen getroffen, um eine Abbildung im Modell zu ermöglichen. Es wird unterstellt, dass die Europäische Union das Kyoto-Protokoll zu minimalen Kosten erfüllen will und daher den Kyoto-Handel im vollen Umfang zur Zielerfüllung einsetzt. In diesem Fall macht es im Rahmen des Modells keinen Sinn, eine separate Emissionsrestriktion, wie sie durch eine rigide Ausgestaltung der nationalen Allokationspläne entstehen könnte, für den Elektrizitätssektor einzuführen, weil sich keine fixe Obergrenze für den Elektrizitätssektor ermitteln lässt. Im Modell wird, basierend auf dem Opportunitätskostengedanken, eine Berücksichtigung der Zertifikatepreise in den variablen Stromerzeugungskosten angenom-

men. Weiterhin wird unterstellt, dass sich der europäische Zertifikatepreis dem Kyoto-Zertifikatepreis, der durch das russische Zertifikateangebot innerhalb eines Modell-Moduls bestimmt wird, anpasst.

Theoretisch ist diese Preisangleichung auf Seiten der Europäischen Union mit weit reichenden Anpassungen der Klimaschutzpolitischen Instrumente verbunden. Eine kostenminimale Erfüllung des Kyoto-Ziels setzt aus Sicht der Europäischen Union voraus, dass der europäische Zertifikatehandel und die verschiedenen nationalen Klimaschutzpolitischen Instrumente¹¹² so ausgestaltet werden, dass die Grenzvermeidungskosten aller Emittenten identisch sind und die Menge der Kyoto-Zertifikate (Emissionsbudget) in den nationalen Registern am Ende der ersten Kyoto-Periode ausreicht, um die entstandenen Emissionen abzudecken. Im Gleichgewicht entspricht der europäische Zertifikatepreis den Grenzvermeidungskosten der Emittenten in der Europäischen Union und gleichzeitig dem Kyoto-Zertifikatepreis. Wenn Russland den Zertifikatepreis im Kyoto-Markt durch seine Entscheidung über die Höhe des Angebotes an AAUs beeinflusst und sich eine Abweichung des europäischen vom Kyoto-Zertifikatepreis einstellt, führen verschiedene Preisangleichungsprozesse (siehe Kap. 3.2.1) theoretisch zu einer Angleichung der beiden Preise. Die Preisangleichung wird durch die Anreize des Zertifikatehandels über den staatlichen oder privaten Handel mit Kyoto-Klimaschutzzertifikaten mit Hilfe der Kyoto-Mechanismen erzielt. Der An- oder Verkauf von Kyoto-Zertifikaten verändert das Emissionsbudget der Europäischen Union und ist theoretisch mit einer Anpassung aller nationalen Klimaschutzpolitischen Instrumente und der Obergrenze des europäischen Zertifikatehandelssystems verbunden, so dass der Instrumentenmix auch unter dem neuen Emissionsbudget kostenminimal wird. Im Modell werden die hier geschilderten Anpassungen zu Gunsten einer detaillierten Partialanalyse des europäischen Stromsektors vernachlässigt. Allerdings werden die durch das Modell ermittelten Emissionen des europäischen Stromsektors mit historischen Werten verglichen, um Aussagen über die klimaschutzpolitische Relevanz der interdependenten Strategien Russlands machen

¹¹² Während große Teile der energieintensiven Industrien vom europäischen Zertifikatehandel betroffen sind, werden die Bereiche Verkehr, Haushalte, Handel und Dienstleistungen durch andere nationale Klimaschutzpolitische Instrumente gesteuert.

zu können.

4.2 Zielfunktion

Es wird unterstellt, dass sich die EU25-Länder als eine Einheit betrachten und gemeinsam die Kosten der Stromerzeugung unter Berücksichtigung des Klimaschutzzertifikatehandels im Optimierungszeitraum minimieren wollen.¹¹³ Der zu minimierende Zielwert k (Mrd. €) enthält den Gegenwartswert der kumulierten landesspezifischen Stromerzeugungskosten $k_{t,r}$ (Mrd. €) mit $r \in R$, wobei R die Menge aller EU25-Länder darstellt. Die Stromerzeugungskosten enthalten sowohl die variablen Kosten der Stromproduktion als auch die Investitionskosten für Kraftwerksneubauten sowie die laufenden mengenunabhängigen Kosten. Die Abzinsung der im Zeitablauf anfallenden Kosten erfolgt mit Hilfe eines einheitlichen Kalkulationszinssatzes I (%).

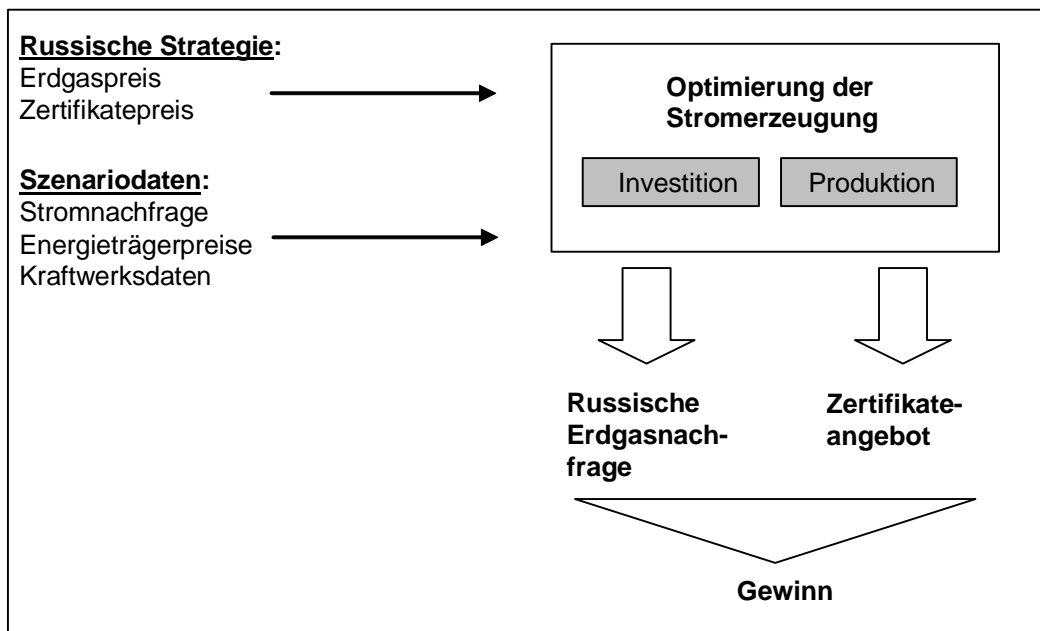
$$\text{Minimiere } k = \sum_{t=0}^7 \sum_R k_{t,r} \cdot (1 + I)^{-t} \quad (4.1)$$

Im Rahmen der Kostenminimierung der Stromerzeugung wird in einem Modelldurchlauf die optimale Nutzung und der optimale Ausbau des Kraftwerksparks für die jeweils unterstellten Szenario-Daten ermittelt. Diese bestehen bspw. in den Primärenergieträgerpreisen, den Kostendaten der Kraftwerkstechnologien oder der prognostizierten Stromnachfrage. Russische Strategien werden durch eine vorgegebene Kombination des Erdgas- und Klimaschutzzertifikatepreises ($p_g|p_z$) repräsentiert. Das Modellergebnis enthält die auf Russland entfallende europäische Erdgasnachfrage der Stromerzeugung und die zur Realisierung des Zertifikatepreises notwendige Hot-Air-Angebotsmenge.¹¹⁴ Mit Hilfe dieser Informationen wird in einer nachgelagerten Modellkomponente der Gewinn Russlands für die gewählte Strategie ermittelt.

¹¹³ Die fortschreitende Liberalisierung auf dem europäischen Strom- und Erdgasmarkt soll zu mehr Wettbewerb führen, was theoretisch ebenfalls den Gedanken einer kostenminimalen Stromerzeugung impliziert.

¹¹⁴ Die Hot-Air-Angebotsmenge ist kein direktes Ergebnis der Optimierung, sondern wird durch eine zusätzliche Modellkomponente ermittelt.

Abbildung 4.2: Modellkonzept



Quelle: Eigene Darstellung.

Die Optimierung erstreckt sich über einen achtjährigen Zeitraum von 2005 bis 2012. Eine Ausdehnung des Optimierungszeitraumes wäre aufgrund längerfristiger Investitionszyklen im Kraftwerkspark wünschenswert, jedoch sind die verfügbaren Informationen für die folgenden Kyoto-Perioden mit einer sehr hohen Unsicherheit behaftet. Um ein Endperiodenproblem zu verhindern, werden bei Kraftwerksinvestitionen nur Kosten berücksichtigt, die den Technologien im Optimierungszeitraum zugeordnet werden können. In der Realität lassen sich die Kraftwerkskapazitäten nicht teilen, weshalb grundsätzlich auch Informationen über die Zertifikatspreise in der zweiten und dritten Kyoto-Periode für eine Planung der Investitionen notwendig wären. Geht man von einem Einmaleffekt der Preisbeeinflussungsmöglichkeiten Russlands in der ersten Kyoto-Periode aus, sind die Auswirkungen der interdependenten Strategien auf die Investitionsentscheidungen im Kraftwerkspark geringer als es im Modell der Fall ist.

4.3 Stromangebot

Elektrischer Strom wird durch verschiedene Umwandlungstechnologien aus den sogenannten primären Energieträgern Kohle, Öl, Gas, Uran, Wind, Sonne, Erdwärme und Biomasse gewonnen. Die Wirtschaftlichkeit der Stromerzeugungstechnologien wird vor allem durch ihre fixen und variablen Kosten und ihre Einsatzflexibilität bestimmt.

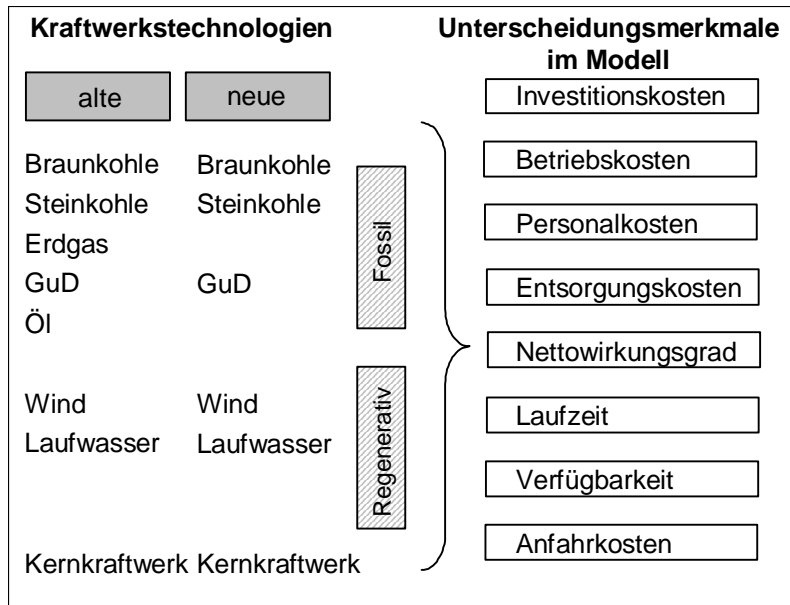
Kernkraftwerke weisen in der Regel relativ hohe Kapitalkosten und sehr niedrige variable Kosten auf. Deshalb können sie nur in der Grundlast bei einer hohen Fixkostendegression wirtschaftlich eingesetzt werden. Weiterhin sind sie aufgrund langer Anfahrzeiten zum Abfangen von Lastspitzen ungeeignet. Neben der eingeschränkten Möglichkeit, kurzfristige Lastspitzen abzufangen, führen längere Anfahrzeiten auch zu höheren Brennstoffkosten, weil bei den meisten Kraftwerkstechnologien ein erhöhter Brennstoffverbrauch während eines Anfahrvorganges vorliegt. Braun- und Steinkohlekraftwerke weisen im Vergleich zu Kernkraftwerken niedrige Investitionskosten und höhere variable Kosten auf. In Abhängigkeit von den Energieträger- und Zertifikatepreisen sind sie der Mittellast oder Grundlast zuzuordnen. GuD-Kraftwerke zeichnen sich im Vergleich zu den anderen konventionellen Kraftwerkstypen durch die niedrigsten Investitionskosten und die höchsten variablen Kosten sowie durch kurze Anfahrzeiten aus. Ihr Einsatz ist vor allem zu Spitzenlastzeiten, aber abhängig vom Erdgas- und Zertifikatepreis auch in der Mittel- oder Grundlast wirtschaftlich. Ölkraftwerke weisen ebenfalls sehr niedrige Kapitalkosten und relativ hohe variable Kosten auf. Sie sind aufgrund geringer Anfahrzeiten ebenfalls gut zum Abdecken von Lastspitzen geeignet.

Im Rahmen des Modells werden 14 verschiedene Erzeugungstechnologien berücksichtigt. Dabei handelt es um alte (Menge A) und neue (Menge N) Kraftwerkstypen, die aus den genannten Primärenergieträgern Strom erzeugen. Berücksichtigt werden GuD-, Erdgas-, Braunkohle-, Steinkohle- und Ölkraftwerke sowie Kernkraftwerke, Windkraftanlagen und Laufwasserkraftwerke¹¹⁵. Kraft-

¹¹⁵ Die Kapazitäten der Laufwasser- und Pumpspeicherkraftwerke wurden zusammengefasst, weil die zeitliche Untergliederung des Modells keine angemessene Abbildung von Pumpspeicherkapazitäten ermöglicht. So wird der Anteil der grundlastfähigen Techno-

werksinvestitionen sind nur in neue Kraftwerkstechnologien möglich, wobei Neuinvestitionen in einfache Gasturbinen- und Ölkraftwerke nicht möglich sind.¹¹⁶

Abbildung 4.3: Erzeugungstechnologien im Modell



Quelle: Eigene Darstellung.

Insbesondere die oben beschriebenen Eigenschaften der Erzeugungstechnologien sollten im Modell erfasst werden, um eine möglichst genaue Abbildung der Vor- und Nachteile der erdgasbasierten Kraftwerke gegenüber den anderen Erzeugungstechnologien zu gewährleisten.

Die Beschreibung der Technologien erfolgt mit Hilfe ihrer Investitions-, Personal-, Betriebs- und Entsorgungskosten sowie der Laufzeit, dem Nettowirkungsgrad, der durchschnittlichen Verfügbarkeit und der Anfahrkosten. Während den neuen Technologien in jedem EU25-Land identische Parameter zugewiesen werden, können die alten Technologien unterschiedliche Wirkungsgrade

logien in den EU25-Ländern erhöht und der Anteil der potentiellen Spitzenlasttechnologien verringert, was tendenziell zu einem höheren Zubau von GuD-Kraftwerken führt, weil diese genauso wie Pumpspeicherkraftwerke für den Einsatz in der Spitzenlast prädestiniert sind.

¹¹⁶ So kann Rechenzeit gespart werden. Im Rahmen des Modells ist die GuD-Technologie aufgrund ihrer Kostendaten einem normalen Gaskraftwerk immer überlegen, so dass dieses sowieso nicht gebaut würde. Ölkraftwerke sind unter den gegebenen Rahmenbedingungen ebenfalls nicht wirtschaftlich.

aufweisen, um landesspezifischen Effizienzunterschieden in den historisch gewachsenen Kraftwerksparks Rechnung zu tragen. Die Wirkungsgrade der alten Technologien werden durch Abschläge auf die Wirkungsgrade der neuen Technologien festgelegt. Es existiert ein unterschiedlicher Abschlagsfaktor für die EU15 und die im Jahr 2004 der EU beigetretenen Länder.

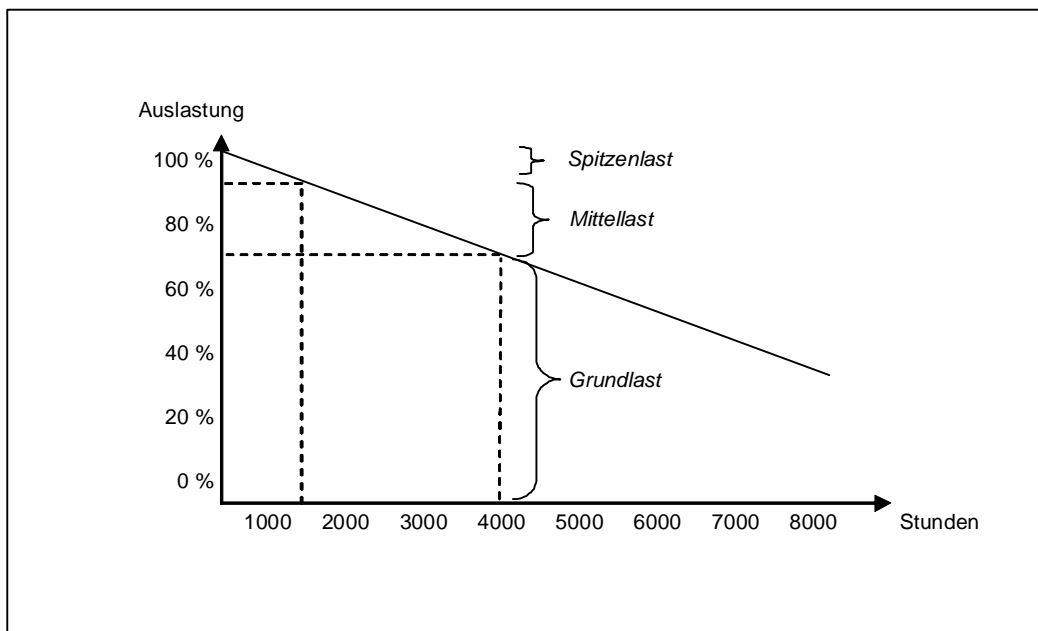
4.4 Stromnachfrage

Im Rahmen des Optimierungsmodells werden die Produktions- und Investitionsentscheidungen im Kraftwerkspark bei einer gegebenen, für den Optimierungszeitraum bekannten Stromnachfrage kostenminimal getroffen.

Im Kontext des Stromangebotes oder der Stromnachfrage zu einem bestimmten Zeitpunkt spricht man von Last oder Leistung. Die in einem Zeitraum produzierte Strommenge wird als geleistete Arbeit bezeichnet. Die nachgefragte Last innerhalb eines Tages unterliegt meist größeren Schwankungen und ist jahreszeitenabhängig. Die industriellen Nachfragekomponenten sind in der Regel werktags relativ gleichmäßig über den Tag verteilt, während der Stromverbrauch bei den privaten Haushalten abhängig vom Tagesablauf (zeitliche Verteilung von Arbeit und Freizeit) und der Zusammensetzung der Endgeräte stark schwankt. Aufgrund unterschiedlicher Wirtschaftsstrukturen und geografischer Merkmale ergeben sich in den EU25-Ländern unterschiedliche Lastprofile.

Durch eine nach der Höhe der Stromlast absteigende Anordnung der stündlichen Stromnachfrage eines Jahres ergibt sich die sogenannte Jahresdauerlinie. In Abhängigkeit von der Höhe der stündlich nachgefragten Last kann die Nachfrage nach Spitzen-, Mittel- und Grundlast unterschieden werden.

Abbildung 4.4: Repräsentative Jahresdauerlinie



Quelle: Eigene Darstellung.

Die Einordnung der Stundennachfrage in die Lastsegmente wird in der Regel mit Hilfe eines mindestens zu erreichenden Anteils an der maximalen Last vorgenommen. Für den Fall, dass ein Land seine Stromnachfrage ausschließlich durch die eigene Stromproduktion deckt und der maximale Nachfragewert der maximalen Produktionskapazität entspricht, gibt die Jahresdauerlinie die Verteilung der Auslastung des Kraftwerksparks wieder. Je nachdem, wie sich die Stromnachfrage auf die verschiedenen Lastsegmente quantitativ und zeitlich verteilt, ergeben sich unter der Prämisse einer kostenminimalen Stromversorgung unterschiedliche Anforderungen an die optimale Gestaltung des Kraftwerksparks. In Abhängigkeit von der zeitlichen Verteilung der Last muss der Kraftwerkspark unterschiedliche Merkmale in Bezug auf die Einsatzflexibilität und das Verhältnis von fixen zu variablen Kosten der eingesetzten Technologien aufweisen, um die Stromnachfrage kostenminimal befriedigen zu können.

Um den Einsatz der Kraftwerke und der Investitionen kostenminimal festlegen zu können, müsste im Modell theoretisch eine möglichst exakte Abbildung der prognostizierten Lastnachfrage im Optimierungszeitraum erfolgen. Bei einer stündlichen Untergliederung wären 8760 Lastwerte für jedes Jahr abzubilden.

Gegen ein solches Vorgehen sprechen im Rahmen dieses Modells zwei Argumente: zum einen lassen sich präzise Lastprognosen für einen so langen Zeitraum nur schwer erstellen, zum anderen kann das Modell auf Stundenbasis nicht mehr in angemessener Zeit gelöst werden.

Um die landesspezifische zeitliche Verteilung der Last grundlegend berücksichtigen zu können, wurde für jedes EU25-Land aus den UCTE-Daten des Jahres 2000 zunächst ein Lastprofil für einen durchschnittlichen 24-stündigen Tag des Jahres 2000 gebildet.¹¹⁷ Die UCTE stellt jeweils stündliche Lastwerte für den dritten Mittwoch, Samstag und Sonntag eines jeden Monats bereit. Unter der Annahme, dass ein Jahr aus zwölf Monaten besteht, die genau eine Länge von vier Wochen aufweisen, kann für jedes Land ein 24-stündiges durchschnittliches Tageslastprofil $L_{r,s}$ (GW) mit $s \in S$ und $m \in M$ ermittelt werden, wobei S die Menge der 24 Stunden eines Tages und M die Menge der Monate eines Jahres ist.¹¹⁸

$$L_{r,s} = \left(\sum_M (\text{Mittwoch}_{r,m,s} \cdot 20 + (\text{Samstag}_{r,m,s} + \text{Sonntag}_{r,m,s}) \cdot 4) \right) \cdot 336^{-1} \quad (4.2)$$

Um den Rechenaufwand des Modells weiter zu verringern, wird das 24-stündige Tageslastprofil zu einem Tageslastprofil $L_{r,b}$ (GW) mit 12 Blöcken, die jeweils eine Länge von zwei Stunden haben, verdichtet, wobei B die Menge der Blöcke ist. Das arithmetische Mittel von zwei aufeinander folgenden Stunden des ursprünglichen Lastprofils ergibt dabei jeweils die Last eines Blocks.¹¹⁹

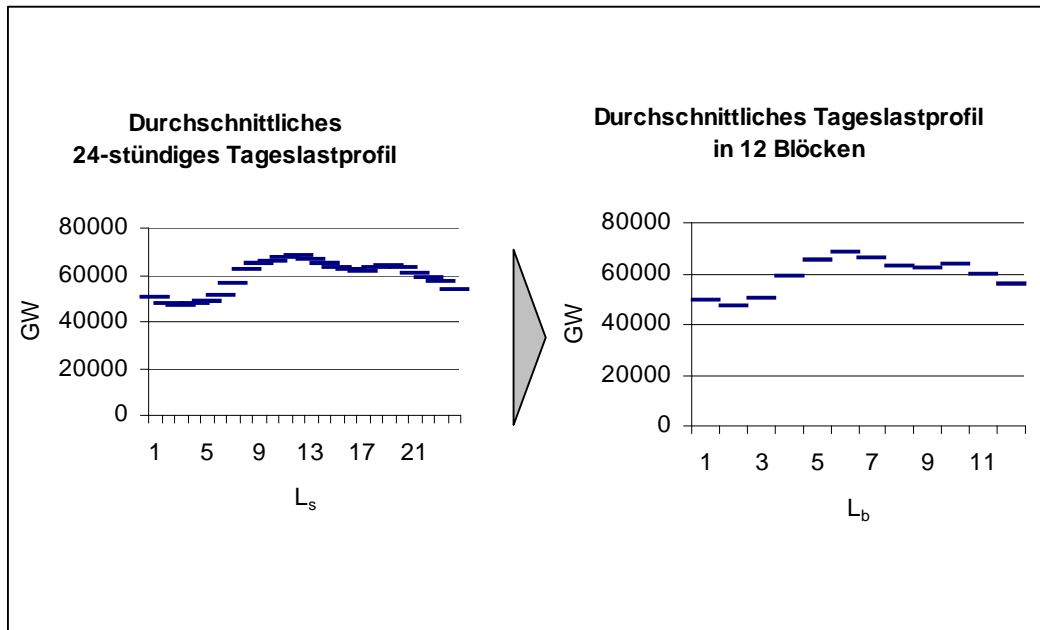
Abbildung 4.5 veranschaulicht dieses Vorgehen am Beispiel des Tageslastprofils von Deutschland.

¹¹⁷ Ländern, für die keine UCTE-Daten existierten, wurde ein Lastprofil von Ländern zugewiesen, die aufgrund ihrer geografischen Lage und ihrem wirtschaftlichen Entwicklungsstand ähnliche Lastprofile aufweisen sollten.

¹¹⁸ Mittwoch ist jeweils der repräsentative Werktag eines Monats und kommt in jedem Monat 20 mal vor. Die verfügbaren Daten für den Samstag und Sonntag bilden das repräsentative Wochenende eines Monats und kommen in jedem Monat 4 mal vor. Das konstruierte Jahr hat $7 \cdot 4 \cdot 12 = 336$ Tage.

¹¹⁹ $L_{r,b_1} = \frac{L_{r,s_1} + L_{r,s_2}}{2}$.

Abbildung 4.5: Durchschnittliches Tageslastprofil für Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung.

Mit Hilfe des Blockprofils wird für jedes EU25-Land der Anteil $V_{r,b}$ (0-1) jeden Blocks an der Stromerzeugung des repräsentativen Tages berechnet.

$$V_{r,b} = L_{r,b} \cdot \left(\sum_B L_{r,b} \right)^{-1} \quad (4.3)$$

Vor jedem Modelldurchlauf wird, ausgehend vom Stromverbrauch im Basisjahr 2004, unter Berücksichtigung einer exogen vorgegebenen Rate F (0-1) für das Wachstum der Stromnachfrage die landesspezifische Stromnachfrage $E_{t,r}$ (GWh) für den Optimierungszeitraum ermittelt.¹²⁰

$$E_{t,r} = E_{t_0,r} \cdot (1 + F_r)^t \quad (4.4)$$

Mit Hilfe von $V_{r,b}$ kann nun für jedes Jahr des Optimierungszeitraumes ein landesspezifisches repräsentatives durchschnittliches Tageslastprofil $LA_{t,r,b}$ (GW) ermittelt werden.¹²¹ Dabei wird unterstellt, dass sich das Wachstum der Strom-

¹²⁰ Es werden unterschiedliche Stromnachfragewachstumsraten für die EU15 und EU10 angenommen.

¹²¹ Da sich das Tageslastprofil auf Blöcke mit einer Länge von 2 Stunden bezieht, muss

nachfrage zeitlich, entsprechend der in $V_{r,b}$ vorgegebenen Anteile, auf die Nachfrageblöcke verteilt.

$$LA_{t,r,b} = E_{t,r} \cdot 730^{-1} \cdot V_{r,b} \quad (4.5)$$

Die Höhe der landesspezifischen jährlichen Stromnachfrage $E_{t,r}$ kann rückwirkend mit Hilfe von Formel 4.6 ermittelt werden.

$$E_{t,r} = \sum_B LA_{t,r,b} \cdot 730 \cdot V_{r,b}^{-1} \quad (4.6)$$

Der Zweck dieser Modellkonstruktion besteht darin, die landesspezifischen Lastschwankungen grundlegend zu berücksichtigen und gleichzeitig die Rechenzeit zu reduzieren. In jedem EU25-Land wird in einer Optimierungsperiode (einem Jahr) nur das blockbasierte repräsentative Tageslastprofil LA mit Hilfe des bestehenden Kraftwerksparks und des Stromhandels abgedeckt. Die Kostenwirkungen der Produktionsentscheidungen werden auf das Jahr hochgerechnet. Die im Rahmen der Optimierung anfallenden variablen Kosten des repräsentativen Tageslastprofils werden daher mit dem Faktor 730 multipliziert.¹²²

4.5 Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten

Sowohl die alten als auch die neuen Kraftwerke werden für jedes Land aggregiert und als Gesamtkapazität der jeweiligen Technologieart erfasst. Die alten Kraftwerkskapazitäten wurden aus historischen Daten abgeleitet. Die Grundlage bilden die Daten zum Kraftwerkspark von 2003 aus den Gas- und Elektrizitätsmarktstatistiken von EUROSTAT von 2005.¹²³ Die Kapazitäten der konventionellen Kraftwerke wurden mit Hilfe der VGE-Statistiken aus dem Jahrbuch der europäischen Energie- und Rohstoffwirtschaft des Jahres 2006 entsprechend den im Modell berücksichtigten Technologien weiter unterglie-

der Faktor 2 angewendet werden, um die nachgefragte Strommenge des repräsentativen Tages ermitteln zu können. Für die Hochrechnung auf ein Jahr muss daher der Faktor $730 = 365 \cdot 2$ angewendet werden.

¹²² Für Anfahrvorgänge wird der Faktor 365 verwendet.

¹²³ Siehe EUROSTAT (2005).

dert.¹²⁴ Von den alten Kapazitäten $ka_{t,r,a}$ (GW) mit $a \in A$ wird jährlich ein exogen vorgegebener Anteil $Q_{r,a}$ (0-1) entfernt, der für die EU15 und EU10 unterschiedlich ist. Der Anteil ist für die EU10-Länder höher, um dem Alter des Kapitalstocks im Kraftwerkspark Rechnung zu tragen.

$$ka_{t,r,a} = ka_{t-1,r,a} \cdot (1 - Q_{r,a}) \quad (4.7)$$

Die Kapazitäten der neuen Kraftwerkstechnologien einer Periode $ka_{t,r,n}$ (GW) mit $n \in N$ setzen sich aus der Kapazität der Vorperiode und den Zugängen $kz_{t,r,n}$ (GW) des aktuellen Jahres zusammen. Planmäßige Kapazitätsabgänge werden nicht berücksichtigt, weil der Optimierungszeitraum die Laufzeiten der neuen Kraftwerke nicht überschreitet.

$$ka_{t,r,n} = ka_{t-1,r,n} + kz_{t,r,n} \quad (4.8)$$

Zusätzlich wird vereinfachend angenommen, dass der Zubau von Kraftwerken innerhalb eines Jahres ohne zeitliche Verzögerung erfolgt. Während der Bau eines GuD-Kraftwerkes normalerweise nur 1-2 Jahre benötigt, stellen sich bei Kohlekraftwerken in der Realität Bauzeiten von ca. 3 und bei Kernkraftwerken Bauzeiten von ungefähr 5 Jahren ein. Diese Zusammenhänge sind zu bedenken, wenn ein besonders schneller Zubau der letztgenannten Kapazitäten durch das Modell angezeigt wird. Um einen zu umfangreichen Zubau der neuen Erzeugungstechnologien zu verhindern, werden die EU-weiten Neuinvestitionen einer Technologieart auf die Höhe der Kapazitäten vom Vorjahr unter Berücksichtigung einer maximalen Kapazitätswachstumsrate beschränkt.

Für einige Technologien wie Wasserkraft oder Braunkohle wird aufgrund in der Realität begrenzt vorhandener potentieller Kapazitäten eine Obergrenze für die Gesamtkapazität der Technologie eingeführt.¹²⁵

¹²⁴ Siehe VGE (2006).

¹²⁵ Die maximale landesspezifische Braunkohlekapazität im Kraftwerkspark wird auf 100 % der Kapazität im Basisjahr beschränkt, um abzubilden, dass aufgrund der wirtschaftlich bedingten geografischen Nähe von Braunkohleabbau und -verstromung die maximale Kapazität begrenzt ist. Weiterhin wird davon ausgegangen, dass das Potential an Wasserkraft in Europa weitestgehend ausgeschöpft ist und die Ersatzinvestitionen in die Wasserkraft automatisch in vollem Umfang erfolgen.

Weiterhin existiert eine Restriktion, die dafür sorgt, dass mindestens 20% des Kraftwerksparks der EU25 kohlebasiert sind. So soll dem Umstand Rechnung getragen werden, dass selbst bei sehr niedrigen Erdgaspreisen die kohlebasierten Erzeugungstechnologien aus versorgungssicherheitspolitischen Gründen nicht vollständig verschwinden.

4.6 Fixe Kosten

Durch die Existenz und den Zubau von Kraftwerkskapazitäten werden im Rahmen des Modells in jedem EU25-Land jährlich fixe Kosten $kf_{t,r}$ (Mrd. €) verursacht. Diese bestehen aus den als fix geltenden Kostenkomponenten $kb_{t,r}$ (Mrd. €) des Betriebs bestehender Kraftwerke und aus den Kosten für den Bau neuer Kraftwerkskapazitäten $kn_{t,r}$ (Mrd. €).

$$kf_{t,r} = kn_{t,r} + kb_{t,r} \quad (4.9)$$

Die aggregierten Zubaukosten kn (Mrd. €) fallen in einem Land und einer Zeitperiode vollständig zum Zeitpunkt des Zubaus der neuen Technologien (Menge N) an und hängen von der zugebauten Kapazität $kz_{t,r,n}$ ab.¹²⁶

$$kn_{t,r} = \sum_N (kz_{t,r,n} \cdot IK_n \cdot LZ_{t,n}) \quad (4.10)$$

Der Parameter IK_n (Mrd. €/GW) ist für alle existierenden Stromerzeugungstechnologien definiert und enthält deren Investitionskosten. Um ein Endperiodenproblem zu verhindern, werden die Investitionskosten mit Hilfe des Faktors $LZ_{t,n}$ (0-1) an die Einsatzdauer der Kapazität im Optimierungszeitraum angepasst.¹²⁷

Die als fix geltenden landesspezifischen Betriebskosten $kb_{t,r}$ (Mrd. €/GW) sind von den Kraftwerkskapazitäten der alten und neuen Technologien (Menge C)

¹²⁶ Um den Rechenaufwand zu reduzieren, werden die Kostenwirkungen des Zubaus von Wasserkraftkapazitäten, der ohnehin exogen bestimmt wird, nicht berücksichtigt.

¹²⁷ Bsp.: Wenn ein neugebautes Kraftwerk mit einer Lebensdauer von 25 Jahren im Optimierungszeitraum nur für 5 Jahre zur Verfügung steht, beträgt der Faktor 0,2.

abhängig.

$$kb_{t,r} = \sum_C (ka_{t,r,c} \cdot (IK_c \cdot BK_c + PK_c)) \quad (4.11)$$

Sie setzen sich aus den allgemeinen Kosten des Kraftwerksbetriebs (Wartung, Instandhaltung,...) und den Personalkosten PK_c (Mrd. €/GW) zusammen. Die technologiespezifischen allgemeinen Betriebskosten werden als Anteil BK_c (%) der Investitionskosten ermittelt.

4.7 Stromtransport und -produktion

Beim Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage ist zu berücksichtigen, dass für den Transport von elektrischem Strom ein Leitungsnetz erforderlich ist, das den Ausgleich von Angebot und Nachfrage mengenmäßig begrenzt. Das Leitungsnetz besteht normalerweise aus einem Verbundnetz auf sehr hoher Spannungsstufe, das einen Ausgleich der Generatorleistung ermöglicht, und einem Verteilungsnetz auf mittlerer und niedriger Spannungsstufe, an das die Endnachfrager angeschlossen sind. Die Speicherung von elektrischem Strom in großen Mengen ist derzeit wirtschaftlich nicht möglich. Die fehlende Speicherkapazität impliziert einen zeitgleichen Austausch von Angebot und Nachfrage über das Leitungsnetz. Bei einem hinreichend eng vermaschten Stromnetz bis zu einer bestimmten Größe kann die Entnahme des elektrischen Stroms zu einem bestimmten Zeitpunkt von einem beliebigen Einspeisepunkt ausgeglichen werden. Der „Stromtransport“ über längere Strecken ist mit Energieverlusten verbunden. Es besteht allerdings kein direkter physischer Stromfluß zwischen Anbietern und Nachfragern.

Im Modell werden die landesinternen Leitungsnetze nicht explizit berücksichtigt. Vereinfachend wird das zur Befriedigung der Nachfrage wirksame Stromangebot um einen exogen vorgegebenen Faktor LV (0-1) verringert. Es wird allerdings ein Leitungsnetz modelliert, das unter Berücksichtigung bestehender Kapazitätsrestriktionen und auftretender Leitungsverluste den Stromtransport zwischen den EU25-Ländern abbildet. Das Leitungsnetz wurde mit Hilfe von Daten der ETSO (European Transmission System Operators) vom Winter

05/06 erstellt.¹²⁸

Für jedes Jahr und jedes EU25-Land existiert eine Restriktion, die für jeden Block des durchschnittlichen Tageslastprofils ein Gleichgewicht auf dem landesspezifischen Strommarkt beschreibt. Die Nachfrageseite setzt sich aus dem Tageslastprofil $LA_{t,r,b}$ und den Stromexporten eines Landes $se_{t,r,b,h}$ (GW) mit $h \in H$ zusammen, wobei H die Länder bezeichnet, zu denen Stromleitungen bestehen. Zum Stromangebot zählen die landesinterne Stromproduktion $pe_{t,r,b}$ (GW) und die EU-internen Stromimporte $si_{t,r,b,h}$ (GW), die mit Hilfe des Abschlagsparameters α (0-1) um die grenzüberschreitenden Leitungsverluste bereinigt werden.

$$LA_{t,r,b} + \sum_H se_{t,r,b,h} = (pe_{t,r,b} + (1 - \alpha) \cdot \sum_H si_{t,r,b,h}) \cdot (1 - LV) \quad (4.12)$$

Die Stromimporte (Stromexporte) eines Landes entsprechen immer den Stromexporten (Stromimporten) des Landes, zu dem eine Übertragungskapazität besteht. Die Übertragungskapazitäten werden in Abhängigkeit von der Richtung des Stromflusses auf eine bestimmte Höhe beschränkt. Der Stromhandel erfolgt blockweise und wird daher neben den landesspezifischen Unterschieden der Wirkungsgrade oder der Verfügbarkeit einzelner Erzeugungstechnologien (Wasserkraft- und Braunkohlepotential, Kernenergieausstieg) auch durch die unterschiedlichen Lastverläufe in den EU25-Ländern bestimmt.

Die Stromproduktion $pe_{t,r,b}$ (GW) eines Landes in einem Block des repräsentativen Tageslastprofils eines Jahres setzt sich aus der Stromproduktion aller verfügbaren Technologien C zusammen. Die Variable $pr_{t,r,b,c}$ (GW) gibt an, wie groß die Stromproduktion einer einzelnen Technologie ist.¹²⁹

$$pe_{t,r,b} = \sum_C pr_{t,r,b,c} \quad (4.13)$$

Die Stromproduktion einer Technologie ist immer auf deren Kapazität unter Berücksichtigung einer durchschnittlichen jährlichen Verfügbarkeit VE_C

¹²⁸ Siehe ETSO (2006). Die Schweiz wird als Transitland berücksichtigt.

¹²⁹ Die Stromproduktion aus den Laufwasserkapazitäten wird ausgehend von historischen Werten für jedes Land auf einen konstanten Wert gesetzt.

(0-1) beschränkt. Der Verfügbarkeitsfaktor trägt möglichen Wartungs- oder unplanmäßigen Stillstandzeiten Rechnung.

$$pr_{t,r,b,c} \leq ka_{t,r,c} \cdot VE_c \quad (4.14)$$

Wenn sich die Stromproduktion aus einer Erzeugungskapazität im Vergleich zum vorherigen Block erhöht, bekommt die Variable $sa_{t,r,b,c}$ einen positiven Wert zugewiesen, der die Höhe der zugeschalteten Kapazität repräsentiert. Mit Hilfe dieser Variable wird die Höhe der Anfahrkosten im folgenden Kapitel berechnet.

$$pr_{t,r,b,c} \leq pr_{t-1,r,b,c} + sa_{t,r,b,c} \quad (4.15)$$

Die Restriktion wurde so implementiert, dass der Anfang der ersten Stunde des Tages ebenfalls mit der letzten Stunde des Tages verknüpft ist.

Ab dem Jahr 2010 wird im Modell berücksichtigt, dass die Stromproduktion eines EU25-Landes, entsprechend der EU-Richtlinie 2001/77/EC, mindestens zu einem vorgegebenen Anteil aus regenerativen Energiequellen (Wasser, Wind) bestehen muss.¹³⁰

4.8 Variable Kosten

Die Produktion von Strom führt in jeder Periode zu landesspezifischen variablen Kosten $kv_{t,r}$ (Mrd. €). Zusammen mit den fixen Kosten $kf_{t,r}$ ergeben sie die landes- und periodenspezifischen Gesamtkosten $k_{t,r}$, die in die Zielfunktion eingehen.

$$k_{t,r} = kv_{t,r} + kf_{t,r} \quad (4.16)$$

Die variablen Kosten beinhalten die strommengenbezogenen Kosten und die Kosten der Anfahrvorgänge.

$$kv_{t,r} = \sum_{B,C} (pr_{t,r,b,c} \cdot KV_{t,r,c} + sa_{t,r,b,c} \cdot AK_{t,r,c}) \quad (4.17)$$

¹³⁰ Siehe EU (2001).

Die strommengenbezogenen Kosten setzen sich primär aus den Brennstoffkosten und den Kosten für den Verbrauch der Klimaschutzzertifikate zusammen und werden mit Hilfe eines Faktors $KV_{t,r,c}$ (Mrd. €/GW) ermittelt, der für jede Technologie die Kosten pro produzierter Stromeinheit angibt. Dieser Faktor ist sowohl zeit- als auch landesabhängig, weil sich durch unterschiedliche landesspezifische Wirkungsgrade und zeitlich variierende Zertifikatepreise unterschiedliche Kosten ergeben. Der Kostenfaktor wird vor der eigentlichen Optimierung berechnet und beinhaltet ebenfalls eine Hochrechnung der stündlichen Kosten auf das jeweilige Jahr.

$KB_{t,r,c}$ (Mrd. €/GWh) sind die Brennstoffkosten, $KZ_{t,r,c}$ (Mrd. €/GWh) die Klimaschutzzertifikatekosten und BN_c (Mrd. €/GWh) die Betriebsnebenkosten. Diese beziehen sich im Rahmen des Modells vor allem auf Entsorgungskosten.¹³¹

$$KV_{t,r,c} = (KB_{t,r,c} + KZ_{t,r,c} + BN_c) \cdot 730 \quad (4.18)$$

Die zentrale Größe bei der Bestimmung der variablen Kosten einer Erzeugungstechnologie ist deren Nettowirkungsgrad $WG_{r,c}$ (0-1). Dieser gibt an, welcher Anteil der entstehenden thermischen Energie nach der Umwandlung des Primärenergieträgers in Form von Strom genutzt werden kann, und legt daher fest, welche Menge des Primärenergieträgers für die Produktion einer Einheit Strom benötigt wird. Mit steigendem Wirkungsgrad sinkt der Primärenergie-trägerbedarf und somit auch die Brennstoff- und Klimaschutzzertifikatekosten pro erzeugter Einheit Strom. EM_c (Mt. CO₂/GWh) ist der Emissionsfaktor einer GWh des Primärenergieträgers, der für die zu Grunde gelegte Technologie benötigt wird. $PE_{t,c}$ (Mrd. €/GWh) enthält den Brennstoffpreis des technologiespezifischen Primärenergieträgers. ZP_t (Mrd. €/Mt. CO₂-Äq.) ist der zeitabhängige Klimaschutzzertifikatepreis.

$$KB_{t,r,c} = PE_{t,c} \cdot WG_{r,c}^{-1} \quad \text{und} \quad KZ_{t,r,c} = ZP_t \cdot EM_c \cdot WG_{r,c}^{-1} \quad (4.19)$$

Die Brennstoff- und Klimaschutzzertifikatekosten sind der zentrale Anknüpfungspunkt der russischen Strategien in diesem Modell, weil sie durch die Wahl

¹³¹ Für eine Erläuterung des Faktors 730 siehe Kap. 4.4.

einer Preiskombination $(p_g|p_z)$ auf dem Erdgas- und Klimaschutzzertifikatemarkt vor jedem Modelldurchlauf verändert werden und ausschlaggebend für das Modellergebnis sind. Durch die Möglichkeit, den Erdgas- und Klimaschutzzertifikatspreis zu bestimmen, können die relativen Einsatzkosten der Produktionstechnologien zu Gunsten der erdgasbasierten Erzeugungstechnologien verschoben werden und entsprechende Veränderungen der Produktions- und Investitionsentscheidungen im europäischen Kraftwerkspark auslösen, die mit einer Veränderung des russischen Erdgasabsatzes oder Preissetzungspielraumes verbunden sind. Bei einem sinkenden Erdgaspreis erhöht sich der Wettbewerbsvorteil durch die Verringerung der Brennstoffkosten der erdgasbasierten Erzeugungstechnologien, während die Kosten der anderen Technologien konstant bleiben. Durch die Steigerung des Zertifikatspreises verteuern sich die variablen Kosten aller fossilen Energieträger, wobei sich die variablen Kosten der erdgasbasierten Technologien im geringeren Maße erhöhen.

Tabelle 4.1 zeigt die Veränderung der variablen Stromerzeugungskosten der neuen fossilen Erzeugungstechnologien bei einer Erhöhung des Zertifikatspreises um $1 \text{ €/tCO}_2\text{-Äq.}$.

Tabelle 4.1: Veränderung der variablen Stromerzeugungskosten bei Erhöhung des Zertifikatspreises um $1 \text{ €/tCO}_2\text{-Äq.}$

	GuD	Braunkohle	Steinkohle	Erdöl
Kostensteigerung (€/MWh)	0,35	0,96	0,76	0,71

Quelle: Modellergebnisse.

Innerhalb eines Jahres anfallende Anfahrkosten eines Kraftwerkstyps werden mit Hilfe eines Kostenfaktors $AK_{t,r,c}$ (Mrd. €/GW) bestimmt, der auf die Höhe der zwischen zwei Lastblöcken zugeschalteten Kapazität angewendet wird. Bei der Bestimmung dieses Faktors werden die Kosten des repräsentativen Tages mit Hilfe des Faktors 365 auf das jeweilige Jahr hochgerechnet. Anfahrkosten entstehen in der Realität in Abhängigkeit vom Kraftwerkstyp aus einer unterschiedlichen Anfahrtdauer und dem Brennstoffmehrbedarf sowie dem Verschleiß

während des Anfahrvorganges.¹³²

$$AK_{t,r,c} = KV_{t,r,c} \cdot AF_c \cdot 365 \quad (4.20)$$

AF_c enthält technologieabhängige Faktoren, die auf Grundlage der variablen Stromerzeugungskosten den technologiespezifischen Anfahrkosten Rechnung tragen sollen.¹³³

4.9 Der Klimaschutzzertifikatemarkt

Im Rahmen des Modells wird unterstellt, dass die Regierungen der EU25-Länder ihre Allokationsentscheidungen für die erste Periode des europäischen Handelssystems von 2005 bis 2007 bereits getroffen haben. Daher ergeben sich für Russland in diesem Zeitraum keine Einflussmöglichkeiten auf den Zertifikatepreis im EU-ETS. Die Zertifikatepreise der ersten Handelsperiode werden dem Modell, basierend auf historischen Daten, vorgegeben und implizieren ein Gleichgewicht auf dem europäischen Klimaschutzzertifikatemarkt. Die Zertifikatepreise werden vollständig in den variablen Kosten der Kraftwerkstechnologien wirksam. Für die erste Kyoto-Handelsperiode von 2008 bis 2012 wird unterstellt, dass Russland den Kyoto-Klimaschutzzertifikatepreis durch seine Angebotsentscheidungen bestimmen kann und sich der europäische Zertifikatepreis aufgrund entsprechender Allokationsentscheidungen der EU-Regierungen für das EU-ETS an diesen Preis angleicht.¹³⁴ Vereinfachend wird in diesem Zusammenhang von einer linearen Beziehung zwischen der Angebotsmenge Russlands und dem Zertifikatepreis ausgegangen, die im Folgenden Preisbeeinflussungsfunktion genannt werden soll. Hierbei handelt es sich de facto um eine Preis-Absatz-Funktion Russlands für den Kyoto-Klimaschutzzertifikatemarkt.

¹³² Im Modell werden Kaltstarts unterstellt.

¹³³ Der Anlagenverschleiß wird nicht bei der Berechnung der Anfahrkosten berücksichtigt.

¹³⁴ Für eine Beschreibung der Transmissionsmechanismen siehe Kap. 3.2.1. In der Realität ist nicht davon auszugehen, dass die EU-Regierungen ihre Allokationsentscheidungen perfekt und zeitnah an dem Preis im Kyoto-System orientieren. Folglich sind die Auswirkungen von Preiserhöhungen im Kyoto-Handelssystem auf den europäischen Zertifikatepreis, der für die europäischen Kraftwerksbetreiber entscheidend ist, nur schwer zu kalkulieren.

Da der Modellzweck vor allem in der Veranschaulichung der grundsätzlichen Wirkungsweise interdependenter Strategieoptionen besteht, soll auf eine detaillierte Repräsentation der Preisbeeinflussungsmöglichkeiten verzichtet werden. Wesentlich ist, dass der Zertifikatepreis mit sinkender Angebotsmenge Russlands steigt.

$$p_z(x_z) = p_z \quad \text{mit} \quad \frac{\partial p_z}{\partial x_z} \leq 0 \quad (4.21)$$

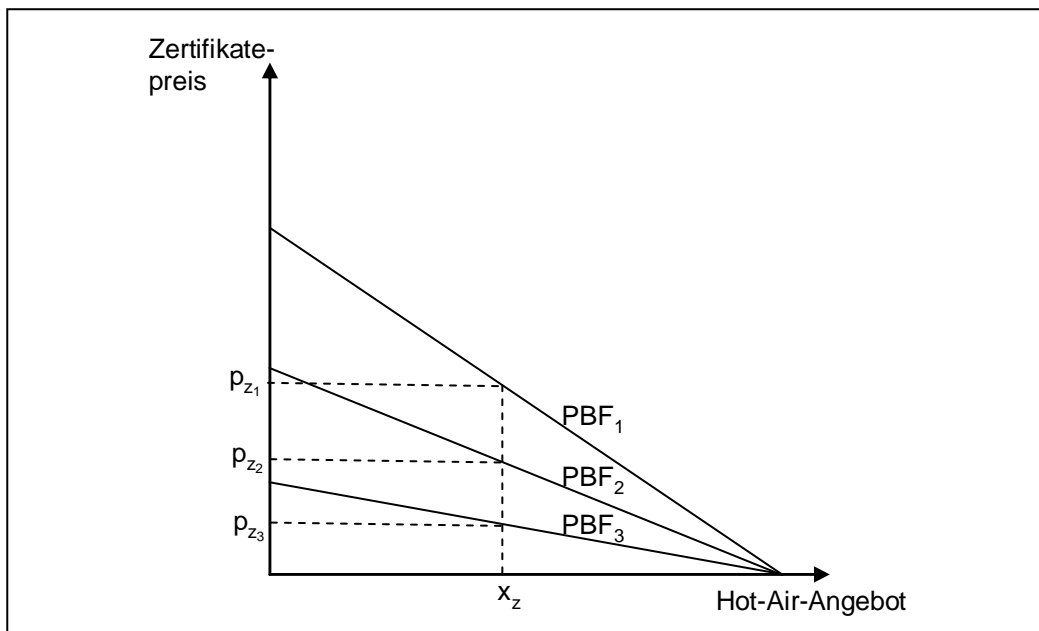
Der Kyoto-Klimaschutzzertifikatepreis p_z ist ein Bestandteil der exogen vorgegebenen russischen Strategie. Die Zertifikateangebotsmenge x_z für den Kyoto-Handel wird mit Hilfe der Preisbeeinflussungsfunktion nach der eigentlichen Optimierung bestimmt und ist die Grundlage für die Ermittlung der russischen Erlöse auf dem Zertifikatemarkt.

Viele Untersuchungen weisen darauf hin, dass sich im Wettbewerbsfall in Abhängigkeit von den unterstellten volkswirtschaftlichen Wachstumsraten und den damit verbundenen Emissionsentwicklungen bei einem vollständigen Angebot aller frei verfügbaren Zertifikate Russlands, der Ukraine und der anderen osteuropäischen Länder theoretisch ein Zertifikatepreis von 0 €/tCO₂-Äq. einstellen kann.¹³⁵ Im Rahmen des Modells wird davon ausgegangen, dass sich nur Russland strategisch auf dem Klimaschutzzertifikatemarkt verhält. Bei einem Angebot aller freien Zertifikate Russlands ergibt sich ein Zertifikatepreis von 0 €/tCO₂-Äq..

In der Abbildung 4.6 werden drei verschiedene Preisbeeinflussungsfunktionen PBF₁ bis PBF₃ abgebildet, die unterschiedliche Möglichkeiten Russlands, den Kyoto-Zertifikatepreis zu beeinflussen, zum Ausdruck bringen. Je flacher die Preisbeeinflussungsfunktion ist, desto niedriger ist der Zertifikatepreis p_z , der sich bei einer gleich bleibenden Hot-Air-Angebotsmenge x_z einstellt.

¹³⁵ Siehe bspw. den Elzen und de Moor (2002), Böhringer (2002) und Holtmark (2003).

Abbildung 4.6: Preisbeeinflussungsfunktionen



Quelle: Eigene Darstellung.

In der Realität hängen die Möglichkeiten Russlands, den Kyoto-Zertifikatspreis auf dem Kyoto-Klimaschutzmarkt zu beeinflussen, von dem Angebots- und Nachfrageverhalten der anderen Annex-B-Länder ab, das durch verschiedene Faktoren beeinflusst wird. Je nachdem, wie sich die Faktoren auf das Angebot und die Nachfrage nach Kyoto-Klimaschutzzertifikaten auswirken, ändert sich in Abhängigkeit von der veränderten Konstellation von Angebot und Nachfrage das Niveau, auf dem Russland den Zertifikatspreis beeinflussen kann. Da Russland neben der Ukraine und den osteuropäischen EU-Ländern der einzige potentielle Anbieter von Klimaschutzzertifikaten ist, werden die Einflussfaktoren der Preisbeeinflussungsmöglichkeiten an dieser Stelle primär im Hinblick auf die Wirkung in den potentiellen Nachfrägeländern beschrieben.¹³⁶ Berücksichtigt werden in diesem Zusammenhang die Entscheidungen der EU-Regierungen über ihren klimaschutzpolitischen Instrumentenmix, der Umfang, in dem die Annex-B-Länder die flexiblen Mechanismen des Kyoto-

¹³⁶ Diese Faktoren wirken sich natürlich auch auf die potentiellen Anbieterländer von Klimaschutzzertifikaten aus. Eine Entwicklung, durch die die potentielle Nachfrage nach Klimaschutzzertifikaten in einem Nachfragerland erhöht wird, würde in einem potentiellen Anbieterland zu einer Verringerung des Angebots an Klimaschutzzertifikaten führen.

Protokolls für ihre Zielerfüllung nutzen wollen, das Wachstum des realen BIP, die Primärenergieträgerpreise und der technische Fortschritt:

- Die Entscheidung der EU-Regierungen über den klimaschutzpolitischen Instrumentenmix außerhalb der ETS-Sektoren definiert bei einer gegebenen Obergrenze für das EU-ETS den Umfang, in dem die flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls für eine Erfüllung der Emissionsverpflichtungen herangezogen werden müssen. Je weniger restriktiv die anderen nationalen klimaschutzpolitischen Instrumente bei einer gegebenen Emissionsobergrenze des EU-ETS ausgestaltet werden, desto höher muss die staatliche Nachfrage nach Kyoto-Klimaschutzzertifikaten sein, um die entstehende Verpflichtungslücke zu schließen, und um so höher ist c.p. der Zertifikatepreis auf dem Kyoto-Markt.
- Wenn sich die Annex-B-Regierungen aus politischen Gründen für eine starke Betonung nationaler Vermeidungsmaßnahmen entscheiden, reduziert sich die staatliche Nachfrage nach Kyoto-Klimaschutzzertifikaten und somit der Zertifikatepreis. In der Europäischen Union, die der größte potentielle Nachfrager von Kyoto-Klimaschutzzertifikaten ist, nutzen nur wenige Regierungen die flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls in vollem Umfang. Dort verringert sich auch die private Nachfrage der vom EU-ETS betroffenen Unternehmen nach CERs und ERUs, weil die Anrechenbarkeit der projektbasierten Mechanismen im EU-ETS durch die Regierungen beschränkt wird.
- Die Nachfrage nach Kyoto-Klimaschutzzertifikaten ist in den Annex-B-Ländern auch von den Wachstumsraten des realen BIP abhängig. So führen höhere Wachstumsraten normalerweise zu einem Anstieg der Treibhausgasemissionen und erhöhen somit den Bedarf an Klimaschutzzertifikaten. Je nachdem, ob der zusätzliche Bedarf durch nationale Vermeidungsmaßnahmen oder den Zukauf von Klimaschutzzertifikaten gedeckt wird, ergeben sich unterschiedliche Auswirkungen auf die Nachfrage und den Preis von Kyoto-Klimaschutzzertifikaten.
- Die Nachfrage nach Klimaschutzzertifikaten ist ebenfalls von den Primär-

energieträgerpreisen abhängig. Wenn eine Umschichtung des Primärenergieträgermixes in bestimmten Preiskonstellationen wie bspw. im Rahmen niedriger Steinkohlepreise und hoher Erdgaspreise zu Gunsten klimaschädlicherer Energieträger erfolgt, müssen die zusätzlichen Emissionen entweder durch nationale Vermeidungsanstrengungen oder den Zukauf von Zertifikaten abgedeckt werden, was ein höheres Kyoto-Zertifikatepreisniveau zur Folge hätte.

- Im Wettbewerbsfall ergibt sich der Kyoto-Zertifikatepreis aus den Kosten der Vermeidungsmöglichkeiten im Handelssystem und den beschlossenen Emissionsreduktionen. Wenn sich die Kosten der Vermeidungsmöglichkeiten in den Annex-B-Ländern durch technologischen Fortschritt verringern, erhöht sich der Umfang nationaler Vermeidungsmaßnahmen, während sich die Nachfrage nach Kyoto-Klimaschutzzertifikaten reduziert. Als Folge stellt sich ein niedrigerer Zertifikatepreis ein.
- Die Höhe des erzielbaren Zertifikatepreises ist auch davon abhängig, ob große potentielle Nachfrager wie die USA oder Australien das Kyoto-Protokoll ratifizieren.¹³⁷

Spezielle Einflussfaktoren auf der Angebotsseite sind das strategische Verhalten anderer Anbieter von Hot-Air (siehe Kap. 3.3.3) und deren Erwartungen in Bezug auf die Ausgestaltung der zweiten Kyoto-Periode (siehe Kap. 3.3.4). Verringert sich das Angebot der anderen Anbieter von Hot Air, reduziert sich c.p. der Preis auf dem Kyoto-Klimaschutzzertifikatemarkt.

Die genannten Einflussfaktoren lassen sich nur schwer in einem einzelnen Modell abbilden und können aus Russlands Sicht nicht exakt prognostiziert werden. Daher werden die Strategien Russlands im Rahmen des Modells mit Hilfe von Szenarienberechnungen und alternativen Preisbeeinflussungsfunktionen, die die Unsicherheit der genannten Einflussfaktoren in aggregierter Form berücksichtigen, analysiert.

¹³⁷ Böhlinger und Löschel (2003) zeigen in einem Modell unter anderem, dass die Zertifikatepreise im Rahmen der Hot-Air-Problematik bei einer Ratifizierung des Kyoto-Protokolls durch die USA höher sind als ohne ihre Teilnahme.

4.10 Der Erdgasmarkt

In jedem EU25-Land ergibt sich die jährliche Erdgasnachfrage $gn_{t,r}$ (GWh) aus dem Primärenergieträgerbedarf der erdgasbasierten Stromerzeugungstechnologien und einer landesspezifischen autonomen Erdgasnachfrage GA_r (GWh), die den Bedarf auf dem Wärmemarkt repräsentiert.¹³⁸ Bei der Ermittlung der Erdgasnachfrage wird davon ausgegangen, dass unterjährige Nachfrageschwankungen durch Erdgasspeicher ausgeglichen werden. Die landesspezifische Erdgasnachfrage des Stromsektors wird mit Hilfe des Wirkungsgrades und der Stromproduktion der erdgasbasierten Erzeugungstechnologien (Menge G) ermittelt.

$$gn_{t,r} = GA_r + \sum_G \sum_B (pr_{t,r,b,g} \cdot WG_{r,g}^{-1} \cdot 730) \quad (4.22)$$

Für jedes Land definiert ein Faktor GF_r (0-1) den Anteil Russlands an der Erdgasversorgung. Der landesspezifische Faktor wurde mit Hilfe von Daten des Jahres 2003, die den Natural Gas Information 2005 entnommen wurden, berechnet.¹³⁹

$$gr_t = \sum_R gn_{t,r} \cdot GF_r \quad (4.23)$$

Somit kann der Erdgasabsatz Russlands gr_t in die EU25-Länder als Grundlage für die spätere Strategiebewertung für jede Periode berechnet werden. Dieser Modellkonstruktion liegt die Annahme zu Grunde, dass es im Rahmen des relativ kurzen Optimierungszeitraumes nicht zu größeren Anteilsverschiebungen zwischen den Erdgasbezugsquellen in Europa kommen wird. Die Erdgasexporte Russlands in die EU25 werden auf die Summe der bestehenden Exportpipelinekapazitäten beschränkt. Für den gesamten Erdgasmarkt der EU25-Länder wird ein einheitlicher Erdgaspreis unterstellt, der die Kosten des Erdgasbezugs am Kraftwerk definiert.¹⁴⁰ Annahmegemäß kann Russland den Erdgaspreis im Rahmen einer interdependenten Strategie ab dem Jahr 2007 bestimmen. Für die Jahre 2005 und 2006 werden historische Erdgaspreise herangezogen. Der

¹³⁸ Die autonome Wärmenachfrage wird eingebunden, um mit Hilfe der bestehenden Erdgasexportrestriktion Russlands eine Obergrenze für die Erdgasnachfrage auf dem Strommarkt bestimmen zu können.

¹³⁹ Siehe IEA (2005).

¹⁴⁰ Zum Transmissionsmechanismus auf dem Erdgasmarkt siehe 3.2.2.

Erdgaspreis wird vor jedem Optimierungsdurchlauf für die relevanten Perioden gesetzt.

4.11 Das Bewertungsmodul

Das oben formulierte Modell soll die Analyse interdependenter Strategien Russlands, die durch eine Preiskombination auf dem Erdgas- und Klimaschutzzertifikatemarkt repräsentiert werden, ermöglichen. Während eine umfassende Bewertung interdependenter Strategien die Berücksichtigung zahlreicher Erfolgsgrößen erfordert, soll an dieser Stelle eine dem Modellzweck entsprechende sinnvolle Reduzierung auf den russischen Gewinn g (Mrd. €) erfolgen, der sich aus den Devisenerlösen aus dem Erdgasabsatz in den europäischen Elektrizitätssektor sowie den hiermit verbundenen Kosten und dem Zertifikateverkauf auf dem Kyoto-Klimaschutzzertifikatemarkt ergibt.

$$g(p_g, p_z) = p_z \cdot x_z(p_z) \cdot (1 + I)^{-5} + \sum_{t=0}^7 ((p_g - k_g) \cdot \tilde{g}r_t \cdot (1 + I)^{-t}) \quad (4.24)$$

Die Multiplikation des Zertifikatepreises p_z (Mrd. €/Mill. tCO₂-Äq.) mit der Hot-Air-Angebotsmenge $x_z(p_z)$ (Mill. tCO₂-Äq.), die sich durch das Einsetzen des Zertifikatepreises in eine lineare Preisbeeinflussungsfunktion ergibt, bestimmt die Höhe der Devisenerlöse auf dem Klimaschutzzertifikatemarkt zum Zeitpunkt des Zertifikateverkaufs. Es wird davon ausgegangen, dass der komplette Kyoto-Klimaschutzzertifikatehandel am Ende des Jahres 2010 stattfindet und die Erlöse daher entsprechend mit dem Kalkulationszinssatz abzuzinsen sind. Die im Zeitablauf anfallenden Erlöse aus dem Erdgasverkauf werden ebenfalls abgezinst. Die europäische Nachfrage nach russischem Erdgas gr_t wird um die Nachfrage auf dem Wärmemarkt zu $\tilde{g}r_t$ (GWh) bereinigt.

$$\tilde{g}r_t = \sum_R (gn_{t,r} - GA_r) \cdot GF_r \quad (4.25)$$

Pro abgesetzter Einheit Erdgas fallen Kosten in Höhe von k_g (Mrd. €/GWh) an. Diese sollen entstehende Förder- und Transportkosten repräsentieren. Mit

Hilfe der Bewertungsfunktion kann die russische Strategie in einen monetären Wert umgewandelt werden.

Kapitel 5

Analyse ausgewählter Szenarien

Im Kapitel 4 wurde ein numerisches Optimierungsmodell entwickelt, mit dem die interdependenten Strategieoptionen Russlands systematisch analysiert werden können. Im folgenden Kapitel wird mit Hilfe des Modells für verschiedene Szenarien untersucht, welche Angebotsstrategien für Russland auf dem Erdgas- und Klimaschutzzertifikatemarkt im Rahmen des interdependenten Optimierungskalküls optimal sind und welche Implikationen sich daraus für die Elektrizitäts- und Erdgasversorgung der EU25 ergeben. Zunächst werden zentrale Parameter des Modells und der Aufbau der Szenarienanalyse näher erläutert.

Im Modell bestimmt die Preisbeeinflussungsfunktion (siehe Kap. 4.6), in welchem Maße russische Angebotsverknappungen zu einer Steigerung des Zertifikatepreises im Kyoto-Handel führen, und hat daher einen großen Einfluss auf das Modellergebnis. Für die Szenarienanalyse werden deshalb drei lineare Preisbeeinflussungsfunktionen mit einer geringen, mittleren und großen Steigung unterstellt. Im weiteren Verlauf der Arbeit wird in diesem Zusammenhang von geringen, mittleren oder großen Preisbeeinflussungsmöglichkeiten gesprochen. Es wird in allen drei Fällen eine maximale jährliche Hot-Air-Angebotsmenge in Höhe von 600 Mill. tCO₂-Äq. angenommen, die bei einem vollständigen Angebot zu einem Zertifikatepreis von 0€/tCO₂-Äq. führt.¹⁴¹ Unterschiede bestehen lediglich in dem maximalen Zertifikatepreis, der beim

¹⁴¹ Dieser Wert kann im Kontext vieler bestehender Schätzungen als realistische Größe angesehen werden. Einen Überblick über die Schätzungen zum Zertifikateüberschuss Russlands liefert IEA (2006).

vollständigen Zurückhalten der Hot-Air-Mengen erzielt werden kann. Tabelle 5.1 zeigt die Parameter der gewählten Preisbeeinflussungsfunktionen.

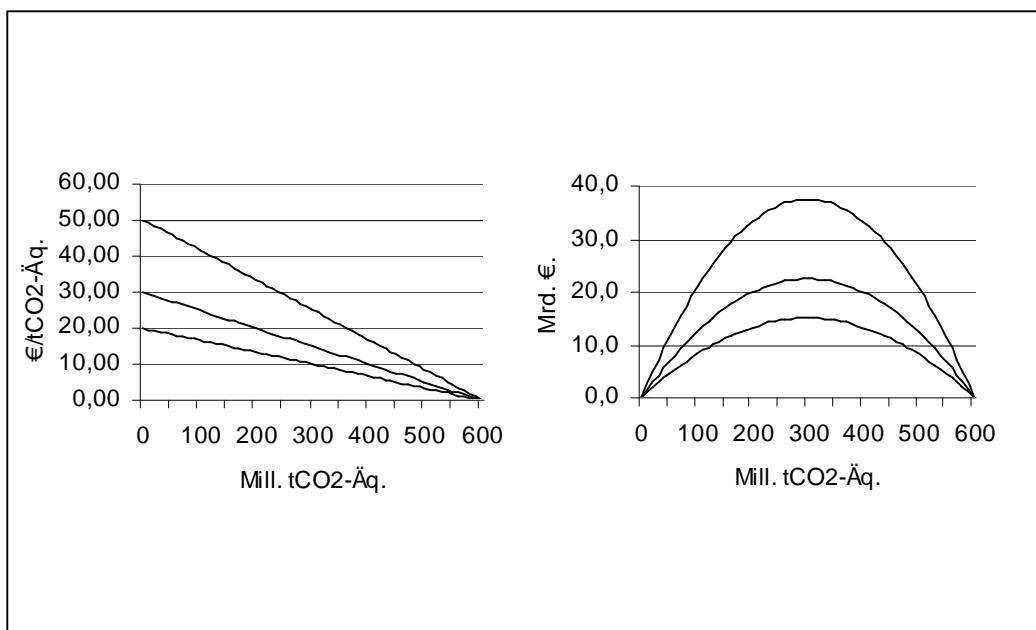
Tabelle 5.1: Parameter der Preisbeeinflussungsfunktionen

Preiseinfluss	Maximaler Zertifikatepreis	Steigungsparameter
niedrig	20 €/tCO ₂ -Äq.	0,033333
mittel	30 €/tCO ₂ -Äq.	0,050000
groß	50 €/tCO ₂ -Äq.	0,083333

Quelle: Modellparameter.

Bei ausschließlicher Betrachtung des Zertifikatemarktes ist es im Rahmen der gewählten Funktionen gewinnoptimal, die Hälfte der frei verfügbaren Zertifikate anzubieten und einen Zertifikatepreis herbeizuführen, der nur halb so hoch wie der maximale Zertifikatepreis ist.¹⁴²

Abbildung 5.1: Gewinnmöglichkeiten auf dem Zertifikatemarkt



Quelle: Modellparameter.

Die Gewinnmaxima liegen bei 15,0 Mrd. € (geringe Preisbeeinflussungsmöglichkeiten), 22,5 Mrd. € (mittlere Preisbeeinflussungsmöglichkeiten) und 37,5

¹⁴² $\max x \cdot p$ mit $p = (a - b \cdot x)$ ergibt $p = \frac{a}{2}$.

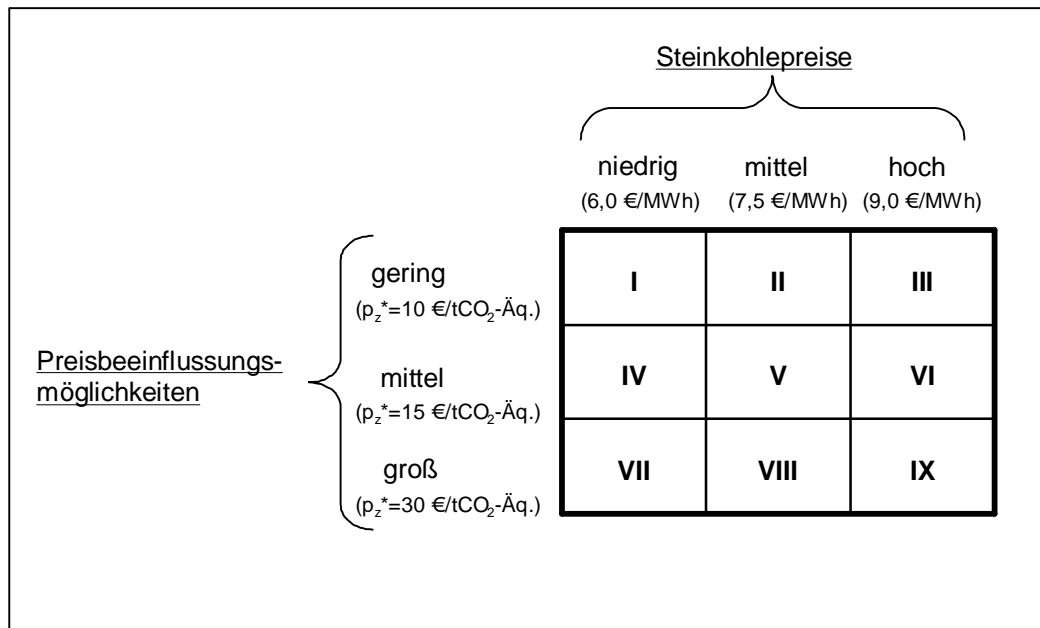
Mrd. € (große Preisbeeinflussungsmöglichkeiten). Die Zertifikatepreise betragen dann jeweils 10 €/tCO₂-Äq., 15 €/tCO₂-Äq. und 25 €/tCO₂-Äq.. Die gewinnmaximalen Zertifikatepreise bei ausschließlicher Betrachtung des Klimaschutzzertifikatemarktes sollen im Folgenden als p_z^* bezeichnet werden. Im Modell kann Russland nur den Zertifikatepreis in der ersten Kyoto-Periode beeinflussen. Für die Jahre 2005 bis 2007 werden historische Daten herangezogen (siehe Anhang I).¹⁴³

Neben den Erlösen aus dem Zertifikateverkauf wird der Erfolg der interdependenten Strategieoptionen aus der Sicht Russlands durch die Erlöse aus dem Erdgasabsatz für den europäischen Strommarkt im Optimierungszeitraum bestimmt (siehe Kap. 4.11). Weil Erdgas vor allem mit der Steinkohle um den Einsatz in der Mittellast konkurriert, werden die Marktchancen für Erdgas in der Stromerzeugung ebenfalls durch die vom Weltmarkt vorgegebenen Steinkohlepreise bestimmt. Diese ergeben sich auch aus dem Angebots- und Nachfrageverhalten vieler Nicht-Kyoto-Staaten und sind von Russland als ein nicht beeinflussbarer Rahmenparameter in der Strategieentwicklung zu berücksichtigen. In der Szenarienanalyse werden alternative Steinkohlepreise angenommen. Diese betragen 6,0 €/MWh (niedriger Steinkohlepreis), 7,5 €/MWh (mittlerer Steinkohlepreis) und 9,0 €/MWh (hoher Steinkohlepreis). Der szenarienspezifische Steinkohlepreis gilt erst ab dem Jahr 2007. Für den Zeitraum von 2005 bis 2006 werden historische Preise unterstellt. Eine Übersicht der Preisannahmen aller im Modell verwendeten Energieträger befindet sich im Anhang I der Arbeit.

Abbildung 5.2 gibt einen Überblick der Szenarien, die durch die Kombination der Preisbeeinflussungsfunktionen und der Steinkohlepreise entstehen.

¹⁴³ Es wurde der durchschnittliche Abrechnungspreis der EEX für jedes Jahr ermittelt. Für 2007 wurde der Durchschnitt der bereits erfolgten Notierungen verwendet (Stichtag: 15.03.2007).

Abbildung 5.2: Szenarienüberblick



Quelle: Eigene Darstellung.

Wie bereits erläutert wurde, zeichnet sich eine interdependente Strategie Russlands im Modell durch die Wahl eines Erdgaspreises ab dem Jahr 2007 und eines Zertifikatepreises für die erste Kyoto-Periode aus. Um die gewinnmaximale Strategie $(p_g|p_z)$ zu finden, werden in jedem Szenario exogen vorgegebene Preisintervalle für den Erdgas- und Klimaschutzzertifikatepreis untersucht, die als realistisch angesehen werden können.

$$(p_g|p_z) \quad \text{mit} \quad p_{g_{\min}} \leq p_g \leq p_{g_{\max}} \quad \text{und} \quad p_{z_{\min}} \leq p_z \leq p_{z_{\max}} \quad (5.1)$$

Da für jede Preiskombination eine Lösung des Modells erforderlich ist, muss eine Diskretisierung der zu Grunde gelegten Preisintervalle erfolgen. Je geringer die Preisabstände zwischen den einzelnen Preisen sind, umso größer ist die Wahrscheinlichkeit, das exakte Gewinnmaximum zu treffen.¹⁴⁴ Allerdings existiert ein Zielkonflikt zwischen der Genauigkeit des Ergebnisses und dem zeitlichen Aufwand zum Lösen des Modells. Da der Abstraktionsgrad des Modells relativ hoch ist und der Modellzweck in der grundsätzlichen Veran-

¹⁴⁴ Abbildungen der für die Ermittlung der interdependenten Strategien berechneten diskreten Gewinnfunktionen befinden sich im Anhang II.

schaulichung der Funktionsweise der interdependenten Strategieoptionen besteht, werden relativ große Preissprünge zu Grunde gelegt. Es werden 15×15 Preiskombinationen untersucht. Der minimale Erdgaspreis beträgt 5 €/MWh und wird in $1,0 \text{ €}$ -Sprüngen bis auf 19 €/MWh erhöht. Die Anfangspreise und Schrittlängen auf dem Zertifikatemarkt sind abhängig von den Preisbeeinflussungsfunktionen und können dem Anhang I entnommen werden.

In jedem Szenario werden fünf Unterszenarien BAU, GAS, ZER, SEP und INT berechnet, die jeweils ein unterschiedliches strategisches Verhalten Russlands auf dem Erdgas- und Klimaschutzzertifikatemarkt unterstellen. Mit Hilfe dieser Szenarien soll gezeigt werden, welche Vorteile eine interdependente Strategie aus der Sicht von Russland gegenüber der separaten Betrachtung der beiden Märkte aufweist. Gleichzeitig geben sie Hinweise auf mögliche Konsequenzen der verschiedenen Strategieoptionen für die Elektrizitäts- und Erdgasversorgung der EU25-Länder.

Im BAU-Unterszenario (Business as Usual) führt Russland keine Gewinnmaximierung auf dem Erdgas- oder Zertifikatemarkt durch. Die Preise auf den beiden Märkten befinden sich auf einem moderaten Niveau. Der Zertifikatspreis beträgt $15 \text{ €/tCO}_2\text{-Äq.}$ und der Erdgaspreis 18 €/MWh . BAU dient im Rahmen der Szenarienanalyse als Vergleichsmaßstab für die interdependenten Strategien.

In den GAS- und ZER-Unterszenarien wird der Gewinn Russlands auf dem Erdgas- oder Klimaschutzzertifikatemarkt maximiert. Auf dem jeweils nicht ins Kalkül einbezogenen Markt gilt der Preis des BAU-Unterszenarios. Da unterstellt wird, dass die Höhe der europäischen Erdgasnachfrage keinen größeren Einfluss auf den Kyoto-Zertifikatspreis hat, wird in ZER immer der gewinnmaximale Zertifikatspreis p_z^* bei ausschließlicher Betrachtung des Zertifikatemarktes gewählt.

Im Unterszenario SEP wird eine getrennte Gewinnmaximierung des Erdgas- und Klimaschutzzertifikatemarktes durchgeführt. Dabei wird der Gewinn auf dem Erdgasmarkt unter der Bedingung, dass p_z^* auf dem Zertifikatemarkt gewählt wird, maximiert. Mit Hilfe dieses Szenarios wird gezeigt, unter welchen

Bedingungen die Berücksichtigung des Erdgas- und Klima-Zertifikatemarktes in einem gemeinsamen Gewinnmaximierungskalkül der getrennten Gewinnmaximierung aus der Sicht von Russland überlegen ist.

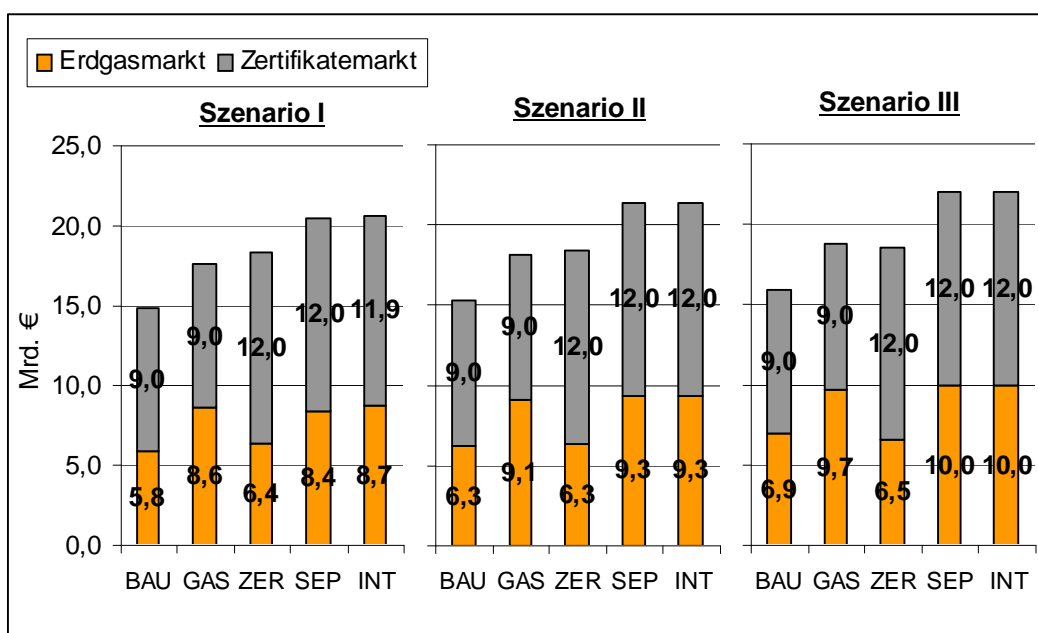
Im Unterszenario INT wird das simultane Gewinnmaximum auf dem Erdgas- und Klimaschutzzertifikatemarkt berechnet. Die in diesem Unterszenario gewählten Preise werden im Rahmen der Szenarienanalyse als interdependente Strategie bezeichnet.

5.1 Geringe Preisbeeinflussungsmöglichkeiten

In den Szenarien I bis III werden geringe Preisbeeinflussungsmöglichkeiten Russlands auf dem Kyoto-Zertifikatemarkt unterstellt. Bei einem vollständigen Zurückhalten aller frei verfügbaren Zertifikate Russlands ergibt sich theoretisch ein Zertifikatpreis von 20 €/tCO₂-Äq. Folglich liegt p_z^* bei 10 €/CO₂-Äq..

Abbildung 5.3 zeigt, welche Gewinne sich für Russland in den Szenarien I bis III für die verschiedenen Optimierungsarten auf dem Erdgas- und Klimaschutzzertifikatemarkt einstellen.

Abbildung 5.3: Russlands Gewinne in den Szenarien I bis III



Quelle: Modellergebnisse.

Innerhalb der Szenarien I bis III führt der Business-as-Usual-Fall (BAU-Fall) zu den geringsten Gewinnen Russlands. Der Gesamtgewinn in BAU nimmt mit steigendem Steinkohlepreis zu. Im Szenario I beträgt er 14,9 Mrd. €, im Szenario II 15,3 Mrd. € und im Szenario III 16,0 Mrd. €. Da der Zertifikatspreis und somit auch die angebotene Hot-Air-Menge sowie der Erdgaspreis konstant bleiben, ergeben sich die Gewinnsteigerungen lediglich durch einen höheren Erdgasabsatz.¹⁴⁵ Durch die Steigerungen des Steinkohlepreises verringert sich die Wirtschaftlichkeit der steinkohlebasierten Erzeugungstechnologien gegenüber den erdgasbasierten, folglich nimmt die Erdgasnachfrage für die europäische Elektrizitätserzeugung zu.

Die Ergebnisse zeigen, dass Russland seinen Gesamtgewinn in den Szenarien I bis III durch eine Gewinnmaximierung auf dem Erdgas- (GAS) oder Zertifikatemarkt (ZER) im Vergleich zu BAU weiter steigern kann. In ZER I bis III erfolgt die Steigerung des Gesamtgewinns durch die Wahl des gewinnmaximalen Zertifikatspreises p_z^* , der mit 10 €/tCO₂-Äq. um 5 €/tCO₂-Äq. niedriger ist als der Zertifikatspreis in BAU. In GAS I bis III betragen die gewinnmaximalen Erdgaspreise p_g^* 13 €/MWh, 14 €/MWh sowie 15 €/MWh. Die russischen Erdgasabsätze in GAS I bis III sind aufgrund der niedrigeren Erdgaspreise höher als in BAU I bis III, allerdings nehmen die Erdgasabsätze mit steigendem Erdgaspreis ab, wobei der Gesamteffekt auf die Erdgasgewinne positiv ist. Durch die höheren Steinkohlepreise eröffnet sich für Russland die Möglichkeit, den Erdgaspreis zu erhöhen, ohne größere Nachfrageverluste befürchten zu müssen.

Die interdependente Optimierung liefert in den Szenarien I bis III die höchsten Gesamtgewinne aller Strategievarianten. Diese betragen 20,7 Mrd. €, 21,3 Mrd. € und 22,0 Mrd. €. Sie sind somit um 39,0 % (5,8 Mrd. €), 39,9 % (6,1 Mrd. €) und um 38,0 % (6,0 Mrd. €) höher als die Gesamtgewinne in BAU I bis III. Die Erdgas- und Zertifikatspreise betragen im Rahmen der interdependenten Optimierung 15 €/MWh und 9 €/tCO₂-Äq. (INT I), 14 €/MWh und 10 €/tCO₂-Äq. (INT II) sowie 15 €/MWh und 10 €/tCO₂-Äq. (INT III). Die

¹⁴⁵ Angaben zu den abgesetzten Erdgas- und Zertifikatsmengen befinden sich im Anhang II der Arbeit. Die Erdgasmenge bezieht sich dort auf den gesamten Optimierungszeitraum und die Zertifikatsmenge auf die erste Kyoto-Periode.

Gesamtgewinne in den Szenarien INT II und SEP II und INT III und SEP III sind identisch, weil Russland nur in INT I von p_z^* abweicht. In INT I ist der Erdgaspreis um 2 €/MWh höher und der Zertifikatpreis um 1 €/tCO₂-Äq. niedriger als in SEP I. Der Gewinn in INT I ist um 0,221 Mrd. € höher als in SEP I.

Die bisherigen Ergebnisse können wie folgt zusammengefasst werden:

- Die interdependente Strategieoption ist den untersuchten Optimierungsarten überlegen. Gegenüber den BAU-Unterszenarien werden deutlich höhere Gewinne erzielt.
- Mit steigendem Steinkohlepreis erhöht sich aus russischer Sicht der Preissetzungsspielraum für Erdgas. Im Rahmen der interdependenten Strategieoptionen führen höhere Steinkohlepreise tendenziell zu höheren Erdgaspreisen.
- Bei geringen Preisbeeinflussungsmöglichkeiten gibt es im Rahmen der interdependenten Strategieoptionen nur geringfügige Anreize, von p_z^* abzuweichen. Somit unterscheiden sich die Ergebnisse der interdependenten Optimierung in den Szenarien I bis III nur unwesentlich von der separaten Optimierung des Erdgas- und Klimaschutzzertifikatemarktes.

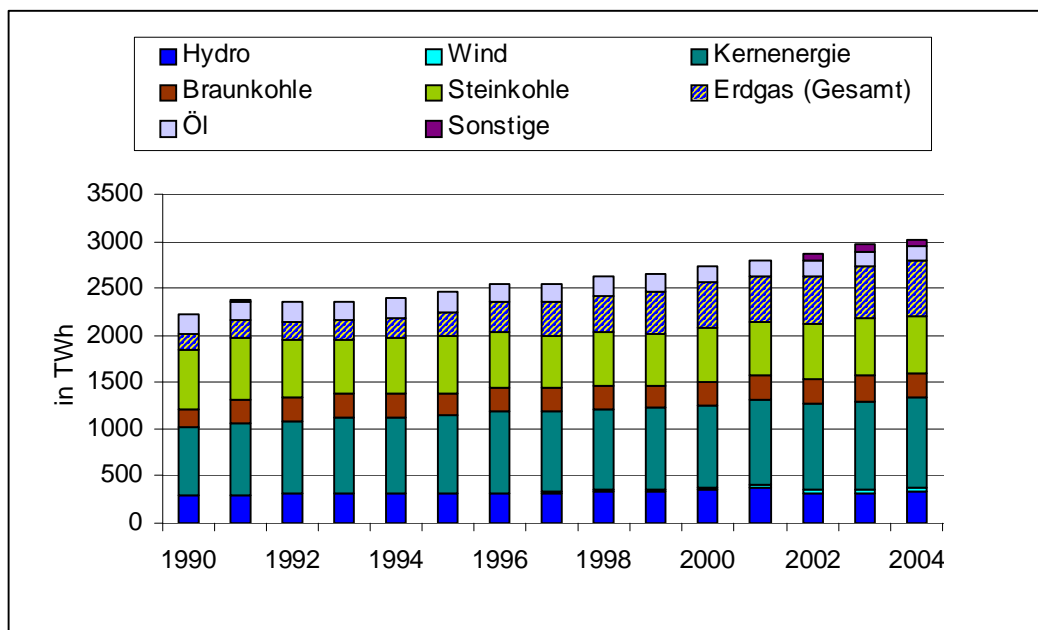
Im Folgenden wird anhand der Szenarien I bis III untersucht, welche Auswirkungen die interdependente Strategie bei geringen Preisbeeinflussungsmöglichkeiten Russlands auf dem Kyoto-Zertifikatemarkt, auf die Elektrizitäts- und Erdgasversorgung der EU25 hat und wie diese im Vergleich zum BAU-Unterszenario ausfallen.

5.1.1 Szenario I: niedriger Steinkohlepreis

In der Abbildung 5.4 wird zunächst dargestellt, wie sich die Zusammensetzung der Stromproduktion in der EU25 vor dem Beginn des Optimierungszeitraumes entwickelt hat. Es kann festgestellt werden, dass es in den Jahren 1990 bis 2004 zu einem kontinuierlichen Ausbau der erdgasbasierten Erzeugungstechnologien gekommen ist. Dafür sind vor allem die Weiterentwicklung der

GuD-Technologie und das in diesem Zeitraum relativ niedrige Erdgaspreisniveau verantwortlich. Die Produktion aus den anderen Technologien unterlag keinen größeren Verschiebungen. Durch eine intensive Förderung der regenerativen Energien, insbesondere Wind, nimmt deren Anteil gegen Ende des betrachteten Zeitraumes zu.

Abbildung 5.4: Historische Entwicklung der Stromproduktion in der EU25 von 1990 bis 2004



Quelle: Zusammengestellt mit Daten aus EUROSTAT (2007), Stand 08.02.2007.

Im Jahr 2004 betrug der Anteil von Erdgas an der Stromproduktion 19,9% (602,1 TWh), während auf die Steinkohle 20,2% (609,7 TWh), auf die Braunkohle 8,9% (267,4 TWh) und auf Kernenergie 31,0% (936,9 TWh) entfielen. Der Anteil der Wasserkraft betrug 10,9% (330,7 TWh). Die Windenergie nahm mit 1,9% (58,4 TWh) genauso wie die Stromerzeugung auf Basis von Öl (4,5%; 135,1 TWh) nur einen geringen Anteil ein.

Im Jahr 2004 nahmen die erdgasbasierten Erzeugungskapazitäten 14,4% (101,1 MW) des Kraftwerksparks ein. Auf die Braun- und Steinkohle entfielen 8,0% (55,3 MW) und 22,5% (156,7 MW). Der Anteil der Kernenergie betrug 19,4% (134,7 MW), der Anteil der Wasserkraft und der Windenergie 18,5% (128,5 MW) bzw. 4,0% (27,5 MW). 13,3% (92,4 MW) der Kraftwerkskapazitäten ba-

sierten auf der Verbrennung von Ölprodukten.

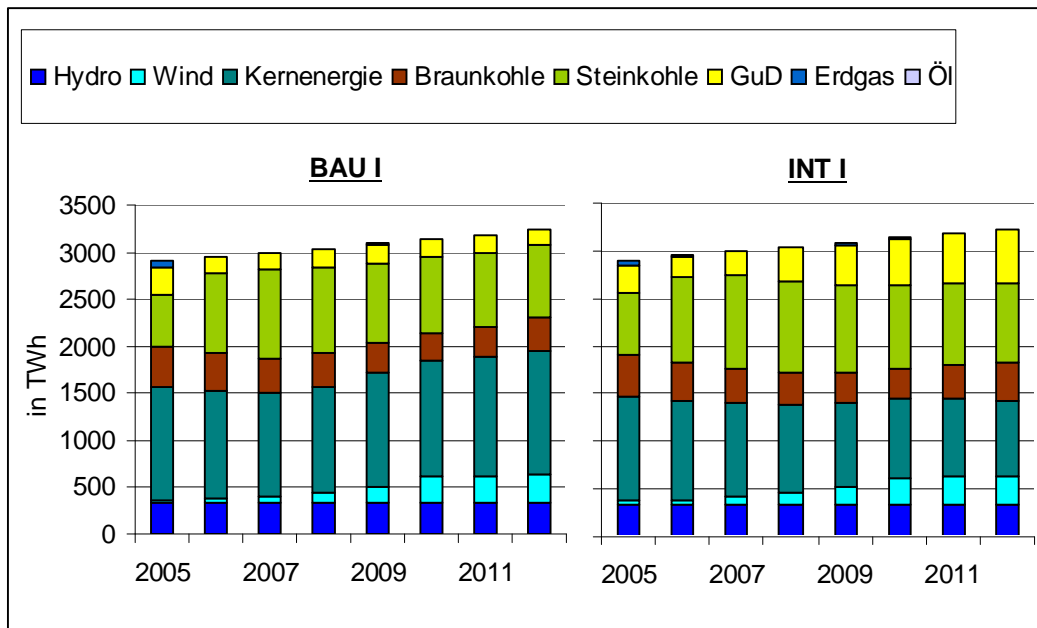
Für die Interpretation der nun folgenden Modellergebnisse sollen zwei Zusammenhänge erläutert werden:

- Mit steigendem Steinkohlepreis verteuert sich die Stromerzeugung aus Steinkohle gegenüber allen anderen Erzeugungstechnologien. Da die Steinkohle in der Regel mit der Braunkohle und der Kernenergie aufgrund der niedrigen Brennstoffkosten um den Einsatz in der Grundlast konkurriert, nimmt der Anteil dieser Technologien tendenziell bei einem steigenden Steinkohlepreis zu.
- Bei einem steigenden Zertifikatepreis verteuert sich die Stromerzeugung aus den fossilen Energieträgern in Abhängigkeit von ihrem Emissionsfaktor. Da die Emissionsfaktoren unterschiedlich sind, kann es zu verschiedenen Substitutionsprozessen zwischen den fossilen Energieträgern beim Einsatz in der Stromerzeugung kommen. Je höher der Zertifikatepreis ist, umso niedriger sind die relativen Einsatzkosten von Erdgas in der Stromerzeugung gegenüber denen von Braun- oder Steinkohle. Gleichzeitig verteuert sich die braunkohlebasierte Stromerzeugung aufgrund eines höheren Emissionsfaktors gegenüber der steinkohlebasierten. Da die Kernenergie nicht durch den Zertifikatepreis belastet wird, kann es weiterhin zur Substitution insbesondere der kohlebasierten Technologien durch die Kernenergie kommen.

Abbildung 5.5¹⁴⁶ zeigt die für das Szenario I (niedriger Steinkohlerpreis) mit Hilfe des Modells berechnete Entwicklung der Stromproduktion in der EU25 ab dem Jahr 2005 für die Unterszenarien BAU I und INT I.

¹⁴⁶ In der Abbildung wurde die Stromproduktion aus alten und neuen Technologien zusammengefasst.

Abbildung 5.5: Stromproduktion in BAU I und INT I



Quelle: Modellergebnisse.

Sowohl der Erdgas- als auch der Zertifikatepreis sind in INT I niedriger als im BAU-Szenario. In INT I beträgt der Erdgaspreis 15 €/MWh, der Zertifikatspreis 9 €/tCO₂-Äq. und der Steinkohlepreis nur 6,0 €/MWh. Aufgrund des niedrigeren Erdgaspreises hat Erdgas in INT I eine größere Bedeutung für die Stromerzeugung der EU25 als in BAU I. In INT I ist die auf Erdgas entfallende Strommenge mit 583,2 TWh im Jahr 2012 um 242,8 % (413,0 TWh) höher als in BAU I.¹⁴⁷ Der Anteil von Erdgas an der Stromerzeugung steigt von 5,3 % auf 18,0 %. Durch den umfangreicheren Zubau und Einsatz von GuD-Kapazitäten werden insbesondere alte steinkohlebasierte Technologien freigesetzt, die nun mit einer höheren Auslastung in der Grundlast eingesetzt werden. Die Stromproduktion aus Kernenergie nimmt um 40,5 % ab¹⁴⁸, während die aus Braunkohle um 18,9 % und die aus Steinkohle um 7,4 % zunimmt.¹⁴⁹ Ein großer Teil

¹⁴⁷ Aggregierte Betrachtung von GuD-Kraftwerkskapazitäten und einfachen Erdgaskraftwerkskapazitäten.

¹⁴⁸ Im Rahmen des Modells kommt es in Abhängigkeit von den Änderungen der Energieträger- und Zertifikatspreise relativ schnell zu größeren Anpassungen der Stromproduktion, weil das Optimierungsmodell den Einsatz und den Zubau der verschiedenen Stromerzeugungstechnologien ohne zeitliche Verzögerungen unter Berücksichtigung der anderen Restriktionen ausschließlich nach den veränderten Kostenverhältnissen ausrichtet.

¹⁴⁹ Ein sinkender Zertifikatspreis entlastet die Stromerzeugung aus Braunkohle stärker als

der wegfallenden Stromproduktion der Kernenergie wird durch den Einsatz neu gebauter GuD-Kapazitäten ersetzt. Der stärkere Einsatz der kohlebasier-ten Technologien ist unter anderem darauf zurückzuführen, dass p_z^* in INT I um 6 € niedriger ist als in BAU I, was die Wirtschaftlichkeit der kohlebasierten Erzeugungstechnologien gegenüber der Kernenergie vergrößert.

Tabelle 5.2 enthält die Zusammensetzung der Kapazitäten und Stromproduk-tion in den Szenarien BAU I und INT I für das Jahr 2012.

Tabelle 5.2: Stromproduktion und Erzeugungskapazitäten in BAU I und INT I

	Stromproduktion 2012 (TWh)				Kapazität 2012 (MW)			
	BAU I		INT I		BAU I		INT I	
Hydro	330,7	10,2 %	330,7	10,2 %	128,5	17,0 %	128,5	17,3 %
Wind	301,7	9,3 %	301,7	9,3 %	181,4	24,1 %	181,3	24,4 %
Kernenergie	1324,9	40,9 %	788,6	24,4 %	159,2	21,1 %	94,8	12,8 %
Braunkohle	346,7	10,7 %	412,1	12,7 %	41,7	5,5 %	49,5	6,7 %
Steinkohle	764,0	23,6 %	820,8	25,4 %	109,1	14,5 %	99,0	13,3 %
GuD	167,9	5,2 %	573,2	17,7 %	49,6	6,6 %	105,5	14,2 %
Erdgas	2,2	0,1 %	10,0	0,3 %	29,2	3,9 %	29,2	3,9 %
Öl	0,0	0,0 %	0,0	0,0 %	55,1	7,3 %	55,1	7,4 %
Summe	3238,2	100,0 %	3237,1	100,0 %	753,8	100,0 %	742,9	100,0 %

Quelle: Modellergebnisse.

In BAU I werden 19,8 MW an GuD-Kapazitäten, 11,9 MW an Braunkohleka-pazitäten, 16,9 MW an Steinkohlekapazitäten und 79,2 MW an Kernenergieka-pazitäten im Optimierungszeitraum gebaut. Der starke Ausbau der Kernenergie ist darauf zurückzuführen, dass die variablen Stromerzeugungskosten moderner Steinkohlekapazitäten im Modell bei einem Zertifikatspreis von 15,0 €/tCO₂-Äq. auch bei einem niedrigen Steinkohlepreis von 6,0 €/MWh noch immer deutlich höher sind als die eines modernen Kernkraftwerkes. In INT I belaufen sich die neu gebauten Kraftwerkskapazitäten auf 75,7 MW (GuD), 19,7 MW (Braunkohle), 6,9 MW (Steinkohle) und 14,8 MW (Kernenergie). Aufgrund des niedrigeren Zertifikatspreises in INT I ist dort der Zubau an Braunkohleka-

die aus Steinkohle.

zitäten höher und an Steinkohlekapazitäten niedriger als in BAU I.

Die unterschiedlichen Erdgas- und Zertifikatepreise in BAU I und INT I verändern die Investitions- und Produktionsentscheidungen im Kraftwerkspark und wirken sich somit auf die entstehenden Kosten und das Emissionsverhalten der EU25 aus. In der Tabelle 5.3 werden die in BAU I und INT I durch die Stromerzeugung im Optimierungszeitraum verursachten CO₂-Emissionen, die durchschnittlichen Emissionen in der ersten Kyoto-Handelsperiode und die abdiskontierten variablen und fixen Kosten der Stromerzeugung im Optimierungszeitraum gegenübergestellt. Die variablen Kosten unterteilen sich in Brennstoffkosten, die sich aus dem Energieträgereinsatz und den Energieträgerpreisen im Zeitablauf ergeben, und in Klimakosten, die dem Wert der durch die Verstromung im Optimierungszeitraum gebundenen Kyoto-Klimaschutzzertifikate entsprechen. Die gebundenen Zertifikatemenen werden mit den im Zeitablauf angenommenen Zertifikatepreisen bewertet und abdiskontiert.

Tabelle 5.3: Kosten und Treibhausgasemissionen in BAU I und INT I

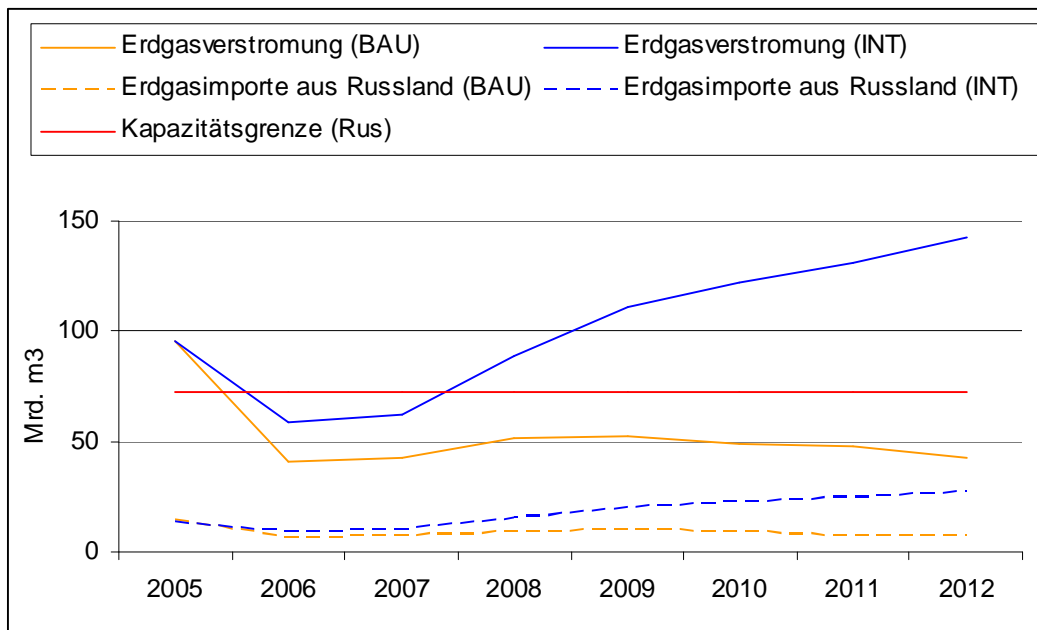
	BAU I	INT I
Gesamtemissionen 2005-2012 (Mill. tCO ₂ -Äq.)	9005,2	10114,3
Ø Emissionen 2008-2012 (Mill. tCO ₂ -Äq.)	1101,2	1285,4
<u>Variable Kosten</u>		
Brennstoffkosten (Mrd. €)	307,1	314,8
Klimakosten (Mrd. €)	112,3	95,0
<u>Fixe Kosten</u> (Mrd. €)	220,8	192,8
Gesamt	640,2	602,6

Quelle: Modellergebnisse.

Aufgrund des höheren Anteils der Erdgas- und Kohleverstromung sind die Treibhausgasemissionen der EU25 im Optimierungszeitraum in INT I mit 10114,3 Mill. tCO₂-Äq. um 12,3 % höher als in BAU I. Allerdings sind die Klimakosten aufgrund des niedrigeren Zertifikatepreises um 15,4 % (17,2 Mrd. €) geringer. Die Brennstoffkosten nehmen in INT I im Vergleich zu BAU I um 2,5 % (7,7 Mrd. €) zu, weil mit dem Rückgang der Kernenergie auf einen relativ

kostengünstigen Energieträger verzichtet wird. Die Gesamtkosten der Elektrizitätserzeugung sind in INT I allerdings um 5,9 % (37,6 Mrd. €) niedriger als in BAU I.

Abbildung 5.6: Erdgasmarkt in BAU I und INT I



Quelle: Modellergebnisse.

Abbildung 5.6 zeigt, wie sich die Erdgasverstromung in der EU25 im Optimierungszeitraum verändert und wie sich die russischen Erdgasimporte im Verhältnis dazu entwickeln. Sowohl in BAU I als auch in INT I fällt die Kurve der Erdgasverstromung zu Beginn des Optimierungszeitraums aufgrund des relativ hohen historischen Erdgaspreises ab. In INT ist der Abfall geringer, weil schon zu Beginn des Optimierungszeitraumes die günstigen Erdgaspreise der Zukunft berücksichtigt werden. Während die Erdgasverstromung in BAU I auf ca. 50 Mrd. m³ abnimmt, steigt sie in INT I kontinuierlich an. Im Unterszenario BAU I beträgt der Anteil der Erdgasverstromung am gesamten Erdgasverbrauch im Jahr 2012 10,5 % (42,3 Mrd. m³). In INT I sind es 28,5 % (142,8 Mrd. m³).

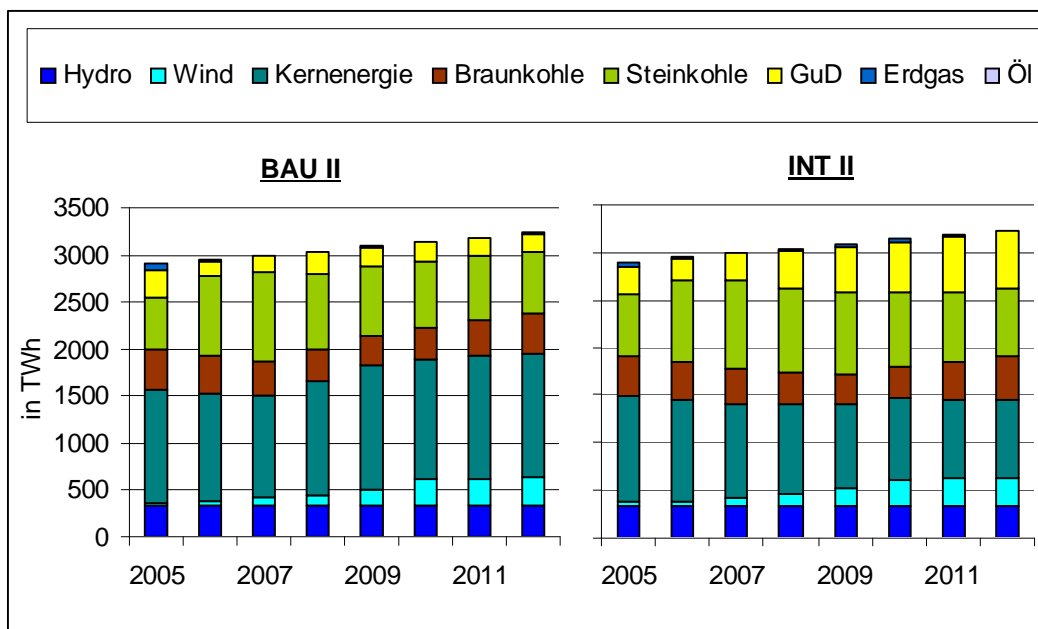
Die Kapazitätsrestriktion für Russland wurde ermittelt, indem die ursprünglichen Kapazitäten um die für den Wärmemarkt bestimmten Erdgas Mengen bereinigt wurden. Sie gibt an, wieviel Erdgas aus Russland bei konstanten

Absatzmengen für den europäischen Wärmemarkt für die europäische Erdgasverstromung exportiert werden kann. In den Szenarien BAU I und INT I treten keine Kapazitätsengpässe auf.

5.1.2 Szenario II: mittlerer Steinkohlepreis

Im Szenario II erhöht sich der Steinkohlepreis im Vergleich zum Szenario I von 6,0 €/MWh auf 7,5 €/MWh. Die relativen Einsatzkosten der Steinkohle in der Stromerzeugung erhöhen sich daher gegenüber allen anderen Energieträgern. Der Erdgaspreis in INT II beträgt 14 €/MWh und der Zertifikatepreis entspricht p_z^* mit 10 €/tCO₂-Äq.. Somit ist der Erdgaspreis um 1 €/MWh niedriger und der Zertifikatepreis um 1 €/tCO₂-Äq. höher als in INT I. Die relativen Einsatzkosten der erdgasbasierten Erzeugungstechnologien verbessern sich also geringfügig gegenüber den kohlebasierten, während sich die Wirtschaftlichkeit der kohlebasierten Technologien im Vergleich zur Kernenergie verschlechtert.

Abbildung 5.7: Stromproduktion in BAU II und INT II



Quelle: Modellergebnisse.

Ähnlich wie in INT I, steigt in INT II die Stromproduktion aus erdgasbasierten Erzeugungstechnologien im Vergleich zu BAU-Szenario stark an, während die Kernenergienutzung deutlich abnimmt. Im Jahr 2012 ist die Stromerzeugung mit Hilfe von Erdgas in INT II im Umfang von 621,9 TWh um 198,6 % (413,6 TWh) höher als in BAU II. Der Anteil von Erdgas an der Stromerzeugung erhöht sich von 6,4 % auf 19,2 %. Im Vergleich zu BAU II nimmt die Stromproduktion der Kernenergie in INT II um 38,9 % ab, während die aus Steinkohle um 8,2 % und die aus Braunkohle um 11,7 % wächst. In BAU II werden GuD-Kapazitäten in Höhe von 22,2 MW, Braunkohlekapazitäten in Höhe 19,4 MW, Steinkohlekapazitäten in Höhe von 10,7 MW und Kernkraftwerke im Umfang von 79,8 MW zugebaut. In INT II beträgt der Zubau 76,3 MW (GuD), 24,6 MW (Braunkohle), 2,9 MW (Steinkohle) und 17,3 MW (Kernenergie). Der umfangreichere Ausbau der Braunkohlekapazitäten in INT II ist auf den im Vergleich zu BAU II niedrigeren Zertifikatspreis zurückzuführen, der die braunkohlebasierten Technologien stärker als die steinkohlebasierten entlastet.

Tabelle 5.4: Stromproduktion und Erzeugungskapazitäten in BAU II und INT II

	Stromproduktion 2012 (TWh)				Kapazität 2012 (MW)			
	BAU II		INT II		BAU II		INT II	
Hydro	330,7	10,2 %	330,7	10,2 %	128,5	16,9 %	128,5	17,2 %
Wind	301,7	9,3 %	301,7	9,3 %	183,8	24,2 %	181,4	24,3 %
Kernenergie	1329,4	41,1 %	812,4	25,1 %	159,7	21,0 %	97,6	13,1 %
Braunkohle	405,4	12,5 %	453,0	14,0 %	49,2	6,5 %	54,4	7,3 %
Steinkohle	662,7	20,5 %	717,1	22,2 %	102,9	13,5 %	95,0	12,7 %
GuD	201,9	6,2 %	604,6	18,7 %	52,1	6,8 %	106,1	14,2 %
Erdgas	6,4	0,2 %	17,3	0,5 %	29,2	3,8 %	29,2	3,9 %
Öl	0,0	0,0 %	0,0	0,0 %	55,1	7,2 %	55,1	7,4 %
Summe	3238,2	100,0 %	3236,8	100,0 %	760,5	100,0 %	747,4	100,0 %

Quelle: Modellergebnisse.

In INT II sind die Treibhausgasemissionen im Optimierungszeitraum, bedingt durch den umfangreicheren Einsatz der fossilen Energieträger, um 13,2 % (1154,1 Mill. tCO₂-Äq.) höher als in BAU II. Die Brennstoffkosten nehmen in INT II

im Vergleich zu BAU II um 2,0 % (6,4 Mrd. €) zu, während die Klimakosten um 9,6 % (10,5 Mrd. €) sinken. Die Gesamtkosten unter Berücksichtigung der fixen Kosten verringern sich im Vergleich zu BAU II um 5,4 % (35,7 Mrd. €).

Tabelle 5.5: Kosten und Treibhausgasemissionen in BAU II und INT II

	BAU II	INT II
Gesamtemissionen 2005-2012 (Mill. tCO ₂ -Äq.)	8718,4	9872,5
∅ Emissionen 2008-2012 (Mill. tCO ₂ -Äq.)	1045,0	1246,8
<u>Variable Kosten</u>		
Brennstoffkosten (Mrd. €)	321,2	327,5
Klimakosten (Mrd. €)	108,7	98,3
<u>Fixe Kosten</u> (Mrd. €)	226,2	194,5
Summe	656,0	620,3

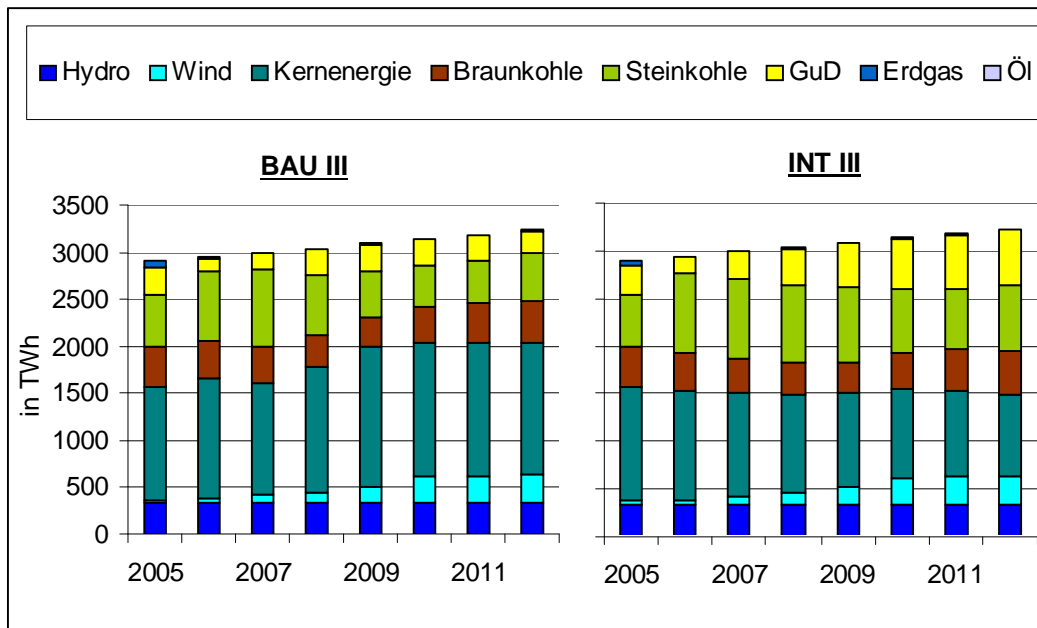
Quelle: Modellergebnisse.

In BAU II beträgt die im Jahr 2012 zur Stromerzeugung verwendete Erdgasmenge 52,4 Mrd. m³. In INT II ist die zur Verstromung genutzte Erdgasmenge um 192,7 % höher und beläuft sich auf 153,4 Mrd. m³. Der Anteil der Erdgasverstromung an der gesamten Erdgasverwendung beträgt im Jahr 2012 in BAU II 12,7 % und in INT II 29,9 %. Auch in diesen beiden Szenarien liegen keine Kapazitätsengpässe vor.

5.1.3 Szenario III: hoher Steinkohlepreis

Im Szenario III erhöht sich der Steinkohlepreis gegenüber Szenario II um 1,5 € auf 9,0 €/MWh. Daher nimmt die Wirtschaftlichkeit der steinkohlebasierten Erzeugungstechnologien gegenüber allen anderen Erzeugungstechnologien ab. Der in INT III von Russland gewählte Zertifikatepreis p_z^* liegt weiterhin bei 10 €/tCO₂-Äq., während der Erdgaspreis um 1 € auf 15 €/MWh erhöht wird, was eine Verteuerung der Stromerzeugung aus Erdgas zur Folge hat.

Abbildung 5.8: Stromproduktion in BAU III und INT III



Quelle: Modellergebnisse.

Auch in diesem Szenario nimmt die Stromerzeugung mit Hilfe von Erdgas in INT III gegenüber BAU III zu. Im Jahr 2012 ist die Stromerzeugung aus Erdgas in INT III (597,6 TWh) um 134,0% (342,2 TWh) höher als in BAU III. Der Anteil von Erdgas an der Stromerzeugung erhöht sich von 7,9% auf 18,5%. Aufgrund des hohen Steinkohlepreises ist der Anteil von Steinkohle an der Stromerzeugung in BAU III und INT III niedriger und der Anteil der Kernenergie höher als in Szenario I und II. Im Vergleich zu INT III nimmt die Stromproduktion aus Kernenergie in BAU III um 38,6% ab, die aus Braunkohle um 9,8% und die aus Steinkohle um 37,3% zu. Die starke Zunahme der Stromerzeugung aus Steinkohle ist auf den niedrigeren Zertifikatspreis im INT-Szenario zurückzuführen, der die Wettbewerbsfähigkeit der alten steinkohlebasierten Stromerzeugungskapazitäten bei einem hohen Steinkohlepreis stark verbessert.

Die GuD-, Braunkohle-, Steinkohle- und Kernenergiekapazitäten nehmen in BAU III um 26,6 MW, 25,5 MW, 7,9 MW und 88,2 MW zu. In INT III sind es 71,6 MW, 25,4 MW, 2,3 MW und 23,2 MW.

Tabelle 5.6: Stromproduktion und Erzeugungskapazitäten in BAU III und INT III

	Stromproduktion 2012 (TWh)				Kapazität 2012 (MW)			
	BAU III		INT III		BAU III		INT III	
Hydro	330,7	10,2 %	330,7	10,2 %	128,5	16,5 %	128,5	17,2 %
Wind	301,7	9,3 %	301,7	9,3 %	184,0	23,7 %	181,4	24,2 %
Kernenergie	1399,3	43,2 %	858,5	26,5 %	168,2	21,6 %	103,2	13,8 %
Braunkohle	447,9	13,8 %	457,7	14,1 %	55,3	7,1 %	55,2	7,4 %
Steinkohle	503,2	15,5 %	690,9	21,3 %	100,0	12,9 %	94,5	12,6 %
GuD	249,0	7,7 %	580,8	17,9 %	56,4	7,3 %	101,4	13,6 %
Erdgas	6,3	0,2 %	16,8	0,5 %	29,2	3,8 %	29,2	3,9 %
Öl	0,0	0,0 %	0,0	0,0 %	55,1	7,1 %	55,1	7,4 %
Summe	3238,2	100,0 %	3237,1	100,0 %	776,8	100,0 %	748,5	100,0 %

Quelle: Modellergebnisse.

Im Optimierungszeitraum sind die Treibhausgasemissionen in der EU25 in INT III um 18,4 % (1458,2 Mill. tCO₂-Äq.) und die Brennstoffkosten um 3,6 % (11,7 Mrd. €) höher als in BAU III, während die Klimakosten um 6,5 % (6,4 Mrd. €) niedriger sind. Die Gesamtkosten verringern sich um 4,4 % (29,5 Mrd. €).

Tabelle 5.7: Kosten und Treibhausgasemissionen in BAU III und INT III

	BAU III	INT III
Gesamtemissionen 2005-2012 (Mill. tCO ₂ -Äq.)	7909,4	9367,6
Ø Emissionen 2008-2012 (Mill. tCO ₂ -Äq.)	920,7	1187,2
<u>Variable Kosten</u>		
Brennstoffkosten (Mrd. €)	328,5	340,2
Klimakosten (Mrd. €)	99,5	93,1
<u>Fixe Kosten</u> (Mrd. €)		
Gesamt	669,2	639,6

Quelle: Modellergebnisse.

Die Höhe der Erdgasverstromung im Jahr 2012 beträgt in BAU III 63,9 Mrd. m³ und in INT III 147,5 Mrd. m³. Der Anteil am Erdgasverbrauch beläuft sich ent-

sprechend auf 15,1 % bzw. 29,1%. Auch in diesen beiden Szenarien treten keine Kapazitätsengpässe auf.

5.1.4 Zusammenfassung

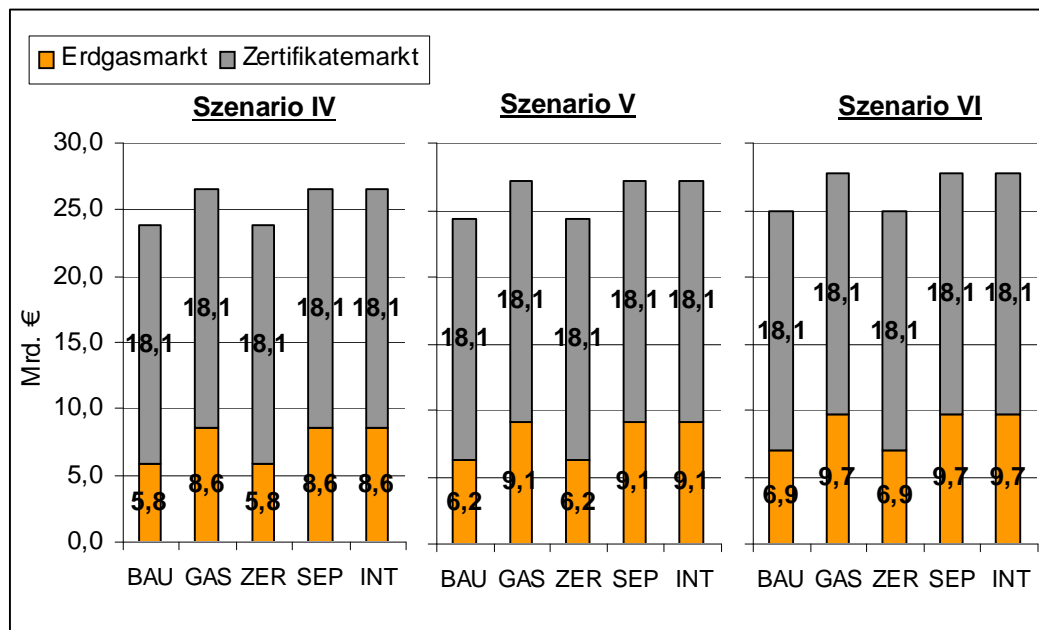
In den Szenarien I bis III wurde untersucht, wie sich die interdependenten Strategien im Vergleich zum Business-as-Usual-Szenario bei geringen Preisbeeinflussungsmöglichkeiten Russlands auf dem Kyoto-Zertifikatemarkt und alternativen Steinkohlepreisen auf die Erdgas- und Elektrizitätsversorgung der EU25-Länder auswirken. In den BAU-Szenarien war der Erdgaspreis mit 18 €/MWh und der Zertifikatepreis mit 15 €/tCO₂-Äq. im Vergleich zu den Preisen in INT I bis III relativ hoch. Aufgrund des niedrigeren Erdgaspreises war die Erdgasverstromung der EU25 im Rahmen der interdependenten Optimierung deutlich höher als in den BAU-Szenarien. Gleichzeitig führten die niedrigeren Zertifikatepreise in INT I bis III zu einer größeren Bedeutung der fossilen Energieträger für die Stromerzeugung. In INT I bis III lag der Anteil von Erdgas an der Stromerzeugung bei ca. 30 %. Kapazitätsprobleme in Bezug auf die Importkapazitäten traten nicht auf. Innerhalb der BAU-Szenarien führte die Erhöhung des Steinkohlepreises zu einer Substitution von steinkohlebasierten Erzeugungskapazitäten durch die anderen thermischen Erzeugungstechnologien. In INT II und INT III führten die Steinkohlepreissteigerungen aufgrund einer gleichzeitigen Erhöhung des Erdgaspreises nicht zu einer Zunahme der Erdgasverstromung.

5.2 Mittlere Preisbeeinflussungsmöglichkeiten

In den Szenarien I bis III wurden geringe Preisbeeinflussungsmöglichkeiten Russlands auf dem Kyoto-Zertifikatemarkt unterstellt. In den Szenarien IV bis VI verändert sich die im Modell verwendete Preisbeeinflussungsfunktion, so dass sich der maximale Zertifikatepreis beim vollständigen Zurückhalten der Hot-Air auf 30 €/tCO₂-Äq. erhöht. Für das interdependente Optimierungskalkül ergeben sich daraus eine Reihe von Veränderungen:

1. Im Vergleich zu den geringen Preisbeeinflussungsmöglichkeiten steigt p_z^* um $5\text{€}/\text{tCO}_2\text{-Äq.}$ auf $15\text{€}/\text{tCO}_2\text{-Äq.}$, was die Tendenz Russlands erhöht, einen Zertifikatepreis zu wählen, der die Wirtschaftlichkeit der erdgasbasierten gegenüber den kohlebasierten Stromerzeugungstechnologien erhöht.
2. Da sich die Preisbeeinflussungsmöglichkeiten Russlands auf dem Kyoto-Klimaschutzzertifikatemarkt verbessert haben, nimmt der Gewinn bei einer Abweichung von p_z^* stärker ab. Dementsprechend müssen die zusätzlichen Gewinnmöglichkeiten auf dem Erdgasmarkt vergleichsweise höher sein, um eine Abweichung von p_z^* zu induzieren.

Abbildung 5.9: Russlands Gewinne in den Szenarien IV bis VI

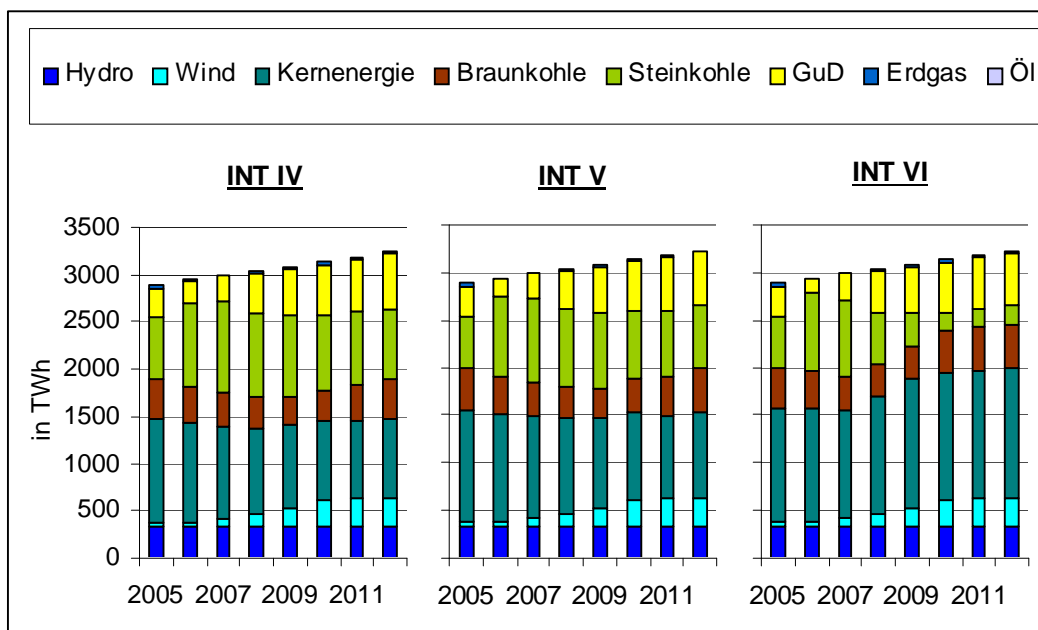


Quelle: Modellergebnisse.

Der von Russland gewählte Zertifikatepreis entspricht in allen Optimierungsarten der Szenarien IV bis VI $15\text{€}/\text{tCO}_2\text{-Äq.}$ und somit dem p_z^* der mittleren Preisbeeinflussungsfunktion, der in diesem Fall mit den BAU-Zertifikatepreisen übereinstimmt. In den INT-Szenarien erfolgt keine Abweichung von p_z^* . Daher sind zum einen die Ergebnisse von BAU und ZER und zum anderen die Ergebnisse von SEP, INT und GAS identisch. In den BAU-Szenarien betragen

die Gewinne 23,9 Mrd. € (BAU IV), 24,3 Mrd. € (BAU V) und 25,0 Mrd. € (BAU VI). Die Erdgaspreise in INT IV bis VI belaufen sich auf 13 €/MWh, 14 €/MWh und 15 €/MWh und die Gewinne betragen 26,6 Mrd. €, 27,2 Mrd. € und 27,8 Mrd. €. Die Gewinne sind somit um 11,5 % (2,7 Mrd. €), 11,8 % (2,9 Mrd. €) und 11,1 % (2,8 Mrd. €) höher als die in den korrespondierenden BAU-Szenarien.

Abbildung 5.10: Stromproduktion in INT IV bis VI



Quelle: Modellergebnisse.

Weil der Steinkohlepreis in INT IV bis VI von Szenario zu Szenario erhöht wird, verschlechtert sich die Wirtschaftlichkeit der steinkohlebasierten Erzeugungstechnologien schrittweise gegenüber allen anderen Erzeugungstechnologien. Dies begünstigt vor allem den Einsatz der Kernenergie und der Braunkohle in der Grundlast. Insbesondere in INT VI bei dem höchsten Steinkohlepreis wird Kernenergie in hohem Umfang eingesetzt. Da der Erdgaspreis von Russland parallel zum Steinkohlepreis erhöht wird, stellen sich keine sehr großen Unterschiede in Bezug auf die Erdgasverstromung zwischen INT IV bis VI ein.

In INT IV beträgt die Stromerzeugung aus Erdgas im Jahr 2012 594,3 TWh (18,4 %), in INT V 572,0 TWh (17,7 %) und in INT VI 584,1 TWh (18,0 %). Sie ist um 249,3 % (424,1 TWh), 174,6 % (363,7 TWh) und um 128,7 % (328,7 TWh) höher als in den entsprechenden BAU-Szenarien. Die Stromerzeugung der kernenergiebasierten Technologien nimmt im Vergleich zu den entsprechenden BAU-Szenarien um 36,6 % (INT IV), 32,0 % (INT V) und 3,2 % (INT VI) ab. In den Szenarien INT IV und INT V werden im Vergleich zu den BAU-Szenarien große Teile der kernenergiebasierten Stromproduktion mit Hilfe von neuen GuD-Kraftwerken ersetzt. Durch den verstärkten Zubau und die Nutzung von GuD-Kapazitäten werden im Rahmen des Modells alte Steinkohlekapazitäten frei, die in der Grundlast eingesetzt werden. In INT VI ist der Steinkohlepreis so hoch, dass die alten Steinkohlekapazitäten nicht wirtschaftlich in der Grundlast eingesetzt werden können, so dass ein Zubau von Kernenergiekapazitäten weiterhin notwendig ist. Die Stromproduktion der steinkohlebasierten Kraftwerkstechnologien verringert sich in INT IV um 1,7 %, erhöht sich in INT V um 2,0 % und sinkt in INT VI um 58,7 %. Die Stromerzeugung aus braunkohlebasierten Erzeugungstechnologien nimmt um 21,0 % (INT IV), 11,7 % (INT V) und 2,4 % (INT VI) zu.

In den INT-Szenarien werden GuD-Kapazitäten in Höhe von 73,1 GW (INT IV), 65,4 GW (INT V) und 68,0 GW (INT VI) zugebaut. Die Kernenergiekapazitäten nehmen im Optimierungszeitraum um 20,9 GW (INT IV), 28,6 GW (INT V) und um 82,8 GW (INT VI) zu. Der Zubau an braunkohlebasierten Erzeugungstechnologien beträgt 20,6 GW (INT IV), 24,6 GW (INT V) und 25,5 GW (INT VI), an steinkohlebasierten 6,9 GW (INT IV), 2,9 GW (INT V) und 16,3 GW (INT VI).

Tabelle 5.8: Stromproduktion und Erzeugungskapazitäten in INT IV bis VI

	INT IV		INT V		INT VI	
	Stromproduktion 2012 (TWh)					
Hydro	330,7	10,2 %	330,7	10,2 %	330,7	10,2 %
Wind	301,7	9,3 %	301,7	9,3 %	301,7	9,3 %
Kernenergie	839,3	25,9 %	904,0	27,9 %	1354,6	41,8 %
Braunkohle	419,5	13,0 %	453,0	14,0 %	458,5	14,2 %
Steinkohle	751,2	23,2 %	675,7	20,9 %	207,7	6,4 %
GuD	576,9	17,8 %	554,6	17,1 %	554,7	17,1 %
Erdgas	17,4	0,5 %	17,4	0,5 %	29,4	0,9 %
Öl	0,0	0,0 %	0,0	0,0 %	0,0	0,0 %
Summe	3236,7	100,0 %	3237,1	100,0 %	3237,4	100,0 %
	Kapazitäten 2012 (MW)					
Hydro	128,5	17,2 %	128,5	17,2 %	128,5	15,7 %
Wind	181,3	24,3 %	181,4	24,3 %	181,8	22,2 %
Kernenergie	100,9	13,5 %	108,6	14,5 %	162,8	19,9 %
Braunkohle	50,4	6,7 %	54,4	7,3 %	55,3	6,8 %
Steinkohle	99,0	13,3 %	95,1	12,7 %	108,5	13,2 %
GuD	102,9	13,8 %	95,3	12,7 %	97,8	11,9 %
Erdgas	29,2	3,9 %	29,2	3,9 %	29,2	3,6 %
Öl	55,1	7,4 %	55,1	7,4 %	55,1	6,7 %
Summe	747,3	100,0 %	747,6	100,0 %	818,9	100,0 %

Quelle: Modellergebnisse.

Die Treibhausgasemissionen im Optimierungszeitraum nehmen in den INT-Szenarien insbesondere aufgrund des steigenden Steinkohlepreises und der damit verbundenen Rückgänge der steinkohlebasierten Stromproduktion schrittweise ab. Im Vergleich zu den entsprechenden BAU-Szenarien sind sie allerdings um 9,9 % (INT IV) und 8,4 % (INT V) höher sowie um 2,6 % (INT VI) niedriger. In den Szenarien INT IV und INT V sind die Emissionen höher als in den korrespondierenden BAU-Szenarien, weil die Auslastung der erdgasbasierten Kapazitäten aufgrund des niedrigeren Erdgaspreises zunimmt, während die Bedeutung der Kernenergie abnimmt. Aufgrund des hohen Steinkohlepreises eignet sich die steinkohlebasierte Stromerzeugung der alten Technologien in INT VI bei p_z^* nicht mehr für den Einsatz in der Grundlast, so dass mehr

Strom aus Kernenergie produziert wird und sich die Treibhausgasemissionen im Vergleich zu BAU VI verringern.

Tabelle 5.9: Kosten und Treibhausgasemissionen in INT IV bis VI

	INT IV	INT V	INT VI
Gesamtemissionen 2005-2012 (Mill. tCO ₂ -Äq.)	9900,1	9453,0	7700,5
Ø Emissionen 2008-2012 (Mill. tCO ₂ -Äq.)	1241,9	1195,4	866,0
<u>Variable Kosten</u>			
Brennstoffkosten (Mrd. €)	308,4	324,1	323,1
Klimakosten (Mrd. €)	123,5	118,0	97,3
<u>Fixe Kosten</u> (Mrd. €)	193,49	203,2	238,7
Gesamt	625,4	645,3	659,1

Quelle: Modellergebnisse.

Die Brennstoffkosten sind in INT IV und V um 0,4 % (1,3 Mrd.€) bzw. um 0,9 % (2,9 Mrd.€) höher und in INT VI um 1,7 % (5,4 Mrd.€) niedriger als in den entsprechenden BAU-Szenarien. Die Klimakosten nehmen in INT IV um 10,0 % (11,3 Mrd.€), in INT V um 8,5 % (9,2 Mrd.€) zu und in INT VI um 2,3 % (2,2 Mrd.€) ab. Die Gesamtkosten sind in INT IV um 2,3 % (14,8 Mrd.€), in INT um 1,6 % (10,8 Mrd.€) und in INT VI um 1,5 % (10,1 Mrd.€) niedriger als in den Szenarien BAU IV bis VI.

Im Rahmen der interdependenten Optimierung werden in der EU25 im Jahr 2012 146,8 Mrd. m³ (INT IV), 141,5 Mrd. m³ (INT V) und 146,1 Mrd. m³ (INT VI) Erdgas für die Produktion von Strom eingesetzt. Die Anteile der Erdgasverstromung am gesamten Erdgasverbrauch betragen 29,0 %, 28,3 % und 28,9 %. Kapazitätsengpässe liegen auch in diesen Szenarien nicht vor.

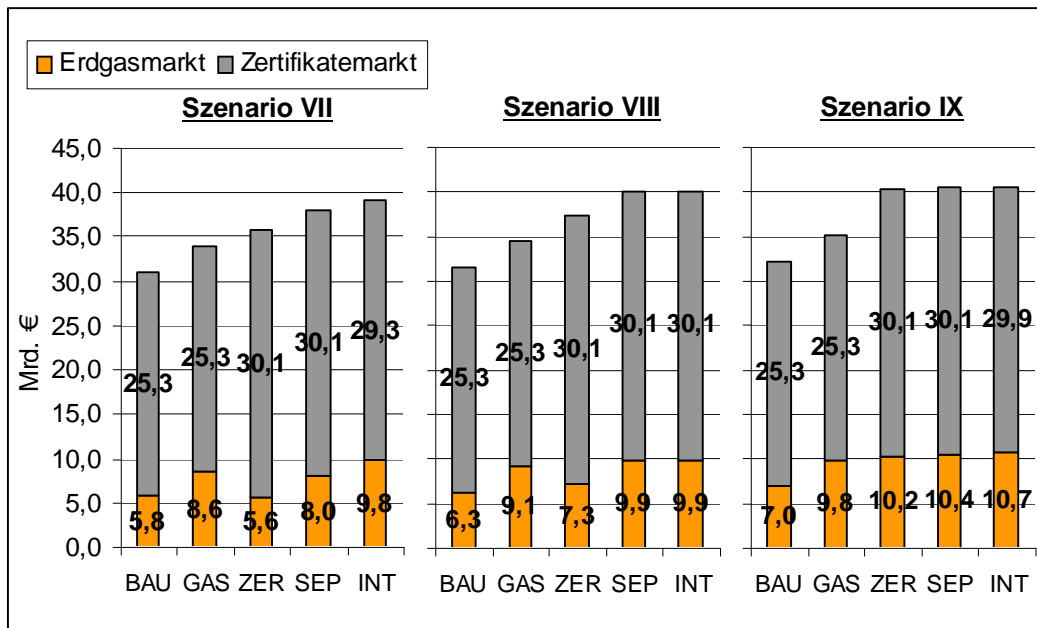
5.3 Große Preisbeeinflussungsmöglichkeiten

In den Szenarien VII bis IX werden große Preisbeeinflussungsmöglichkeiten Russlands auf dem Kyoto-Klimaschutzmarktet angenommen. Beim vollständigen Zurückhalten der Hot-Air kann ein Preis von 50 €/tCO₂-Äq. realisiert werden, während der gewinnoptimale Preis p_z^* auf dem Zertifikatemarkt

25 €/tCO₂-Äq. beträgt. Da p_z^* um 10 €/tCO₂-Äq. höher ist als bei mittleren Preisbeeinflussungsmöglichkeiten, erhöht sich die Wahrscheinlichkeit, dass Russland einen Zertifikatepreis wählt, der die relativen Einsatzkosten der fossilen Energieträger in der Stromerzeugung weiter zu Gunsten von Erdgas verschiebt, als es in den Szenarien INT IV bis VI bereits der Fall gewesen ist.

Im Rahmen der interdependenten Optimierung weicht Russland in INT VII und INT IX von p_z^* ab. Ein Vergleich mit den Gewinnen aus SEP VII und SEP IX zeigt, dass sich der Gesamtgewinn Russlands durch dieses Vorgehen erhöht. Die Vorteile gegenüber SEP VII und IX betragen 1,005 Mrd. € und 0,070 Mrd. €. In INT VII ist der Zertifikatepreis um 4 €/tCO₂-Äq. höher als p_z^* . Durch diese Erhöhung verbessert sich die Wirtschaftlichkeit von Erdgas in der Stromerzeugung gegenüber den anderen fossilen Energieträgern. Bei dem niedrigen Steinkohlepreis in INT VII kann diese Verbesserung genutzt werden, um einen relativ hohen Erdgaspreis von 15 €/MWh zu verlangen (in SEP VII wären es 13 €/MWh). In INT VIII wählt Russland bei dem niedrigeren Zertifikatepreis p_z^* einen höheren Erdgaspreis von 16 €/MWh, weil der ebenfalls höhere Steinkohlepreis die Wirtschaftlichkeit der steinkohlebasierten Erzeugungstechnologien verschlechtert, was höhere Erdgaspreise bei nur geringen Nachfragerückgängen ermöglicht. In INT IX wird durch einen um 2 €/tCO₂-Äq. höheren Zertifikatepreis als p_z^* die Möglichkeit geschaffen, den Erdgaspreis bei einem ebenfalls hohen Steinkohlepreis auf 17 €/MWh zu erhöhen, um den Gesamtgewinn zu steigern. In SEP IX beträgt der Erdgaspreis ebenfalls 17 €/MWh, wobei der niedrigere Zertifikatepreis p_z^* (25 €/tCO₂-Äq.) zu höheren Rückgängen der Erdgasverstromung führt. Der Gewinn Russlands ist in INT VII um 26,0 % (8,1 Mrd. €), in INT VIII um 26,8 % (8,460 Mrd. €) und in INT IX um 25,8 % (8,335 Mrd. €) höher als in den korrespondierenden BAU-Szenarien. Er beträgt 39,1 Mrd. € (INT VII), 40,0 Mrd. € (INT VIII) und 40,6 Mrd. € (INT IX) und nimmt mit steigendem Steinkohlepreis zu.

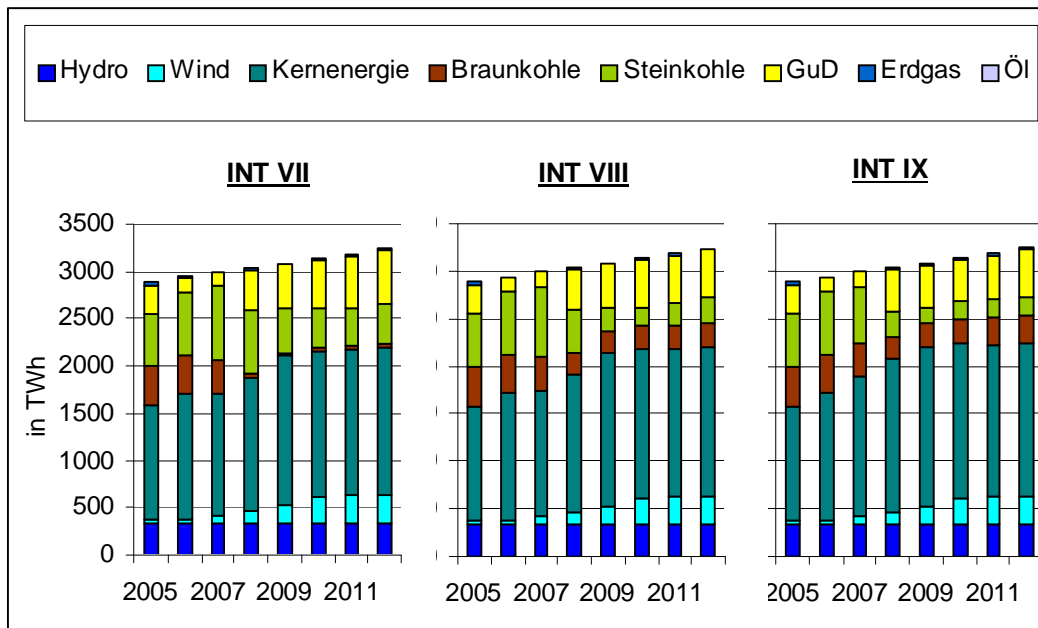
Abbildung 5.11: Russlands Gewinne in den Szenarien VII bis IX



Quelle: Modellergebnisse.

Da Russland in den Szenarien INT VII bis IX schrittweise höhere Erdgaspreise verlangt, nimmt die Erdgasverstromung von Szenario zu Szenario ab. In INT VII beträgt der Anteil von Erdgas an der Stromerzeugung 18,1 % (586,9 Mrd. m³), in INT VIII 15,9 % (514,9 Mrd. m³) und in INT IX 15,6 % (506,2 Mrd. m³). Die Stromproduktion mit Hilfe von Erdgas ist in INT VII um 245,0 % (416,8 Mrd. m³), in INT VIII um 147,2 % (306,6 Mrd. m³) und in INT IX um 98,2 % (250,8 Mrd. m³) höher als in den entsprechenden BAU-Szenarien. Die Stromproduktion aus Kernenergie ist aufgrund der relativ hohen Zertifikatspreise in INT VII bis IX um 17,4 % (230,4 TWh), 17,2 % (229,2 TWh) und um 15,2 % (212,4 TWh) höher als in den BAU-Szenarien, während die braunkohle-basierte Elektrizitätserzeugung um 88,7 % (307,7 TWh), 34,6 % (140,3 TWh) und 36,5 % (163,6 TWh) niedriger und auch die steinkohle-basierte Elektrizitätserzeugung um 44,5 % (339,8 TWh), 59,7 % (395,7 TWh) und 59,5 % (299,5 TWh) geringer ist.

Abbildung 5.12: Stromproduktion in INT VII bis IX



Quelle: Modellergebnisse.

Es werden GuD-Kapazitäten im Umfang von 72,9 GW (INT VII), 61,3 GW (INT VIII), 60,3 GW (INT IX) und Kernenergiekapazitäten im Umfang von 107,0 GW (INT VII), 107,5 GW (INT VIII), 115,2 GW (INT IX) gebaut. Der Zubau von braunkohlebasierten Kapazitäten beträgt 4,7 GW (INT VII), 12,8 GW (INT VIII), 15,9 GW (INT IX) und der von steinkohlebasierten 44,5 GW (INT VII), 34,2 GW (INT VIII) sowie 32,2 GW (INT IX).

Tabelle 5.10: Stromproduktion und Erzeugungskapazitäten in INT VII bis IX

	INT VII		INT VIII		INT IX	
	Stromproduktion 2012 (TWh)					
Hydro	330,7	10,2 %	330,7	10,2 %	330,7	10,2 %
Wind	301,7	9,3 %	301,7	9,3 %	301,7	9,3 %
Kernenergie	1555,3	48,0 %	1558,6	48,1 %	1611,8	49,8 %
Braunkohle	39,1	1,2 %	265,0	8,2 %	284,3	8,8 %
Steinkohle	424,3	13,1 %	267,1	8,2 %	203,7	6,3 %
GuD	570,0	17,6 %	497,5	15,4 %	488,9	15,1 %
Erdgas	16,9	0,5 %	17,3	0,5 %	17,3	0,5 %
Öl	0,0	0,0 %	0,0	0,0 %	0,0	0,0 %
Summe	3238,0	100,0 %	3238,0	100,0 %	3238,3	100,0 %
	Kapazitäten 2012 (MW)					
Hydro	128,5	15,0 %	128,5	15,2 %	128,5	15,1 %
Wind	182,1	21,3 %	184,6	21,8 %	182,2	21,4 %
Kernenergie	187,0	21,9 %	187,5	22,2 %	195,2	23,0 %
Braunkohle	34,5	4,0 %	42,6	5,0 %	45,7	5,4 %
Steinkohle	136,7	16,0 %	126,4	15,0 %	124,3	14,6 %
GuD	102,7	12,0 %	91,1	10,8 %	90,1	10,6 %
Erdgas	29,2	3,4 %	29,2	3,5 %	29,2	3,4 %
Öl	55,1	6,4 %	55,1	6,5 %	55,1	6,5 %
Summe	855,7	100,0 %	844,9	100,0 %	850,4	100,0 %

Quelle: Modellergebnisse.

Die Gesamtemissionen sind in INT VII um 30,4 % (2735,3 Mill. tCO₂-Äq.), in INT VIII um 26,2 % (2281,1 Mill. tCO₂-Äq.) und in INT IX um 23,7 % (1877,6 Mill. tCO₂-Äq.) niedriger als in den entsprechenden BAU-Szenarien. Dafür sind vor allem die höheren Zertifikatepreise in den INT-Szenarien verantwortlich, die den Einsatz der emissionsarmen Kernenergie unterstützen. Während der Zertifikatepreis in den BAU-Szenarien nur 15 €/tCO₂-Äq. beträgt, liegt er in INT VII bis IX zwischen 25 €/tCO₂-Äq. und 27 €/tCO₂-Äq.. Die Brennstoffkosten weichen gegenüber den korrespondierenden BAU-Szenarien nur geringfügig ab, weil die Kernenergie auch in den INT-Szenarien von großer Bedeutung ist. In INT VII sind die Brennstoffkosten um 1,0 % (3,1 Mrd. €) höher und in INT VIII und IX um 2,0 % (6,4 Mrd. €) bzw. 2,2 %

(7,1 Mrd. €) niedriger als in den BAU-Szenarien. Die Klimakosten in INT VII bis IX sind um 2,5 % (2,9 Mrd.€) höher sowie um 0,1 % (0,1 Mrd.€) und 8,1 % (8,1 Mrd.€) niedriger als in den entsprechenden BAU-Szenarien. Die Gesamtkosten nehmen um 7,1 % (45,6 Mrd.€), 4,7 % (30,8 Mrd.€) und 4,9 % (32,5 Mrd.€) zu.

Tabelle 5.11: Kosten und Treibhausgasemissionen in INT VII bis IX

	INT VII	INT VIII	INT IX
Gesamtemissionen 2005-2012 (Mill. tCO ₂ -Äq.)	6269,8	6437,4	6032,4
∅ Emissionen 2008-2012 (Mill. tCO ₂ -Äq.)	615,9	654,3	598,7
<u>Variable Kosten</u>			
Brennstoffkosten (Mrd. €)	310,2	314,8	321,3
Klimakosten (Mrd. €)	115,1	108,8	107,6
<u>Fixe Kosten</u> (Mrd. €)	260,5	263,3	272,8
Gesamt	685,8	686,9	701,7

Quelle: Modellergebnisse.

Im Jahr 2012 beträgt die in der EU25 verstromte Erdgasmenge 144,92 Mrd. m³ (INT VII), 127,8 Mrd. m³ (INT VIII) und 125,74 Mrd. m³ (INT IX). Die Anteile der Erdgasverstromung am gesamten Erdgasverbrauch liegen entsprechend bei 28,8 %, 26,3 % und 26,0 %. Auch in diesen Szenarien treten keine Kapazitätsengpässe auf.

5.4 Zusammenfassung der Ergebnisse

Für die Berechnung der Szenarien wurde ein lineares Optimierungsmodell entwickelt, das eine Ermittlung der kostenminimalen Stromproduktion und Kraftwerksinvestitionen der EU25 für beliebige Erdgaspreis-Zertifikatepreis-Kombinationen über einen vorgegebenen Optimierungszeitraum ermöglichte. Die Modellergebnisse beinhalten unter anderem die auf Russland entfallende Erdgasnachfrage und das für die Realisierung des Zertifikatepreises notwendige Zertifikateangebot Russlands. So konnte für vorgegebene diskrete Preisintervalle für den Erdgas- und Klimaschutzzertifikatepreis eine systematische Ana-

lyse der Gewinnmöglichkeiten der interdependenten Strategien Russlands und deren Konsequenzen für die europäische Erdgas- und Elektrizitätsversorgung vorgenommen werden.

Es wurden 9 Szenarien gebildet, indem große, mittlere und geringe Preisbeeinflussungsmöglichkeiten Russlands auf dem Kyoto-Klimaschutzzertifikatemarkt jeweils mit einem hohen (9,0 €/MWh), mittleren (7,5 €/MWh) und niedrigen Steinkohlepreis (6,0 €/MWh) kombiniert wurden.

Tabelle 5.12: Gesamtgewinne (Mrd. €) Russlands in den BAU- und INT-Szenarien

		Steinkohlepreis		
		niedrig	mittel	hoch
Preiseinfluss auf dem Kyoto- Markt	gering	BAU 14,8	BAU 15,3	BAU 16,9
		INT 20,6	INT 21,3	INT 22,0
		(INT > SEP)	(INT=SEP)	(INT = SEP)
	mittel	BAU 23,9	BAU 24,3	BAU 25,0
		INT 26,7	INT 27,2	INT 27,8
		(INT=SEP)	(INT=SEP)	(INT=SEP)
	groß	BAU 31,1	BAU 31,6	BAU 32,3
		INT 39,1	INT 40,0	INT 40,6
		(INT > SEP)	(INT=SEP)	(INT > SEP)

Quelle: Modellergebnisse.

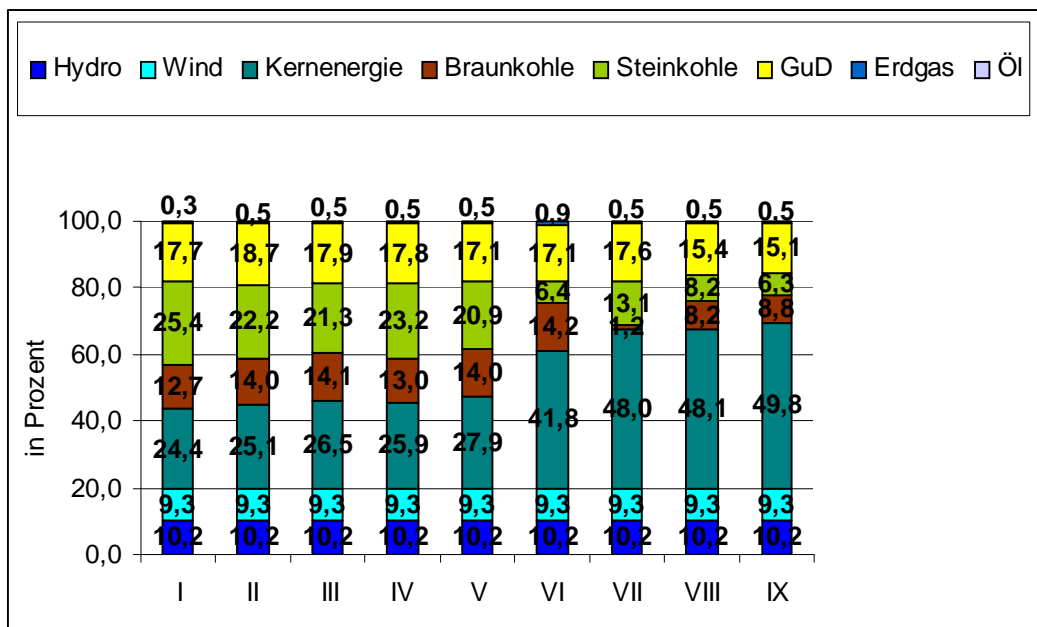
In jedem Szenario wurden die Optimierungsarten BAU, GAS, ZER, SEP und INT durchgeführt (siehe Kap. 5). Mit Hilfe der Optimierungsarten konnte für die Szenarien gezeigt werden, dass die Wahl der interdependenten Strategieoption (INT) einer separaten Optimierung des Erdgasmarktes (GAS) oder des Zertifikatemarktes (ZER) überlegen ist und welche Gewinnvorteile sich gegenüber dem BAU-Szenario (BAU) ergeben. Durch einen Vergleich mit SEP wurde veranschaulicht, welche Vorteile die interdependente Optimierung gegenüber der gleichzeitigen aber separaten Optimierung (SEP) beider Märkte bietet. Anhand der in der Abbildung 5.12 dargestellten Gewinne Russlands für die verschiedenen BAU- und INT-Szenarien können die zentralen Kernaussagen des Modells veranschaulicht werden:

- Die Gewinne Russlands sind im Rahmen der interdependenten Strategien immer höher als in den BAU-Szenarien. Dies impliziert vor allem, dass die auf Grundlage aktueller Preisniveaus in den BAU-Szenarien angenommenen Erdgaspreise aus russischer Sicht nicht optimal sind. Im Vergleich zu den BAU-Szenarien führt eine Senkung der Erdgaspreise in den INT-Szenarien zu einem Anstieg der russischen Erdgasexporte und zu einem positiven Nettoeffekt auf die russischen Gesamtgewinne. Die Gewinne Russlands sind in den INT-Szenarien in Abhängigkeit von den Steinkohlepreisen um 38,0-39,9% (geringe Preisbeeinflussungsmöglichkeiten), 11,1-11,8% (mittlere Preisbeeinflussungsmöglichkeiten) und um 25,8-26,0% (große Preisbeeinflussungsmöglichkeiten) höher als in den korrespondierenden BAU-Szenarien.
- Sowohl in den BAU- als auch in den INT-Szenarien steigen die Gewinne Russlands tendenziell mit dem Steinkohlepreis an. Dies ist vor allem auf die Konkurrenz von Erdgas und der Steinkohle um den Einsatz in der Mittellast zurückzuführen. Höhere Steinkohlepreise bieten aus russischer Sicht die Möglichkeit, den Erdgaspreis zu erhöhen, ohne größere Nachfragerückgänge in Kauf nehmen zu müssen. Dies wird insbesondere in den Szenarien INT IV bis VI deutlich, in denen Russland bei einem konstanten Zertifikatepreis höhere Erdgaspreise bei einem steigendem Steinkohlepreis wählt.
- In einigen Fällen kann Russland den Gewinn in den INT-Szenarien gegenüber den SEP-Szenarien durch die Wahl abweichender Preiskombinationen steigern und somit die durch den Zertifikatepreis entstehende Verbindung zwischen dem Erdgas- und Klimaschutzzertifikatemarkt ausnutzen, um die Gesamtgewinne zu erhöhen. Vor allem in den Szenarien INT VII und INT IX, in denen hohe Preisbeeinflussungsmöglichkeiten auf dem Kyoto-Klimaschutzzertifikatemarkt unterstellt wurden, konnte gezeigt werden, dass eine positive Abweichung von p_z^* zu einer Steigerung des Gesamtgewinns führt. Durch einen höheren Zertifikatepreis verschieben sich die relativen Einsatzkosten der fossilen Energieträger zu Gunsten von Erdgas. Der entstehende Kostenvorteil wurde in INT

VII genutzt, um den Erdgaspreis ohne größere Rückgänge der Erdgasnachfrage im Vergleich zum SEP-Szenario zu erhöhen. In INT IX war die Erdgasnachfrage bei einem identischen Erdgaspreis aufgrund des höheren Zertifikatepreises höher als in SEP IX.

Durch den relativ hohen Erdgaspreis in Höhe von 18,0€/MWh erfolgt die Stromproduktion mit Hilfe von Erdgas in den BAU-Szenarien eher zu Spitzenlastzeiten. Die Anteile von Erdgas an der Stromproduktion im Jahr 2012 liegen zwischen 5,3 % und 7,9 %. Die interdependenten Strategien Russlands führen zu wesentlich höheren Erdgasanteilen an der Stromproduktion. Diese liegen in INT I bis IX zwischen 15,6 % und 19,2 %. In einigen Szenarien wurden größere Teile der kernenergiebasierten Stromproduktion im Vergleich zu den entsprechenden BAU-Szenarien durch neue GuD-Kapazitäten ersetzt, weil der Zubau von Kernkraftwerken unter Berücksichtigung der Investitionskosten nicht mehr wirtschaftlich war.

Abbildung 5.13: Überblick: Zusammensetzung der Stromerzeugung in der EU25 in den interdependenten Strategien im Jahr 2012

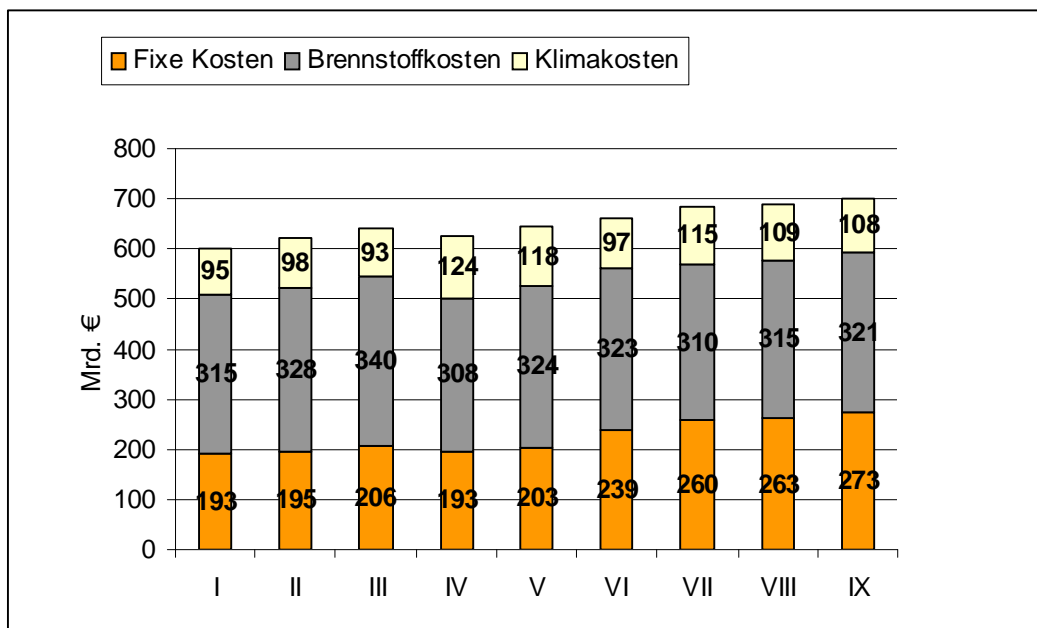


Quelle: Modellergebnisse.

In den Szenarien INT I bis V bedeuten die von Russland gewählten Preiskombinationen eine deutliche Verbesserung der Wirtschaftlichkeit der Erdgasver-

stromung gegenüber den entsprechenden BAU-Szenarien. Die Verbesserung der Einsatzkosten von Erdgas in der Stromerzeugung führt zu einer größeren Auslastung alter GuD-Kapazitäten und zu einem verstärkten Zubau neuer Kapazitäten. Erdgas wird auch in Mittellastzeiten, teilweise sogar in der Grundlast eingesetzt. Der Einsatzbereich der frei werdenden steinkohlebasier-ten Kapazitäten verschiebt sich teilweise in die Grundlast. In den Szenarien INT VII bis IX (große Preisbeeinflussungsmöglichkeiten) ist der Zertifikatepreis so hoch, dass die Stromerzeugung aus Kernenergie gegenüber den BAU-Szenarien zunimmt, weil der umfangreiche Einsatz der kohlebasier-ten Technologien aufgrund der vergleichsweise hohen Zertifikatepreise nicht wirtschaftlich ist. Der Vergleich von BAU- und INT-Szenarien ist natürlich stark von den im BAU-Szenario angenommenen Erdgas- und Klimaschutzzertifikatepreisen abhängig, deren Höhe den Einsatz von Erdgas im Rahmen des Modells nicht begünstigt. Werden im BAU-Szenario niedrigere Erdgaspreise oder höhere Zer-tifikatepreise angenommen, nehmen die Unterschiede zwischen den BAU- und INT-Szenarien ab.

Abbildung 5.14: Überblick: Stromerzeugungskosten der EU25 in den interde-
pendenten Strategien



Quelle: Modellergebnisse.

Die Auswirkungen der interdependenten Strategien für die Zusammensetzung

und Nutzung des Kraftwerksparks beeinflussen die im Modell entstehenden Kosten in den Bereichen Stromerzeugung und Klimaschutzzertifikatehandel.

In den Szenarien INT I bis V führt der Rückgang der Investitionen in die Kernenergie zu deutlich niedrigeren Fixkosten und insgesamt zu Gesamtkosten, die um 1,6 % bis 5,9 % niedriger sind als in den korrespondierenden BAU-Szenarien. Da die Stromproduktion aus Kernenergie durch erdgas- und kohlebasierte Stromerzeugungstechnologien ersetzt wird, die tendenziell höhere Brennstoffkosten aufweisen, erhöhen sich die Brennstoffkosten in diesen Szenarien im Vergleich zu den entsprechenden BAU-Szenarien um 0,9 % bis 3,6 %. In den Szenarien INT VII bis IX führt die umfangreiche Nutzung und der damit verbundene Ausbau der Kernenergie in der Stromerzeugung zu hohen fixen Kosten, in deren Folge die Gesamtkosten um 4,7 % bis 7,1 % höher sind als in den BAU-Szenarien. Da Elektrizität ein wichtiger volkswirtschaftlicher Produktionsfaktor ist und eine zentrale Rolle im Endenergieverbrauch der Konsumenten spielt, können höhere Stromerzeugungskosten in der Realität wegen der schlechten Substituierbarkeit in den meisten Energieanwendungen zu Wohlfahrtsverlusten in einer Volkswirtschaft führen.

Die Höhe der Klimakosten ist abhängig von der Zusammensetzung der Stromproduktion und der Höhe des Zertifikatepreises. Am höchsten sind die Klimakosten in den Szenarien INT IV und INT V bei niedrigen und mittleren Steinkohlepreisen und einem Zertifikatepreis von 15 €/tCO₂-Äq.. Im Fall großer Preisbeeinflussungsmöglichkeiten sind die gewählten Zertifikatepreise Russlands zwar höher, aber der Rückgang der kohlebasierten Stromproduktion führt insgesamt zu niedrigeren Klimakosten. Im Fall geringer Preisbeeinflussungsmöglichkeiten ist der Anteil der Kohleverstromung relativ hoch, aber die Zertifikatepreise mit 9-10 €/tCO₂-Äq. relativ niedrig, so dass die Klimakosten ebenfalls sehr niedrig sind. Im Rahmen des Modells führen die interdependenten Strategien dazu, dass Russland einen Zertifikatepreis wählt, der tendenziell höher als p_z^* ist. Ein höherer Zertifikatepreis führt in der Realität auch zu einer Verteuerung der mit Treibhausgasemissionen verbundenen Produktionsprozesse einer Volkswirtschaft. Dies ist letztendlich mit einer Verteuerung treibhausgasintensiv hergestellter Güter verbunden und kann zur Abwande-

rung treibhausgasintensiver Industrien in Regionen führen, die nicht vom Zertifikatehandel betroffen sind.

Die Emissionen der Energieindustrien in der EU25 beliefen sich in der Realität im Jahr 2003 auf 1500,7 Mill. tCO₂-Äq.¹⁵⁰ Die meisten INT-Szenarien weisen deutlich geringere durchschnittliche Treibhausgasemissionen in der ersten Kyoto-Periode auf. Vor diesem Hintergrund kann aus den Modellergebnissen im Bezug auf die interdependenten Strategien keine Gefährdung aktueller Klimaschutzziele durch den Stromsektor abgeleitet werden.

Im Modell führt eine starke Zunahme der Erdgasverstromung in den INT-Szenarien zu keinen Kapazitätsengpässen. In diesen Szenarien liegt der maximale Anteil der Erdgasverstromung am Erdgasverbrauch im Jahr 2012 bei bis zu 30 %. Dies entspricht im Vergleich zu den historischen Werten des Jahres 2003 einer Steigerung von ca. 2,1 Prozentpunkten. In diesem Fall liegt die Auslastung der russischen Erdgasexportpipelines im Modell bei ca. 75 %. In der Realität ist zu berücksichtigen, inwieweit die Transportkapazitäten technisch darauf ausgelegt sind, den Anstieg der Erdgasexporte zu realisieren. Möglicherweise müssen auf russischer Seite Investitionen in die bestehende Transportinfrastruktur getätigt werden, die das Kalkül der interdependenten Strategien grundsätzlich beeinflussen. In diesem Zusammenhang stellt sich langfristig auch die Frage nach dem Ausbau der russischen Produktionskapazitäten. Die höhere Erdgasverstromung ist langfristig auch mit dem Ausbau des Pipelinenetzes in der EU25 verbunden, der im Rahmen des Modells nicht im Kostenminimierungskalkül enthalten ist.

Im Modell wurden weitere Faktoren mit unterschiedlichem Abstraktionsgrad berücksichtigt, die den Erfolg der interdependenten Strategien aus Russlands Sicht beeinflussen:

- Der Wirkungsgrad der existierenden Kraftwerkskapazitäten bestimmt, wie Variationen der Energieträger- und Zertifikatepreise die Einsatzkosten der Energieträger in der Stromerzeugung beeinflussen, weil er letztendlich festlegt, wie viel von einem Energieträger pro erzeugter Einheit

¹⁵⁰ Siehe EUROSTAT (2007), Stand 06.05.2007.

Strom eingesetzt werden muss und welche Emissionen folglich entstehen. Erhöht sich bspw. der Wirkungsgrad der Steinkohle durch technischen Fortschritt, verringert sich tendenziell der Preissetzungsspielraum Russlands für Erdgas.

- Die konstanten Sterberaten der alten Kraftwerkstechnologien in der EU15 und in den im Jahr 2004 der EU beigetretenen 10 Ländern bestimmen das Ausmaß, in dem Kraftwerksneueinvestitionen durchgeführt werden müssen. Geht man von hohen Sterberaten aus, erhöht sich aus der Sicht Russlands die potentielle europäische Erdgasnachfrage des Stromsektors im Optimierungszeitraum, weil ein umfangreicherer Zubau von GuD-Kraftwerken erreicht werden kann. Eine Verlängerung bestehender Laufzeiten oder umfangreichere Erneuerungen des Kraftwerksparks haben einen gegenteiligen Effekt.
- Um versorgungssicherheitspolitische Aspekte bei der Entwicklung des europäischen Kraftwerksparks zu berücksichtigen, wurde eine Restriktion implementiert, die einen kohlebasierten Kapazitätsanteil von 20 % am Kraftwerkspark vorschreibt.¹⁵¹ Je höher der vorgeschriebene Kohleanteil am Kraftwerkspark ist, desto niedriger sind Absatzchancen für russisches Erdgas. Da die Kohlekraftwerke unabhängig von der Höhe ihrer Investitionskosten gebaut werden müssen, lassen sie sich nur schwer durch neue GuD-Kraftwerke verdrängen. Die Stromproduktion der versorgungssicherheitspolitisch motivierten Kohlekraftwerke kann daher nur bei sehr niedrigen Erdgaspreisen oder sehr hohen Zertifikatepreisen ersetzt werden.
- Dadurch, dass der Zubau von Kernenergiekapazitäten im Modell in einigen Ländern untersagt wird, erhöht sich die potentielle Nachfrage nach Erdgas, weil die entstehenden Kapazitätslücken grundsätzlich durch den Zubau neuer Kraftwerke geschlossen werden müssen.¹⁵² Im Modell kann-

¹⁵¹ Dieser Anteil wird in den BAU- und INT-Szenarien nicht überschritten. Ohne diese Restriktion würde sich der Anteil kohlebasierter Technologien am Kraftwerkspark verringern und der Anteil der GuD- und Kernenergiekapazitäten in Abhängigkeit von den Energieträger- und Zertifikatepreisen vergrößern.

¹⁵² Allerdings können Länder, in denen kein Zubau von Kernenergiekapazitäten möglich

te gezeigt werden, dass neue GuD-Kraftwerke bei entsprechenden Erdgas- und Zertifikatepreisen die entstehenden Lücken schließen können.¹⁵³

- Der Ersatz von Kernenergiekapazitäten durch GuD-Kapazitäten wird im Modell durch eine identische Lebensdauer von 25 Jahren begünstigt. Eine längere Lebensdauer der Kernkraftwerke würde deren Investitionskosten (siehe Kap. 4.6) im Modell reduzieren und den Einsatz von GuD-Kraftwerken in der Grundlast verringern.
- Die Preisbeeinflussungsmöglichkeiten Russlands, die im Modell durch lineare Preisbeeinflussungsfunktionen abgebildet werden, haben einen Einfluss auf die Höhe der maximal möglichen Gewinne Russlands auf dem Kyoto-Klimaschutzzertifikatemarkt und die Auswirkungen bei Verknappungen des Zertifikateangebotes auf den Zertifikatepreis. Je steiler die Preisbeeinflussungsfunktion ist, desto höher ist der maximale Gewinn, wenn p_z^* gewählt wird. Gleichzeitig erhöht sich der Gewinnverzicht auf dem Zertifikatemarkt, wenn Russland von p_z^* abweicht. Dadurch, dass bei einer steileren Preisbeeinflussungsfunktion höhere Zertifikatepreiserhöhungen bei Verknappungen des Angebotes an Hot Air erreichbar sind, können größere Veränderungen der relativen Einsatzkosten von Erdgas im europäischen Stromsektor bewirkt werden, die für Erdgaspreiserhöhungen oder eine Zunahme der Erdgasnachfrage genutzt werden können. In der Realität hängen die Preisbeeinflussungsmöglichkeiten von vielen Faktoren (siehe Kap. 4.9) ab, die nur schwer zu kalkulieren sind.

In diesem Kapitel wurde gezeigt, von welchen Faktoren der Erfolg der interdependenten Strategien aus Russlands Sicht abhängt und welche Konsequenzen sich aus ihnen für die Stromerzeugung der EU25 ergeben. Untersucht wurden insbesondere die Auswirkungen der interdependenten Strategien auf die Zusammensetzung der Stromproduktion, die Erdgasnachfrage des Stromsektors

ist, kernenergiebasierten Strom aus den anderen Ländern importieren.

¹⁵³ Wenn weite Teile der EU-Länder den Kernenergieausstieg beschließen und die entstehenden Kapazitätslücken durch den Zubau von erdgas- und kohlebefeuelten Kraftwerken ersetzen, erhöhen sich zwangsläufig die Treibhausgasemissionen des europäischen Stromsektors, was aufgrund bindender Klimaschutzziele zu verstärkten Vermeidungsmaßnahmen in anderen volkswirtschaftlichen Sektoren führen muss.

und die entstehenden Kosten.

Kapitel 6

Zusammenfassung und Fazit

Durch das Kyoto-Protokoll entsteht ein internationaler Markt für Klimaschutzzertifikate zwischen den sogenannten Annex-B-Ländern, die sich dazu verpflichtet haben, ihre Treibhausgasemissionen in den Jahren von 2008 bis 2012 gegenüber dem Jahr 1990 durchschnittlich um ca. 5 % zu reduzieren. Auf diesem Markt ist Russland der größte potentielle Anbieter von Klimaschutzzertifikaten. Weil die russischen Treibhausgasemissionen im Zuge des wirtschaftlichen Zusammenbruchs der Sowjetunion nach 1990 schlagartig gesunken sind, verfügt Russland für die erste Kyoto-Periode über einen Überschuss an nicht benötigten Kyoto-Klimaschutzzertifikaten (Hot Air). Es kann deshalb angenommen werden, dass Russland durch sein Angebot an Hot Air auch den Zertifikatspreis im Kyoto-Handelssystem beeinflussen kann. Im Zuge der Umsetzung des Kyoto-Protokolls hat die Europäische Union einen europäischen Klimaschutzzertifikatehandel (EU-ETS) eingeführt, der eine eigene Zertifikatsform verwendet und nur eingeschränkt mit dem Kyoto-Handelssystem verbunden ist. Daher ist zunächst zwischen dem Kyoto-Zertifikatspreis und dem Zertifikatspreis im EU-ETS zu unterscheiden.

Es wurde in einem einfachen Modellrahmen veranschaulicht, dass Russland den Kyoto-Zertifikatspreis durch ein Zurückhalten des Angebotes an nicht gebundenen AAUs erhöhen kann. Dabei sind die Preisbeeinflussungsmöglichkeiten von verschiedenen Faktoren abhängig. Zu nennen sind bspw. die Emissionsprognosen der anderen Annex-B-Länder, technischer Fortschritt, existieren-

de Vermeidungsoptionen im Handelssystem, volkswirtschaftliches Wachstum, das Angebot an kostengünstigen ERUs und CERs aus den JI- und CDM-Mechanismen. Es wurde gezeigt, welche Mechanismen theoretisch zu einer Angleichung des Kyoto-Zertifikatepreises und des europäischen Zertifikatepreises führen. Von zentraler Bedeutung für deren Angleichung war einerseits die Möglichkeit europäischer Unternehmen, sich CERs und ERUs aus dem Kyoto-System für ihre Zielerfüllung anrechnen zu lassen, und andererseits der bestehende Anreiz für die EU-Regierungen, ihre Allokationsentscheidungen für den europäischen Zertifikatehandel so lange anzupassen, bis eine Angleichung der Preise erfolgt ist. Preisunterschiede bieten aus Sicht der EU-Regierungen entweder die Möglichkeit, Vermeidungskosten zu sparen oder Devisenerlöse aus dem Zertifikateverkauf zu generieren.

Die vom EU-ETS betroffenen Emittenten müssen ihre Emissionen mit Klimaschutzzertifikaten abdecken. Daher erhöhen sich die Einsatzkosten der von ihnen verwendeten fossilen Energieträger in Abhängigkeit vom Emissionsfaktor und dem Zertifikatepreis. Erdgas gilt als klimafreundlich, weil es von allen fossilen Energieträgern den niedrigsten Emissionsfaktor aufweist. Die Haupteinsatzgebiete von Erdgas sind die Produktion von häuslicher und industrieller Wärme und die Stromproduktion. Im Bereich der Stromerzeugung konkurriert Erdgas unter anderem mit der kohlenstoffhaltigeren Braun- und Steinkohle um den Einsatz in der Grund- und Mittellast. Ein höherer Zertifikatepreis führt daher tendenziell zu einem Anstieg der Erdgasnachfrage in diesem Bereich.

Russland ist aufgrund seiner Reservenvorkommen und der Höhe der Erdgasexporte in die Europäische Union der dominante Anbieter auf dem europäischen Erdgasmarkt und generiert hohe Devisenerlöse aus seinen Erdgasexporten. Daher kann angenommen werden, dass Russland das europäische Erdgaspreisniveau beeinflussen kann. Allerdings sind Russlands Möglichkeiten auf dem europäischen Erdgasmarkt, Preise und Mengen zu beeinflussen, vor allem durch die bestehenden langfristigen Bezugsverträge eingeschränkt. Größere Änderungen können nur im Rahmen bestehender Vertragsflexibilitäten oder bei Neuverhandlungen angestrebt werden. Die Preise der Erdgassubstitute stellen in den verschiedenen Einsatzbereichen eine Preisobergrenze dar.

Da die für Russland relevante europäische Erdgasnachfrage, insb. im Stromsektor, indirekt über den Kyoto-Zertifikatepreis beeinflusst werden kann, bietet sich eine simultane Optimierung der Angebotsentscheidungen auf dem europäischen Erdgas- und dem Kyoto-Klimaschutzzertifikatemarkt an.

In Bereichen, in denen Erdgas mit klimaschädlicheren fossilen Energieträgern konkurriert, können höhere Zertifikatepreise genutzt werden, um den entstehenden Klimaschutzkostenvorteil auf den Erdgaspreis aufzuschlagen, ohne einen Rückgang der Erdgasnachfrage auszulösen. Bei konstantem Erdgaspreis ist in dieser Konstellation auch eine Erhöhung der Erdgasnachfrage möglich.

Der Grundgedanke der interdependenten Strategien wurde mit einem einfachen analytischen Modell veranschaulicht. Für Russland spielen die Devisenerlöse auf dem Erdgas- und Klimaschutzzertifikatemarkt aus dem Verkauf der freien Kyoto-Zertifikate und dem Erdgasexport eine zentrale Rolle bei der Bewertung des Nutzens einer interdependenten Strategie. Allerdings muss auch der Nutzen des Erdgases und der Klimaschutzzertifikate in alternativen Verwendungsmöglichkeiten berücksichtigt werden. Höhere Zertifikatepreise und somit eine Verbesserung der relativen Einsatzkosten für Erdgas in der Stromerzeugung können ab einem bestimmten Niveau nur durch den Verzicht auf Devisenerlöse aus dem Verkauf von Kyoto-Klimaschutzzertifikaten erkaufte werden. Der Verzicht der Devisenerlöse aus dem Zertifikateverkauf ist in diesem Fall gegen die positiven Effekte für die Erdgasexporte abzuwägen.

Im Kapitel 4 wurde schrittweise ein numerisches Modell für die Analyse der interdependenten Strategieoptionen Russlands entwickelt. Das Modell ermöglichte eine Analyse der Strategien Russlands unter besonderer Berücksichtigung der Erdgasnachfrage im europäischen Stromsektor, weil sich hier kurz bis mittelfristig in Abhängigkeit vom Erdgas- und Zertifikatepreis die größten Nachfrageveränderungen ergeben können. Mit Hilfe des Modells sollte gezeigt werden, von welchen Faktoren die Vorteilhaftigkeit der interdependenten Strategieoptionen aus Sicht Russlands abhängt und welche Konsequenzen sich für die europäische Erdgas- und Elektrizitätsversorgung ergeben. Die interdependenten Strategien wurden durch eine Preis-Kombination auf dem Erdgas- und Kyoto-Klimaschutzzertifikatemarkt repräsentiert. Das Modell kann für beliebige

ge Erdgas-Zertifikatepreis-Kombinationen die kostenminimale Stromproduktion und die Kraftwerksinvestitionen der EU25 über einen vorgegebenen Optimierungszeitraum ermitteln. Die Modellergebnisse beinhalten unter anderem die auf Russland entfallende Erdgasnachfrage und das für die Realisierung des Zertifikatepreises notwendige Zertifikateangebot Russlands. So konnte für vorgegebene diskrete Preisintervalle für den Erdgas- und Klimaschutzzertifikatepreis eine systematische Analyse der Gewinnmöglichkeiten der interdependenten Strategien Russlands vorgenommen werden.

Die Szenarienberechnungen im Kapitel 5 zeigen, dass die interdependenten Strategien Russlands zu höheren Gewinnen als in den entsprechenden BAU-Szenarien führen und einer separaten Optimierung des Erdgas- und Klimaschutzzertifikatemarktes überlegen sind. Die interdependenten Strategien führten im Vergleich zu den BAU-Szenarien zu einem deutlichen Anstieg der Erdgasverstromung und zu höheren Gewinnen Russlands. Höhere Steinkohlepreise wirkten sich dabei positiv auf die Gewinne Russlands aus, weil sie eine Erhöhung der Erdgaspreise ermöglichten, ohne einen starken Rückgang der Erdgasnachfrage auszulösen. In einigen Szenarien kann der Gesamtgewinn Russlands im Rahmen der interdependenten Optimierung gegenüber der gleichzeitigen aber separaten Optimierung des Erdgas- und Klimaschutzzertifikatemarktes gesteigert werden. Insbesondere in diesen Szenarien zeigt sich, dass die Verbindung beider Märkte durch den Zertifikatepreis unter bestimmten Bedingungen (insb. im Fall großer Preisbeeinflussungsmöglichkeiten auf dem Kyoto-Klimaschutzzertifikatemarkt) für eine Steigerung des Gesamtgewinns ausgenutzt werden kann. Weiterhin wurden die Kostenwirkungen der interdependenten Strategien für die EU25 in den Bereichen Brennstoffkosten, Klimakosten und fixe Kosten ermittelt. Die Beurteilung der Kosten der interdependenten Strategien für die EU25 war im hohen Maße von den Annahmen über die Erdgas- und Zertifikatepreise in den BAU-Szenarien abhängig, die als Vergleichsmaßstab fungierten. Die deutliche Steigerung der Erdgasnachfrage im Rahmen der interdependenten Strategien führte im Vergleich zu den BAU-Szenarien zu keinen Engpässen bei den russischen Erdgasexportkapazitäten in die EU25.

Im Rahmen dieser Arbeit wurde erläutert, was interdependente Strategieoptionen Russlands auf dem Erdgas- und Klimaschutzzertifikatemarkt sind, wie sie theoretisch funktionieren und von welchen Faktoren ihr Erfolg abhängt. Während mit Hilfe des Modells gezeigt werden konnte, dass die interdependenten Strategien aus Russlands Sicht vorteilhaft sind, ist deren praktische Planung, Umsetzung und Bewertung sehr komplex und durch zahlreiche Unsicherheitsfaktoren gekennzeichnet.

Ein Problem besteht darin, dass der Zertifikatspreis im EU-ETS, an dem sich die Kraftwerksbetreiber in der EU orientieren, aus verschiedenen Gründen (bspw. geringe Nachfrage nach Kyoto-Zertifikaten, niedrige Emissionsobergrenze für das EU-ETS) höher sein könnte als der Kyoto-Zertifikatspreis, der sich beim Zurückhalten aller freien Zertifikate Russlands einstellt. Somit könnten über Veränderungen des Zertifikatspreises keine Wirtschaftlichkeitsverbesserungen von Erdgastechnologien in der europäischen Stromerzeugung generiert werden. Ein relativ niedriges Kyoto-Zertifikatspreinsniveau könnte die Neigung Russlands verstärken, Zertifikate nicht einfach nur zu verkaufen, sondern im Rahmen von JI- und GIS-Projekten zu vergeben, die gleichzeitig zu einem Technologietransfer führen würden.

Weiterhin basieren die interdependenten Strategien Russlands auf der Annahme, dass die EU-Regierungen den Kyoto-Handel im hohen Maße für eine kostenminimale Erfüllung ihrer Klimaschutzziele nutzen, so dass eine Angleichung der Zertifikatspreise im EU-ETS und im Kyoto-Handelssystem stattfinden kann. Derzeit zeichnet sich ab, dass die EU-Regierungen ihre Kyoto-Ziele eher durch nationale Vermeidungsmaßnahmen als durch den Einsatz von Hot Air befriedigen wollen. Selbst wenn die EU-Regierungen den Kyoto-Handel vollständig unter dem Aspekt der Kosteneffizienz betreiben, wären die Preisanpassungsprozesse in der Realität mit zeitlichen Verzögerungen verbunden, weil die Allokationsentscheidungen für das EU-ETS angepasst werden müssten.

In den untersuchten Szenarien zielen die interdependenten Strategien gegenüber den entsprechenden BAU-Szenarien auf eine Steigerung der russischen Erdgasexporte ab. Die Erdgasnachfrage ist unter anderem von den zugebauten GuD-

Kapazitäten bis zum Ende der ersten Kyoto-Periode abhängig. Es ist allerdings fraglich, ob es aufgrund der bestehenden Unsicherheit über die Zertifikatepreise im Nach-Kyoto-Zeitraum zu einem drastischen Ausbau der GuD-Kapazitäten kommt.

Sind die Erdgaspreise im Rahmen der interdependenten Strategien relativ niedrig, besteht aus Russlands Sicht zudem die Gefahr, dass sich die Preisdifferenzierung gegenüber dem Wärmemarkt bei einer fortschreitenden Liberalisierung des europäischen Strommarktes nicht mehr durchsetzen lässt. Weiterhin ist fraglich, ob die russische Erdgasproduktion langfristig die im Rahmen der interdependenten Strategien gesteigerte Erdgasnachfrage abdecken kann. Die Finanzierung der dafür langfristig notwendigen Investitionen in Produktions- und Transportkapazitäten ist derzeit problematisch.

Abschließend bleibt abzuwarten, wie sich Russland zukünftig im Rahmen der in dieser Arbeit erläuterten strategischen Überlegungen auf dem Erdgas- und Klimaschutzzertifikatemarkt positionieren wird.

Literaturverzeichnis

- [Ahrend und Tomson 2004] AHREND, Rudiger ; TOMSON, William: *Russia's Gas Sector - The Endless Wait for Reform ?* OECD Economics Department Working Papers No. 402, Internet: <http://dx.doi.org/10.1787/735153733318>. 2004
- [Aune u. a. 2004] AUNE, Finn R. ; GOLOMBEK, Rolf ; KITTELSEN, Sverre A. C.: Does Increased Extraction of Natural Gas Reduce Carbon Emissions. In: *Environmental and Resource Economics* 29 (2004), S. 379–400.
- [Babiker u. a. 2002] BABIKER, Mustafa H. ; JACOBY, Henry D. ; REILLY, John M. ; REINER, David M.: The Evolution of a Climate Regime - Kyoto to Marrakech and Beyond. In: *Environmental Science and Policy* 5 (2002), S. 195–206.
- [Baron 2000] BARON, Richard: *Market Power and Market Access in International GHG Emissions Trading*. OECD, 2000
- [Bernard u. a. 2003] BERNARD, Alain ; PALTSEV, Sergey ; REILLY, John M. ; VIELLE, Marc ; VIGUIER, Laurent: *Russia's Role in the Kyoto Protocol*. MIT Report No.98. 2003
- [Bernstein u. a. 1999] BERNSTEIN, Paul ; MONTGOMERY, W.D. ; RUTHERFORD, Thomas ; YANG, G.: Effects of Restrictions on International Permit Trading: The MS-MRT Model. In: *The Energy Journal Special Issue* (1999), S. 221–256.
- [Böhringer 2002] BÖHRINGER, Christoph: Climate Policy from Kyoto to Bonn - From Little to Nothing. In: *The Energy Journal* 23 (2002), Nr. 2, S. 51–71.

- [Böhringer und Löschel 2003] BÖHRINGER, Christoph ; LÖSCHEL, Andreas: Market Power and Hot Air in International Emissions Trading - The Impacts of US Withdrawal from the Kyoto-Protocol. In: *Applied Economics* 35 (2003), S. 651–663.
- [Böhringer u. a. 2006] BÖHRINGER, Christoph ; MOSLENER, Ulf ; STURM, Bode: *Hot Air for Sale, A Quantitative Assessment of Russias Near-Term Climate Policy Options*. ZEW Discussion Paper No. 06-016, Internet: <ftp://ftp.zew.de/pub/zew-docs/dp/dp06016.pdf>, Stand: 16.04.2007. 2006
- [BP 2005] BP: *BP Statistical Review of World Energy June 2005*. 2005
- [BP 2006] BP: *BP Statistical Review of World Energy June 2006*. 2006
- [Burniaux 1999] BURNIAUX, Jean-Marc: *How Important is Market Power in Achieving Kyoto ? An Assesment Based on the GREEN Model*. OECD, 1999
- [Chambers 1999] CHAMBERS, Ann: *Natural Gas and Electric Power in Non-technical Language*. Tulsa : PenWell, 1999
- [Coase 1960] COASE, Ronald H.: The Problem of Social Cost. In: *The Journal of Law and Economics* 3 (1960), S. 1–44.
- [den Elzen und de Moor 2002] DEN ELZEN, Michel G. J. ; DE MOOR, Andre P. G.: Analyzing the Kyoto-Protokoll under the Marakesh Accords - Economic efficiency and environmental effectiveness. In: *Ecological Economics* 43 (2002), S. 141–158.
- [EEA 2007] EEA: *Application of the Emissions Trading Directive by EU Member States Reporting Year 2006*. EEA Technical Report No. 4/2007, Copenhagen. 2007
- [Erdmann 1995] ERDMANN, Georg: *Energieökonomik : Theorie und Anwendungen*. Zürich u.a. : vdf Hochschulverlag, Teubner, 1995
- [ETSO 2006] ETSO: *Online-Datenbank der Leitungskapazitäten*. Internet: http://www.ets-net.org/NTC_Info/map/e_default.asp, Stand 24.04.2006. 2006

- [EU 2001] EU: Directive 2001/77/EC of the European Parliament and of the Council, On the Promotion of Electricity Produced from Renewable Energy Sources in the Internal Electricity Market. In: *Official Journal of the European Communities* L 283 (2001), S. 33–40.
- [EU 2002] EU: Council Decision of 25 April 2002 concerning the approval, on behalf of the European Community, of the Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change and the joint fulfilment of commitments thereunder (2002/358/CE). In: *Official Journal of the European Union* L 130 (2002), S. 1–20.
- [EU 2003a] EU: Directive 2003/55/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 98/30/EC. In: *Official Journal of the European Union* L 176 (2003), S. 57–78.
- [EU 2003b] EU: Directive 2003/87/EC: Establishing a Scheme for Greenhouse Gas Emission Allowance Within the Community and amending Council Directive 96/61/EC. In: *Official Journal of the European Union* L 275 (2003), S. 32–46.
- [EU 2004] EU: Directive 2004/101/EC of the European Parliament and of the Council of 27 October 2004 amending Directive 2003/87/EC establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community, in respect of the Kyoto Protocol’s project mechanisms. In: *Official Journal of the European Union* L 338 (2004), S. 18–23.
- [EU-Kommission 2000] EU-KOMMISSION: *Green Paper on Greenhouse Gas Emissions Trading Within the European Union, COM(2000) 87 final*. Brussels, 2000
- [EU-Kommission 2004] EU-KOMMISSION: *Communication from the Commission on guidance to assist Member States in the implementation of the criteria listed in Annex III to Directive 2003/87/EC establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community*

and amending Council Directive 96/61/EC, and on the circumstances under which force majeure is demonstrated, COM(2003) 830 final. Brüssel, 2004

[EUROSTAT 2005] EUROSTAT: *Gas and Electricity Market Statistics.* Luxembourg : European Communities, 2005

[EUROSTAT 2007] EUROSTAT: *Online-Database.* 2007

[FAZ 2007] FAZ: *Putin: Westen will Russland die Selbstständigkeit nehmen.* Ausgabe vom 27.04.2007, S.2. 2007

[Flakowski 2002] FLAKOWSKI, Sven ; PFAFFENBERGER, Wolfgang (Hrsg.) ; STRÖBELE, Wolfgang (Hrsg.): *Die erschöpfbare Ressource Erdgas : Auswirkungen der Transporteigenschaften auf Preisbildung und Strategien in Europa.* Münster : LIT Verlag, 2002

[GAMS Development Corporation 2006] GAMS DEVELOPMENT CORPORATION: *GAMS - A User's Guide - Tutorial by Richard E. Rosenthal.* Internet: <http://www.gams.com/docs/gams/GAMSUsersGuide.pdf>, Stand: 16.01.2007. 2006

[Grubb 2003] GRUBB, Michael: On Carbon Prices and Volumes in the Evolving Kyoto Market. In: *Greenhouse Gas Emissions Trading and Project-Based Mechanisms in OECD and Non-OECD Countries.* Paris : OECD, 2003, S. 155–170.

[Hagem u. a. 2006] HAGEM, Cathrine ; KALLBEKKEN, Steffen ; MAESTAD, Ottar ; WESTSKOG, Hege: Market Power with Interdependent Demand: Sale of Emission Permits and Natural Gas from Russia. In: *Environmental and Resource Economics* (2006), Nr. 34, S. 211–227.

[Hagem und Maestad 2002] HAGEM, Cathrine ; MAESTAD, Ottar: *Market Power in the Market for Greenhouse Gas Emissions Permits - The Interplay with the Fossil Fuel Markets.* CICERO Working Paper 2002:08. 2002

- [Hagem und Westskog 2005] HAGEM, Cathrine ; WESTSKOG, Hege ; OSLO, Department of Economics University of (Hrsg.): *Dominant Agent and Intertemporal Emissions Trading*. Memorandum: Nr. 04/2005. 2005
- [Hahn 1984] HAHN, R. W.: Market Power and Transferable Property Rights. In: *The Quarterly Journal of Economics* 99 (1984), S. 753–765.
- [Hannesson 1998] HANNESSON, Rögnvaldur: *Petroleum Economics : Issues and Strategies of Oil and Natural Gas*. Westport : Greenwood Publishing Group Inc., 1998
- [Hensing u. a. 1998] HENSING, Ingo ; PFAFFENBERGER, Wolfgang ; STRÖBELE, Wolfgang: *Energiewirtschaft : Einführung in Theorie und Politik*. first. München, Wien : Oldenbourg, 1998
- [Holtsmark 2003] HOLTSMARK, Bjart: Russian Behaviour in the Markt for Permits Under the Kyoto-Protocol. In: *Climate Policy* 3 (2003), Nr. 4, S. 399–415.
- [IEA] IEA: *IEA-Onlinedatenbank*,
Internet: <http://www.iea.org/Textbase/stats/index.asp>
- [IEA 2005] IEA: *Natural Gas Information 2005*. Paris, 2005
- [IEA 2006] IEA: *Optimising Russian Natural Gas - Reform and Climate Policy*. Paris, 2006
- [IMF 2005] IMF: *World Economic Outlook*. Washington D.C, 2005
- [IPCC 2000] IPCC: *IPCC Special Report on Land Use, Land-Use Change And Forestry*. Cambridge, 2000
- [IPCC 2001] IPCC: *Climate Change 2001 : The Scientific Basis*. Cambridge, 2001
- [IPCC 2007a] IPCC: *Climate Change 2007, Impacts, Adaption and Vulnerability, Working Group II Contribution to the Intergovernmental Panel on Climate Change Fourth Assessment Report, Summary for Policymakers*. Internet: <http://www.ipcc.ch/SPM13apr07.pdf>, Stand 14.04.2007. 2007

- [IPCC 2007b] IPCC: *Climate Change 2007, The Physical Science Basis, Working Group I Contribution to the Intergovernmental Panel on Climate Change Fourth Assessment Report, Summary for Policymakers*. Internet: <http://www.ipcc.ch/SPM2feb07.pdf>, Stand 14.04.2007. 2007
- [Kjärstadt und Johnsson 2007] KJÄRSTADT, Jan ; JOHNSSON, F.: Prospects of the European Gas Market. In: *Energy Policy* 35 (2007), S. 869–888.
- [Lund Sagen und Tsygankova 2006] LUND SAGEN, Eirik ; TSYGANKOVA, Marina: *Russian Natural Gas Exports to Europe - Effects of Russian Gas Market Reforms and the Rising Market Power of Gazprom*. DIW Discussion Paper 597. 2006
- [Misiolek und Elder 1988] MISIOLEK, Walter S. ; ELDER, Harold W.: Exclusionary Manipulation of Markets for Pollution Rights. In: *Journal of Environmental Economics and Management* 16 (1988), S. 156–166.
- [Moe und Tangen 2000] MOE, Arild ; TANGEN, Kristian: *The Kyoto Mechanisms and Russian Climate Politics*. Great Britain : Chameleon Press Ltd, 2000
- [Reckow 2004] RECKOW, Jörg: Die Veränderung der Investitionsanreize für den Kraftwerksbau in Deutschland : Überlegungen auf der Grundlage des Nationalen Allokationsplanes. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 28 (2004), Nr. 4, S. 263–269.
- [Reinaud 2003] REINAUD, Julia: *Emissions Trading and its Possible Impacts on Investment Decisions*. IEA Information paper. 2003
- [Seeliger 2004] SEELIGER, Andreas: *Die Europäische Erdgasversorgung im Wandel*. EWI Working Paper 04-2, Köln. 2004
- [Specht 2001] SPECHT, Heinrich: *Gasbeschaffung im liberalisierten Energiemarkt : Vertragsgestaltung und Preisfindung für Sondervertragskunden*. Köln : Dt. Wirtschaftsdienst, 2001
- [Stern 2005] STERN, Jonathan P.: *The Future of Russian Gas and Gazprom*. New York, 2005

- [Stoppard 1996] STOPPARD, Michael: *A New Order for Gas in Europe*. Oxford : Oxford Institute for Energy Studies, 1996
- [Tangen u. a. 2002] TANGEN, Kristian ; KORPPOO, Anna ; BERDIN, Vladimir ; SUGIYAMA, Taishi ; EGENHOFER, Christian ; DREXHAGE, John ; PLUZHNIKOV, Oleg ; GRUBB, Michael ; LEGGE, Thomas ; MOE, Arild ; STERN, Jonathan ; YAMAGUCHI, Kenichiro: *A Russian Green Investment Scheme, Securing Environmental Benefits from International Emissions Trading*.
Internet: http://www.climate-strategies.org/uploads/cs_gisfinalreport.pdf,
Stand: 19.04.2007. 2002
- [Tarr und Thomson 2004] TARR, David G. ; THOMSON, Peter D.: The Merits of Dual Pricing of Russian Natural Gas. In: *The World Economy* 27 (2004), Nr. 8, S. 1173–1194.
- [The Royal Academy of Engineering 2004] THE ROYAL ACADEMY OF ENGINEERING: *The Costs of Generating Electricity*. London, 2004
- [UNFCCC 1992] UNFCCC: *Unit Nations Framework Convention on Climate Change*. New York, 1992
- [UNFCCC 1997] UNFCCC: *Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change*. FCCC/CP/1997/7/Add.1, Kyoto. 1997
- [UNFCCC 2002] UNFCCC: *Report of the Conference of the Parties on its Seventh Session, Held at Marrakesh from 29 October to 10 November 2001 Add. 1: Part Two: Action Taken by the Conference of the Parties*. FCCC/CP/2001/13/Add.1. 2002
- [UNFCCC 2006] UNFCCC: *National greenhouse gas inventory data for the period 1990-2004 and status of reporting. Note by the secretariat*. FCCC/SBI/2006/26. 2006
- [VGE 2006] VGE: *Jahrbuch der europäischen Energie- und Rohstoffwirtschaft 113. Jahrgang*. Essen : VGE Verlag, 2006

- [von der Fehr 1993] VON DER FEHR, Niels-Hendrik M.: Tradable Emission Rights and Strategic Interaction. In: *Environmental and Resource Economics* 3 (1993), S. 129–151.
- [Westskog 1996] WESTSKOG, Hege: Market Power in a System of Tradable CO₂ Quotas. In: *The Energy Journal* (1996), S. 85–103.
- [Wilkins und Wimschulte 2006] WILKENS, Sascha ; WIMSCHULTE, Jens: Der Handel mit CO₂-Emissionsberechtigungen: Eine erste Bestandsaufnahme. In: *Finanzbetrieb* Heft 4 (2006), S. 394–406.
- [Worldbank 2005] WORLD BANK: *Russian Federation From Transition to Development : A Country Economic Memorandum for the Russian Federation*. Worldbank, 2005

Anhang I : Modellparameter

Kraftwerksdaten :

	Braunkohle	Steinkohle	GuD
Investitionskosten (Mill. €/MW)	1,35	1,2	0,65
Betriebskostensatz (%)	1,5	1,5	1,06
Personalkosten (Mill. €/MW)	0,031	0,031	0,0075
Nettowirkungsgrad (%)	42,6	43,5	56,8
Sonst. var. Kosten (€/MWh)	1	1,8	0,5
Laufzeit (Jahre)	25	25	25
Anfahrkostenfaktor	6	3,5	0,5
	Kernenergie	Öl	Erdgas
Investitionskosten (Mill. €/MW)	2,02	0,5	0,5
Betriebskostensatz (%)	2,5	1,2	1,2
Personalkosten (Mill. €/MW)	0,015	0,065	0,0075
Nettowirkungsgrad (%)	33,3	38,0	39,0
Sonst. var. Kosten (€/MWh)	5	0,5	0,5
Laufzeit (Jahre)	25	25	25
Anfahrkostenfaktor	12	0,5	0,2
	Windenergie		
Investitionskosten (Mill. €/MW)	1,05		
Betriebskostensatz (%)	4,0		
Personalkosten (Mill. €/MW)	0,000		
Nettowirkungsgrad (%)	100		
Sonst. var. Kosten (€/MWh)	0		
Laufzeit (Jahren)	25		
Anfahrkostenfaktor	0		

Energieträgerpreise (€/MWh) :

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Erdgas	16,13	21,33	x	x	x	x	x	x
Steink.(niedrig)	7,99	7,55	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00
Steink.(mittel)	7,99	7,55	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50
Steink.(hoch)	7,99	7,55	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00
Braunk.	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Uran	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
Öl	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00

Historische Zertifikatepreise :

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Preis (€/tCO ₂ -Äq.)	22,09	17,33	2,27	x	x	x	x	x

Preisbeeinflussungsfunktionen :

Preiseinfluss	Maximalpr. (€/tCO ₂ -Äq.)	Steigungspar.	Anfangspr. (€/tCO ₂ -Äq.)	Schrittlänge (€)
Gering	20	0,033333	1,00	1,00
Mittel	30	0,050000	1,00	2,00
Groß	50	0,083333	15,00	2,00

Länder, in denen im Modell kein Zubau der Kernenergie möglich ist :

Belgien
Dänemark
Deutschland
Griechenland
Irland
Italien
Österreich
Polen
Schweden
Spanien

Weitere Modellparameter :

Parameter	Wert
Jährliches Stromwachstum (EU15)	2,5 %
Jährliches Stromwachstum (EU10)	1,5 %
Abschreibungsrate alter Kraftwerke (EU15)	6,0 %
Abschreibungsrate alter Kraftwerke (EU10)	10,0 %
Abschlag auf den Wirkungsgrad alter Kraftwerke (EU15)	7,5 %
Abschlag auf den Wirkungsgrad neuer Kraftwerke (EU10)	20,0 %
Verfügbarkeit Windenergie	20,0 %
Verfügbarkeit thermischer Kraftwerke	95,0 %
Jährliche Wachstumsgrenze für neue Technologien	15,0 %
Kalkulationszinssatz	4,5 %
Landesinterne Leitungsverluste	7,0 %
Leitungsverluste beim Stromhandel	0,5 %
Kosten Russlands pro exportierter Einheit Erdgas	5 €/MWh

Anhang II : Modellergebnisse

Russlands Erdgasabsatz und Zertifikateangebot in den Szenarien I bis III

		BAU	GAS	ZER	SEP	INT
Szen. I	Erdgasabsatz (Mrd. m ³)	69,8	175,61	77,15	170,88	142,03
	Zertifikateangebot (Mill. tCO ₂ -Äq./a)	150	150	300	300	330
Szen. II	Erdgasabsatz (Mrd. m ³)	75,25	165,15	76,71	169,3	169,3
	Zertifikateangebot (Mill. tCO ₂ -Äq./a)	150	150	300	300	300
Szen. III	Erdgasabsatz (Mrd. m ³)	84,06	158,79	79,26	163,03	163,03
	Zertifikateangebot (Mill. tCO ₂ -Äq./a)	150	150	300	300	300

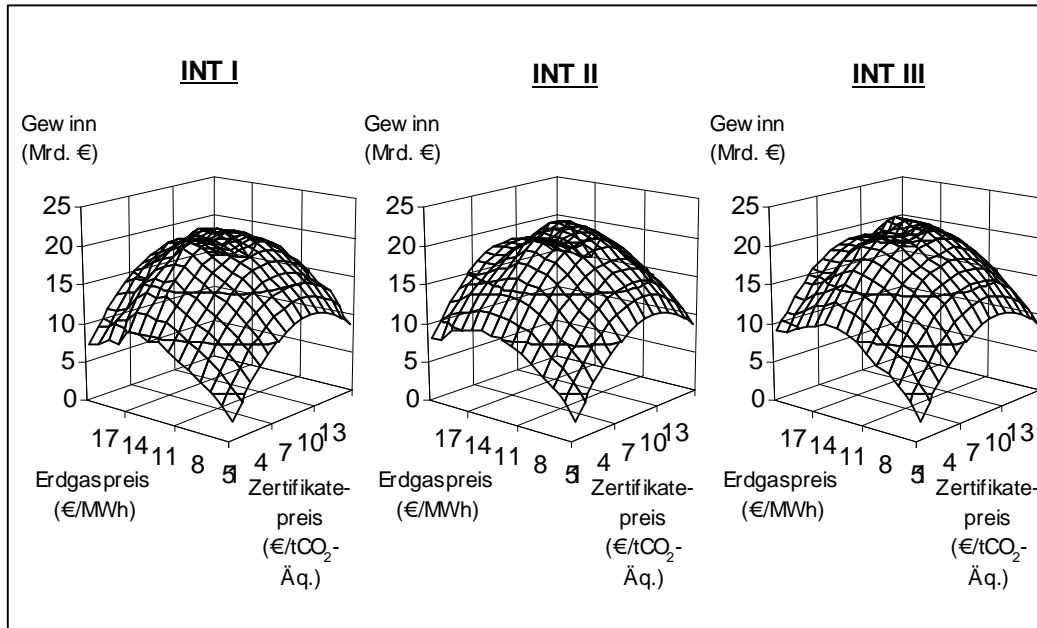
Russlands Erdgasabsatz und Zertifikateangebot in den Szenarien IV bis VI

		BAU	GAS	ZER	SEP	INT
Szen. IV	Erdgasabsatz (Mrd. m ³)	69,71	175,15	69,71	175,15	175,15
	Zertifikateangebot (Mill. tCO ₂ -Äq./a)	300	300	300	300	300
Szen. V	Erdgasabsatz (Mrd. m ³)	75,02	164,75	75,02	164,75	164,75
	Zertifikateangebot (Mill. tCO ₂ -Äq./a)	300	300	300	300	300
Szen. VI	Erdgasabsatz (Mrd. m ³)	84,01	158,6	84,01	158,6	158,6
	Zertifikateangebot (Mill. tCO ₂ -Äq./a)	300	300	300	300	300

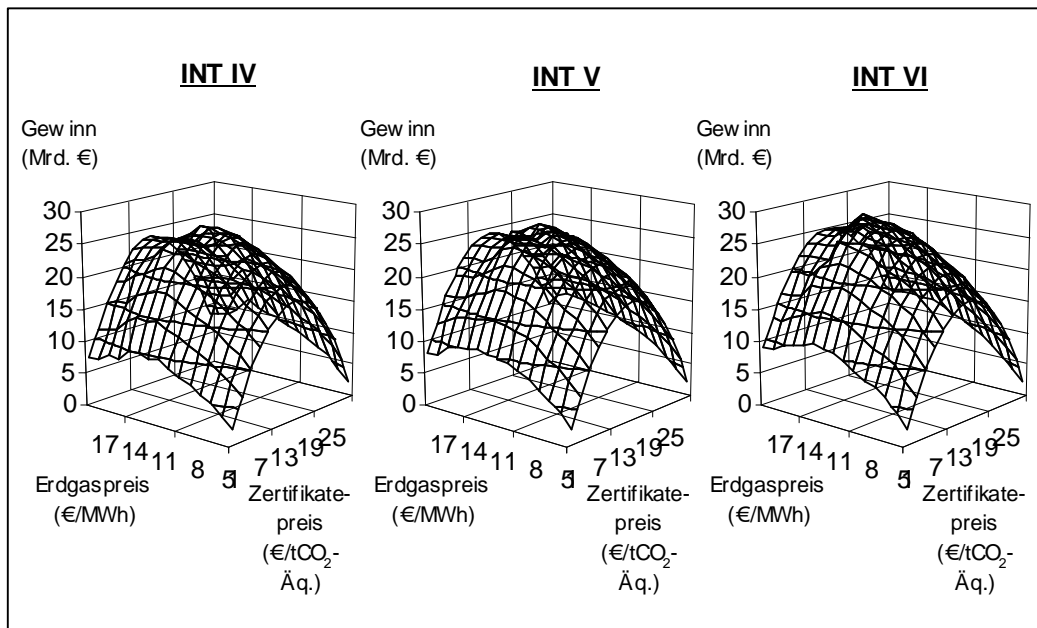
Russlands Erdgasabsatz und Zertifikateangebot in den Szenarien VII bis IX

		BAU	GAS	ZER	SEP	INT
Szen. VII	Erdgasabsatz (Mrd. m ³)	69,18	176,61	66,54	164,46	160,65
	Zertifikateangebot (Mill. tCO ₂ -Äq./a)	420	420	300	300	252
Szen. VIII	Erdgasabsatz (Mrd. m ³)	75,28	165,06	88,38	146,66	146,66
	Zertifikateangebot (Mill. tCO ₂ -Äq./a)	420	420	300	300	300
Szen. IX	Erdgasabsatz (Mrd. m ³)	84,51	160,13	126,61	140,89	144,67
	Zertifikateangebot (Mill. tCO ₂ -Äq./a)	420	420	300	300	276

Gewinnfunktionen Russlands in INT I bis III



Gewinnfunktionen Russlands in INT IV bis VI



Gewinnfunktionen Russlands in INT VII bis IX

